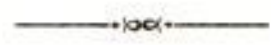


Escuela Superior Politécnica del Litoral
Facultad de Ingeniería Eléctrica
No. _____

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería Eléctrica



"CONFIABILIDAD EN LOS SISTEMAS
DE SUBTRANSMISION"

TESIS DE GRADO

Previa a la obtención del Título de:
INGENIERO EN ELECTRICIDAD

ESPECIALIZACION: POTENCIA

Presentada por:
XAVIER SANTANA JUNCO

Guayaquil - Ecuador

1.987

AGRADECIMIENTO

Al ING. EDUARDO LEÓN C.
Director de la Tesis por
su ayuda y colaboración
para la realización de
este trabajo

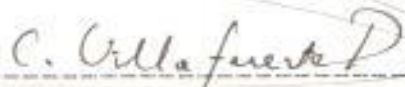
DECLARACION EXPRESA

"LA RESPONSABILIDAD POR LOS HECHOS, IDEAS Y DOCTRINAS EXPUESTOS EN ESTA TESIS, ME CORRESPONDEN EXCLUSIVAMENTE; Y, EL PATRIMONIO INTELECTUAL DE LA MISMA, A LA ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL".

(REGLAMENTO DE EXAMENES Y TITULOS PROFESIONALES DE LA ESPOL).



XAVIER SANTANA JUNCO



Ing. Carlos Villafuerte P.
SUBDECANO DE LA FACULTAD
DE INGENIERIA ELECTRICA



Ing. Eduardo León D.
DIRECTOR DE TESIS



Ing. Cristóbal Mera G.
MIEMBRO PRINCIPAL



Ing. Jorge Cheliboga V.
MIEMBRO PRINCIPAL

DEDICATORIA

A MI MADRE

A MI HERMANO

A MI NOVIA

RESUMEN .

La seguridad del sistema y la calidad del servicio que proporcionan las empresas que suministran la energía eléctrica, pueden ser medidos en términos cuantitativos, aplicando como herramienta de análisis técnico-económico la Confiabilidad.

La necesidad de optimizar la inversión en la operación y/o etapas de Planificación de los Sistemas Eléctricos de Potencia y de entregar un servicio seguro y confiable ha hecho posible el comienzo de la sistematización, en nuestro medio, del estudio de la Confiabilidad como metodología aplicada a la Planificación, al Diseño y a la Operación. La tesis tiene como propósito contribuir a lo mencionado y por considerar que el Sistema de Subtransmisión es una de las partes fundamentales de los Sistemas Eléctricos de Potencia se lo ha escogido para su evaluación.

La tesis comprende, en la parte teórica, los diferentes métodos analíticos de evaluación de la Confiabilidad de los S.E.P., la determinación de una metodología de evaluación y

su aplicación en un programa computacional y, en la parte práctica, la evaluación de la Confiabilidad de las configuraciones que presenta el sistema de Subtransmisión Guayaquil en los años 1987 y 2000.

INDICE GENERAL

	Pág.
RESUMEN	VI
INDICE GENERAL	VIII
INDICE DE ABREVIATURAS	XIII
INDICE DE TABLAS	XIV
INDICE DE FIGURAS	XVII
INTRODUCCION	20
CAPITULO I	
1. INTRODUCCION A LA CONFIABILIDAD	
1.1 Introduccion	24
1.2 Conceptos y Definiciones	26
1.3 Distribuciones Probabilísticas Aplicadas a la Confiabilidad de los Sistemas Eléctricos de Potencia	30
1.3.1 Generalidades	30
1.3.2 Distribución Binomial	33
1.3.3 Distribución Poisson	35
1.3.4 Distribución Normal	36

1.3.5	Distribución Exponencial	37
1.4	Función de Confiabilidad y Probabilidad de Falla	39
1.5	Indices de Confiabilidad	43
1.6	Diagrama Topológico Según la Disposición Física y Eléctrica de los Elementos y Según el Funcionamiento Correcto de ellos	48
1.7	Evaluación de Confiabilidad en Sistemas Básicos	51
1.8	Evaluación de la Confiabilidad en Sistemas Complejos	57
1.8.1	Método de la Trayectoria y Corte Mínimo	58
1.9	Evaluación de Confiabilidad por el Método de Espacio de Estado	64
1.9.1	Proceso de Markov	64
1.9.2	Probabilidades de Estado	70
1.9.3	Frecuencias y Duraciones	71

CAPITULO II

2.	EVALUACION DE CONFIABILIDAD APLICANDO EL METODO DE ESPACIO DE ESTADO	
2.1	Generalidades	77
2.2	Criterio de Falla del Sistema y Modelos Asumidos	79

2.3	Modelo de Operación de Maniobra Después de la Falla	81
2.4	Modelo del Circuito Interruptor	88
2.5	Modelo del Mantenimiento Preventivo	96
2.6	Análisis de Efectos de Falla	100
2.7	Ejemplo de Aplicación	112

CAPITULO III

3. IMPLEMENTACION DE UN PROGRAMA COMPUTACIONAL PARA EL ANALISIS DE LOS EFECTOS DE FALLA Y CALCULO DE LOS INDICES DE CONFIABILIDAD

3.1	Introducción	134
3.2	Algoritmo Para el Análisis de los Efectos de Falla, Diagramas de Flujo	138
3.3	Algoritmo Para el Cálculo de los Indices de Confiabilidad, Diagrama de Flujo	146
3.4	Algoritmo del Programa (Diagrama de Flujo del Programa)	146
3.5	Codificación del Programa	146
3.6	Ejecución y Comprobación del Programa Mediante un Ejemplo de Aplicación	149
3.7	Análisis y Conclusiones del Ejemplo de Aplicación	153

CAPITULO IV

4. EVALUACION DE LA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISION GUAYAQUIL

4.1	Descripción del Sistema Eléctrico Guayaquil.	170
4.1.1	Componentes del Sistema	170
4.1.2	Niveles de Voltaje y Límites de Capacidad de Líneas y Transformadores.	171
4.1.3	Fuentes de Alimentación	177
4.1.4	Demanda de Potencia y Energía del Sistema	178
4.1.5	Subestaciones de Subtransmisión y Distribución	185
4.1.6	Líneas	197
4.2	Evaluación de la Confiabilidad del Sistema Guayaquil Actual y del Año 2000	203
4.2.1	Componentes del Sistema que Intervienen en el Análisis de Confiabilidad, Índices de Confiabilidad	204
4.2.2	Diagramas Topológicos del Sistema Aplicados al Análisis de Confiabilidad	206
4.2.3	Datos de Entrada del Programa	208
4.2.4	Resultados Obtenidos, Interpretación .	209
4.2.5	Análisis y Comparaciones de los	

Resultados Obtenidos	211
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	251
APENDICE A	256
APENDICE B	263
BIBLIOGRAFIA	303

INTRODUCCION

Un Sistema Eléctrico de Suministro de Potencia y Energía que no sea seguro y confiable está sometido a continuas interrupciones producidas por fallas, éstas afectan al desarrollo socio-económico del sector, produciendo pérdidas en las Empresas Eléctricas y en los abonados, fundamentalmente a los de tipo industrial.

Por lo cual es necesario realizar mejoras al sistema, ya sea incrementando los componentes del sistema, utilizando mayor personal de operación y vigilancia, automatizando los equipos, etc.; cualquiera que sea la solución implica un incremento de la inversión en el sistema eléctrico, ésta inversión debe ser el resultado de un análisis técnico-económico que tenga por objeto entregar un servicio de calidad a un costo justificado.

En nuestro medio, la Planificación, el Diseño y la Operación de los Sistemas Eléctricos de Potencia se realizan aplicando

métodos técnicos y económicos que no consideran a la Confiabilidad como una herramienta esencial de aplicación a dichos estudios, su mínima aplicación se ha dado en los Sistemas de Generación y casi nada en el resto de los sistemas.

Siendo el estudio de la Confiabilidad un compromiso técnico-económico que tiene por objeto evaluar el grado de seguridad de un sistema eléctrico. Se consideró necesario utilizar la Confiabilidad como una herramienta de análisis, que se la puede aplicar a la Planificación, al Diseño y a la Operación de los Sistemas Eléctricos de Potencia.

El presente trabajo tiene por objetivos:

- Proporcionar un medio que permita conocer la importancia de la Confiabilidad, su aplicación y los métodos analíticos de evaluación.
- Desarrollar una metodología que sirva para realizar la evaluación de la Confiabilidad de los sistemas de subtransmisión.
- Desarrollar un programa computacional de aplicación de la metodología.
- Determinar los parámetros de Confiabilidad de las configuraciones que presenta el Sistema Guayaquil en los

años 1987 y 2000.

La metodología a desarrollarse emplea los métodos de "Espacio de Estado" y el de las "Trayectorias y Cortes Mínimas". Estos métodos son analíticos basados en conceptos probabilísticos; la mayor ventaja que presenta la combinación de los dos métodos es la de realizar la evaluación en dos análisis; uno cuantitativo y otro cualitativo, éste último llamado "Análisis de Efectos de Falla" hace posible realizar la evaluación sin datos estadísticos de falla.

La metodología indicada se la aplica al Sistema Buayaquil del año 1987 y debido a la carencia de un adecuado sistema estadístico de operación y falla, y a la imposibilidad de conseguir en la Empresa Eléctrica del Ecuador Inc. (EMELEC), las estadísticas del comportamiento que tienen los elementos eléctricos en el Sistema, los datos para la obtención de los índices de confiabilidad de cada tipo de componente del Sistema, han sido asumidos; sin estos índices sería imposible evaluar en forma cuantitativa la confiabilidad del Sistema. Los resultados que se obtengan de la evaluación no tendrán validez para el diagnóstico de la confiabilidad del sistema, pero servirán como medio de comparación entre configuraciones.

Los índices utilizados en la evaluación del Sistema Guayaquil son los fijados por J. Endrenyi y Ebasco en las referencias (8), capítulo XI, y (9) respectivamente.

Por lo extenso del tema y la falta de información y datos de Confiabilidad, la Tesis no comprende el análisis económico de Confiabilidad; pero los índices calculados del sistema, son de vital importancia para su realización.

Los conceptos vertidos y la metodología sirven también para la evaluación de la Confiabilidad de los Sistemas de Transmisión y Distribución.

CAPITULO I

INTRODUCCION A LA CONFIABILIDAD

1.1. INTRODUCCION

La evaluación de la Confiabilidad es realizada a través de métodos que emplean conceptos probabilísticos, los datos son el resultado de un análisis estadístico basado en informes de fallas, de los diferentes componentes del sistema.

La Confiabilidad de un sistema depende primordialmente de sus componentes, configuración y condiciones de operación, las fallas de éstos producen interrupciones que afectan a la calidad del servicio. La calidad y seguridad del servicio pueden ser cuantificados empleando la Técnica de Evaluación Analítica o la de Simulación, la técnica analítica representa al sistema por un modelo matemático y evalúa los índices de Confiabilidad usando soluciones matemáticas. La Técnica de Simulación, conocida como Método de Simulación MONTE

CARLO, estima los índices de confiabilidad por simulación del proceso normal y al azar del funcionamiento del sistema.

Los métodos a tratarse en este capítulo son analíticos, servirán como teoría general para la evaluación de la Confiabilidad de cualquier sistema de potencia y los índices que se obtengan de estos métodos podrán ser empleados para:

- Compararlos con estándares mínimos previamente establecidos.
- Evaluar y comparar distintas alternativas de configuración.
- Corrección o refuerzo de partes débiles del sistema.
- Análisis de costo derivado de la comparación del costo social, producido por la energía y potencia no abastecida, daños y perjuicios y, el costo que representa la forma de mejorarla.

Son múltiples los factores que afectan a la Confiabilidad de los sistemas de Potencia, entre éstos tenemos los siguientes:

- Tamaño y estructura del sistema.
- Tipos de componentes.

- Operación de Reparación y Mantenimiento.
- Rutina de Operación.
- Modos de fallas de los componentes.
- Efectos ambientales.

Para realizar la evaluación de la Confiabilidad es necesario seguir el siguiente procedimiento:

- a) Definir el sistema, lista de componentes a ser incluidos y datos de fallas para cada tipo de componente.
- b) Definir el criterio de falla del sistema.
- c) Listar las asunciones para la construcción de los modelos.
- d) Desarrollar los modelos Matemáticos; y
- e) Realizar el análisis de Efectos de Falla y cálculo de los índices de Confiabilidad.

1.2 CONCEPTOS Y DEFINICIONES

CONFIABILIDAD.- Es la probabilidad de un dispositivo o sistema de desempeñar su función adecuadamente, por un periodo de tiempo determinado y bajo determinadas con-

diciones de operación.

DISPONIBILIDAD.- De un dispositivo reparable, es el tiempo (dentro de un proceso estacionario) en que el dispositivo está en servicio o listo para el servicio.

FALLA.- Es todo evento que origina una interrupción total o parcial del suministro de potencia y energía.

COMPONENTES.- Es un elemento o grupo de elementos visto como un total.

SALIDA.- Es descrita como el estado de un componente cuando no está disponible de realizar su función. Una salida puede o no causar una interrupción de servicio al consumidor, depende de la configuración del sistema. Las salidas pueden ser por efectos o por causas.

a) **SALIDAS POR EFECTOS.**- Se clasifican en salida parcial y total.

a.1. **SALIDA PARCIAL.**- Describe el estado de un componente cuando la capacidad del componente de realizar su función es reducida pero no completamente eliminada.

a.2. **SALIDA TOTAL.**- Es cuando el componente es

completamente incapaz de realizar su función.

b) **SALIDAS POR CAUSAS.**- Se clasifican en Salida Forzada y Programada.

b.1. **SALIDA FORZADA.**- Resulta de las condiciones de emergencia; el componente es llevado fuera de servicio inmediatamente por la operación del circuito interruptor, interruptor automático, reconectador u otro dispositivo, ésta salida también puede ser causada por una operación no apropiada del equipo o por errores humanos. Este tipo de salida según su duración se clasifica en transiente y persistente.

b.1.1. **SALIDA FORZADA TRANSIENTE (SALIDA TEMPORAL).**- Salida de un componente cuya causa es inmediatamente borrada por efecto de la restauración.

b.1.2. **SALIDA FORZADA PERSISTENTE (SALIDA PERMANENTE).**- Salida de un componente cuya causa no es inmediatamente borrada, pero puede ser corregida por

eliminación del obstáculo, reparación o reemplazo de los componentes afectados.

- b.2. **SALIDA PROGRAMADA.**- Resulta cuando un componente deliberadamente es llevado fuera de servicio en un tiempo seleccionado, usualmente para propósito de Construcción, Mantenimiento o Reparación.

INTERRUPCION.- Es la pérdida de servicio a uno o más consumidores. Las interrupciones pueden ser por causas o por duración.

- a. **INTERRUPCIONES POR CAUSAS.**- Se clasifican en Interrupción Forzada y Programada.

a.1. **INTERRUPCION FORZADA.**- Es causada por una salida forzada.

a.2. **INTERRUPCION PROGRAMADA.**- Es causada por una salida programada.

- b. **INTERRUPCIONES POR DURACION.**- Se clasifican en Interrupción Momentánea, Temporal y Sostenida.

- b.1. **INTERRUPCION MOMENTANEA.**- Tiene una duración limitada en el período requerido para restaurar el servicio, su duración es de 1 a 2 horas.
- b.2. **INTERRUPCION TEMPORAL.**- Tiene una duración limitada en el período requerido para restaurar el servicio, su duración es de pocos minutos.
- b.3. **INTERRUPCION SOSTENIDA.**- Es una interrupción no clasificada como momentánea o temporal.

1.3. DISTRIBUCIONES PROBABILISTICAS APLICADAS A LA CONFIABILIDAD DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA

1.3.1. GENERALIDADES

Los índices empleados para la evaluación de la Confiabilidad tales como Probabilidad de un evento de ocurrir o no, tiempo de falla, etc; no son valores exactos ni precisos, son el resultado de un rango de valores que se deben a la experiencia dependiendo de la ocurrencia de ciertos eventos en la operación de los sistemas.

mas. Estos valores son conocidos como variables aleatorias y son dependientes del tiempo y/o del espacio. Los conceptos aleatorios permiten la aplicación de la Teoría Probabilística. Estas variables Aleatorias pueden ser Discretas o Continuas y son representadas por distribuciones probabilísticas.

Las Distribuciones Binomial y Poisson son funciones de Variables Discretas, en cambio la Normal y Exponencial son Continuas.

Los siguientes conceptos son empleados en la evaluación:

DISTRIBUCION ACUMULATIVA O PROBABILISTICA

El valor de la Distribución Acumulativa está comprendida entre cero y uno.

La Probabilidad de falla, Desconfiabilidad o no Disponibilidad es designada como $Q(t)$. Al complemento de $Q(t)$, designada como $R(t)$, se la llama Confiabilidad o Disponibilidad.

$$R(t) = 1 - Q(t) \quad (1.1)$$

FUNCION DENSIDAD

Para Variables Continuas, la derivada de la función Distribución Acumulativa da la función Densidad Probabilística.

$$f(t) = \frac{d Q(t)}{dt} = \frac{-d R(t)}{dt} \quad (1.2)$$

$$Q(t) = \int_0^t f(x) dx \quad (1.3)$$

$$R(t) = 1 - \int_0^t f(x) dx = \int_t^{\infty} f(t) dt \quad (1.4)$$

$f(t)$, es conocida como Función Densidad de Falla.

Para Variables Discretas, los integrales de las fórmulas 1.3 y 1.4 son reemplazados por sumatorios.

RAZON DE TRANSICION

Las veces que un dispositivo (Componente o Sistema) pasa de un estado a otro, puede ser descrita por una razón de transición, designada como $\lambda(t)$. La razón de transición más conocida en Confiabilidad es la Frecuencia de Falla

definida como:

$$\lambda(t) = \frac{\text{NUM. DE FALLA POR UNID. DEL TIEMPO EXPUESTO}}{\text{NUMERO DE COMPONENTES EXPUESTOS A LA FALLA}} \quad (1.5)$$

VALOR ESPERADO

El valor esperado $E(x)$, conocido también como Valor Medio o Promedio, de una Variable Discreta x está dado por:

$$E(x) = \sum_{i=1}^n x_i P_i \quad (1.6)$$

Para una Variable Continua x , $E(x)$ está dada por:

$$E(x) = \int_{-\infty}^{\infty} x f(x) dx \quad (1.7)$$

El valor esperado $E(x)$ más referido será el de la duración media de falla.

1.3.2. DISTRIBUCION BINOMIAL

La Distribución Binomial es usada en la evaluación de la Confiabilidad para determinar la probabilidad de estado de un sistema que contiene un juego de idénticos componentes.

Para la aplicación de esta distribución se debe cumplir con las siguientes condiciones:

- a.- El número de componentes idénticos "n" deber ser fijo.
- b.- Cada componente puede estar en estado de operación o falla representado probabilísticamente por "p" y "q" respectivamente, es decir que para cada componente existen dos posibles estados, p y q, que cumplen con lo siguiente:

$$p + q = 1 \quad (1.8)$$

- c.- Cada componente debe tener valores idénticos de "p" y "q".
- d.- Los eventos de los componentes deben ser independientes.

La expresión matemática de la probabilidad de que "r" elementos de "n" estén en estado de operación es la siguiente:

$$Pr = \frac{n!}{r! (n-r)!} p^r q^{n-r} \quad (1.9)$$

El valor esperado está dado por:

$$E(x) = np \quad (1.10)$$

La mayor aplicación que tiene esta distribución probabilística es en los sistemas de generación; esto es debido a que estos sistemas cumplen con las condiciones fijadas anteriormente.

El modelo básico del sistema para el análisis está dado por los generadores y la barra de carga.

1.3.3. DISTRIBUCION POISSON

La Distribución Poisson proporciona la probabilidad de que un evento ocurra en un número específico de veces de un tiempo dado en el período a ser evaluado. Esta distribución relaciona la razón de transición λ , que es constante, con el número de eventos en referencia.

La expresión Matemática de la Probabilidad de que X fallas ocurran en un período de tiempo

determinado con una razón de falla constante está dado por:

$$P_x(t) = \frac{(\lambda t)^x \exp(-\lambda t)}{x!} \quad (1.11)$$

La probabilidad de que ninguna falla ocurra ($x=0$) en un tiempo t da la función de supervivencia $R(t)$ dada por la siguiente expresión:

$$P_0(t) = R(t) = \exp(-\lambda t) \quad (1.12)$$

El valor esperado; por ejemplo, el número esperado de falla en un tiempo dado, está determinado por la expresión:

$$E(x) = \lambda t \quad (1.13)$$

1.3.4. DISTRIBUCION NORMAL

La Distribución Normal es aplicada especialmente en el campo de determinación de error de medidas y observaciones. En los sistemas de generación se aplica para la determinación de la incertidumbre.

La función densidad probabilística está dada por:

$$f(x) = \exp\left\{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}\right\} / \sigma\sqrt{2\pi} \quad (1.14)$$

En donde: σ , es la desviación estandar y μ , el valor promedio o medio.

1.3.5. DISTRIBUCION EXPONENCIAL

La Distribución Exponencial, es la más conocida y empleada en la evaluación de la Confiabilidad, debido a que los procesos físicos de los componentes o sistemas eléctricos se comportan siguiendo una distribución de este tipo.

Un estudio de muchos dispositivos eléctricos (componentes o sistemas) durante su vida normal demuestran que la frecuencia de falla de los mismos sigue un patrón más o menos determinado. Durante el periodo inicial (periodo llamado de mortalidad infantil) la frecuencia de falla tiene un valor muy alto y además es decreciente con el tiempo. Esto se debe a la influencia de defectos de fabricación o a daños producidos en

el transporte y montaje. El valor de la frecuencia de falla tiende a estabilizarse en un valor constante durante el llamado período de operación o vida útil en el cual las fallas son de carácter aleatorio y por lo tanto impredecibles. El tercer período que se caracteriza por una frecuencia de falla creciente se denomina vejez o término de la vida útil. La causa de falla en este período es el cansancio de los materiales y su deterioro es debido a los esfuerzos a que estuvo sometido en los períodos precedentes.

Si bien es posible modelar los períodos de frecuencia variable, por ejemplo con la distribución de weibull, en la práctica interesa el período intermedio cuando $\lambda(t)$ es una constante y la modelación se realiza con una distribución exponencial. La figura 1.1. muestra los períodos de vida de un dispositivo y el cambio que sufre la frecuencia de falla a lo largo de su operación.



FIG. 1.1. CURVA TÍPICA DE LOS PERIODOS DE VIDA DE UN DISPOSITIVO ELECTRICO

Para el período de vida útil, la función densidad de falla está dada por:

$$f(t) = \lambda \exp(-\lambda t) \quad (1.15)$$

El valor esperado, conocido como el tiempo medio antes de la falla (MTTF) está dado por:

$$E(t) = \text{MTTF} = \frac{1}{\lambda} \quad (1.16)$$

2.4. FUNCION DE CONFIABILIDAD Y PROBABILIDAD DE FALLA

Una muestra compuesta por un dispositivo sometido a un experimento en un período de tiempo; $N_0(t)$, es el número de veces que ha operado satisfactoriamente al

tiempo t , $N_f(t)$, es el número de veces que el dispositivo ha fallado al tiempo t . La probabilidad de que el dispositivo trabaje u opere satisfactoriamente durante un determinado tiempo está dado por:

$$R(t) = \frac{N_o(t)}{N_o(t) + N_f(t)} = 1 - \frac{N_f(t)}{N_o(t) + N_f(t)}$$

$$N = N_o(t) + N_f(t)$$

$$R(t) = 1 - \frac{N_f(t)}{N} \tag{1.17}$$

Manteniendo N constante y derivando con respecto al tiempo la última expresión:

$$\frac{dR(t)}{dt} = \frac{-1}{N} + \frac{dN_f(t)}{dt}$$

Despejando $\frac{dN_f(t)}{dt}$;

$$\frac{dN_f(t)}{dt} = -N \frac{dR(t)}{dt} \tag{1.18}$$

Esta expresión (1.18) es la velocidad con que falla el componente.

Dividiendo la velocidad de falla con el número de operaciones satisfactorias se tiene la probabilidad

instantánea de falla denotada por $\lambda(t)$.

$$\lambda(t) = \frac{1}{N_0(t)} * \frac{dN_f(t)}{dt} \quad (1.19)$$

Reemplazando la ecuación 1.18 en 1.19 se tiene:

$$\lambda(t) = \frac{-N}{N_0(t)} * \frac{dR(t)}{dt} = - \frac{1}{R(t)} * \frac{dR(t)}{dt}$$

Integrando entre cero y t:

$$\int_0^t \lambda(x) dx = - \int_0^t \frac{dR(x)}{R(x)} \rightarrow \int_0^t \lambda(x) dx = -\ln R(t) \quad (1.20)$$

En donde:

$$R(t) = \exp\left(-\int_0^t \lambda(x) dx\right) \quad (1.21)$$

La función $\lambda(t)$ se la conoce como frecuencia de falla, función de riesgo o proporción de riesgo.

Considerando que el tiempo de falla es una variable aleatoria con densidad de falla $f(t)$, entonces la distribución del tiempo de falla, llamada desconfiabilidad, está dada por:

$$D(t) = \int_0^t f(x) dx$$

$$D(t) = 1 - R(t) \quad \text{ó} \quad R(t) = 1 - D(t)$$

Reemplazando $R(t)$ por $1 - D(t)$, en la expresión 1.20 y

derivando ambos miembros, se tiene que:

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{1-Q(t)} \quad (1.22)$$

Si el tiempo de falla está regido por una distribución probabilística exponencial, donde $\lambda(t)$ es constante, se tiene:

- FUNCION DENSIDAD DE FALLA:

$$f(t) = \lambda \exp(-\lambda t) \quad (1.23)$$

- FUNCION DE CONFIABILIDAD:

$$R(t) = \exp(-\lambda t) \quad (1.24a)$$

- FUNCION DESCONFIABILIDAD:

$$Q(t) = 1 - R(t)$$

$$Q(t) = 1 - \exp(-\lambda t)$$

Si a $1 - \exp(-\lambda t)$ se le aplica la Serie de Laurin:

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

En donde:

$$Q(t) \approx \lambda t \quad (1.24b)$$

- TIEMPO MEDIO ANTES DE LA FALLA (MTTF)

$$MTTF = \int_0^{\infty} t f(t) dt = \int_0^{\infty} \exp(-\lambda t) dt = 1/\lambda \quad (1.25)$$

1.5. INDICES DE CONFIABILIDAD

La Tesis emplea ciertos términos tales como datos de fallas, índices de falla e índices de Confiabilidad. Estos términos pueden causar confusión, pero básicamente significan lo mismo, debido a que el análisis de Confiabilidad se lo puede realizar para un componente de un sistema o para todo el sistema. Está demostrado que si un sistema está compuesto de dispositivos que tienen iguales tendencias, el sistema en sí tendrá la misma tendencia.

Los datos o índices requeridos y más utilizados de un componente, reparable o renovable para realizar la evaluación de la Confiabilidad del sistema al que pertenecen son los siguientes:

- Probabilidad de falsa operación del interruptor (cuando se considera los distintos modos de falla del interruptor).

- Frecuencias de fallas por salida permanente, temporal, mantenimiento (programado) y por sobrecarga.
- Tiempo Medios de Reparación, Maniobra y Mantenimiento.

Los índices del sistema generalmente calculados son:

- **PROBABILIDADES:** Confiabilidad o Disponibilidad
- **FRECUENCIAS:** Número promedio de fallas por unidad de tiempo.
- **DURACIONES MEDIAS:** Tiempo medio antes de la primera falla, tiempo medio entre fallas y duración media de falla.
- **CANTIDADES ESPERADAS:** Energía promedio restringida por unidad de tiempo debido a fallas de los Sistemas Eléctricos de Potencia.

Existen otros índices que se aplican en forma particular a ciertos sistemas de potencia, entre ellos tenemos a la probabilidad de pérdida de carga, índice de interrupción de carga, índice de frecuencia de interrupción al consumidor, índice de duración de interrupción al consumidor e índice de restricción de consumidores. La definición de cada uno de éstos

índices está dada en el Apéndice A.

El comportamiento de un dispositivo eléctrico, en estado de operación, reparación, mantenimiento o maniobra, está regido por la función probabilística exponencial. Las funciones de estos estados se las representan así:

$$f(t) = \lambda \exp(-\lambda t), \text{ función densidad de falla (1.26)}$$

$$f_R(t) = \mu_R \exp(-\mu_R t), \text{ función densidad de reparación (1.27)}$$

$$f_S(t) = \mu_S \exp(-\mu_S t), \text{ función densidad de maniobra (1.28)}$$

$$f_M(t) = \mu_M \exp(-\mu_M t), \text{ función densidad de mantenimiento (1.29)}$$

Los tiempos medios esperados se los obtiene aplicando la fórmula 1.7:

Para el tiempo medio antes de la falla, MTTF:

$$MTTF = \int_0^{\infty} t f(t) dt = \int_0^{\infty} t \lambda \exp(-\lambda t) dt$$

Integrando por partes: $\int u dv = uv - \int v du$ y haciendo que $u = t$ y $dv = \lambda \exp(-\lambda t) dt$; se obtiene:

$$MTTF = 1/\lambda \quad (1.30)$$

Realizando el mismo procedimiento para los otros tiempos se tiene:

$$TR = 1/\mu_R, \text{ tiempo medio de reparación} \quad (1.31)$$

$$TS = 1/\mu_S, \text{ tiempo medio de maniobra} \quad (1.32)$$

$$TM = 1/\mu_M, \text{ tiempo medio de mantenimiento} \quad (1.33)$$

Si se disponen de datos sobre los tiempos en que el sistema está fallando y los tiempos en que se encuentran en reparación, maniobra y mantenimiento, los tiempos medios se calculan de la forma siguiente:

$$MTTF = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n t_{fi} \quad (1.34)$$

$$TR = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n TR_i \quad (1.35)$$

$$TS = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n TS_i \quad (1.36)$$

$$TM = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n TM_i \quad (1.37)$$

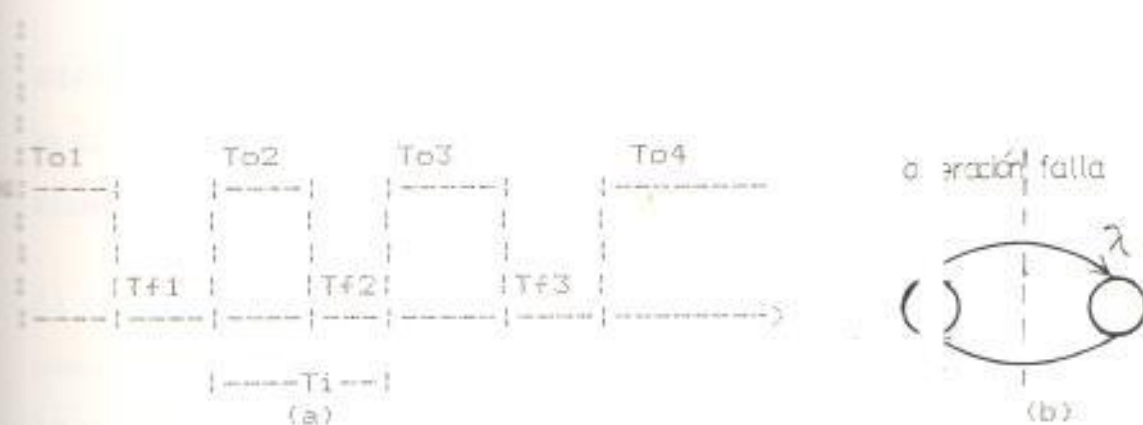


FIG. 1.2. (a) HISTORIA DE VIDA, (b) DIAGRAMA DE ESTADO

$$\bar{T} = \bar{T}_0 + \bar{T}_f ; \bar{T}_0 = 1/n \sum_{i=1}^n T_{o_i} = 1/\lambda , \bar{T}_f = 1/n \sum_{i=1}^n T_{f_i} = 1/\mu$$

Aplicando el concepto de disponibilidad $\langle t \rangle$ e indisponibilidad $\Theta(t)$,

$$R(t) = \frac{\bar{T}_0}{\bar{T}_0 + \bar{T}_f} = \frac{1/\lambda}{1/\lambda + 1/\mu} = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \quad (1.38)$$

$$\Theta(t) = \frac{\bar{T}_f}{\bar{T}_0 + \bar{T}_f} = \frac{1/\mu}{1/\lambda + 1/\mu} = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad (1.39)$$

La frecuencia de falla es definida así:

$$f = \frac{1}{\bar{T}_0 + \bar{T}_f} = \frac{1}{\bar{T}} \quad (1.40)$$

Se cumple: $\mu \gg \lambda$

$$f = \frac{1}{1/\lambda + 0} = \lambda \quad (1.41)$$

2.6. DIAGRAMA TOPOLOGICO SEGUN LA DISPOSICION FISICA Y ELECTRICA DE LOS ELEMENTOS Y SEGUN EL FUNCIONAMIENTO CORRECTO DE ELLOS

Al sistema que se va a evaluar la Confiabilidad es necesario representarlo de una forma que obedezca a la lógica de la Confiabilidad. Los diagramas unifilares de los sistemas de potencia generalmente proporcionan la disposición física de sus componentes y la conexión eléctrica que existe entre ellos. Para ciertos sistemas con ésta información no se puede realizar la evaluación, es necesario conocer bajo que condiciones operan los componentes; conociendo estos requerimientos se procede a modelar el sistema en un diagrama lógico o circuito que represente el funcionamiento del sistema bajo ciertas condiciones. Para mayor claridad se considera el siguiente ejemplo:



FIG. 1.3

Se asume que los disyuntores no contribuyen al análisis de Confiabilidad.

El diagrama topológico según la disposición física del sistema es:

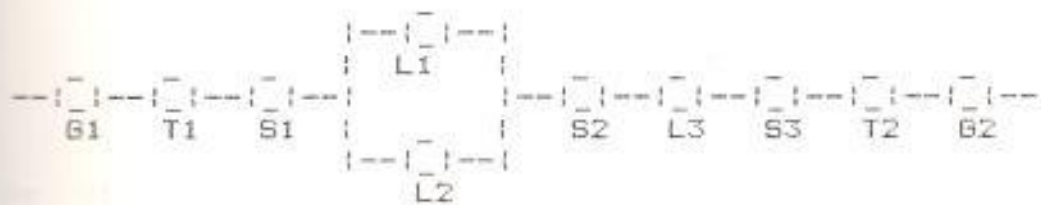


FIG. 1.4

Este diagrama es el mismo de la disposición física de los componentes y no tiene sentido práctico de funcionalidad desde el punto de vista del análisis de Confiabilidad.

La relación funcional entre los elementos puede ser diferente según el concepto que se tenga de su funcionamiento correcto, así por ejemplo si se quiere alimentar una carga desde la barra S2 y esta carga puede ser alimentada por cualquiera de las dos centrales, el circuito representativo será:

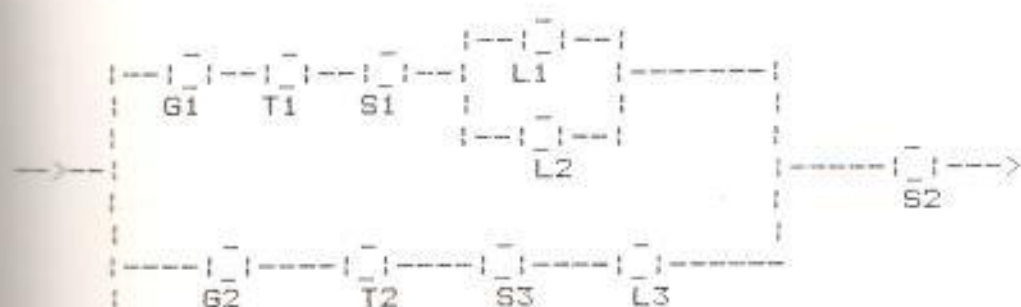


FIG. 1.5

Se debe observar que la falla de los elementos que están en paralelo no produce una falla del cumplimiento del objetivo establecido, lo que no pasa cuando falla la barra S2 que dejaría el sistema de alimentar a la carga.

Si se supone que la carga en la barra S2 es de tal magnitud que sólo podrá ser cubierta con las dos centrales funcionando. Se mantiene el criterio de que las

líneas L1 y L2 pueden transportar individualmente toda la potencia de la central generadora G1, el diagrama funcional será:



FIG. 1.6

Este diagrama no indica necesariamente que haya una conexión eléctrica entre los nudos respectivos o que sea la configuración física del sistema de los diagramas lógicos anteriores. Se puede concluir que la construcción de los mismos están basados en el análisis de los efectos de falla de los componentes.

2.7. EVALUACION DE CONFIABILIDAD EN SISTEMAS BASICOS

Los sistemas a que se harán referencia, llamados también estructuras o configuraciones, son el resultado del análisis de los efectos de falla, la representación de los sistemas, en diagramas lógicos, es condicionada al estudio de la Confiabilidad y las conexiones de sus

componentes entre sí pueden ser en serie, paralelo o en combinación de ambos.

Los eventos que se producen en los componentes de los sistemas son considerados como independientes. La ventaja que presenta esta consideración es en los cálculos probabilísticos, la justificación es la siguiente:

X_i . Representa al componente i en operación y,

\bar{X}_i . Representa al componente i en estado de falla.

$$P(\bar{X}_i) = 1 - P(X_i) \quad (1.42)$$

Para dos componentes en estado de operación, sus probabilidades serán:

$$P(X_1 \cap X_2) = P(X_1) P(X_2/X_1) \quad (1.43)$$

$$P(X_1 \cup X_2) = P(X_1) + P(X_2) - P(X_1 \cap X_2) \quad (1.44)$$

Si los eventos X_1 y X_2 son independientes 1.43 y 1.44 se simplifican:

$$P(X_1 \cap X_2) = P(X_1) * P(X_2) \quad (1.45)$$

$$P(X_1 \cup X_2) = P(X_1) + P(X_2) - P(X_1) * P(X_2) \quad (1.46)$$

SISTEMAS SERIE

Desde el punto de vista de Confiabilidad, un sistema serie es definido como a un conjunto de componentes en que todos deben operar para que el sistema no falle. La falla de tan sólo uno de ellos produce la falla del sistema.

Un sistema serie de n componentes con eventos independientes es representado así:



FIG. 1.7 SISTEMA SERIE

La Probabilidad de que el sistema opere (Confiabilidad del Sistema) está dado por:

$$R_s = \prod_{i=1}^n R_i \quad (1.47)$$

En donde R_i , es la probabilidad del componente i de operar satisfactoriamente (Confiabilidad del componente i).

La desconfiabilidad está dada por:

$$G_s = 1 - R_s = 1 - \prod_{i=1}^n R_i \quad (1.48)$$

Si R_i obedece a una distribución exponencial con razón de falla λ_i , entonces:

$$R_s = \prod_{i=1}^n \exp(-\lambda_i t) = \exp\left(-\sum_{i=1}^n \lambda_i t\right) \quad (1.49)$$

La razón de falla equivalente del sistema serie será:

$$\lambda_e = \sum_{i=1}^n \lambda_i \quad (1.50)$$

En los sistemas series, cuya Confiabilidad está dada por el producto de las confiabilidades de cada elemento, el tiempo de falla de todo el sistema será igual al tiempo menor de falla de uno de sus componentes, es decir el sistema fallará tan pronto falle el más débil de sus componentes.

El tiempo medio de falla MTTF para n componentes, está dado por:

$$MTTF = \frac{1}{\lambda_1 + \lambda_2 + \dots + \lambda_n} = \frac{1}{\lambda_e} \quad (1.51)$$

SISTEMAS PARALELOS

Desde el punto de vista de Confiabilidad, un sistema paralelo es definido como a un conjunto de componentes que necesita de la operación de uno de ellos para que

el sistema opere o que todos los componentes fallen para que el sistema falle.

Un sistema paralelo de n componentes, con eventos independientes es representado así:

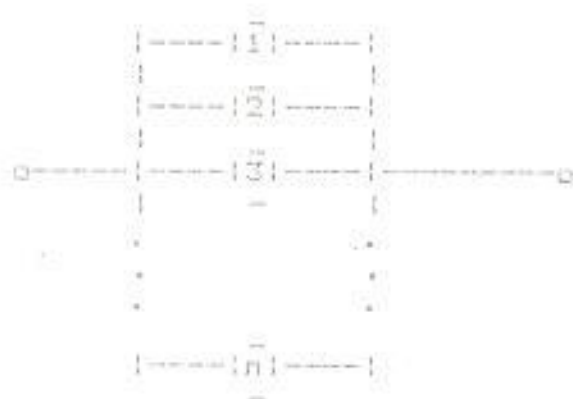


FIG. 1.8 SISTEMA PARALELO

La desconfiabilidad del sistema viene dada por:

$$Q_p = \prod_{i=1}^n Q_i \quad (1.52)$$

En donde Q_i , es la desconfiabilidad del component i .

La confiabilidad del sistema, está dada por:

$$R_p(t) = 1 - Q_p(t) = 1 - \prod_{i=1}^n Q_i(t) \quad (1.53)$$

$$R_p(t) = 1 - \prod_{i=1}^n (1 - R_i(t)) \quad (1.54)$$

Si $R_i(t)$ está regida por una función exponencial, la última expresión se convierte en:

$$R_p(t) = 1 - \prod_{i=1}^n (1 - \exp(-\lambda_i t)) \quad (1.55)$$

El tiempo de falla, de los sistemas paralelos, será igual al mayor tiempo de falla de los componentes, es decir el sistema fallará sólo cuando todos los componentes hayan fallado.

El tiempo medio de falla MITF para n componentes, está dado por:

$$\begin{aligned} \text{MITF} &= \frac{1}{\lambda_1} + \frac{1}{\lambda_2} + \dots + \frac{1}{\lambda_n} = \frac{1}{\lambda_1 + \lambda_2} + \frac{1}{\lambda_1 + \lambda_3} + \dots + \frac{1}{\lambda_1 + \lambda_n} + \\ &\frac{1}{\lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3} + \frac{1}{\lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_4} + \dots + \frac{1}{\lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_n} \dots + (-1)^{n+1} \frac{1}{\sum_{i=1}^n \lambda_i} \end{aligned} \quad (1.56)$$

SISTEMAS SERIES-PARALELOS

La determinación de la Confiabilidad o desconfiabilidad consiste en la reducción secuencial de la configuración por combinación apropiada de los ramales en series y paralelos, y la aplicación de sus ecuaciones. Esta

técnica es generalmente conocida como "Técnica de reducción de Redes".

En el Apéndice "A" se ha desarrollado un ejemplo de aplicación de la Técnica de Reducción de Redes.

1.3. EVALUACION DE CONFIABILIDAD EN SISTEMAS COMPLEJOS

Existen sistemas con componentes que no están en series ni en paralelos, por ejemplo la red tipo puente mostrada en la Figura 1.9. Hay varias técnicas que pueden ser empleadas para su solución, tales como la "Probabilidad condicional aproximada", "transformación delta-estrella" y el "Método de las trayectorias y Cortes Mínimos".



FIG. 1.9 RED TIPO PUENTE

El método de solución que se tratará y que puede ser aplicado a cualquier sistema con distintas configuraciones es el de las trayectorias y cortes mínimos.

1.8.1. METODO DE LA TRAYECTORIA Y CORTE MINIMO

Este método permite traducir la operación lógica del sistema y representa sus requerimientos en un modelo (modelo del sistema) que hace posible mediante estados de cortes mínimos, que no son otras cosas que estados de falla, la evaluación cuantitativa.

Para determinar los estados de cortes mínimos es necesario encontrar las trayectorias existentes entre las entradas y las salidas (barras de alimentación como entradas y barras de carga como salida) valiéndose de los flujos de potencia real. Los elementos, bajo determinadas condiciones de operación y falla, que interrumpan todas las trayectorias hacia un determinado punto de carga serán considerados como componentes del conjunto de los cortes mínimos.

A continuación se hacen las siguientes definiciones que sirven para comprender y determinar las trayectorias y los cortes mínimos:

CONJUNTO TRAYECTORIA.- Es un conjunto de componentes que forman o establecen una conexión entre la entrada y la salida, es decir que el sistema opera cuando operan los componentes del conjunto.

CONJUNTO CORTE.- Es un conjunto de componentes que interrumpen la conexión entre la entrada y la salida, es decir, el sistema falla cuando fallan los componentes del conjunto.

TRAYECTORIA MINIMA.- Cuando al salir uno sólo de sus elementos se interrumpe la conexión entre la entrada y la salida.

CORTE MINIMO.- Cuando al incorporar cualquiera de sus elementos se restablece la conexión entre la entrada y la salida.

Haciendo uso de los conjuntos mínimos tanto de trayectorias como de cortes, se pueda construir

diagramas lógicos equivalentes con conexiones simples de serie y paralelo.

Como ilustración de este método, se toma como ejemplo el sistema de la Fig. 1.9, en el cual los siguientes conjuntos mínimos son encontrados.

TRAYECTORIAS MINIMAS: AC, BD, ADE, BCE.

CORTES MINIMOS: AB, CD, ADE, BCE.

Se procede a continuación a formar los sistemas equivalentes:

Formación del sistema equivalente de la Figura 1.9, con los conjuntos de las trayectorias mínimas.

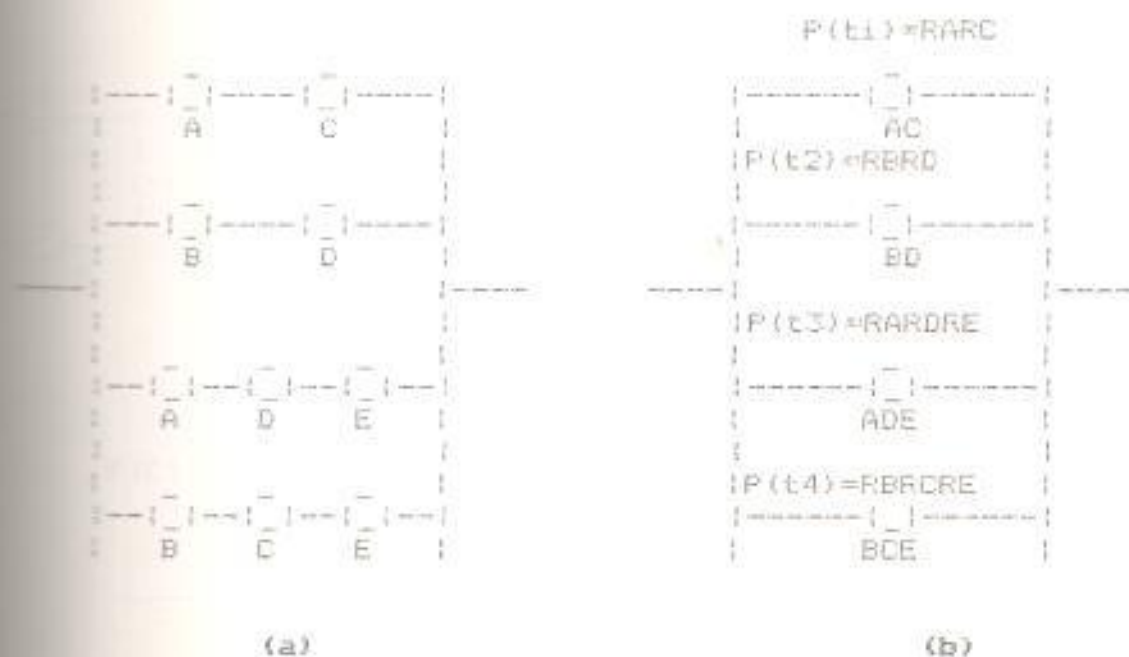


FIG. 1.10(a) SISTEMA LOGICO EQUIVALENTE DE LA FIG. 1.9
 (b) SISTEMA LOGICO REDUCIDO CON LA CONFIABILIDAD DE CADA RAMAL EN LA PARTE SUPERIOR

Si a cada conjunto de trayectorias minimas se le denota por t_i , la Confiabilidad del sistema serás:

$$\begin{aligned}
 R_S &= P(t_1 \cup t_2 \cup t_3 \cup t_4) \\
 &= P(t_1) + P(t_2) + P(t_3) + P(t_4) - P(t_1 \cap t_2) - \\
 &P(t_1 \cap t_3) - P(t_1 \cap t_4) - P(t_2 \cap t_3) - P(t_2 \cap t_4) - \\
 &P(t_3 \cap t_4) + P(t_1 \cap t_2 \cap t_3) + P(t_1 \cap t_2 \cap t_4) + \\
 &P(t_1 \cap t_3 \cap t_4) + P(t_2 \cap t_3 \cap t_4) - P(t_1 \cap t_2 \cap t_3 \cap \\
 &t_4)
 \end{aligned} \tag{1.57}$$

Formación del sistema equivalente de la Fig. 1.9 con los conjuntos de los cortes mínimos.

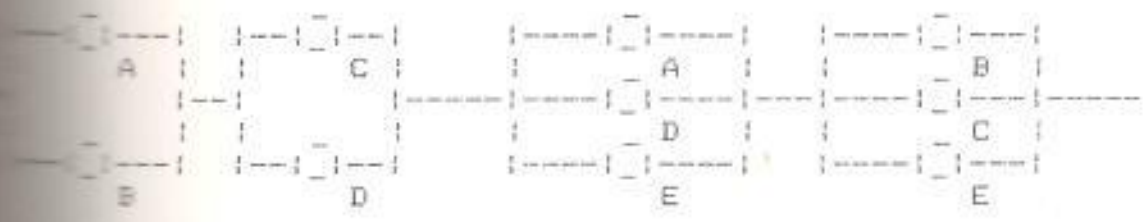


FIG. 1.11 (a)

$$P(C1) = QADB \quad P(C2) = QCDD \quad P(C3) = QAQDDE \quad P(C4) = DBCCDE$$



FIG. 1.11 (b)

FIG. 1.11 (a) SISTEMA LOGICO EQUIVALENTE DE LA FIGURA 1.9 (b) SISTEMA LOGICO REDUCIDO CON LA DESCONFIABILIDAD DE CADA BLOQUE.

Si a cada conjunto de cortes mínimos se le denota por C_i , la desconfiabilidad del sistema será:

$$\begin{aligned}
 Q_S &= P(C_1 \cup C_2 \cup C_3 \cup C_4) \\
 &= P(C_1) + P(C_2) + P(C_3) + P(C_4) - P(C_1 \cap C_2) - \\
 &P(C_1 \cap C_3) - P(C_1 \cap C_4) - P(C_2 \cap C_3) - P(C_2 \cap C_4) - \\
 &P(C_3 \cap C_4) + P(C_1 \cap C_2 \cap C_3) + P(C_1 \cap C_2 \cap C_4) + P(C_1 \cap \\
 &C_3 \cap C_4) + P(C_2 \cap C_3 \cap C_4) - P(C_1 \cap C_2 \cap C_3 \cap C_4).
 \end{aligned}
 \tag{1.58}$$

Como la desconfiabilidad de los componentes es un valor muy pequeño, mucho menor que uno, la ecuación 1.58 puede ser aproximada a la siguiente expresión:

$$Q_S = P(C_1) + P(C_2) + P(C_3) + P(C_4) \tag{1.59}$$

El error que se introduce es despreciable.

Generalizando la fórmula 1.58 para cortes mínimos y considerando que los eventos de los componentes son independientes, la desconfiabilidad del sistema será:

$$\begin{aligned}
 Q_S &= P(C_1) + P(C_2) + \dots + P(C_n) - \sum_{\substack{i \neq j \\ i=1 \\ i=2}}^n P(C_1) P(C_i) \dots + \\
 &(-1)^n \prod_{i=1}^n P(C_i)
 \end{aligned}
 \tag{1.60}$$

Despreciando los productos de las

desconfiabilidades entre cortes mínimos por ser $P(C_i) \ll 1$, la ecuación 1.60 es aproximada a:

$$Q_s = P(C_1) + P(C_2) + \dots + P(C_n)$$

ó

$$Q_s = \sum_{i=1}^n P(C_i) \quad (1.61)$$

1.9. EVALUACION DE CONFIABILIDAD POR EL METODO DE ESPACIO DE ESTADO

El método de espacio de estado permite traducir el conocimiento de la operación del sistema y el comportamiento de sus componentes en modelos matemáticos que se resuelven aplicando el proceso de Markov.

1.9.1. PROCESO DE MARKOV

Un dispositivo (componente o sistema) que puede estar en diferentes situaciones, puede ser representado por un diagrama de espacio de estado en donde se indica como el dispositivo irá ocupando a lo largo del tiempo distintos estados definidos.

El paso de un estado a otro está gobernado por un mecanismo de probabilidad en que P_{ij} es la probabilidad de que un proceso que está en estado i , pase al estado j . Estas probabilidades deben satisfacer las siguientes condiciones:

$$P_{ij} \geq 0; i, j, = 1, 2, \dots, n$$

$$\sum_{j=1}^n P_{ij} = 1$$

Representación:

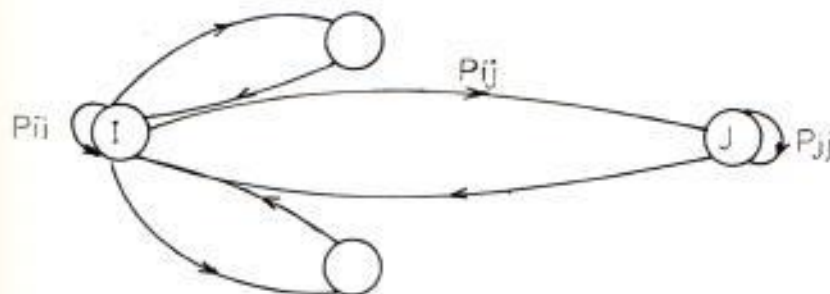


FIG. 1.12

P_{ij} = Probabilidad de que el dispositivo pase del estado i al estado j durante una transición en el tiempo Δt .

P_{ii} = Probabilidad de que el dispositivo permanezca en el mismo estado durante una transición en el tiempo Δt .

$P_{ij} = p\{x(t + \Delta t) = j / x(t) = i\}$; es probabilidad condicional, y es función del tiempo t y del intervalo o duración de la transición Δt , se llama probabilidad de transición.

Las probabilidades de transición pueden definirse en términos de las llamadas "intensidades de transición", así:

Considerando un proceso homogéneo (no dependen de t , solamente Δt).

$$P_{ii}(\Delta t) \cong a_{ii} \Delta t \quad (1.62)$$

$$P_{ii}(\Delta t) \cong 1 - a_{ii} \Delta t \quad (1.63)$$

Despejando:

$$a_{ii} = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{P_{ii}(\Delta t)}{\Delta t}, \quad i \neq j \quad (1.64)$$

$$a_i = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{(1 - P_{ii}(\Delta t))}{\Delta t} \quad (1.65)$$

Del gráfico anterior se obtiene:

$$P_{ii}(t) + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}} P_{ij}(\Delta t) = 1 \rightarrow 1 - P_{ii}(\Delta t) = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}} P_{ij}(\Delta t) \quad (1.65)$$

Reemplazando en la ecuación: (1.65)

$$a_i = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{1}{\Delta t} \sum_{\substack{j \neq i \\ i=1}}^n P_{ij}(\Delta t) = \sum_{\substack{j \neq i \\ i=1}}^n a_{ij} \quad (1.66)$$

En forma matricial:

$$[P(\Delta t)] \cong [p_{ij}(\Delta t)] \quad (1.67)$$

Reemplazando en la matriz las ecuaciones (1.62) y (1.63):

$$[P(\Delta t)] = [I] + \Delta t[A]$$

$$[A] = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{[P(\Delta t)] - [I]}{\Delta t} \quad (1.68)$$

$$[A] = \begin{bmatrix} -a_1 & a_{12} & \dots & a_{1n} \\ a_{21} & -a_2 & \dots & a_{2n} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ a_{n1} & a_{n2} & \dots & -a_n \end{bmatrix}$$

Si se denomina $P_i(t) = P\{x(t) = i\}$ a la probabilidad de estar en el estado i al tiempo

t , la probabilidad de estar en el estado i al tiempo $t + \Delta t$ se calcula:

$$P_i(t + \Delta t) = P_i(t) * P_{ii}(\Delta t) + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n P_j(t) P_{ji}(\Delta t) \quad (1.69)$$

En forma matricial:

$$[P(t + \Delta t)] = [P(t)] * [P(\Delta t)] \quad (1.70)$$

Reemplazando en la ecuación (1.69) las ecuaciones (1.62) y (1.63) en forma matricial se obtiene:

$$\left[\frac{d P(t)}{dt} \right] = [P(t)] * [A] \quad (1.71)$$

METODO "ESPACIO DE ESTADO"

Este método es una aplicación a la teoría de Markov, y sirve para determinar los parámetros de confiabilidad. El sistema está descrito por sus estados y las posibles transiciones entre ellos.

El estado de un sistema representa una condición particular de operación por ejemplo:

- Si el sistema está funcionando
- Si el sistema está fuera de servicio por falla.
- Si el sistema funciona a capacidad reducida.

Todos los posibles estados de un sistema constituyen el "Espacio de Estado" y se representa con un diagrama de estado, que contienen además de las probabilidades de transición de un estado a otro las intensidades de transición correspondientes.

Las intensidades de transición son independientes del tiempo dichas intensidades se denotan por λ_{ij} y μ_{ji} y se llaman en general frecuencias de transición. (las intensidades de transición son constantes).

La mayor aplicación del método está en la evaluación de confiabilidad de los sistemas reparables. Estos sistemas se describen en términos de varios índices como probabilidad de falla, frecuencias y duraciones medias.

La aplicación de éste método hace posible el

cálculo de los índices de confiabilidad en términos de las probabilidades de estado, frecuencias y duraciones medias.

1.9.2. PROBABILIDADES DE ESTADO

Las probabilidades de estado vienen dadas por:

$$\left[\frac{dP_i(t)}{dt} \right] = [P_i(t)] * [A] \quad (1.72)$$

$$a_{ij} = \lambda_{ij} ; i \neq j \quad (1.73)$$

$$a_{ii} = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n a_{ij} \quad (1.74)$$

En estado estacionario (caso particular):

$$\left[\frac{dP_i(t)}{dt} \right] = [P_i(t)] [A] = [0] \quad (1.75)$$

$$[P_i] [A] = [0]$$

$$\sum P_i = 1 \quad (1.76)$$

La ecuación (1.76) es necesaria debido a que no todas las ecuaciones obtenidas de (1.75) son linealmente independientes.

1.9.3. FRECUENCIAS Y DURACIONES

Las deducciones siguientes sirven para determinar las frecuencias y duraciones medias de los estados:

f_i = Número esperado de veces en que el sistema se encuentra en el estado i al tiempo t por unidad de tiempo.

T_i = Duración media de las estadías en i .

T_i' = Duración media de las estadías fuera de i .

T_{ci} = Duración media del ciclo.

$$T_{ci} = T_i + T_i'$$

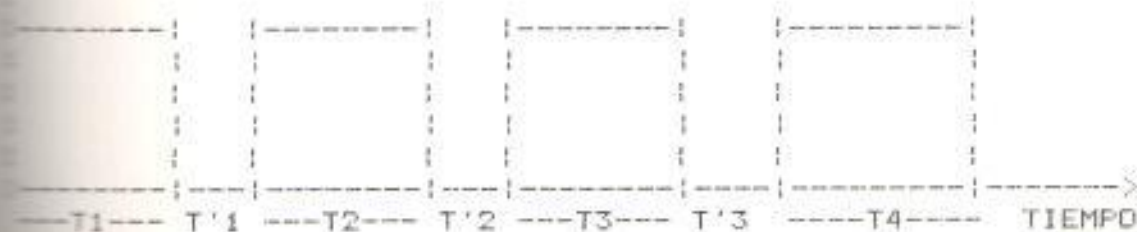


FIG. 1.13

$$T_i = i/n \sum_{j=1}^n T_j \quad T_i' = i/n \sum_{j=1}^n T_j'$$

$$f_i = 1/T_{ci}$$

$$P_i = T_i/T_{ci} = f_i T_i$$

$$T_i = P_i/f_i \quad (1.77)$$

f_{ij} = Número esperado de transiciones del estado i al estado j por unidad de tiempo (es frecuencia condicional)

$$f_{ij} = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{P[x(t+\Delta t)=j/x(t)=i] * P[x(t)=i]}{\Delta t}$$

$$f_{ij} = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{P_{ij} * P_i}{t} = \lim_{t \rightarrow 0} \frac{a_{ij} \cancel{\Delta t} P_i}{\cancel{\Delta t}}$$

$$f_{ij} = a_{ij} P_i \quad ; \quad a_{ij} = \lambda_{ij}$$

$$f_{ij} = \lambda_{ij} * P_i \quad (1.78)$$

El número de veces que el sistema se encuentra en el estado i es igual al número de veces que pasa de i a 1 de i a 2, ..., etc, es decir:

$$f_i = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n f_{ij} \quad (1.79)$$

Reemplazando la ecuación (1.78) en la ecuación (1.79):

$$f_i = \sum_{j=1}^n \lambda_{ij} * P_i$$

$$f_i = P_i \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \lambda_{ij} \quad (1.80)$$

Para evaluar la confiabilidad de un dispositivo (componente o sistema), es necesario determinar los posibles estados en que se puede encontrar el dispositivo. Para los sistemas de potencia los estados que se consideran son el de la operación satisfactoria y el de Falla; considerando que la falla puede ser producida por una salida permanente, temporal, programada o por sobrecarga. Construido el espacio de estado se procede a determinar los índices de Confiabilidad en términos de las probabilidades de estado, frecuencias y duraciones medias aplicando las ecuaciones 1.75, 1.76, 1.80 y 1.77 en ese orden. Resumiendo las ecuaciones:

- Para encontrar las probabilidades de los estados en estado estacionario:

$$[P_i] [A] = [0]$$

$$\sum P_i = 0$$

- Para encontrar las frecuencias de los estados:

$$f_i = P_i \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \lambda_{ij}$$

- Para encontrar las duraciones medias de los estados:

$$T_i = P_i / f_i$$

APLICACION:

Un componente o sistema que puede estar en dos posibles estados, operación y falla, es representado en un diagrama de estado FIG. 1.14 que contiene las frecuencias de pasar de un estado a otro.



FIG. 1.14 DIAGRAMA DE ESTADO

Aplicando las ecuaciones anteriores:

$$[P_O \quad P_F] \begin{bmatrix} -\lambda & \lambda \\ \mu & -\mu \end{bmatrix} = [0 \quad 0]$$

Resolviendo el sistema de ecuaciones, se obtiene:

$$P_0 = \frac{\mu}{\lambda + \mu}; \text{ Probabilidad de que opere o Confiabilidad.}$$

$$P_f = \frac{\lambda}{\lambda + \mu}; \text{ Probabilidad de que falle o desconfiabilidad}$$

$$f_0 = \frac{\mu \lambda}{\lambda + \mu}; \text{ frecuencia del estado de operación}$$

$$f_f = \frac{\mu \lambda}{\lambda + \mu}; \text{ frecuencia del estado de falla.}$$

$$T_0 = \frac{P_0}{f_0} = \frac{1}{\lambda}; \text{ duración media de operación}$$

$$T_f = \frac{P_f}{f_f} = \frac{1}{\mu}; \text{ duración media de falla}$$

Se cumple para los componentes de los sistemas de potencia que el tiempo de operación es mucho mayor que el tiempo de falla, es decir $\mu \gg \lambda$.
Aproximando las expresiones anteriores y considerando tan sólo el estado de falla:

$$P_f = \frac{\lambda}{\mu} = \lambda T_f$$

$$ff = \lambda$$

$$\tau_f = \frac{1}{\mu}$$

El Apéndice "A" muestra dos ejemplos de aplicación del Método de espacio de estado.

CAPITULO I I

EVALUACION DE CONFIABILIDAD APLICANDO EL METODO DE ESPACIO DE ESTADO

II GENERALIDADES

El presente capítulo tiene por objeto determinar la forma de evaluar la Confiabilidad de los sistemas de subtransmisión aplicando los métodos de "Espacio de Estado" y el de la "trayectoria y Corte Mínimo". El procedimiento para la evaluación es el mismo al determinado en las referencias (1), Cap. XI, y (2), Sección 4.

Los sistemas de subtransmisión consisten, básicamente, de subestaciones transformadoras que suministran la energía eléctrica a las subestaciones de distribución en una área determinada y de líneas, llamadas de subtransmisión, que alimentan dichas subestaciones. Los dispositivos tales como barras, líneas, circuitos interruptores, interruptores desconectores y

transformadores (incluyendo los de corriente y potencial) que componen estos sistemas influyen en la seguridad y calidad del servicio eléctrico. El sistema bajo estudio termina en las barras secundarias de las subestaciones de distribución y no se consideran los dispositivos de protección del nivel de voltaje que presentan a partir de éstas barras.

Los métodos analíticos que se aplican en la evaluación presentan las siguientes ventajas:

METODO DE ESPACIO DE ESTADO.- Permite traducir el conocimiento de la operación del sistema y el comportamiento de sus componentes en un modelo matemático que se resuelve utilizando el proceso y la técnica de Markov.

METODO DE LA TRAYECTORIA Y CORTE MINIMO.- Permite traducir la operación lógica del sistema y representar sus requerimientos en un modelo (modelo del sistema) que hace posible mediante estados de cortes mínimos, que no son otra cosa que estados de falla, la evaluación cuantitativa.

El procedimiento a seguir para la obtención del objetivo es el mismo del citado en la introducción del

primer capítulo, parte final. Las tablas que presentan las ecuaciones matemáticas obtenidas de los modelos, tendrán únicamente las probabilidades, frecuencias y duraciones medias de los estados que puedan producir la falla del sistema. Las ecuaciones de los posibles estados de operación se excluyen.

2.2. CRITERIO DE FALLA DEL SISTEMA Y MODELOS CONSIDERADOS

El criterio básico de falla del sistema, es la pérdida de continuidad eléctrica a algún(os) punto(s) de carga; es decir, el sistema fallará si hay pérdida de suministro de energía a las barras secundarias de las subestaciones de distribución ó a las cargas.

Para la consideración de los modelos, se asume lo siguiente:

- Todos los componentes del sistema son reparables con eventos independientes.
- La distribución probabilística para los tiempos de falla, reparación, maniobra y mantenimiento es exponencial.
- Los componentes, especialmente líneas y transforma-

- dores, tienen suficiente capacidad y no necesitan del empleo del modelo de carga.
- Se desprecia el efecto de un mal funcionamiento de la protección.
 - Se desprecia los estados con más de doble falla, es decir, se considera simple y doble contingencia.
 - Se desprecia el efecto ambiental (climático) por considerar que el medio es estable y normal.
 - Barras de alimentación 100% confiable.

Los modelos, de la operación y comportamiento, de los componentes de los sistemas de subtransmisión se deben a los efectos que producen los factores siguientes:

OPERACION DE MANIOBRA.- Sirve para aislar el dispositivo fallado y regresar al estado de operación a los componentes del sistema que no necesitaban ser aislados.

CIRCUITO INTERRUPTOR (DISYUNTOR O BREAKER).- Los circuitos interruptores tienen varios modos severos de fallas, algunas de estas fallas son dependientes de las fallas de otros componentes.

MANTENIMIENTO PREVENTIVO O PROGRAMADO.— Sirve para mejorar el funcionamiento del componente sometido a esta operación disminuyendo su frecuencia de falla. Puede contribuir a la falla del sistema cuando al salir otro componente por otras causas producen la interrupción del servicio.

INTERRUPTOR NORMALMENTE ABIERTO.— Al ser cerrado cambia la configuración del sistema; este efecto es aplicable en el análisis de los efectos de falla pero no en la construcción de los modelos. La tesis no considera estos dispositivos en la evaluación.

III. MODELO DE LA OPERACION DE MANIOBRA DESPUES DE LA FALLA

En muchas aplicaciones, pasadas, de confiabilidad se asumía que un componente durante su vida útil podía estar en el estado de operación o en el estado de falla. La operación de maniobra después de la falla introduce un grado más de complejidad. Cuando falla un componente la zona de protección a que pertenece aislará a todos los elementos que están dentro de dicha zona, después se restaura la operación de ciertos elementos que no necesitaban ser aislados por causa de la falla, esto se lo logra a través de la operación de

maniobra. El sistema cambia de un estado a otro cuando un componente suyo falla, esto es, antes y después de la operación de maniobra. Es evidente que el estado del sistema antes de la operación de maniobra es más severo que el estado después de ésta operación que vendría a ser menos crítico.

Se puede representar la operación de maniobra después de la falla, de cualquier componente, mediante un diagrama de tres estados. La Fig. 2.1 muestra el espacio de estados, en donde, N, R y S representan los estados de operación normal, reparación y maniobra (estado entre la falla y la maniobra) respectivamente. TR y TS representan los tiempos medios de reparación y maniobra y λ la frecuencia de falla del componente.

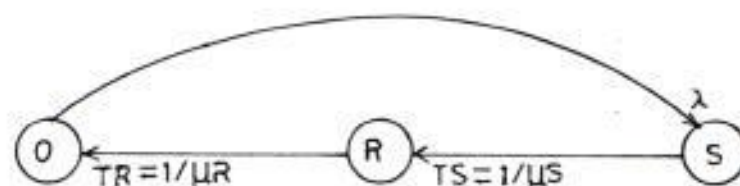


FIG. 2.1 MODELO DE TRES ESTADOS DE UN COMPONENTE SOMETIDO A OPERACION DE MANIOBRA DESPUES DE LA FALLA

Aplicando la técnica de Markov (ecuaciones 1.75 - 1.80) al diagrama de estados se obtienen las ecuaciones matemáticas del modelo presentada en la tabla II.1; se asume que $PN \approx 1$ y $1/\lambda \gg TR$ y TS .

Dependiendo de la configuración, la salida de un componente por reparación o maniobra puede producir la falla del sistema. El estado S es más crítico que el estado R, debido a que al producirse la falla la zona de protección saca de operación a todos sus componentes, la operación de maniobra restablece la operación de ciertos componentes que no necesitaban ser aislados; en cambio, la reparación de un componente implica únicamente la salida del mismo. Si en R el sistema falla con mucha más razón en S fallará, lo contrario no necesariamente debe cumplirse.

TABLA II.1.- ECUACIONES MATEMATICAS PARA LA OBTENCION DE LOS INDICES DE CONFIABILIDAD DE LOS POSIBLES ESTADOS DE FALLA (CONTRIBUCION A LOS INDICES DE FALLA DEL SISTEMA).

ESTADO	PROBABILIDAD	FRECUENCIA	DURACION MEDIA
R	λ_{TR}	λ	TR
S	λ_{TS}	λ	TS

$$PN \cong 1 \quad 1/\lambda \gg TR \text{ y } TS$$

No todo componente fallado es sometido a la operación de maniobra. Por ejemplo, la falsa operación de los disyuntores o los circuitos abiertos pueden ser descritos por dos estados, a éste tipo de falla es llamada Pasiva, a las fallas que requieren de la operación de maniobra son llamadas Activas.

Considerando falla doble en el sistema (doble contingencia), el modelo de los estados para dos componentes con eventos independientes A y B sometidos a la operación de maniobra después de la falla, representado por un diagrama de espacio de estado, puede ser fácilmente obtenido mediante la superposición de dos

diagramas simples. La Fig. 2.2 muestra el modelo.

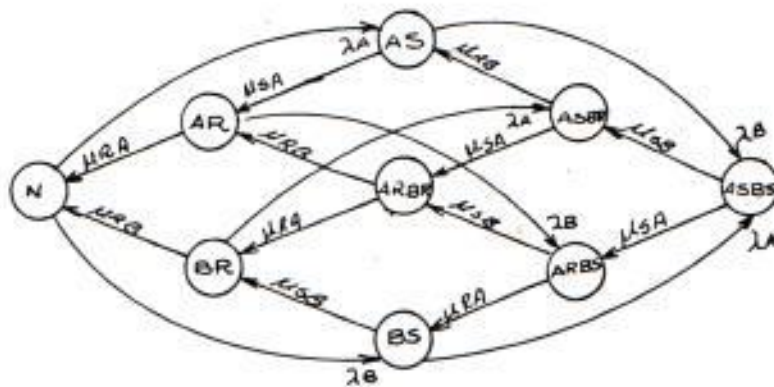


FIG. 2.2 MODELO DE DOS COMPONENTES CON EVENTOS INDEPENDIENTES A Y B CON MANIOBRA DESPUES DE LA FALLA.

La interpretación de los estados está dada por la denotación en la designación de los estados. Por ejemplo, el estado ASBR indica que A se encuentra en el estado de maniobra y B en el estado de reparación simultáneamente. N indica que A y B están en operación normal. AR indica que A está en reparación y B en estado de operación.

λ_A , μ_{RA} y μ_{SA} representan las frecuencias de falla, reparación y maniobra del componente A, λ_B , μ_{RB} y μ_{SB} representan las frecuencias de transición de B.

Del análisis del efecto de falla para el modelo de la Fig. 2.2 se concluye: a) La salida simultánea de los

componentes A y B por reparación o maniobra no necesariamente pueden significar la falla del sistema.

b) La condición más crítica, que podría afectar al sistema es cuando A y B están en estados de falla antes de realizar la maniobra respectiva (estado AS BS). c) La condición menos crítica es cuando A y B están ambos en reparación (estado AR BR). d) Si el estado AR BR significa falla del sistema con mucha más razón el sistema fallará cuando A y B se encuentren en los estados ARBS, BRAS o ASBS por ser más críticos.

Para la obtención de las probabilidades, de los posibles estados de los componentes que impliquen la falla del sistema, se aplica el teorema de probabilidad de ocurrencia de dos eventos independientes y las probabilidades de estado de la Tabla II.1. Por ejemplo:

La probabilidad del estado AR BS será igual a:

$$P(\text{ARBS}) = P(\text{AR}) * P(\text{BS}).$$

De la Tabla II.1, reemplazando $P(\text{AR})$ y $P(\text{BS})$ por $\lambda_A \cdot \text{TRA}$ y $\lambda_B \cdot \text{TSB}$ respectivamente, se obtiene finalmente:

$$P(\text{ARBS}) = \lambda_A \lambda_B * \text{TRA} \cdot \text{TSB}$$

Para la obtención de las frecuencias de estado se suman las frecuencias de transición del estado en referencia (frecuencias de transición que salen) y se multiplica por la probabilidad del mismo estado. Por ejemplo:

- La frecuencia del estado AR BS será:

$$f_{ARBS} = P(ARBS) (\mu_{RA} + \mu_{SB})$$

Reemplazando $P(ARBS)$ por $\lambda_A \lambda_B T_{RA} * T_{SB}$ y μ_{SB} y μ_{RA} por $1/T_{SB}$ y $1/T_{RA}$ respectivamente, se obtiene:

$$f_{ARBS} = \lambda_A \lambda_B (T_{RA} + T_{SB})$$

Para la obtención de las duraciones medias se divide la probabilidad con la frecuencia del estado en referencia. Por ejemplo:

$$T_{ARBS} = \frac{P(ARBS)}{f_{ARBS}}$$

$$T_{ARBS} = \frac{1}{\mu_{RA} + \mu_{SB}} = \frac{T_{RA} T_{SB}}{T_{RA} + T_{SB}}$$

La Tabla II.2 muestra las ecuaciones matemáticas para la obtención de los índices de confiabilidad.

TABLA II.2.- CONTRIBUCION A LOS INDICES DE FALLA DEL SISTEMA POR VARIOS TIPOS DE ESTADOS DE FALLA ANTES Y DESPUES DE LA MANIOBRA, DEL MODELO DE LA FIG. 2.2.

ESTADO	CONTRIBUCION DE PROBABILIDAD (P)	CONTRIBUCION DE FRECUENCIA (F)	DURACION MEDIA
AR	λ_{ATRA}	λ_A	
AS	λ_{ATSA}	λ_A	
ARBR	$\lambda_A \lambda_{BTRATR}$	$\lambda_A \lambda_B (TRA+TRB)$	P/F
ASBR	$\lambda_A \lambda_{BTSATR}$	$\lambda_A \lambda_B (TSA+TRB)$	
ASBS	$\lambda_A \lambda_{BTSATSB}$	$\lambda_A \lambda_B (TSA+TSB)$	

2.4. MODELO DEL CIRCUITO INTERRUPTOR

Muchos modelos de confiabilidad, incluyendo los empleados en los sistemas de potencia, se basaban en la asunción de que cada componente del sistema bajo estudio tenían un único modo de falla. Aún, si esto no es estrictamente verdadero, es usual asumir que para cada componente existe un modo principal de falla, y no se introduce un mayor error al despreciar los otros.

Los circuitos interruptores y muchos otros dispositivos de maniobra tienen distintas clases severas de fallas que necesitan ser consideradas en la evaluación de la confiabilidad. Los interruptores tienen tres modos de falla prominente: Las fallas a tierra, las fallas al operar y las falsas operaciones. Las fallas al operar presentan mayores complicaciones porque son tipos de fallas ocultas que se manifiestan, tan sólo, cuando los interruptores son llamados a operar.

Entre los modos y los tipos de fallas pueden existir diferencias. Si ciertas fallas ocurren en un mismo estado del sistema y producen el mismo efecto pueden estas ser recopiladas en un único modo de falla. La razón de transición del modo de falla será la suma de las razones de transición de todas esas fallas. Si las fallas ocurren bajo diferentes condiciones o causan diferentes efectos, los tipos de fallas por lo tanto deben ser considerados por separado en un modelo de espacio de estado. Por ejemplo, una falsa operación del interruptor produce tan sólo la apertura del mismo, en cambio las fallas a tierra y las fallas al operar producen el disparo de la zona de protección del disyuntor; los efectos de falla en los dos casos son

claramente diferentes. Existe también diferencia en las condiciones bajo las cuales algunas de estas fallas puedan ocurrir. La falla a tierra puede suceder aunque el interruptor esté abierto, una falsa operación no puede suceder si el interruptor se encuentra en esta condición.

Como consecuencia de lo expuesto, los tres tipos de falla citados no se pueden considerar en un sólo estado, en el modelo, y constituyen por lo tanto tres modos de falla de los interruptores.

Para modelar el diagrama de estado se tiene presente que las fallas al operar de los interruptores son dependientes de las fallas de los componentes protegidos por ellos, el modelo de confiabilidad de un disyuntor se representa en combinación con los estados posibles de dichos componentes. La Fig. 2.3. presenta dicho modelo, en un diagrama de cuatro estados.

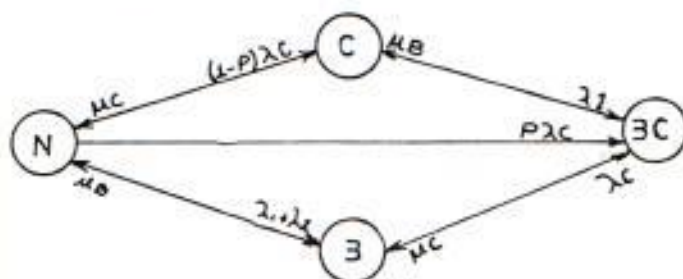


FIG. 2.3 MODELO DE UN CIRCUITO INTERRUPTOR

En el diagrama de la Fig. 2.3 B representa el interruptor, C al componente que protege; λ_1 y λ_2 son las tasas de falla a tierra y falsas operaciones respectivamente; p es la probabilidad que el interruptor falle al operar; μ_B es la tasa de operación del interruptor; λ_C y μ_C son las tasas de falla y reparación de C respectivamente.

La contribución del modelo a los índices de confiabilidad pueden ser fácilmente obtenidos empleando las ecuaciones (1.75 - 1.80). Es necesario incluir un nuevo estado denotado por BCD, en donde D es un componente independiente de B y C. La razón de incluir un nuevo estado es debida a la transición directa existente entre los estados N y BC; el estado BC puede tener una probabilidad muy alta que otros estados de doble falla, esto hace que el estado triple BCD ya no sea despreciable. La Tabla II.3 muestra las contribuciones.

TABLA II.3. CONTRIBUCION, DEL MODELO DE LA FIG. 2.3 A LOS INDICES DE FALLA DEL SISTEMA

ESTADO	CONTRIBUCION DE PROBABILIDAD	CONTRIBUCION DE FRECUENCIA	DURACION MEDIA
B	$(\lambda_1 + \lambda_2 + \rho \lambda_C \frac{T_B}{T_B + T_C}) \pi_B$	$\lambda_1 + \lambda_2 + \rho \lambda_C \frac{T_B}{T_B + T_C}$	P/F
C	$\lambda_C T_C$	λ_C	
BC	$\rho \lambda_C T_B T_C / (T_B + T_C)$	$\rho \lambda_C$	
BCD	$\rho \lambda_C \lambda_D \frac{T_B T_C T_D}{T_B + T_C}$	$\rho \lambda_C \lambda_D \frac{T_B T_C + T_B T_D + T_C T_D}{T_B + T_C}$	

$$T_B = 1/\mu_B, T_C = 1/\mu_C$$

Asumiendo que: $T_B = 1/\mu_B, T_C = 1/\mu_C, \lambda_{1,2,CD} \ll \mu_{1,2,CD}$

$$P(N) \approx 1, \rho \ll 1$$

Un interruptor por lo general protege a más de un componente, el modelo requerido será, por lo tanto, más complejo que el mostrado en la Fig. 2.3. Ha sido demostrado que es más práctico aproximar el modelo requerido al mismo anterior con la diferencia que λ_C y μ_C representan a la suma de las frecuencias de falla y a la media de las tasas de reparación respectivamente de los componentes protegidos por el interruptor. Este modelo también puede ser empleado cuando un interruptor protege a otro.

$$\lambda_c = \sum_{i=1}^n \lambda_{ci}$$

$$\mu_c = 1/n \sum_{i=1}^n \mu_{ci}$$

Si las fallas de los componentes están regidos por una operación de maniobra, el diagrama de la Fig. 2.3 es reemplazado por el de la Fig. 2.4. Si el tiempo empleado entre la falla y la maniobra (T_s) es cero, es decir que μ_s tienda a infinito ($T_s = 1/\mu_s$) el modelo de la Fig. 2.4 se reduce al de la Fig. 2.3.

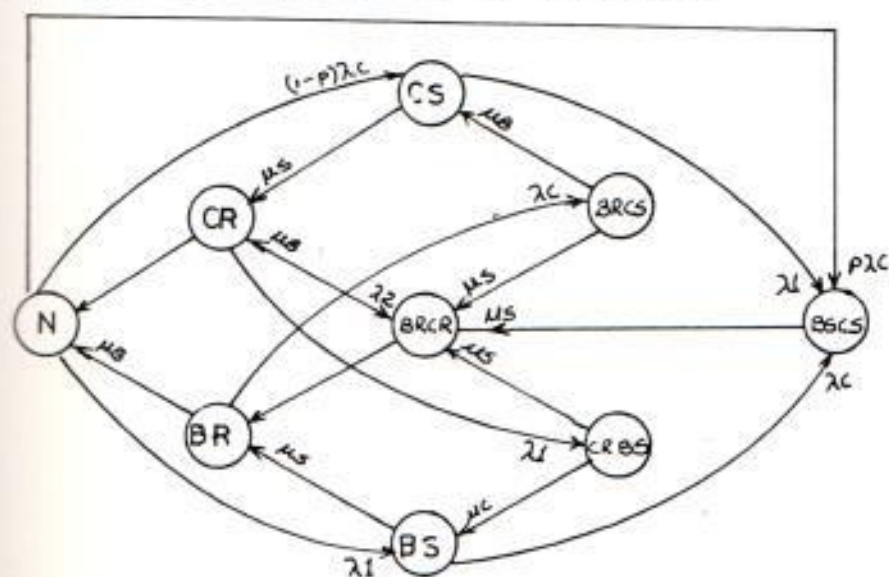


FIG. 2.4 MODELO DE INTERRUPTOR CON MANIOBRA DESPUES DE LA FALLA

Del modelo se puede apreciar la diferencia evidente de los efectos entre una falsa operación y una falla a

tierra o falla al operar. Mientras las fallas a tierra y las fallas al operar ponen al interruptor en un ciclo de tres estados N, S y R, las falsas operaciones dan lugar a tan sólo dos estados: operación (N) y reparación (R).

El modelo matemático del diagrama de la Fig. 2.4 se obtiene empleando la técnica de Markov. La Tabla II.4 resume las contribuciones a los índices de falla y considera a un componente con evento independiente D sujeto a la operación de maniobra.

TABLA II.4. CONTRIBUCION DEL MODELO DE LA FIG. 2.4 A LOS INDICES DE FALLA DEL SISTEMA

PROBABILIDAD	FRECUENCIA
$\lambda_C \text{ TRB} * \text{TRC} / (\text{TRB} + \text{TRC})$	$\rho \lambda_C$
$\lambda_C (\lambda_1 + \lambda_2 + \rho \lambda_C \frac{\text{TRB}}{\text{TRB} + \text{TSC}}) \text{ TRB TSC}$	$\lambda_C (\lambda_1 + \lambda_2 + \rho \lambda_C \frac{\text{TRB}}{\text{TRB} + \text{TSC}}) (\text{TRB} + \text{TSC})$
$\lambda_C \lambda_1 \text{ TSB} * \text{TRC}$	$\lambda_C \lambda_1 (\text{TSB} + \text{TRC})$
$\rho \lambda_C \text{ TSC}$	$\rho \lambda_C$
$\lambda_C \frac{\text{TRB} \text{ TRC}}{\text{TRB} + \text{TRC}} \lambda_D \cdot \text{TRD}$	$\rho \lambda_C \lambda_D \frac{\text{TRB} \text{ TRC} + \text{TRB} \text{ TRD} + \text{TRC} \text{ TRD}}{\text{TRB} + \text{TRC}}$
$\lambda_D \cdot K \text{ TRB} \text{ TSC} \text{ TRD}$	$K \lambda_D (\text{TRB} \text{ TSC} + \text{TRB} \text{ TRD} + \text{TSC} \text{ TRD})$
$\lambda_C \frac{\text{TRB} \text{ TRC}}{\text{TRB} + \text{TRC}} \lambda_D \cdot \text{TSD}$	$\rho \lambda_C \lambda_D \frac{\text{TRB} \text{ TRC} + \text{TRB} \text{ TSD} + \text{TRC} \text{ TSD}}{\text{TRB} + \text{TRC}}$
$\lambda_D \cdot \text{TSC} \lambda_D \cdot \text{TSD}$	$k \lambda_D (\text{TRB} \text{ TSC} + \text{TRB} \text{ TSD} + \text{TSC} \text{ TSD})$
$\lambda_C \lambda_1 \text{ TSB} \text{ TRC} \lambda_D \text{ TRD}$	$\lambda_C \lambda_1 \lambda_D (\text{TSB} \text{ TRC} + \text{TSB} \text{ TRD} + \text{TRC} \text{ TRD})$
$\rho \lambda_C \text{ TSC} \lambda_D \text{ TRD}$	$\rho \lambda_C \lambda_D (\text{TSC} + \text{TRD})$
$\lambda_C \lambda_1 \lambda_D \text{ TSB} \text{ TRC} \text{ TSD}$	$\lambda_C \lambda_1 \lambda_D (\text{TSB} \text{ TRC} + \text{TSB} \text{ TSD} + \text{TRC} \text{ TSD})$
$\rho \lambda_C \text{ TSC} \lambda_D \text{ TSD}$	$\rho \lambda_C \lambda_D (\text{TSC} + \text{TSD})$

NOTA: $K = \lambda_C (\lambda_1 + \lambda_2 + \rho \lambda_C \frac{\text{TRB}}{\text{TRB} + \text{TSC}})$

Duración media=Probabilidad/Frecuencia

2.5. MODELO DEL MANTENIMIENTO PREVENTIVO

El mantenimiento preventivo o programado es realizado con la finalidad de producir efectos que beneficien al sistema tratando de darle una mayor confiabilidad. El mantenimiento contribuye con las probabilidades de falla cuando al superponer el mantenimiento de un componente y la salida de otro producen la falla al sistema. Es importante tener presente que el mantenimiento es una herramienta para reducir la frecuencia de falla y mejorar las condiciones de operación del componente del sistema, por cuya razón; la realización del mismo no deberá efectuarse si al superponerse con la salida de otro, constituye la falla al sistema.

Para desarrollar el modelo del mantenimiento preventivo, representado por un diagrama de estado, es necesario que cumpla con lo siguiente:

- a) El mantenimiento de un componente A, denotado por AM, no deberá efectuarse si debido a la salida de otro componente B por cualquier causa produce la falla al sistema.

- b) Si el mantenimiento de un componente A (AM) se está llevando a cabo y otro componente sale de servicio por cualquier causa, y estas dos condiciones simultáneamente producen la falla al sistema, el mantenimiento de A debe ser terminado.
- c) Por lo mencionado en a) y b) se concluye que no pueden existir estados simples ni dobles de mantenimiento que causen fallas al sistema.

El modelo del diagrama de espacio de estado de un componente A sujeto a mantenimiento es mostrado en la Fig. 2.5.

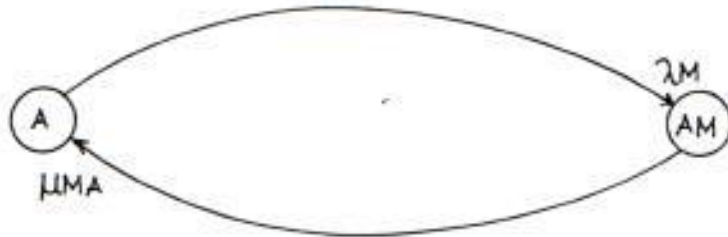


FIG. 2.5 MODELO MANTENIMIENTO PREVENTIVO DEL COMPONENTE A

De la Fig. 2.5; A representa el estado de operación normal, AM el estado de mantenimiento de A, λ_M es la tasa de salida por mantenimiento y μ_{MA} es el recíproco del tiempo medio de mantenimiento.

Si los componentes A y B son sometidos a mantenimiento

y reparación respectivamente, el modelo de su diagrama de estados es mostrado en la Fig. 2.6. BR representa el estado de reparación de B; λ_B y μ_{RB} son las tasas de falla y reparación de B.

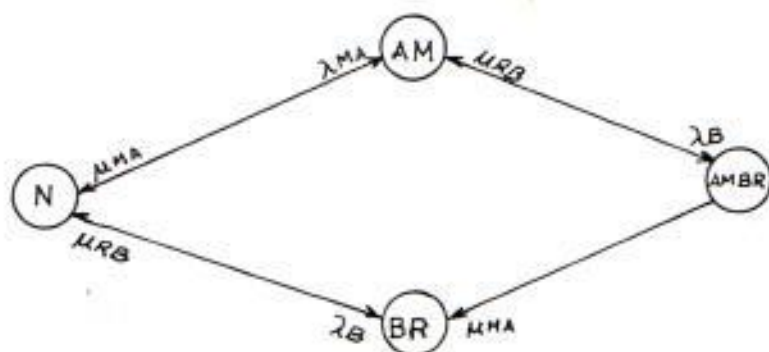


FIG. 2.6. MODELO DE ESTADOS DE LOS COMPONENTES A Y B SUJETOS A MANTENIMIENTO Y REPARACION RESPECTIVAMENTE.

Considerando la operación de maniobra a que están sujetos los componentes en los Sistemas Eléctricos de Potencia el modelo de espacio de estado, en la que el componente A es sometido a mantenimiento y B a la operación de maniobra después de la falla, es representado por el diagrama de la Fig. 2.7. Resulta de la superposición de los dos modelos simples.

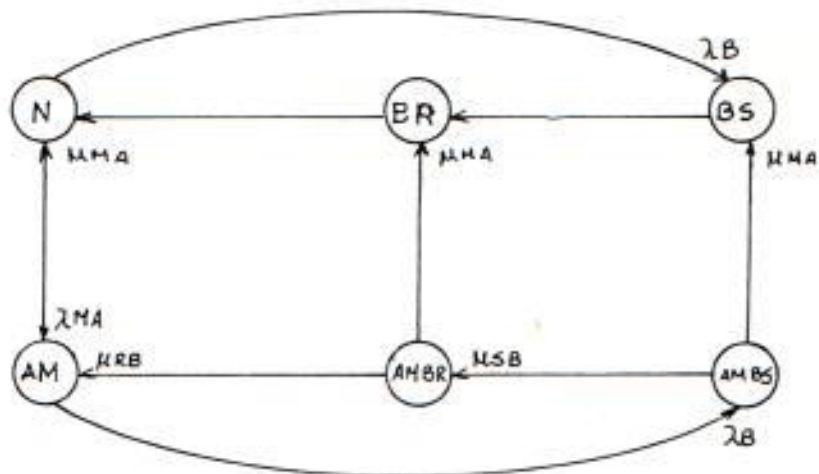


FIG. 2.7 MODELO DE UN COMPONENTE A SOMETIDO A MANTENIMIENTO Y B A MANIOBRA DESPUES DE LA FALLA.

La representación de los estados quedan sobreentendidas. Los posibles estados de falla, del modelo de la Fig. 2.7, según lo mencionado en (a) y (b) son los estados dobles AMBR y AMBS. La obtención de las contribuciones del modelo a los índices de falla del sistema se obtienen aplicando la técnica de Markov. La tabla II.5 muestra las contribuciones.

TABLA II.5 CONTRIBUCION DEL MODELO DE LA FIG. 2.7 A
LOS INDICES DE FALLA DEL SISTEMA.

ESTADO	PROBABILIDAD (P)	FRECUENCIA (F)	DURACION MEDIA
AMBR	$\lambda_{MA} \lambda_B TMA \frac{TMA+TRB}{TMA+TRB}$	$\lambda_{MA} \lambda_B TMA$	P/F
AMBS	$\lambda_{MA} \lambda_B TMA TSB$	$\lambda_{MA} \lambda_B TMA$	

Se asume : $P(N) \approx 1$; $TSB \ll TMA, TRB$

2.6. ANALISIS DE EFECTOS DE FALLA.

El desarrollo de los modelos anteriores no son suficientes para realizar la evaluación de la confiabilidad, apenas lo que se ha hecho es modelar el comportamiento operacional de los componentes del sistema. Para la evaluación es necesario establecer el funcionamiento correcto del sistema y sus requerimientos para luego ser traducidos al lenguaje de la Confiabilidad; los métodos que hacen posible éstos son: El de la trayectoria y corte mínimo que se deducen a partir de la operación lógica del sistema.

Para evaluar la confiabilidad en forma cuantitativa, es necesario combinar los estados de corte mínimo; la

probabilidad de un estado de corte mínimo se obtiene multiplicando la probabilidad de falla de cada elemento que la conforma, además cada estado de corte mínimo es un estado de falla del sistema por lo que la desconfiabilidad aproximada del sistema se obtiene sumando las probabilidades de ocurrencia de cada estado de corte mínimo. Lo mencionado fue demostrado en el capítulo I sección 1.8.1.

Para determinar los estados de corte mínimo es necesario encontrar las trayectorias existentes entre las entradas y las salidas (barras de alimentación como entradas y barras de carga como salida). Se pueden encontrar un gran número de trayectorias, muchas de ellas inservibles, para reducir el número es necesario encontrar las trayectorias que son predominantes, para ello se debe aplicar el concepto de trayectoria mínima.

En los sistemas eléctricos de potencia, las trayectorias mínimas son encontradas a través de los flujos de potencia real, por lo que se hace necesario correr flujos de carga para condiciones estables del sistema. Los elementos que interrumpen todas las trayectorias hacia un determinado punto de carga serán considerados como elementos del conjunto de corte.

Perteceneran al conjunto de corte mínimo todos aquellos elementos que al incorporarlos en cualquiera de las trayectorias establecen la conexión (continuidad de servicio).

Cuando falla un elemento, el sistema de protección aislará a todos aquellos elementos que están dentro de la zona de protección del elemento fallado; los elementos que no necesitaban ser aislados por dicha falla se restablecen por medio de la operación de maniobra, por esta razón es necesario determinar si al ocurrir ésta operación se produce la falla al sistema, dicho en otras palabras -La salida de los elementos de la zona de protección causarán las interrupciones de todas las trayectorias existentes al punto o puntos de carga? Se hace indispensable encontrar, por lo tanto las zonas de protección del sistema.

Para encontrar los estados de corte mínimo del sistema se siguen los siguientes pasos:

a) Para la operación de maniobra:

- 1.- Obtención de los estados simples de reparación (R).
- 2.- Obtención de los estados simples de maniobra (S).
- 3.- Obtención de los estados dobles de reparación (RR).

4.- Obtención de los estados dobles de reparación y maniobra (RS).

5.- Obtención de los estados dobles de maniobra (SS).

b) Para mantenimiento preventivo:

Los estados anteriores RR y RS sirven para encontrar los estados MR, RM y MS.

c) Para el circuito interruptor:

- 1.- Tomar de los estados anteriores aquellos cortes mínimos que sean interruptores.
- 2.- Determinar los elementos que protegen éstos interruptores y calcular λ_C , μ_{RC} y μ_{SC} equivalentes.

A continuación cada uno de éstos pasos se explican en detalle:

- ESTADOS SIMPLES R

Cuando un elemento se encuentra en reparación, su salida no afecta la salida de los otros componentes del sistema, pero si su salida produce la interrupción de todas la trayectorias al punto de carga; es decir, interrumpe la continuidad de las barras de alimentación al punto de carga analizado, se considera como falla del sistema; éste elemento

será por lo tanto un corte mínimo.

La forma de determinar los cortes mínimos es la siguiente:

Se considera un sistema con n elementos; el análisis debe ser realizado para cada punto de carga y para cada uno de estos puntos se debe obtener sus trayectorias.

Se aplica la lógica binaria para representar al elemento así:

1: si el elemento está en la trayectoria.

0: si el elemento no está en la trayectoria.

Se hace el siguiente arreglo, mostrado en la Tabla II.6

TABLA II.6 FORMACION DE LAS PALABRAS TRAYECTORIAS R

COMPONENTES	TRAYECTORIAS				La salida del elemento ni interrumpe todas las trayectorias
	T1	T2	. . .	TM	
1					
2	0	1	. . .	1	NO
3					
4	1	1	. . .	1	SI
.					
.					
.					
n					

Si uno o más de los elementos al sacarlo interrumpe todas las trayectorias al punto de carga analizado, el sistema fallará, el estado de ese elemento será un corte mínimo.

Del cuadro anterior el elemento 2 su estado no es un corte mínimo debido a que todas las trayectorias no son interrumpidas, en cambio el elemento 4 su salida interrumpe todas las trayectorias, será por lo tanto un estado de corte mínimo y se lo representa así:
4R.

Para las combinaciones de las palabras trayectoria se aplicará la operación lógica OR del algebra de Boole.

- ESTADOS SIMPLES S

Cuando un componente falla, la protección del sistema aislará a todos los elementos comprendidos en su zona de protección, la operación de maniobra llevada a cabo después de la falla restablece la operación de aquellos elementos que no necesitaban ser aislados por dicha falla.

Un elemento en el estado S hace que todos los elementos de su zona de protección se disparen, para encontrar los cortes mínimos de S, es necesario conocer todos los elementos que salen por causa del elemento en cuestión, se hace indispensable conocer las zonas de protección.

Lo siguiente explica la obtención de los estados S:
El punto de carga analizado tiene T_m trayectorias, la zona de protección del elemento I del sistema es Z_j y la componen r elementos.

Se hace el siguiente arreglo, mostrado en la Tabla II.7.

TABLA II.7 FORMACION DE LA PALABRA TRAYECTORIA S

Elementos que comprenden la zona de protección Z_j	TRAYECTORIAS				
	T1	T2	.	.	TM
r1					
r2					
.					
.					
.					
rn					
IS					

Si la salida de los r elementos producen las interrupciones de todas las trayectorias, el sistema fallará y IS será un corte mínimo.

Este análisis debe ser realizado para los n componentes a excepción de aquellos componentes que son cortes mínimos en el estado R, esto se explica de la siguiente forma: Si un elemento J al ser sometido a reparación produce la falla del sistema con mucha mayor razón se producirá la falla si el mismo elemento J es sometido a la operación de maniobra después de la falla, debido a que este estado es más crítico, entonces si JR es corte mínimo, JS no lo

será.

- ESTADOS DOBLES RR

Estos estados se obtienen combinando los estados simples R; se excluyen de la combinación los estados R simple que sean cortes mínimos se explica esto así: Si un elemento J, su estado JR es corte mínimo los estados JRIR ya no serán cortes mínimos, I puede ser cualquier otro elemento.

- ESTADOS DOBLES RS

Estos estados se obtienen combinando los estados simples R i S; se excluyen de la combinación los elementos cuyos estados simples R i S son cortes mínimos, si el estado IRJR es corte mínimo, los estados IRJS i ISJR no lo serán por ser más críticos.

- ESTADOS DOBLES SS

Estos estados se obtienen combinando los estados simples S; se excluyen de la combinación los estados simples S que sean cortes mínimos. Si el estado IRJS es corte mínimo, el estado ISJS no lo será debido a que es más crítico.

- MANTENIMIENTO PREVENTIVO

Un componente del sistema que es sometido a reparación o mantenimiento tan sólo implica la desconexión del elemento, para conocer su efecto en el sistema se debe verificar la continuidad del elemento respectivo fuera del sistema. Por tal motivo el estado de un elemento R si es corte mínimo también lo será el estado M del mismo elemento, pero se conoce que un elemento no puede ser sometido a mantenimiento si su interrupción produce falla al sistema por lo que se deduce que no puede existir un estado de mantenimiento simple ni doble que representen fallas al sistema.

Los estados que representen falla al sistema considerando mantenimiento preventivo serán obtenidos de los estados dobles RR y RS de la siguiente forma: De los cortes mínimos, de la operación de maniobra, IRJR se obtienen los cortes mínimos, del mantenimiento preventivo, IMJR y IRJM.

De los cortes mínimos, de la operación de maniobra, IRJS se obtienen los cortes mínimos, del mantenimiento preventivo, IMJS.

- EFECTO DE FALLA DE LOS INTERRUPTORES

Entre los interruptores y los elementos protegidos por ellos existe dependencia; se vió en el desarrollo del modelo la forma como afectan al sistema.

Para realizar el efecto de falla, es necesario determinar primero los elementos protegidos por cada interruptor y luego calcular para este conjunto de elementos la frecuencia λ_c , TRC y TSC equivalentes.

Para la selección de los cortes mínimos BC y BCD se debe tener presente:

- Los estados BR CR de falla no deben ser excluidos de los estados de falla que son de interés a pesar de que BR sea estado de corte mínimo debido a que el estado BR CR es más crítico que el estado BR; además el estado BR CR es un estado independiente y no la combinación de dos estados independientes.
- El estado BS es más crítico que un estado de reparación o maniobra de cualquiera de los componentes por él protegido. La falla de un interruptor involucra la operación de la protección de respaldo, que implica la salida de los elementos

de su zona de protección, por lo tanto el estado BC puede ser más o menos igualmente crítico que un estado B o C.

Por lo expuesto, los estados de corte mínimo de los interruptores anteriormente determinados dan la información necesaria sin hacer un análisis adicional del sistema; y gracias a ello se puede determinar los estados BC y BCD que contribuyen a la falla del sistema. La siguiente Tabla II.8 explica la obtención de dichos estados:

TABLA II.8 OBTENCION DE CORTES MINIMOS DEL CIRCUITO INTERRUPTOR

CORTES MINIMOS DE INTERRUPTORES YA DETERMINADOS	ESTADOS DEL MODELO DE LOS INTERRUPTORES QUE SE FORMAN A PARTIR DE LOS CORTES MINIMOS	
BR	BRCR	BRCS
BS	BSCR	BSCS
BRDR	BRCRDR	BRCSDR
BRDS	BRCRDS	BRCSDS
BSDR	BSCRDR	BSCSDR
BSDS	BSCRDS	BSCSDS

2.7. EJEMPLO DE APLICACION

La figura 2.8. muestra un pequeño sistema de subtransmisión. Realizar el análisis de Confiabilidad para la barra de carga asignada con el número 15 y determinar los índices de falla aplicando los datos mostrado en la Tabla II.9.

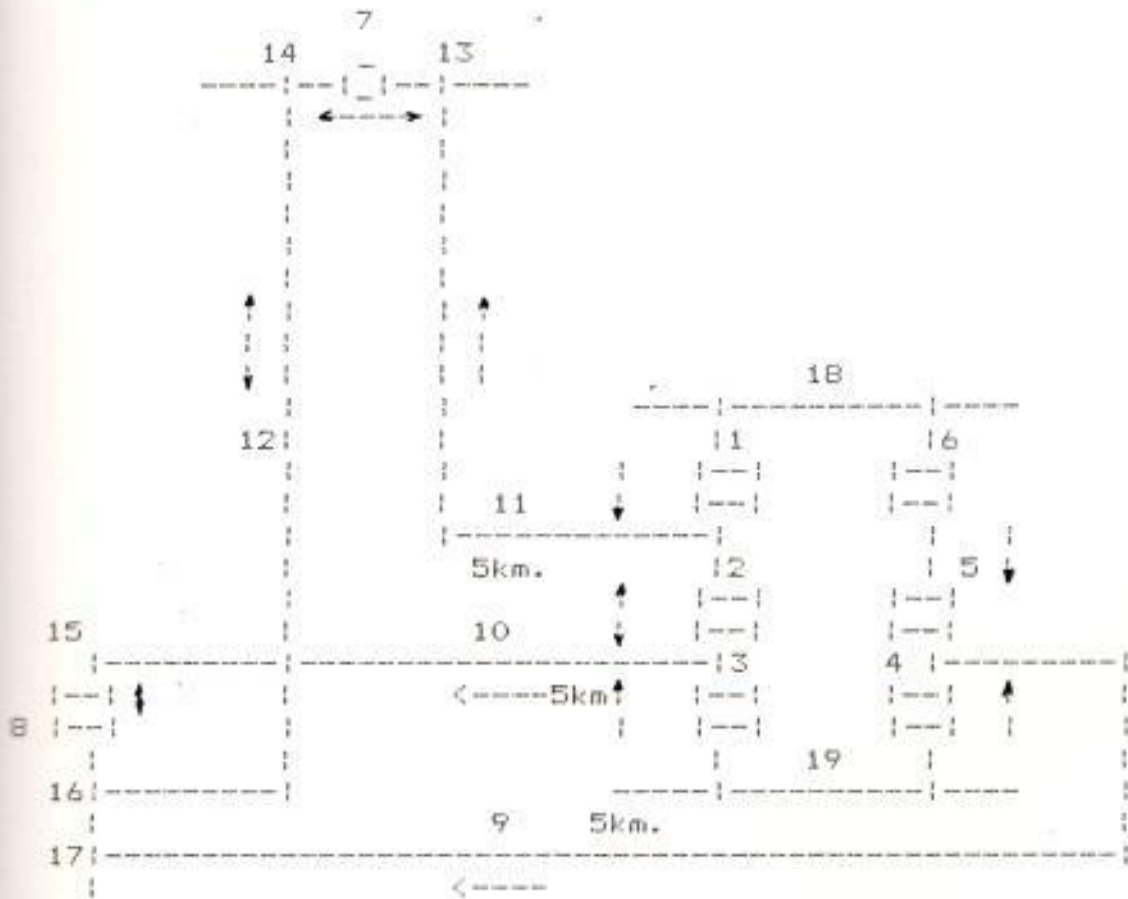


FIG. 2.8 SISTEMA DE EJEMPLO

TABLA II.9 INDICES DE FALLA DE LOS COMPONENTES DEL SISTEMA DE LA FIG. 2.8

TIPO DE ELEMENTOS	CANT.	# ASIGNADO	FF (1/ANO)	TR (HORA)	TS (HORA)	FM (1/ANO)	TM (HORA)	PF1	FF0 (1/ANO)
BARRAS DE CARGA	5	13,14,15,16,17	-	-	-	-	-	-	-
BARRAS DE ALIMENTACION	2	18,19	-	-	-	-	-	-	-
LINEA A/T.	3	9,10,11	0.0051	504.0	1	1.5	14	-	-
LINEA B/T.	1	12	0.0017	504.0	1	0.5	14	-	-
INTERRUPTOR A/T	6	1,2, 3, 4, 5,6	0.018	12.7	1	3.0	12	0.0015	0.026
INTERRUPTOR B/T.	2	7,8	0.0030	5.3	1	2.0	8	0.0015	0.026

"T. DE COMPONENTES" 19

NOTA: Las frecuencias de falla de las líneas mostradas en la tabla, incluyen las longitudes de las

SOLUCION

- Criterio de Falla del sistema: Pérdida de continuidad eléctrica entre la barra de carga asignada con el número 15 y las barras de alimentación.

- Zonas de Protección.

ZONAS DE PROTECCION	C O M P O N E N T E S									
Z P 1:	9	5	4	17	16	12	8	14	7	
Z P 2:	10	2	3	15	8					
Z P 3:	11	1	2	13	7					
Z P 4:	18	1	6							
Z P 5:	19	3	4							

- TRAYECTORIAS:

TRAYECTORIAS	C O M P O N E N T E S										
T 1:	15	10	2	1	18						
T 2:	15	8	16	12	14	7	13	11	1	18	
T 3:	15	10	3	19							
T 4:	15	8	16	17	9	5	6	19			
T 5:	15	8	16	17	9	4	19				
T 6:	15	8	16	12	14	7	13	11	2	3	19

- PALABRAS TRAYECTORIAS:

COMPONENTES	PALABRAS			TRAYECTORIAS		
	T1	T2	T3	T4	T5	T6
1	1	1	0	0	0	0
2	1	0	0	0	0	1
3	0	0	1	0	0	1
4	0	0	0	0	1	0
5	0	0	0	1	0	0
6	0	0	0	1	0	0
7	0	1	0	0	0	1
8	0	1	0	1	1	1
9	0	0	0	1	1	0
10	1	0	1	0	0	0
11	0	1	0	0	0	1
12	0	1	0	0	0	1
13	0	1	0	0	0	1
14	0	1	0	0	0	1
15	1	1	1	1	1	1
16	0	1	0	1	1	1
17	0	0	0	1	1	0
18	-	-	-	-	-	-
19	-	-	-	-	-	-

- ANALISIS DE EFECTOS DE FALLA

a) MODELO OPERACION DE MANIOBRA

a.1. CORTES MINIMOS R.

La tabla muestra que el componente 15 encuentra en todas las trayectorias, la salida de este elemento por reparación causaría la falla al sistema. El resto de elementos no tienen esta particularidad. Por cuya razón el elemento 15 es el único corte mínimo R.

a.2. CORTES MINIMOS RR.

Estos cortes mínimos son obtenidos mediante la combinación DR de las palabras trayectorias R de los componentes del sistema, se exceptúa de la combinación la palabra trayectoria R del elemento 15.

COMBINACION: 1 con 2 2 con 3... 18 con 19
 1 con 3 2 con 4
 : : : : :
 1 con 19 2 con 19

EJEMPLO 1. Determinar las palabras trayectorias de los estados 1R 2R y 8R 10R.

I. ESTADO 1R 2R

<u>COMPONENTES</u>	<u>T1</u>	<u>T2</u>	<u>T3</u>	<u>T4</u>	<u>T5</u>	<u>T6</u>
1R	(1	1	0	0	0	0)
2R	(1	0	0	0	0	1)
1R 2R	(1	1	0	0	0	1)

La palabra trayectoria de los componentes 1 y 2 sometidos a reparación indica que el estado 1R 2R no es corte mínimo, la salida de ambos componentes por reparación no causan la interrupción de todas las trayectorias. Las trayectorias 3, 4 y 5 quedan habilitadas.

II. ESTADO 8R 10R

<u>COMPONENTES</u>	<u>T1</u>	<u>T2</u>	<u>T3</u>	<u>T4</u>	<u>T5</u>	<u>T6</u>
8R	(0	1	0	1	1	1)
10R	(1	0	1	0	0	0)
8R 10R	(1	1	1	1	1	1)

Si los componentes 8 y 10 son sometidos ambos a reparación, sus salidas causan la interrupción de todas las trayectorias, produciendo la falla al sistema. Por cuya razón 8R 10R es corte mínimo. El mismo efecto produce el estado 10R 16R.

a.3. CORTES MINIMOS S.

Los cortes mínimos S son obtenidos mediante la combinación DR de las palabras trayectorias R de los elementos que componen la zona de protección del componente analizado. Se exceptúa de la combinación las palabras trayectorias de los estados 15R y 15S.

EJEMPLD 2. Determinar las palabras trayectorias de los componentes 1 y 10 cuando son sometidos a maniobra.

I. ESTADO 1S

El componente 1 por ser interruptor se encuentra en dos zonas de protección: ZP3 y ZP4.

Lee, No. _____

COMPONENTES DE LAS ZONAS DE PROTECCION	PALABRAS TRAYECTORIAS					
	T1	T2	T3	T4	T5	T6
1 R	(1	1	0	0	0	0)
1 1 R	(0	1	0	0	0	1)
2 R	(1	0	0	0	0	1)
1 3 R	(0	1	0	0	0	1)
7 R	(0	1	0	0	0	1)
1 8 R	(-	-	-	-	-	-)
4 R	(0	0	0	1	0	0)
1 S	(1	1	0	1	0	1)

II. ESTADO 10S

El componente 10 se encuentra en la zona de protección ZP2.

COMPONENTES DE LAS ZONAS DE PROTECCION	PALABRAS TRAYECTORIAS					
	T1	T2	T3	T4	T5	T6
10 R	(1	0	1	0	0	0)
2 R	(1	0	0	0	0	1)
3 R	(0	0	1	0	0	1)
1 5 R	(-	-	-	-	-	-)
8 R	(0	1	0	1	1	1)
1 0 S	(1	1	1	1	1	1)

La palabra trayectoria del estado 15 indica que no es corte mínimo, en cambio el estado 10S indica que sí lo es.

Realizando el mismo procedimiento para los otros elementos a excepción del 15, se tiene que los componentes 2, 3 y 8 son cortes mínimos S.

a.4. CORTES MINIMOS RS

Los cortes mínimos RS son obtenidos mediante la combinación DR de las palabras trayectorias de los estados R y S. Se exceptúan de esta combinación las palabras trayectorias R del elemento 15, S de los elementos 2, 3, 8 y 10 y los estados RS formados por los elementos 8 i 10 y 10 i 16.

EJEMPLD 3. Determinar las palabras trayectorias de los estados 2R 15 y 10R 14S.

I. ESTADO 2R1S

ESTADOS	PALABRA			TRAYECTORIA		
	T1	T2	T3	T4	T5	T6
2R	(1	0	0	0	0	1)
1S	(1	1	0	1	0	1)
2R1S	(1	1	0	1	0	1)

II. ESTADO 10R14S

ESTADOS	PALABRA			TRAYECTORIA		
	T1	T2	T3	T4	T5	T6
10R	(1	0	1	0	0	1)
14S	(0	1	0	1	1	1)
10R14S	(1	1	1	1	1	1)

De los dos estados analizados, la palabra trayectoria del 10R 14S indica que es corte mínimo, el otro no lo es.

Realizando el mismo procedimiento para el resto de combinaciones se obtienen que los siguientes estados son cortes mínimos:

1R4S, 2R4S, 10R4S, 10R5S, 3R7S, 10R7S,
10R9S, 10R12S, 10R17S.

a.5. CORTES MINIMOS SS

Los cortes mínimos SS se obtienen mediante

la combinación DR de las palabras trayectorias S. Se excluyen de las combinaciones las palabras trayectorias S de los elementos 2, 3, 8 y 10 y SS formados por elementos 8 i 10, 10 i 16, 1 i 4, 2 i 4, 10 i 4, 10 i 5, 3 i 7, 10 i 7, 10 i 9, 10 i 12, 10 i 14 y 10 i 17.

EJEMPLO 4. DETERMINAR LAS PALABRAS TRAYECTORIAS DE LOS ESTADOS 1S14S Y 4S6S.

I. ESTADO 1S14S

ESTADOS	PALABRA TRAYECTORIA					
	T1	T2	T3	T4	T5	T6
1S	(1	1	0	1	0	1)
14S	(0	1	0	1	1	1)
10R14S	(1	1	0	1	1	1)

II. ESTADO 4S6S

ESTADOS	PALABRA TRAYECTORIA					
	T1	T2	T3	T4	T5	T6
4S	(0	1	1	1	1	1)
6S	(1	1	0	1	0	0)
4S6S	(1	1	1	1	1	1)

De los estados analizados, la palabra trayectoria del 1S14S indica que no es corte mínimo en cambio el estado de falla 4S6S si lo es.

Realizando el mismo procedimiento para otras combinaciones se encuentra que los siguientes estados son cortes mínimos SS:

4S7S, 4S11S y 4S13S

b. MODELO MANTENIMIENTO PREVENTIVO

Un componente sometido a mantenimiento implica tan sólo la desconexión del mismo, este efecto es similar al de reparación. Por lo tanto la contribución de los cortes mínimos de este modelo son obtenidos de los cortes mínimos RR y RS del modelo Operación de Maniobra.

CORTES MINIMOS

MODELO OPERACION DE MANIOBRA	MODELO MANTENIMIENTO PREVENTIVO	
8R10R	8M10R	8R10M
10R16R	10M16R	10R16M
1R4S	1M4S	
2R4S	2M4S	
3R7S	3M7S	
10R4S	10M4S	
10R5S	10M5S	
10R7S	10M7S	
10R9S	10M9S	
10R12S	10M12S	
10R14S	10M14S	
10R17S	10M17S	

c. MODELO CIRCUITO INTERRUPTOR

La obtención de los cortes mínimos de este modelo está basada en los elementos interruptores que forman parte de los cortes mínimos del modelo "Operación de Maniobra".

CORTES MINIMOS

MODELO OPERACION MANIOBRA	MODELO CIRCUITO INTERRUPTOR	
2S	2SCR	2SCS
3S	3SCR	3SCS
8S	8SCR	8SCS
8R10R	8RCR10R	8RCS10R
1R4S	1RCR4S	1RCS4S
2R4S	2RCR4S	2RCS4S
3R7S	3RCR7S	3RCS7S
4S1R	4SCR1R	4SCS1R
4S2R	4SCR2R	4SCS2R
4S10R	4SCR10R	4SCS10R
5S10R	5SCR10R	5SCS10R
7S3R	7SCR3R	7SCS3R
7S10R	7SCR10R	7SCS10R
4S6S	4SCR6S	4SCS6S
4S7S	4SCR7S	4SCS7S
4S11S	4SCR11S	4SCS11S
4S13S	4SCR13S	4SCS13S
6S4S	6SCR4S	6SCS4S
7S4S	7SCR4S	7SCS4S

- CALCULO DE LOS INDICES DE FALLA

a. MODELO OPERACION DE MANTOBRA

Aplicando las ecuaciones de la Tabla II.2

ESTADO	PROBABILIDAD (año/año)	FRECUENCIA (1/año)	DURACION MEDIA (hora)
15R	-	-	-
R	-	-	-
2S	0.20548×10^{-6}	0.18000×10^{-1}	0.11416×10^{-3}
3S	0.20548×10^{-5}	0.18000×10^{-1}	0.11416×10^{-2}
8S	0.34247×10^{-6}	0.30000×10^{-1}	0.11416×10^{-3}
10S	0.58219×10^{-5}	0.51000×10^{-1}	0.11416×10^{-2}
S	0.50342×10^{-5}	0.44100×10^{-1}	0.11455×10^{-3}
BR10R	0.53259×10^{-9}	0.88953×10^{-6}	0.59873×10^{-3}
10R16R	-	-	-
RR	0.53259×10^{-9}	0.88953×10^{-6}	0.59873×10^{-3}

ESTADO	PROBABILIDAD (año/año)	FRECUENCIA (1/año)	DURACION MEDIA (hora)
1R4S	0.53622×10^{-10}	0.50671×10^{-6}	0.10582×10^{-4}
2R4S	0.53522×10^{-10}	0.50671×10^{-6}	0.10582×10^{-4}
10R4S	0.60293×10^{-9}	0.52921×10^{-5}	0.11393×10^{-4}
10R5S	0.60293×10^{-9}	0.52921×10^{-5}	0.11393×10^{-4}
3R7S	0.89370×10^{-11}	0.84452×10^{-7}	0.10582×10^{-3}
10R7S	0.10049×10^{-9}	0.88202×10^{-6}	0.11393×10^{-3}
10R9S	0.17083×10^{-9}	0.14994×10^{-5}	0.11393×10^{-3}
10R12S	0.56943×10^{-10}	0.49981×10^{-6}	0.11393×10^{-3}
10R14S	-	-	-
10R17S	-	-	-
RS	0.16503×10^{-8}	0.14563×10^{-4}	0.11332×10^{-3}

4S6S	0.42222×10^{-11}	0.73973×10^{-7}	0.57078×10^{-4}
4S7S	0.70370×10^{-12}	0.12329×10^{-7}	0.57078×10^{-4}
4S11S	0.11963×10^{-11}	0.20959×10^{-7}	0.57077×10^{-4}
4S13S	-	-	-

SS	0.61187×10^{-11}	0.10726×10^{-6}	0.57045×10^{-4}
----	---------------------------	--------------------------	--------------------------

ESTADO	PROBABILIDAD (año/año)	FRECUENCIA (1/año)	DURACION MEDIA (hora)
R	-	-	-
S	0.50342×10^{-5}	0.44100×10^{-8}	0.11955×10^{-3}
RR	0.53259×10^{-9}	0.88953×10^{-6}	0.59873×10^{-3}
RS	0.16503×10^{-8}	0.14563×10^{-4}	0.11332×10^{-3}
SS	0.61187×10^{-11}	0.10726×10^{-6}	0.57045×10^{-4}

Contribución del Modelo	0.50364×10^{-5}	0.44116×10^{-1}	0.10000×10^{-1}
----------------------------	--------------------------	--------------------------	--------------------------

b. MODELO MANTENIMIENTO PREVENTIVO

Aplicando las ecuaciones de la tabla II.5

ESTADO	PROBABILIDAD (año/año)	FRECUENCIA (1/año)	DURACION MEDIA (hora)
8M10R	0.83740×10^{-8}	0.93151×10^{-5}	0.89897×10^{-3}
10M8R	0.31563×10^{-8}	0.71918×10^{-5}	0.43888×10^{-3}
10M16R	-	-	-
16M10R	-	-	-
MR	0.11530×10^{-7}	0.16507×10^{-4}	0.69851×10^{-3}

ESTADO	PROBABILIDAD (año/año)	FRECUENCIA (1/año)	DURACION MEDIA (hora)
1M4S	0.84444×10^{-8}	0.73973×10^{-4}	0.11416×10^{-3}
2M4S	0.84444×10^{-8}	0.73973×10^{-4}	0.11416×10^{-3}
3M7S	0.14074×10^{-8}	0.12329×10^{-4}	0.11416×10^{-3}
10M4S	0.49259×10^{-8}	0.43151×10^{-4}	0.11416×10^{-3}
10M5S	0.49259×10^{-8}	0.43151×10^{-4}	0.11416×10^{-3}
10M7S	0.82100×10^{-9}	0.71918×10^{-5}	0.11416×10^{-3}
10M9S	0.13957×10^{-8}	0.12226×10^{-4}	0.11416×10^{-3}
10M12S	0.46520×10^{-9}	0.40753×10^{-5}	0.11415×10^{-3}
10M14S	-	-	-
10M17S	-	-	-
MS	0.29574×10^{-7}	0.27007×10^{-3}	0.10951×10^{-3}

MR	0.11530×10^{-7}	0.16507×10^{-4}	0.69851×10^{-3}
MS	0.29574×10^{-7}	0.27007×10^{-3}	0.10951×10^{-3}

CONTRIBUCION DEL MODELO	0.42360×10^{-7}	0.28657×10^{-3}	0.12949×10^{-1}

C. CIRCUITO INTERRUPTOR

Los interruptores que afectan a la Confiabilidad del sistema son:

1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8.

Para calcular λ_c , TRC ($1/\mu_{RC}$) y TSC ($1/\mu_{SC}$)

Se aplican las siguientes ecuaciones:

$$\lambda_c = \sum_{i=1}^n \lambda_{ci}, \quad TRC = \frac{n}{\sum_{i=1}^n 1/TRCi}, \quad TSC = \frac{n}{\sum_{i=1}^n 1/TSCi}$$

Se obtiene el siguiente resultado:

$\lambda_{C1} = 0.0621$	$TRC1 = 11.713$	$TSC1 = 1.0$
$\lambda_{C2} = 0.0702$	$TRC2 = 11.335$	$TSC2 = 1.0$
$\lambda_{C3} = 0.0621$	$TRC3 = 11.713$	$TSC3 = 1.0$

$\lambda_{C4} = 0.0668$	TRC4 = 11.335	TSC4 = 1.0
$\lambda_{C5} = 0.0488$	TRC5 = 11.136	TSC5 = 1.0
$\lambda_{C6} = 0.0360$	TRC6 = 12.700	TSC6 = 1.0
$\lambda_{C7} = 0.0899$	TRC7 = 12.889	TSC7 = 1.0
$\lambda_{C8} = 0.0899$	TRC8 = 12.889	TSC8 = 1.0

El subíndice indicado en λ_C , TRC y TSC corresponde al interruptor en referencia.

Para el cálculo de los índices de falla se aplica las ecuaciones de la Tabla II.4 y los valores anteriores indicados.

El resultado es el siguiente:

	PROBABILIDAD	FRECUENCIA	DURACION MEDIA
BSCR	$0.40256485 \times 10^{-9}$	$0.38290996 \times 10^{-5}$	0.105133×10^{-3}
BSCS	$0.38047946 \times 10^{-7}$	0.3333×10^{-3}	0.114155×10^{-3}
BRCRDR	$0.1696406 \times 10^{-10}$	$0.39863196 \times 10^{-7}$	0.425557×10^{-3}
BRCSDR	$0.53041646 \times 10^{-3}$	0.5532355×10^{-9}	0.95875×10^{-4}
BRCRDS	$0.30326138 \times 10^{-12}$	$0.309624450 \times 10^{-8}$	0.9794489×10^{-4}
BRCSDS	$0.21389170 \times 10^{-14}$	$0.389491490 \times 10^{-10}$	0.549156×10^{-4}

BSCRDR	0.1132613	$\times 10^{-12}$	0.108786	$\times 10^{-8}$	0.104113	$\times 10^{-3}$
BSCSDR	0.1132382	$\times 10^{-10}$	0.506369	$\times 10^{-10}$	0.22363	$\times 10^0$
BSCRDS	0.8426243	$\times 10^{-15}$	0.15386997	$\times 10^{-10}$	0.547620	$\times 10^{-4}$
BSCSDS	0.783776	$\times 10^{-13}$	0.137320	$\times 10^{-8}$	0.547620	$\times 10^{-4}$

CONTRIBUCION DEL MODELO	0.384793	$\times 10^{-7}$	0.3371739	$\times 10^{-3}$	0.99972	$\times 10^0$

CONTRIBUCION TOTAL:

MODELO	PROBABILIDAD	FRECUENCIA	DURACION MEDIA

OPERACION DE MANIOBRA	0.50364	$\times 10^{-5}$	0.44116 $\times 10^{-1}$ 0.10000 $\times 10^1$
MANTENIMIENTO PREVENTIVO	0.42360	$\times 10^{-7}$	0.28657 $\times 10^{-3}$ 0.12949 $\times 10^1$
CIRCUITO INTERRUPTOR	0.38479	$\times 10^{-7}$	0.33717 $\times 10^{-3}$ 0.99972 $\times 10^0$

TOTAL	0.51172	$\times 10^{-5}$	0.44740 $\times 10^{-1}$ 0.10019 $\times 10^1$

CAPITULO III

IMPLEMENTACION DE UN PROGRAMA COMPUTACIONAL PARA EL ANALISIS DE LOS EFECTOS DE FALLA Y CALCULO DE LOS INDICES DE CONFIABILIDAD

3.1. INTRODUCCION

El capítulo II demuestra que la realización de los efectos de falla y cálculos de los índices de Confiabilidad de los sistemas de subtransmisión en forma manual, resultan ser laboriosos, tendientes a errar y difícil de realizar. Por ésta razón la implementación de un programa computacional se hace necesaria.

El procedimiento para la evaluación está basado en el algoritmo establecido en las referencias (1), capítulo XI, y (2), sección 4. El diagrama de flujo simplificado para el programa es básicamente el mismo a los mostrados en las referencias mencionadas.

GENERALIDADES DEL PROGRAMA IMPLEMENTADO

El programa desarrollado está codificado en Fortran e implementado en el computador IMB 4341, perteneciente a la ESPDL. Realiza la evaluación de la Confiabilidad en dos partes; la primera, de carácter cualitativa llamada "Análisis de los Efectos de Falla", que sirve para determinar los cortes mínimos del sistema, y la segunda, de carácter cuantitativa, que aplica las ecuaciones de los modelos, vistos en el Capítulo II, en el cálculo de los índices de falla del Sistema.

El programa está compuesto, adicionalmente del principal, de cinco subrutinas, que se detallan a continuación, y que son llamadas: ZONPRO, TRAPAL, COMIPA, COMITO E INCOSI; codificadas en ese orden.

SUBROUTINA ZONPRO.- De ZON zonas, PRO protección. Sirve para determinar las zonas de protección del sistema; su diagrama de flujo simplificado se muestra en la figura 3.1.

SUBROUTINA TRAPAL.- De TRA trayectorias, PAL palabras. Sirve para determinar las trayectorias desde las barras de carga hasta las barras de

alimentación y las palabras trayectorias de cada uno de los componentes del sistema. Su diagrama de flujo simplificado se muestra en la figura 3.2.

SUBROUTINA COMIPA.- De CO cortes, MI mínimos, PA Parciales. Sirve para determinar los cortes mínimos de cada barra de carga (Parciales en el caso de más de una barra de carga); su diagrama de flujo simplificado se muestra en la figura 3.3.

SUBROUTINA COMITO.- De CO cortes, MI mínimos, TO totales. Sirve para determinar los cortes mínimos totales del sistema. El programa principal almacena los cortes mínimos de cada barra (es decir, de cada iteración) y la subrutina la selecciona. Su diagrama de flujo simplificado es básicamente parecido al de la subrutina COMIPA.

Estas subrutinas descritas sirven para realizar el análisis de los efectos de falla (análisis cualitativo) y necesitan como datos de entrada los datos topológicos del sistema; es decir, de cada uno de los componentes, el número asignado, el código del tipo de elemento, la dirección del flujo de potencia, los elementos predecesores (Elementos

que se conectan a un extremo y a otro del componente en referencia) y para las líneas su longitud en KM.

SUBROUTINA INCOSI.- De IN índices, CO confiabilidad, SI sistema. Sirve para determinar los índices parciales de falla del sistema; el cálculo total lo realiza el programa principal. Su diagrama de flujo simplificado se muestra en la figura 3.4.

Esta última subrutina realiza la parte cuantitativa de la evaluación y necesita, por lo tanto, de los índices de falla de cada tipo de componente del sistema.

El diagrama de flujo del programa principal es mostrado en la figura 3.5 y la codificación del programa general en el apéndice B, sección B.2.

El apéndice B, Sección B.1, contiene el manual del usuario en donde se detalla las partes esenciales y fundamentales del programa, incluyendo la forma de utilizarlo en el computador IBM 4341.

3.2. ALGORITMOS PARA EL ANALISIS DE LOS EFECTOS DE FALLA, DIAGRAMAS DE FLUJO

3.2.a. ALGORITMO PARA DETERMINAR LAS ZONAS DE PROTECCION

Cada zona de protección está compuesta por varios elementos del sistema, su objetivo es proteger a cada uno de ellos de fallas originadas por diversas causas y que producen diversos efectos en el sistema. La falla de tan sólo un componente del sistema es suficiente para que la zona de protección a que pertenece aisle a todos aquellos componentes que son parte de su zona. La salida de los componentes del sistema se consigue gracias al disparo de los dispositivos de protección ubicados en ciertos extremos existentes de la zona de protección.

El algoritmo para determinar las zonas de protección, aplicable a un programa, consiste básicamente en :

- 1.- Almacenar al primer componente no interruptor del sistema y los componentes

- que se conectan a él, en un arreglo bidireccional que identifique el número de la zona de protección.
- 2.- Para cada uno de los componentes predecesores no interruptores del componente iterativo, almacenar los componentes que se conectan a ellos a excepción de los ya considerados.
 - 3.- Repetir el procedimiento 2 para cada uno de los componentes predecesores no interruptores de los componentes anteriores.
 - 4.- Continuar con el encadenamiento, hasta dar con los interruptores. Las zonas de protección terminan en cada extremo que se ubique un interruptor o en el final de un ramal del sistema.
 - 5.- Asignar, para aquellos componentes analizados no interruptores, la zona de protección determinada. Esto sirve para evitar encontrar nuevamente la misma zona de protección.

6.- Repetir para otros componentes no considerados, el procedimiento del 1 al 5.

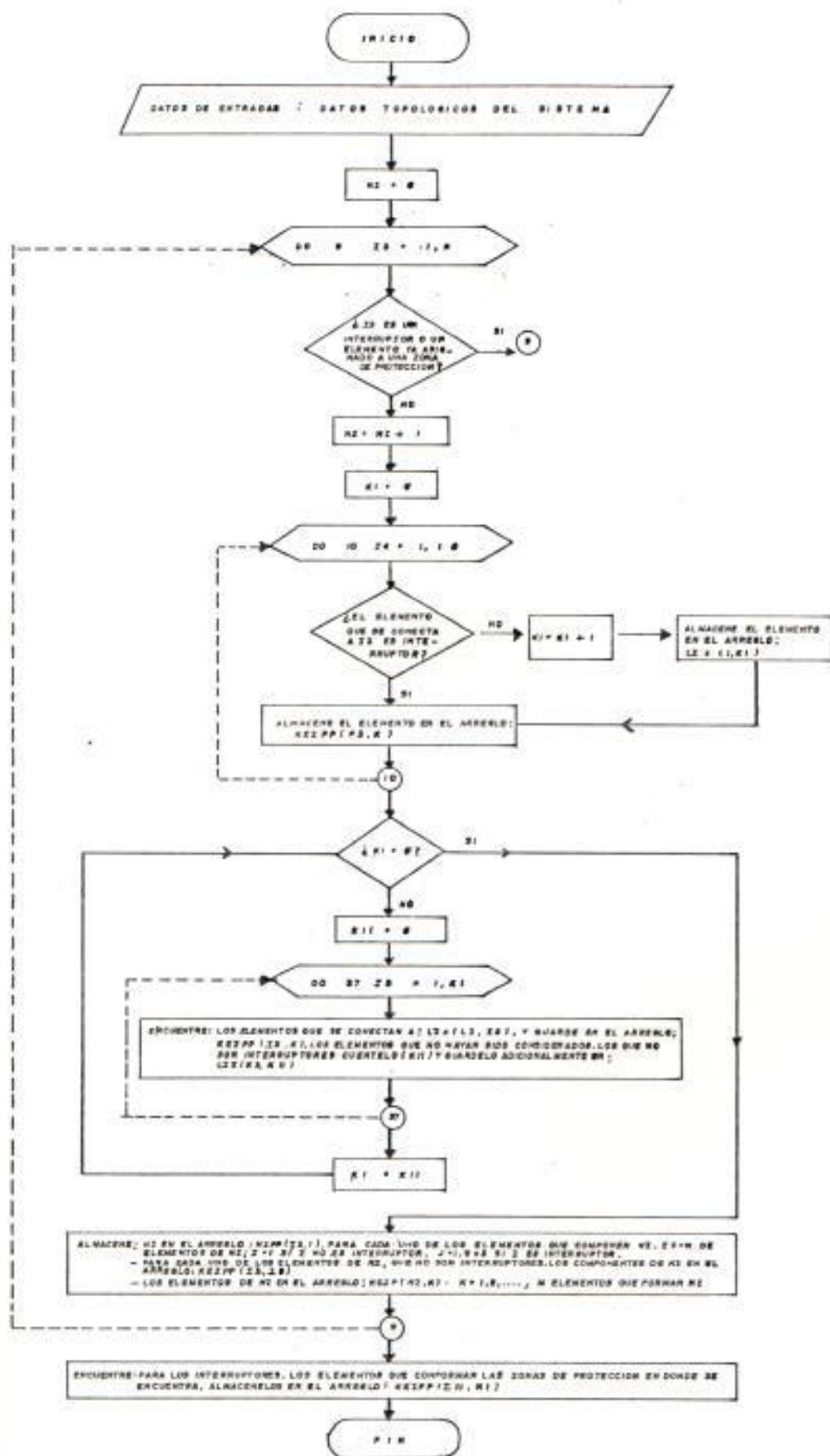
El algoritmo sirve para encontrar las zonas de protección primaria, las secundarias no son necesarias hallarlas debido a que vienen dadas por los interruptores (únicos componentes del sistema que se encuentran en más de una zona de protección). La representación gráfica simplificada del algoritmo lo muestra la Fig. 3.1.

3.2.b. ALGORITMO PARA DETERMINAR TRAYECTORIAS Y PALABRAS TRAYECTORIAS

Los flujos de potencia real de un sistema de potencia fijan las trayectorias entre las barras de alimentación y el punto donde se concentra la carga (barra de carga). La forma de determinarlas consiste en fijar la barra de carga a ser analizada, y a partir de ella encontrar las trayectorias hasta las distintas barras alimentadoras.

El algoritmo, aplicable a un programa consiste básicamente:

Fig. 3.1. DIAGRAMA DE FLUJO SIMPLIFICADO PARA DETERMINAR LAS ZONAS DE PROTECCION (SUBROUTINA ZONPRO)



- 1.- Almacenar la barra de carga a ser analizada en un arreglo de dos dimensiones, que sirvan para identificar al primer componente de la trayectoria.
- 2.- Encontrar los componentes predecesores con flujos que entran a la barra, cada uno genera una nueva trayectoria a excepción del primero.
- 3.- Repetir el procedimiento 2 pero, para los componentes predecesores con flujos que entran a la barra. La existencia de nodos da lugar a la formación de nuevas trayectorias. A estas trayectorias se le debe asignar los elementos anteriores de la primera trayectoria.
- 4.- Continuar con el encadenamiento, hasta dar con las barras de alimentación.
- 5.- Determinar los componentes del sistema que se encuentran en todas las trayectorias y almacenar el número uno en un arreglo que identifique al componente con esta particularidad. Para el resto de

componentes, en el mismo arreglo almacenar el número cero.

La representación gráfica simplificada del algoritmo lo muestra la Fig. 3.2.

3.2.C. ALGORITMO PARA DETERMINAR LOS CORTES MINIMOS DE CADA BARRA DE CARGA ANALIZADA

Los cortes mínimos que deben determinarse son los del modelo de operación de maniobra. Los cortes mínimos de los dos modelos restantes se originan del modelo mencionado. El algoritmo a seguir es similar al descrito en el capítulo II, su representación gráfica simplificada se muestra en la Fig. 3.3.

El algoritmo para determinar los cortes mínimos totales del sistema (Para el caso del análisis de más de una barra de carga) es básicamente igual al algoritmo de los cortes mínimos parciales.

Fig.3.2-DIAGRAMA DE FLUJO SIMPLIFICADO PARA DETERMINAR LAS TRAYECTORIAS Y PALABRAS TRAYECTORIAS (SUBROUTINA TRAPAL)

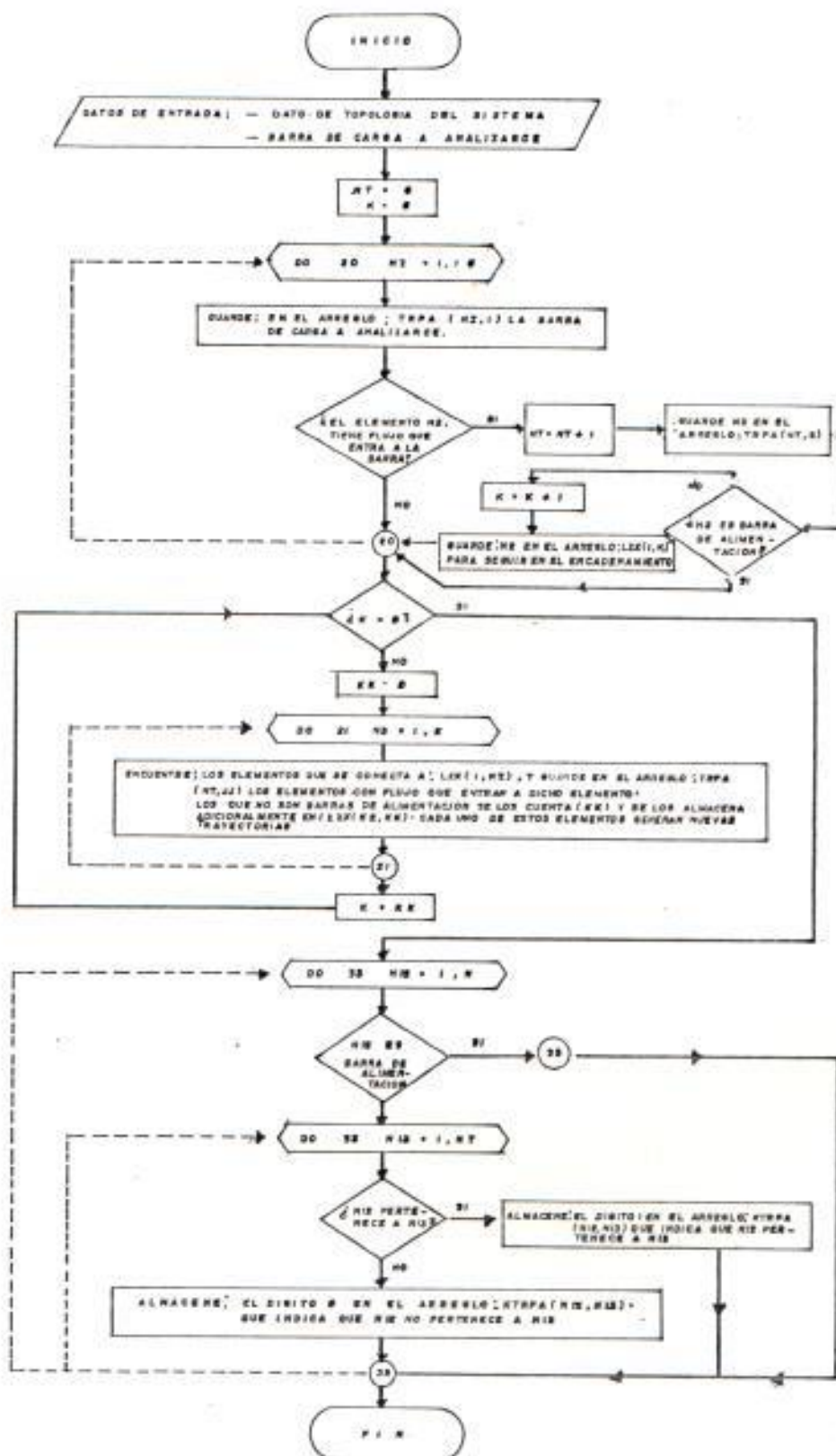
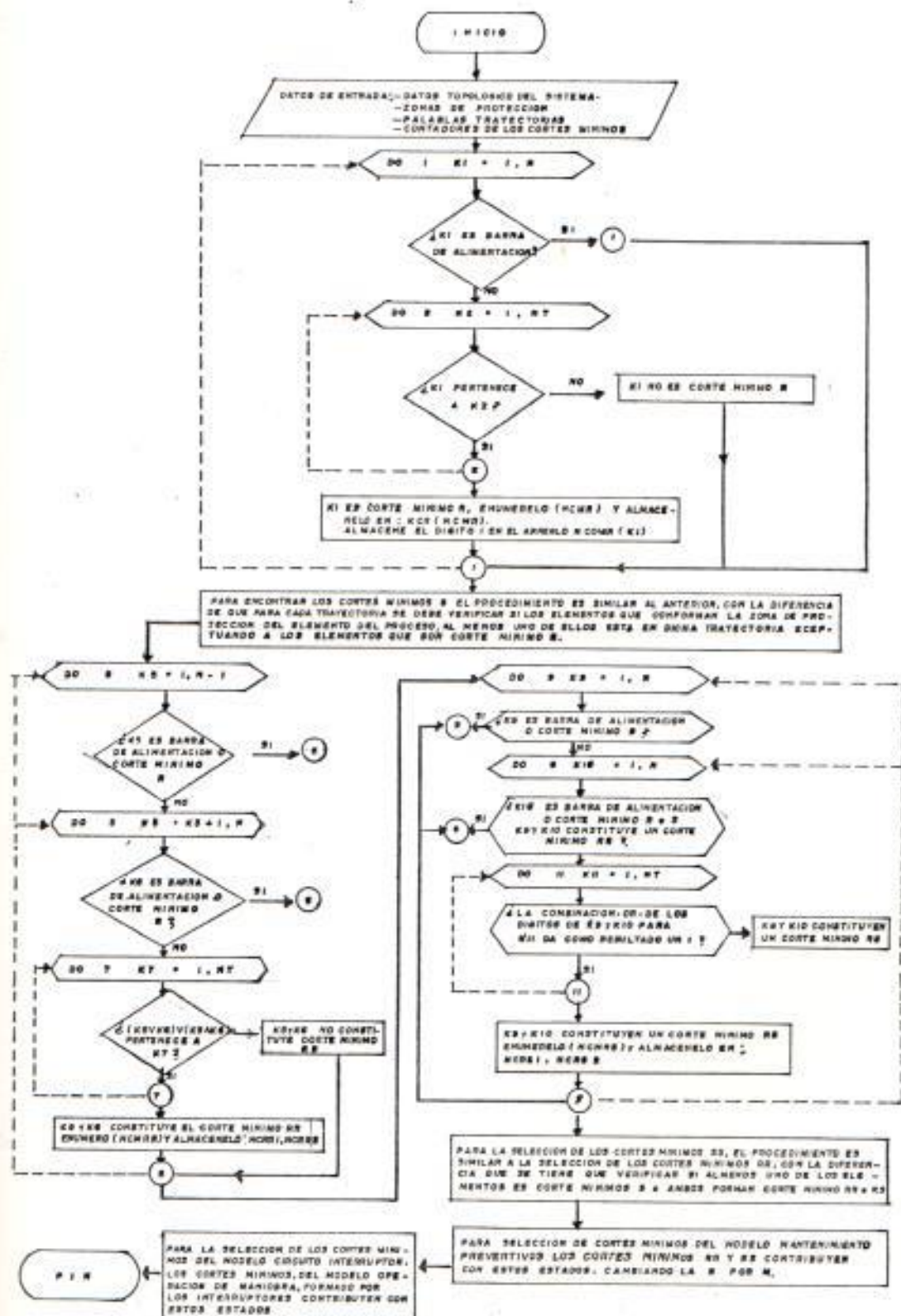


Fig.3-3-DIAGRAMA DE FLUJO SIMPLIFICADO PARA DETERMINAR LOS CORTES MINIMOS DE CADA BARRA DE CARGA (SUBROUTINA COMIPA)



3.3. ALGORITMO PARA EL CALCULO DE LOS INDICES DE CONFIABILIDAD, DIAGRAMA DE FLUJO

El cálculo de los índices de falla del sistema es por medio del empleo de las ecuaciones matemáticas deducidas de los modelos de estados, tratados en el Capítulo II. El algoritmo aplicado al programa, parte de la obtención de los cortes mínimos totales del sistema, su representación gráfica simplificada se muestra en la Fig. 3.4. El programa principal recopila a los índices parciales y calcula los índices totales.

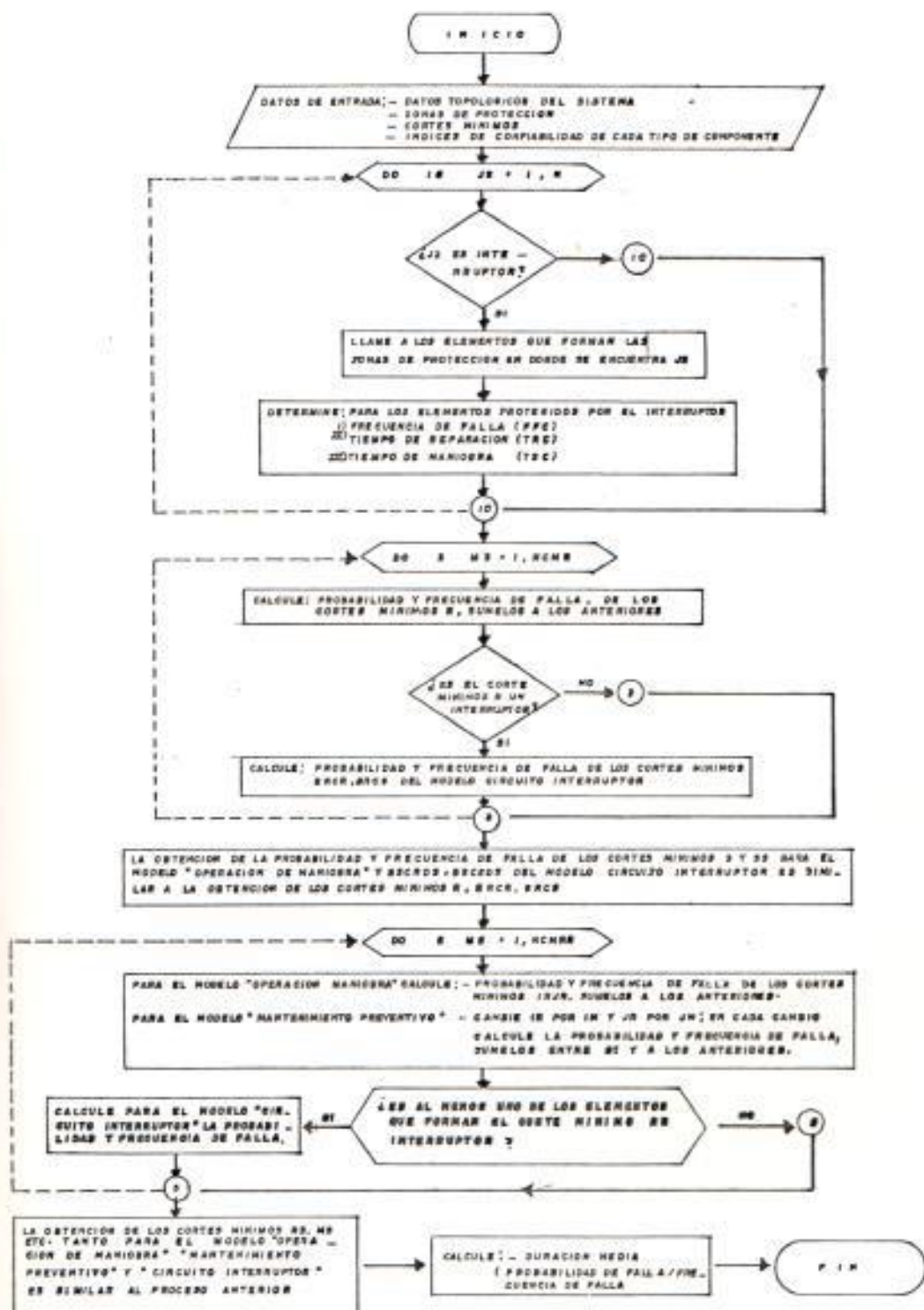
3.4. ALGORITMO DEL PROGRAMA (DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROGRAMA)

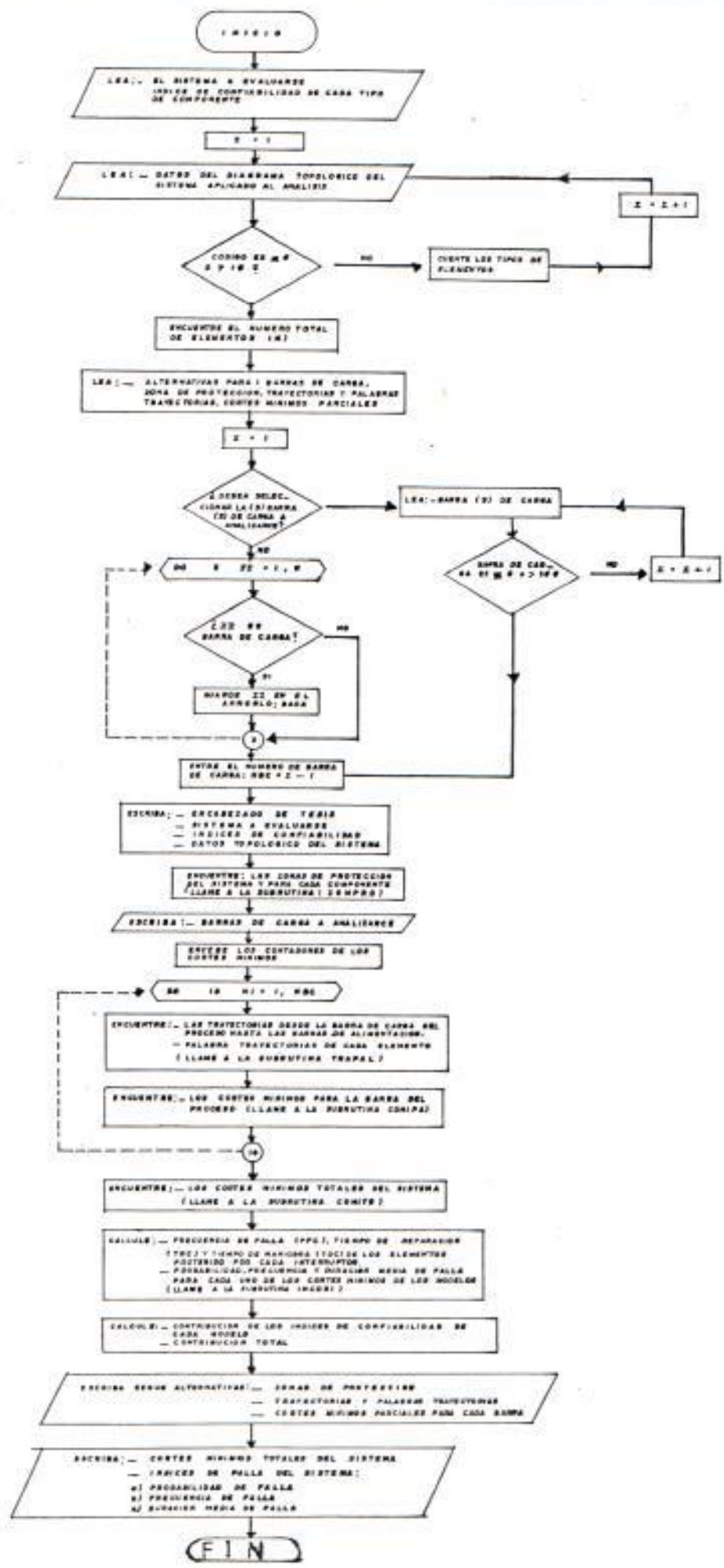
El algoritmo del programa consiste en emplear, transferir y recopilar los datos que son entrados y generados por el mismo y por otros subprogramas, con la finalidad de obtener el objetivo deseado. El programa de flujo simplificado (Representación gráfica) mostrado en la Fig. 3.5. lo explica con mayor detalle.

3.5. CODIFICACION DEL PROGRAMA

El programa desarrollado está codificado en el lenguaje

Fig.3.4-DIAGRAMA DE FLUJO SIMPLIFICADO PARA DETERMINAR LOS INDICES DE CONFIABILIDAD (SUBROUTINA INCOSI)





FORTRAN y el archivo que lo contiene, de tamaño de 1306 líneas, tiene por nombre: SANTANA FORTRAN.

En el apéndice B, Sección B.2, se muestra el listado del archivo que contiene la codificación del programa. Las variables significativas empleadas, están especificadas al comienzo del mismo.

3.6. EJECUCION Y COMPARACION DEL PROGRAMA MEDIANTE UN EJEMPLO DE APLICACION

Con el objeto de comprobar la validez del programa, se ha tomado como ejemplo de aplicación el mismo del Capítulo II, con los mismos datos, enumeración y criterio de falla (ver subcapítulo 2.7). El procedimiento que se siguió empleando el programa, en el computador, es el siguiente:

- 1.- Se definió dos archivos de entrada llamados: DATOS1 CONFIABI y DATOS2 CONFIABI; se digitó, siguiendo las reglas del manual del usuario, el nombre del sistema, índices de falla de cada tipo de componente considerado y los datos topológicos del sistema; las tablas III.1 y III.2 muestran ambos archivos.

TABLA III.1 ARCHIVO DATOS1 CONFIAE1

	1	2	3	4	5	6	7
12345678901234567890123456789012345678901234567890							
0001	EJEMPLD DE APLICACION	SISTEMA DE SUB-					
0002	TRANSMISION DEL LIBRO DE ENDRINYI CAP. XI						
0003							
0004							
0005	0.0070	3.5	1.0	2.0	14.0		
0006	0.0051	504.0	1.0	1.5	14.0		
0007	0.0017	504.0	1.0	0.5	14.0		
0008	0.0120	168.0	1.0	3.0	12.0		
0009							
0010							
0011	0.0180	12.7	1.0	3.0	12.0	0.0015	0.026
0012	0.0030	5.3	1.0	2.0	8.0	0.0015	0.026

- 2.- Se definió 3M de memoria, según como lo indica el manual del usuario.
- 3.- Se ejecutó el programa, digitando el nombre del EXEC y los tres primeros nombres de los archivos, así:

```
CONFABI DATOS1 DATOS2 EJEMAPLI
```

- 4.- Se seleccionó las alternativas, digitando el número uno (1) a cada una de las alternativas que aparecen en pantalla, a excepción de la última a la que se digitó el número cero (0); con esto se obtuvo la selección de la barra de carga, y en el archivo de salida, las zonas de protección, las trayectorias, las palabras trayectorias y la no obtención de los cortes mínimos parciales (como es una sola barra de carga no fue necesario obtener en el archivo de salida, los cortes mínimos parciales debido a que son iguales a los totales).
- 5.- Se digitó en pantalla el número 15 y en la línea de abajo el número cero como terminación de las entradas de barras de carga.
- 6.- Finalmente se obtuvo el archivo de salida; las

páginas últimas de éste capítulo muestran dicho archivo.

3.7. ANALISIS Y CONCLUSIONES DEL EJEMPLO DE APLICACION

En el capítulo II se desarrolló una metodología para la evaluación de la Confiabilidad a los sistemas de subtransmisión y se la aplicó, como ejemplo, a un pequeño sistema; donde se demuestra que la realización de la evaluación manualmente es laboriosa y tendiente a errar, para un sistema grande, como por ejemplo el Sistema Guayaquil, sería casi imposible de realizar. Se hizo imprescindible la implementación de un programa, de fácil y simple manejo, como medio para realizar la evaluación, a cualquier sistema sea pequeño o grande, con rapidez, sin complicaciones y sin errores.

Para comprobar la validez del programa, se lo corrió para el mismo ejemplo, pudiéndose comprobar que los resultados son exactamente iguales y que el manejo del programa en el computador, es de lo más sencillo. Ratificando las ventajas que presenta un programa frente a una elaboración manual.

```

*****
*
* ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
* FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA
*
* TESIS DE POTENCIA
* CONFIABILIDAD EN LOS SISTEMAS DE SUBTRANSMISION
*
* DIRECTOR DE TESIS
* INGENIERO EDUARDO LEON CASTRO
*
* REALIZADA POR
* XAVIER ALFREDO SANTANA JUNCO
*
*****

```

```

*****
*
* OBJETIVO DEL PROGRAMA
*
* REALIZAR LA EVALUACION DE LA CONFIABILIDAD A
* LOS SISTEMAS DE TRANSMISION Y SUBTRANSMISION
*
* METODOS EMPLEADOS
*
* -ESPACIO DE ESTADO
* -TRAYECTORIA Y CORTE MINIMO
*
* CRITERIO DE FALLA DEL SISTEMA
*
* FALTA DE CONTINUIDAD ENTRE LAS BARRAS
* DE CARGA Y LAS BARRAS DE ALIMENTACION
*
* SISTEMA ANALIZADO
*
* EJEMPLO DE APLICACION SISTEMA DE SUB-
* TRANSMISION DEL LINEA DE ENCRINI VI CAP XI
* NUMERO TOTAL DE COMPONENTES = 14
*
*****

```

 * INDICES DE CONFIABILIDAD DE LOS COMPONENTES *
 * * * * *
 * DEL SISTEMA Y ASIGNACION DEL CODIGO *
 * * * * *

TIPO DE ELEMENTO	CODIGO	CANTIDAD	FRECUENCIA DE FALLA (FF/LAÑO)	TIEMPO DE REPARACION (TR/HORA)	TIEMPO MEDIO DE CAMBIO (TM/HORA)	FRECUENCIA DE MANTENIMIENTO (FM/LAÑO)	TIEMPO DE MANTENIMIENTO (TM/HORA)	PROBABILIDAD FALLA INTERRUPT-PFI	FRECUENCIA DE FALSA OPERACION FFG(L/ANO)
BARRA JE CARUA	1	5	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
BARRA/ALIMENTACION	2	2	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
LINEA TIPO A	4	3	0.0051	504.0000	1.0000	1.5000	14.0000	0.0000	0.0000
LINEA TIPO B	5	1	0.0017	504.0000	1.0000	0.5000	14.0000	0.0000	0.0000
INTERRUPTOR A	9	6	0.0180	12.7000	1.0000	3.0000	12.0000	0.0015	0.0260
INTERRUPTOR B	10	2	0.0030	5.3000	1.0000	2.0000	8.0000	0.0015	0.0260

NOTA
 -SOLo PARA LINEAS-
 LAS UNIDADES DE LAS FRECUENCIAS DE FALLA Y MANTENIMIENTO, ADICIONALMENTE A LAS INDICADAS, VIENEN EXPRESADAS EN L/LAÑO

```

*****
*
* REPRESENTACION DEL DIAGRAMA TOPOLOGICO DEL SISTEMA *
*
* APLICADO AL ANALISIS DE LA CONFIABILIDAD *
*
*****
*
* ELEMENTOS QUE SE CONECTAN AL COMPONENTE *
*
*****
*
* ELEMENTOS CON FLUJO QUE * ELEMENTOS CON FLUJO QUE
* ENTRAN AL COMPONENTE * SALEN DEL COMPONENTE
*
*****
*
* CORTIJA *
*
* COMPONENTE * OFL * DIRECCION * ELEMENTOS CON FLUJO QUE * ELEMENTOS CON FLUJO QUE
* NUMERO * ELEMENTO * DEL FLUJO * ENTRAN AL COMPONENTE * SALEN DEL COMPONENTE
*
*
* N/1 * N/2 * N/3 * N/4 * N/5 * N/1 * N/2 * N/3 * N/4 * N/5
*
*****
*
* 1 * 9 * 0 * 16 * 0 * 0 * 0 * 0 * 0 * 2 * 11 * 0 * 0 * 0 *
* 2 * 9 * 1 * 1 * 11 * 0 * 0 * 0 * 0 * 3 * 10 * 0 * 0 * 0 *
* 3 * 9 * 0 * 19 * 0 * 0 * 0 * 0 * 0 * 2 * 10 * 0 * 0 * 0 *
* 4 * 9 * 0 * 19 * 0 * 0 * 0 * 0 * 0 * 5 * 9 * 0 * 0 * 0 *
* 5 * 9 * 0 * 18 * 0 * 0 * 0 * 0 * 0 * 4 * 9 * 0 * 0 * 0 *
* 6 * 9 * 0 * 18 * 0 * 0 * 0 * 0 * 0 * 5 * 0 * 0 * 0 * 0 *
* 7 * 10 * 1 * 15 * 0 * 0 * 0 * 0 * 0 * 14 * 0 * 0 * 0 * 0 *
* 8 * 10 * 1 * 15 * 3 * 0 * 0 * 0 * 0 * 16 * 0 * 0 * 0 * 0 *
* 9 * 4 * 0 * 5 * 4 * 0 * 0 * 0 * 0 * 17 * 0 * 0 * 0 * 0 *
* 10 * 4 * 0 * 2 * 3 * 0 * 0 * 0 * 0 * 15 * 0 * 0 * 0 * 0 *
* 11 * 7 * 0 * 1 * 2 * 0 * 0 * 0 * 0 * 13 * 0 * 0 * 0 * 0 *
* 12 * 5 * 1 * 14 * 0 * 0 * 0 * 0 * 0 * 16 * 0 * 0 * 0 * 0 *
* 13 * 1 * 1 * 11 * 7 * 0 * 0 * 0 * 0 * 0 * 0 * 0 * 0 * 0 *
* 14 * 1 * 1 * 7 * 12 * 0 * 0 * 0 * 0 * 0 * 0 * 0 * 0 * 0 *
* 15 * 1 * 1 * 10 * 8 * 0 * 0 * 0 * 0 * 0 * 0 * 0 * 0 * 0 *
* 16 * 1 * 1 * 12 * 8 * 17 * 0 * 0 * 0 * 0 * 0 * 0 * 0 * 0 *
* 17 * 1 * 1 * 6 * 16 * 0 * 0 * 0 * 0 * 0 * 0 * 0 * 0 * 0 *
* 18 * 2 * 0 * 0 * 0 * 0 * 0 * 0 * 0 * 1 * 2 * 0 * 0 * 0 *
* 19 * 2 * 0 * 0 * 0 * 0 * 0 * 0 * 0 * 3 * 4 * 0 * 0 * 0 *
*****

```

ZONAS DE PROTECCION DEL SISTEMA
 =====

LOS ELEMENTOS DE LA ZONA DE PROTECCION 1 SON

9 5 4 17 16 12 8 14 7
 =====

LOS ELEMENTOS DE LA ZONA DE PROTECCION 2 SON

10 2 3 15 8
 =====

LOS ELEMENTOS DE LA ZONA DE PROTECCION 3 SON

11 1 2 13 7
 =====

LOS ELEMENTOS DE LA ZONA DE PROTECCION 4 SON

18 1 6
 =====

LOS ELEMENTOS DE LA ZONA DE PROTECCION 5 SON

19 3 4
 =====

ZONAS DE PROTECCION DE LOS INTERRUPTORES
 =====
 Y ELEMENTOS QUE LAS CONFORMAN
 =====

LAS ZONAS DE PROTECCION DEL INTERRUPTOR 1 SON

LOS ELEMENTOS QUE LAS CONFORMAN SON
 3 4

1 11 2 13 7 16 6
 =====
 LAS ZONAS DE PROTECCION DEL INTERRUPTOR 2 SON

LOS ELEMENTOS QUE LAS CONFORMAN SON
 2 3

2 10 3 15 9 11 1 13 7
 =====
 LAS ZONAS DE PROTECCION DEL INTERRUPTOR 3 SON

LOS ELEMENTOS QUE LAS CONFORMAN SON
 2 5

3 10 2 15 3 19 4
 =====
 LAS ZONAS DE PROTECCION DEL INTERRUPTOR 4 SON

LOS ELEMENTOS QUE LAS CONFORMAN SON
 1 5

4 9 5 17 16 12 8 14 7 19
 3

=====

LAS ZONAS DE PROTECCION DEL INTERRUPTOR 5 SON

¹

LOS ELEMENTOS QUE LAS CONFORMAN SON

5 9 4 17 16 12 8 14 7

=====

LAS ZONAS DE PROTECCION DEL INTERRUPTOR 6 SON

⁴

LOS ELEMENTOS QUE LAS CONFORMAN SON

6 18 1

=====

LAS ZONAS DE PROTECCION DEL INTERRUPTOR 7 SON

¹ ³

LOS ELEMENTOS QUE LAS CONFORMAN SON

7 9 5 4 17 16 12 8 14 11

1 2 13

=====

LAS ZONAS DE PROTECCION DEL INTERRUPTOR 8 SON

¹ ²

LOS ELEMENTOS QUE LAS CONFORMAN SON

8 9 5 4 17 16 12 14 7 10

2 3 15

=====

LA(S) BARRA(S) DE CARGA A ANALIZAR(E) ES(SON)

15

TRAYECTORIAS Y ELEMENTOS DEL
 SISTEMA QUE LAS CONFORMAN

LA BARRA DE CARGA A ANALIZAR(E) ES LA 15

TRAYECTORIA N° 1

LOS ELEMENTOS QUE LA CONFORMAN SON:

15 10 2 1 18

TRAYECTORIA N° 2

LOS ELEMENTOS QUE LA CONFORMAN SON:

15 8 16 12 14 7 13 11 1 18

TRAYECTORIA N° 3

LOS ELEMENTOS QUE LA CONFORMA SON

15 10 3 14

TRAYECTORIA N° 4

LOS ELEMENTOS QUE LA CONFORMA SON

15 0 16 17 9 5 6 18

TRAYECTORIA N° 5

LOS ELEMENTOS QUE LA CONFORMA SON

15 8 16 17 9 4 19

TRAYECTORIA N° 6

LOS ELEMENTOS QUE LA CONFORMA SON

15 0 10 12 14 7 13 11 2 3

PALABRAS TRAYECTORIAS DE
 =====
 LOS COMPONENTES DEL SISTEMA
 =====

LA PALABRA TRAYECTORIA DEL ELEMENTO 1 ES

1 0 0 0

LA PALABRA TRAYECTORIA DEL ELEMENTO 2 ES

1 0 0 0 1

LA PALABRA TRAYECTORIA DEL ELEMENTO 3 ES

0 0 1 0 0 1

LA PALABRA TRAYECTORIA DEL ELEMENTO 4 ES

0 0 0 0 1 0

LA PALABRA TRAYECTORIA DEL ELEMENTO 5 ES

0 0 0 1 0 0

LA PALABRA TRAYECTORIA DEL ELEMENTO 6 ES

0 0 0 1 0 0

.....

LA PALABRA TRAYECTORIA DEL ELEMENTO 7 ES

0 1 0 0 0 1
.....

LA PALABRA TRAYECTORIA DEL ELEMENTO 8 ES

0 1 0 1 1 1
.....

LA PALABRA TRAYECTORIA DEL ELEMENTO 9 ES

0 0 0 1 1 0
.....

LA PALABRA TRAYECTORIA DEL ELEMENTO 10 ES

1 0 1 0 0 0
.....

LA PALABRA TRAYECTORIA DEL ELEMENTO 11 ES

0 1 0 0 0 1
.....

LA PALABRA TRAYECTORIA DEL ELEMENTO 12 ES

0 1 0 0 0 1
.....

```

*****
LA PALABRA TRAYECTORIA DEL ELEMENTO 13 ES
0 1 0 0 1
*****
LA PALABRA TRAYECTORIA DEL ELEMENTO 14 ES
0 1 0 0 1
*****
LA PALABRA TRAYECTORIA DEL ELEMENTO 15 ES
1 1 1 1 1
*****
LA PALABRA TRAYECTORIA DEL ELEMENTO 16 ES
0 1 0 1 1
*****
LA PALABRA TRAYECTORIA DEL ELEMENTO 17 ES
0 0 0 1 1 0
*****
LA PALABRA TRAYECTORIA DEL ELEMENTO 18 ES
0 0 0 0 0 0
*****
LA PALABRA TRAYECTORIA DEL ELEMENTO 19 ES
0 0 0 0 0 0
*****

```

CORTES MINIMOS TOTALES DEL SISTEMA

MODELO

OPERACION DE MANTENIMIENTO

CORTES MINIMOS -R-

15

CORTES MINIMOS -S-

2 3 8 10

CORTES MINIMOS -RR-

8- 10 10- 16

CORTES MINIMOS -RS-

1- 4 2- 4 10- 4 10- 5 3- 7
10- 7 10- 9 10- 12 10- 14 10- 17

CORTES MINIMOS -SS-

4- 6 4- 7 4- 11 4- 13

MODELO

-MANTENIMIENTO PREVENTIVO-

CORTES MINIMOS -AR-

8- 10 10- 16 10- 6 16- 10

CORTES MINIMOS -MS-

1- 4 2- 4 10- 4 10- 5 3- 7
10- 7 10- 9 10- 12 10- 14 10- 17

MODELO

-CIRCUITO INTERRUPTOR-

LA OBTENCION DE LOS CORTES MINIMOS DE ESTE

MODELO ESTA BASADA EN LOS ELEMENTOS INTERRUPTORES

QUE FORMAN PARTE DE LOS CORTES MINIMOS DEL

MODELO -OPERACION DE MANIOBRA-

```

=====
=
= INDICES DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA
=
= SISTEMA EVALUADO
=
=-----
= EJEMPLO DE APLICACION SISTEMA DE SUB-
=
= TRANSMISION DEL LIBRO DE ENDRINYI CAP.XI
=
=====

```

		CONTRIBUCION DE LOS ESTADOS DE FALLA		
MODELOS	ESTADOS	PROBABILIDAD DE FALLA (W/O/ANO)	FRECUENCIA DE FALLA (1/ANO)	DURACION MEDIA DE FALLA (HORA)
	S	0.50342450E-05	0.447999977E-01	0.114155220E-03
	RR	0.93258553E-03	0.839530440E-06	0.598726561E-03
	RS	0.165029457E-06	0.145633849E-04	0.113318063E-03
	SS	0.612215834E-11	0.107260121E-06	0.570776610E-04
=====				
CONTRIBUCION DEL MODELO		0.50364324E-05	0.441155508E-01	0.100008106E+01
=====				
MANTENIMIENTO		0.115302932E-07	0.165068341E-04	0.698516145E-03
PREVENTIVO		0.303247174E-07	0.270067947E-03	0.114155409E-03
=====				
CONTRIBUCION DEL MODELO		0.423600106E-07	0.266574703E-03	0.129485798E+01


```

=====
= BSCR = 7.472562362E-09 = 0.382907730E-05 = 0.105132858E-03 =
= BSCS = 0.380679008E-07 = 0.333299628E-03 = 0.11415235E-03 =
= BCLKUR = 0.169640135E-10 = 0.398631030E-07 = 0.425556675E-03 =
= BCRUR = 0.530416368E-13 = 0.553235457E-09 = 0.958753371E-04 =
= BCRUS = 0.303261377E-12 = 0.309624504E-08 = 0.979448814E-04 =
= BCRSOS = 0.213891701E-14 = 0.384491495E-10 = 0.549156248E-04 =
= BCLUR = 0.113261343E-12 = 0.100786424E-08 = 0.104113482E-03 =
= BCSOK = 0.113238221E-10 = 0.506377440E-10 = 0.223624110E+00 =
= BCSRUS = 0.842624353E-15 = 0.153869972E-10 = 0.547621021E-04 =
= BCSOS = 0.783775714E-13 = 0.137317580E-08 = 0.570775883E-04 =
=====
= CONTRIBUCION DEL MODELO = 0.384792855E-07 = 0.337173929E-03 = 0.959716938E+00 =
=====
= CONTRIBUCION TOTAL = 0.511727103E-05 = 0.447392948E-01 = 0.100196648E+01 =
=====

```

```

*****
*
*
* EJEMPLO DE APLICACION SISTEMA DE SUB-
*
* TRANSISION DEL LIBRO DE ENDRINYI CAP.XI
*
*
* CONFABILIDAD 99.99 0/0
*
*
*
*
*
*
*
*****

```

CAPITULO IV

EVALUACION DE LA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISION GUAYAQUIL

El objetivo principal de este capítulo es el de aplicar la metodología establecida, para la evaluación de la Confiabilidad, al sistema de subtransmisión Guayaquil para el año actual (1987) y año Horizonte (2000) de la Planificación de la expansión del sistema.

Para la obtención del objetivo es necesario describir al sistema y representarlo de una forma que proporcione el funcionamiento lógico aplicado a la Confiabilidad.

Por la falta de datos de confiabilidad de cada tipo de componente del Sistema Guayaquil, dichos datos han sido tomados de las referencias (1), capítulo XI, y (9), por tal razón los resultados que se obtengan de la evaluación cuantitativa no tendrán validez para el diagnóstico de la confiabilidad del sistema eléctrico Guayaquil, pero sirven como medio de comparación entre configuraciones.

Realizada la evaluación, a través del programa descrito en el Capítulo III, se procederá a determinar las partes débiles del sistema, a analizar e interpretar los índices de falla obtenidos y a comparar sus configuraciones.

4.1. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO GUAYAQUIL

La descripción del sistema se la hará para las configuraciones de los años mencionados.

4.1.1. COMPONENTES DEL SISTEMA

El sistema bajo estudio está compuesto, básicamente de las subestaciones de subtransmisión que suministran la energía eléctrica a través de líneas a las subestaciones de distribución. Las subestaciones de subtransmisión son alimentadas por líneas de transmisión o por generadores y al igual que las subestaciones de distribución están compuestas de barras, interruptores (disyuntores o seccionadores) y transformadores de poder, Potencial (PT) y Corriente (CT), estos dos últimos son empleados en los sistemas de medición y protección. Las secciones siguientes describen con mayor

detalle la mayoría de éstos componentes.

4.1.2. NIVELES DE VOLTAJE Y LIMITES DE CAPACIDAD DE LINEAS Y TRANSFORMADORES

- NIVELES DE VOLTAJE

Los niveles de voltaje del sistema son: 230KV, 138KV y 69KV. A partir del año 1998 el nivel de voltaje de 345KV será también parte del sistema.

La regulación de voltaje se realiza por medio de la generación local, taps de los transformadores, bancos de capacitores y reactores.

Los límites de la tensión para condiciones de operación son fijados a 95 - 105% del voltaje nominal en las barras de 345KV, 230KV, 138KV, 69KV y 13.8KV del sistema sean éstas barras de carga o barras de generación.

La regulación por transformadores se la realiza a través de la relación de

transformación mediante el ajuste de la posición de los taps (+ 2 1/2 y + 5%).

La utilización de capacitores mejora la regulación en el período de demanda máxima, mantiene el factor de potencia del sistema de distribución cerca al 100% y trae como beneficios adicionales la reducción de pérdidas y el alivio de las cargas de los equipos.

Los capacitores se encuentran ubicados en el terciario de los transformadores de subtransmisión y en las barras de 13.8KV de las subestaciones de distribución; las unidades utilizadas son de 6 MVAR y 300KVAR.

Los reactores utilizados (20MVAR) sirven para regular el voltaje en el período de demanda mínima, están ubicados en la subestación Pascuales.

Tomando en consideración todo lo mencionado, el estudio técnico en condiciones normales demuestra que el nivel de voltaje se encuentra dentro de los límites que permiten

dar una buena calidad de servicio al usuario tanto para la condición de máxima como para la de mínima carga.

- LIMITES DE CAPACIDAD DE LAS LINEAS

Para las líneas de subtransmisión se emplea el límite térmico, como una medida de la capacidad de las líneas sean estas de 230KV, 138KV o 69KV. Para las líneas del S.N.I. se utiliza el S.I.L. como una medida de capacidad de líneas de 345KV y 230KV.

De los estudios de flujo de carga del sistema se pudo determinar que las líneas, de niveles de voltaje superiores a 69KV, no están sobrecargadas en condiciones de operación normal y que ninguna de las líneas de 69KV sobrepasa el 75% de su capacidad nominal. La Tabla IV.1 muestra el cargado de las líneas de subtransmisión de alto voltaje.

TABLA IV.1 CARGADO DE LAS LINEAS DE SUBTRANSMISION DE ALTO VOLTAJE

ANO	LINEA DE A	CONDUCTOR (MCM)	NUMERO DE CIRCUITOS	VOLTAJE (KV)	CAPACIDAD (MVA)	CARGA (MW)	CARGA (%)
1987	PASCUALES SALITRAL	477	2	138	316	152.22	48.8
2000	PASCUALES SALITRAL	477	2	138	316	50.94	16.1
	PASCUALES POLICENTRO	954	2	138	480	233.98	49.0
	PASCUALES SALITRAL	1113	2	230	876	236.71	27.0
	SALITRAL P. V. G.	1113	1	230	438	71.28	16.4
	25 DE JULIO P. V. G.	1113	1	230	438	146.02	33.4
	SALITRAL 25 DE JULIO	1113	2	230	876	57.15	6.5
	PAUTE PASCUALES	1113	2	230	288	379.85	132.4
	PAUTE P. V. G.	1113	2	345	404	449.25	111.8

- LIMITE DE CAPACIDAD DE LOS TRANSFORMADORES

La capacidad de los transformadores está normalizada de acuerdo a su nivel de voltaje, según las normas y guías de diseño, desarrolladas por INECEL y ESPOL, para subestaciones de subtransmisión y distribución.

EL criterio de ampliación adoptado para las subestaciones de subtransmisión consiste en la instalación de un nuevo banco de autotransformadores cuando la carga en el banco sea igual a la capacidad FOA. Para las subestaciones de distribución se proyecta la carga y se fijan alternativas de equipamiento.

La Tabla IV.2 muestra la capacidad y la carga de los bancos de autotransformadores de las subestaciones empleadas en el sistema.

TABLA IV.2 CARGADO DE BANCOS DE AUTOTRANSFORMADORES DE SUBTRANSMISION

ANO	SUBESTACION	RELACION DE TRANSFORMACION	CAPACIDAD DA/FA/FOA (MVA)	CARGA (MW)	CARGA (%)
1987	PASCUALES	230/138	225/300/375	327.58	88.7
	PASCUALES	138/69	90/120/150	84.87	56.8
	SALITRAL	138/69	90/120/150	150.81	100.6
2000	PASCUALES	230/138	2*225/300/375	585.12	78.4
	PASCUALES	138/69	90/120/150	155.47	103.9
	SALITRAL	138/69	2 * 225/300/375	301.02	100.4
	POLICENTRO	138/69	2 * 90/120/150	232.60	77.8
	SALITRAL	230/138	225/300/375	250/23	67.1
	P. V. G.	230/69	2 * 96/135/168	222.37	66.2
P. V. G.	25 DE JULIO	230/69	2 * 96/135/168	203.18	60.6
		345/230	450/600/750	441.13	58.9

NOTA: POR NO ESTAR EN FUNCIONAMIENTO LA SUBESTACION POLICENTRO DE 90/120/150 MVA, 138/69KV, NO SE LE HA CONSIDERADO EN LA EVALUACION DE LA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA ACTUAL, IGUALMENTE PARA LA LINEA QUE ALIMENTA ESTA SUBESTACION DESDE PASCUALES.

En lo que respecta a las subestaciones de distribución las capacidades (OA/FA) de los transformadores están fijadas en 12/16MVA, 18/24MVA y 24/32MVA. Para las zonas de baja densidad de carga las subestaciones están formadas de un transformador de 12/16MVA más uno de 18/24MVA; para las zonas de alta densidad de carga, las subestaciones están formadas de un transformador de 18/24MVA más uno de 24/32MVA.

De los estudios de flujo de carga se pudo determinar que ninguna de las subestaciones de distribución está cargada más allá del 76% de su capacidad nominal FA.

4.1.3. FUENTES DE ALIMENTACION

De acuerdo a criterios aplicados al sistema Guayaquil las fuentes de generación local serán reducidas al máximo a través de los periodos de planificación para aprovechar al máximo la potencia y energía disponible del Proyecto Paute. La Tabla IV.3 presenta las fuentes de alimentación del sistema.

TABLA IV.3 FUENTES DE ALIMENTACION

CONFIGURACION DEL SISTEMA PARA EL AÑO	ALIMENTACION	
	LOCAL (GENERADORES)	S. N. I. (SUBESTACIONES)
1987	P.V.G. SALITRAL	PASCUALES
2000	-	PASCUALES SALITRAL P.V.G.

4.1.4. DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGIA DEL SISTEMA

DEMANDAS DE POTENCIA

Para determinar las demandas de potencia es necesario simular la operación del sistema tanto para la condición de demanda máxima como de demanda mínima.

Las demandas máximas de potencia real para cada una de las barras de carga del sistema son obtenidas de la proyección de la demanda.

Para la obtención de las demandas de potencia reactiva es necesario determinar el factor de

potencia del sistema para las barras de carga de las subestaciones de distribución y las cargas industriales.

Del análisis realizado en las barras de 13.8KV de las subestaciones de distribución se obtuvo un factor de potencia en atraso de 0.86 y para las cargas industriales se asumió un factor de potencia en atraso de 0.95.

La Tabla IV.4 presenta las demandas máximas de potencia real y reactiva para cada barra de carga.

TABLA IV.4 DEMANDA MAXIMA DE POTENCIA REAL Y REACTIVA DEL SISTEMA

NOMBRE DE BARRA	AÑO 1987		AÑO 2000	
	(MW)	(MVAR)	(MW)	(MVAR)
GUASMO 1	7.94	4.71	18.61	11.04
GUASMO 2	7.94	4.71	12.41	7.36
UNION BANANEROS 1	-	-	18.47	10.96
UNION BANANEROS 2	-	-	12.31	7.31
DOMINGO COMIN 1	-	-	18.15	10.77
DOMINGO COMIN 2	-	-	24.20	14.36
PRADERA 1	14.18	8.42	17.65	10.47
PRADERA 2	-	-	23.53	13.96
ESMERALDAS 1	16.23	9.63	17.32	10.28
ESMERALDAS 2	16.23	9.63	17.32	10.28
P. V. GUAYAQUIL 1	19.82	11.76	21.24	12.60
P. V. GUAYAQUIL 2	23.07	13.69	24.71	14.66
OLMEDO - CHIMBORAZO 1	-	-	22.16	13.15
OLMEDO - CHIMBORAZO 2	-	-	16.62	9.86
LETAMENDI - QUINCE 1	14.53	8.62	22.51	13.35
LETAMENDI - QUINCE 2	-	-	22.51	13.35
LETAMENDI - MASCOTE 1	-	-	24.20	14.36
LETAMENDI - MASCOTE 2	-	-	24.20	14.36
GARAY 1	15.91	9.44	17.83	10.58

NOMBRE DE BARRA	AÑO 1987		AÑO 2000	
	(MW)	(MVAR)	(MW)	(MVAR)
GARAY 2	15.91	9.44	17.83	10.58
BOYACA 1	16.08	9.54	16.98	10.07
BOYACA 2	10.72	6.36	22.64	13.43
BOYACA 3	10.72	6.36	22.64	13.43
J. P. ARENAS 1	-	-	16.70	9.91
J. P. ARENAS 2	-	-	16.70	9.91
CENTRO 1	-	-	24.76	14.69
CENTRO 2	-	-	24.76	14.69
BELLAVISTA 1	-	-	11.14	6.61
BELLAVISTA 2	-	-	11.14	6.61
TORRE 1	15.05	8.93	18.67	11.08
TORRE 2	10.04	5.95	12.45	7.39
REVOLUCION 1	-	-	18.62	11.05
REVOLUCION 2	-	-	12.41	7.36
CISNE 2	-	-	18.58	11.02
ATARAZANA 1	17.04	10.11	17.66	10.48
ATARAZANA 2	-	-	17.66	10.48
CAMPD ALEGRE	-	-	11.89	7.06
MODELO	16.30	9.67	17.44	10.35
CEIBOS 1	16.70	9.91	25.52	15.14
CEIBOS 2	11.13	6.60	19.15	11.36

NOMBRE DE BARRA	AÑO 1987		AÑO 2000	
	(MW)	(MVAR)	(MW)	(MVAR)
URDESA 1	-	-	16.80	9.97
URDESA 2	-	-	16.80	9.97
ALBORADA	15.13	8.93	16.99	10.08
BARZOTA	-	-	17.74	10.52
MAPASINGUE 1	18.74	11.12	21.89	12.99
MAPASINGUE 2	-	-	29.18	17.31
SAUCES 1	8.61	5.11	17.87	10.60
SAUCES 2	-	-	17.87	10.60
PASCUALES 1	6.86	4.07	12.21	7.25
PASCUALES 2	-	-	18.32	10.87
COLINAS	-	-	11.83	7.02
PUERTO AZUL	-	-	18.89	11.21
ESTERO SALADO	17.76	10.54	-	-
FUNASA	4.34	1.43	12.07	3.97
PUERTO NUEVO	2.17	0.71	5.97	1.96
FISA	1.42	0.47	4.10	1.35
CERVECERIA	3.90	1.28	11.15	3.67
CRIDESA	3.59	1.18	10.30	3.38
LA FAVORITA	1.05	0.35	3.03	1.00
LA UNIVERSAL	0.98	0.32	2.24	0.74
MOLINERA	1.65	0.54	3.77	1.24
CEMENTO	20.16	6.63	29.60	9.73

NOMBRE DE BARRA	AÑO 1987		AÑO 2000	
	(MW)	(MVAR)	(MW)	(MVAR)
POLICENTRO	2.38	0.78	2.38	0.78
BASE NAVAL SUR	2.86	0.94	6.90	2.27
ESTACION DE BOMBEO	1.85	0.61	2.86	0.94
TRANS. URBANO (20)	-	-	31.09	10.22
TERMINAL TERRESTE	1.26	0.41	1.26	0.41
TRANS. URBANO (12)	-	-	30.74	10.10
DAULE + DURAN	23.55	7.75	71.67	25.40

los requerimientos de potencia real y reactiva en la condición de demanda mínima fueron determinados después de hacer un análisis de curvas de carga anual del sistema. Se llegó a la conclusión de que la relación de la demanda mínima con la demanda máxima anual de la potencia real es del 38% y la relación para las potencias reactivas es del 33%, lo cual da un factor de potencia de 0.90 atrasado durante la demanda mínima.

DEMANDA DE ENERGIA

Por falta de información y por considerar que no es necesario para la construcción del diagrama lógico aplicado al estudio de Confiabilidad, la demanda de energía se la excluye como información y dato.

PERDIDAS

Las pérdidas del sistema no pasan en ningún año a valores superiores al 2.03%. En la Tabla IV.5 se presentan las pérdidas en MW y en porcentaje.

TABLA IV.5 PERDIDAS DEL SISTEMA

ANO	CARGA (MW)	PERDIDAS (MW)	PERDIDAS (%)
1987	386,96	5,57	1,42
2000	1141,99	23,69	2,03

4.1.5. SUBESTACIONES DE SUBTRANSMISION Y DISTRIBUCION

Las configuraciones, sistemas de interrupción y equipos de protección de las subestaciones afectan a la Confiabilidad del Sistema, su selección debe ser realizada tomando en cuenta factores técnicos y económicos que garanticen un buen servicio (continuidad y calidad en el suministro de energía eléctrica).

El análisis técnico es realizado según la operación de la subestación, grado de continuidad y seguridad en el servicio. La selección técnica se la realiza según las ventajas y desventajas que presenta cada configuración. El análisis económico debe ser

el resultado de una comparación de los costos de inversión y Confiabilidad que presenta la configuración y el consumidor.

A continuación se resumen los factores predominantes en la selección de las configuraciones:

- 1.- Criterios de operación.
- 2.- Criterios de mantenimiento y reparación.
- 3.- Expansiones futuras.
- 4.- Grado de Confiabilidad.
- 5.- Limitaciones económicas.

Las configuraciones de las subestaciones que tiene el sistema Guayaquil y que adoptará en las fases de la planificación son presentadas en la Tabla IV.6.

TABLA IV.6 CONFIGURACIONES DE SUBESTACIONES
DEL SISTEMA GUAYAQUIL

SUBESTACIONES	C O N F I G U R A C I O N E S	
	SISTEMA ACTUAL	SISTEMA AÑO 2000
SUBTRANSMISION	BARRA PRINCIPAL Y DE TRANSFERENCIA.	BARRA PRINCIPAL Y DE TRANSFERENCIA.
	BARRAS EN ANILLO.	BARRA DOBLE SIMPLE INTERRUPTOR.
DISTRIBUCION	BARRA PRINCIPAL Y DE TRANSFERENCIA PARA EL LADO DE BAJA TENSION.	BARRA PRINCIPAL Y DE TRANSFERENCIA PARA EL LADO DE BAJA TENSION.
	BARRA SIMPLE.	

A continuación se detallan cada una de las configuraciones mostradas en la Tabla IV.6.

BARRA SIMPLE

Este tipo de configuración (FIG. 4.1.a) consiste en una barra principal que al ser energizada, activa todos los circuitos que se encuentran conectados a ella. Este tipo se utiliza preferentemente en aquellos casos en

que se admiten cortes de corriente con frecuencia.

A continuación se resumen las ventajas y desventajas de éste tipo de configuración:

- VENTAJAS:

- 1.- Costo reducido.
- 2.- Pequeña área requerida.
- 3.- Instalación simple y de maniobra sencilla.

- DESVENTAJAS:

- 1.- Una mala operación del interruptor o una avería en las barras, conducirá a una interrupción total del suministro de energía.
- 2.- La reparación o mantenimiento de un interruptor implica invertir en seccionadores conectados en derivación con los interruptores (FIG. 4.1.b).
- 3.- Resulta imposible la ampliación del Sistema sin poner fuera de servicio a la subestación.

4.- La confiabilidad del sistema es reducida, ya que si ante una falla, el interruptor no opera, el resultado es la pérdida de la subestación; además si una falla ocurriese en el momento en que se tiene fuera de servicio al disyuntor, resultaría un paro completo de la subestación.

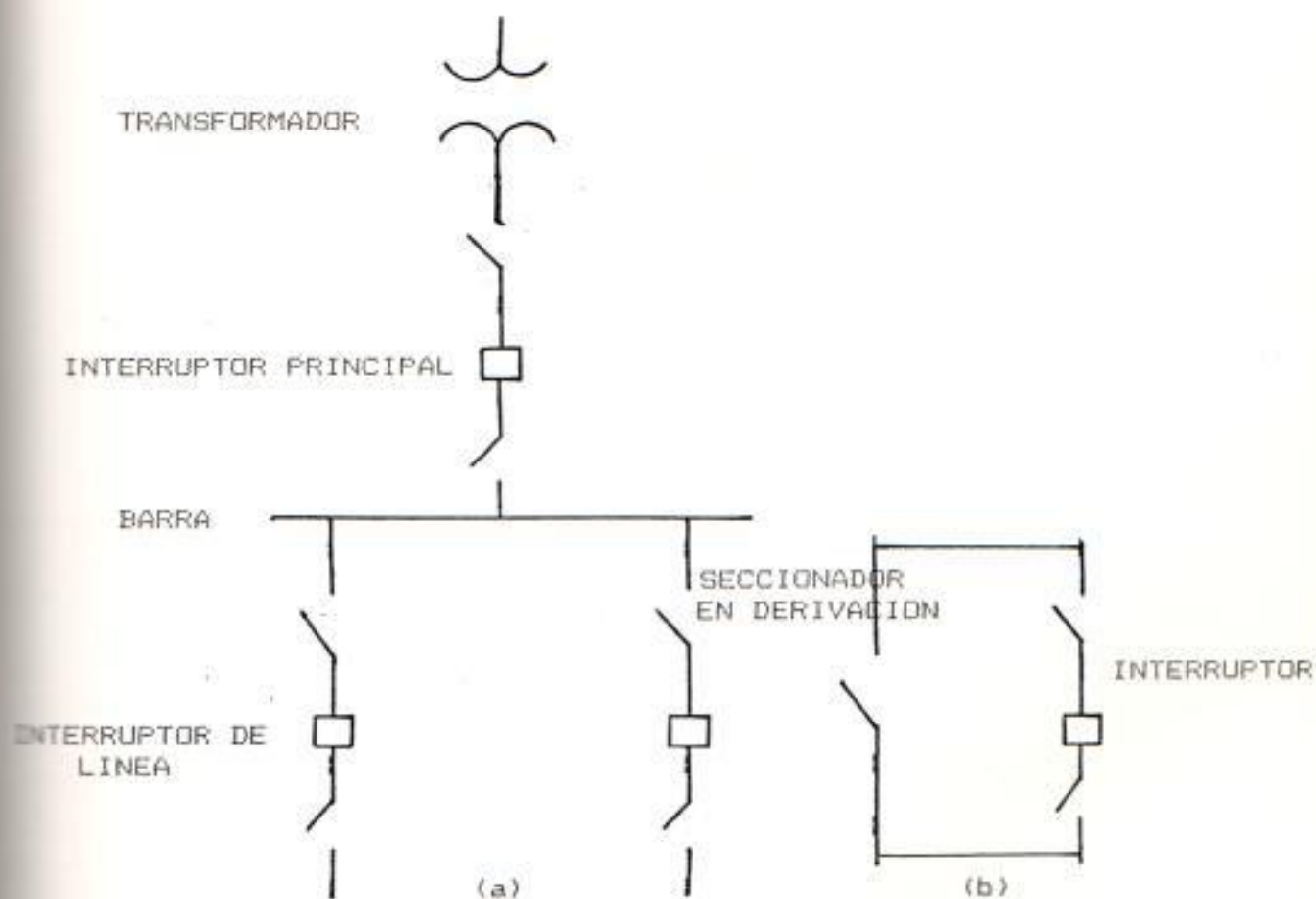


FIG. 4.1 ESQUEMA DE BARRA SIMPLE

BARRA PRINCIPAL Y DE TRANSFERENCIA

En este tipo de configuración (FIG. 4.2), la barra principal es normalmente energizada y bajo condiciones normales de operación, todos los circuitos son alimentados a través de sus interruptores.

Si es necesario sacar de servicio un disyuntor para efectos de mantenimiento o reparación la integridad del circuito puede ser mantenida a través de un interruptor de acoplamiento.

A continuación se resumen las ventajas y desventajas de este tipo de configuración:

- VENTAJAS

- 1.- El mantenimiento o reparación de cualquier interruptor puede ser realizado sin sacar de servicio a los circuitos.
- 2.- Sistema de protección sencillo para conexiones normales.
- 3.- El terreno requerido es menor que para

otras subestaciones eléctricas con configuraciones de doble barra.

4.- Más económica que otras subestaciones eléctricas con doble barra.

5.- El costo de la configuración es ligeramente mayor que el de la configuración barra simple, pero es más flexible en su operación y brinda mayor seguridad.

- DESVENTAJAS

1.- No es recomendable esta configuración en zonas de alta contaminación para los aisladores.

2.- Cuando se realiza el mantenimiento de aisladores es necesario sacar de servicio a la barra.

3.- Cuando un juego de barra está sobre otro juego, el mantenimiento de cualquiera de las barras es dificultoso.

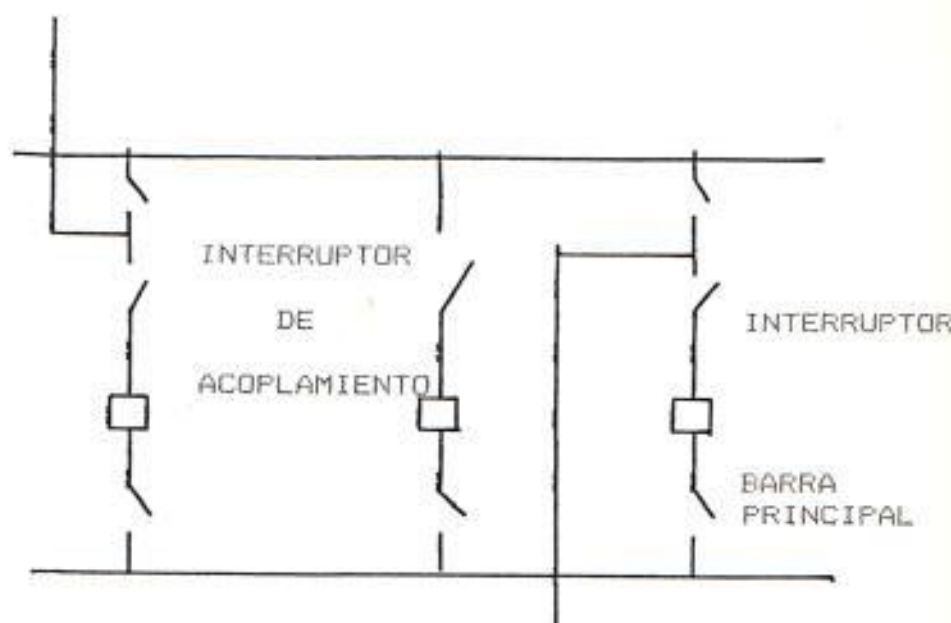


FIG. 4.2. ESQUEMA DE BARRA PRINCIPAL Y DE TRANSFERENCIA

BARRA DOBLE SIMPLE INTERRUPTOR

Este tipo de configuración (FIG. 4.3) consiste en dos barras, energizadas en condiciones y conexiones normales.

Cada barra puede ser alimentada independientemente y el número de circuitos que sale de la configuración se conectan a la barra a través de interruptores en proporciones iguales o casi iguales.

Si una de las barras deja de ser alimentada o está sometida a mantenimiento o reparación, el interruptor de acoplamiento conecta los circuitos de esta barra a la barra energizada.

A continuación se resumen las ventajas y desventajas de este tipo de configuración:

- VENTAJAS

- 1.- Operación sumamente flexible.
- 2.- El mantenimiento o reparación de cualquier interruptor puede ser realizado con una modificación mínima de la protección de la línea.
- 3.- Cualquiera de las barras pueden ser aislada para su mantenimiento.

- DESVENTAJAS

- 1.- Se requiere de un interruptor extra para interconexión entre barras.
- 2.- La operación que se requiere hacer cuando se realiza el mantenimiento de un

interruptor es complicada.

3.- Mayor probabilidad de falla en barras.

4.- Una falla en el interruptor de acoplamiento puede producir la salida total de la subestación.

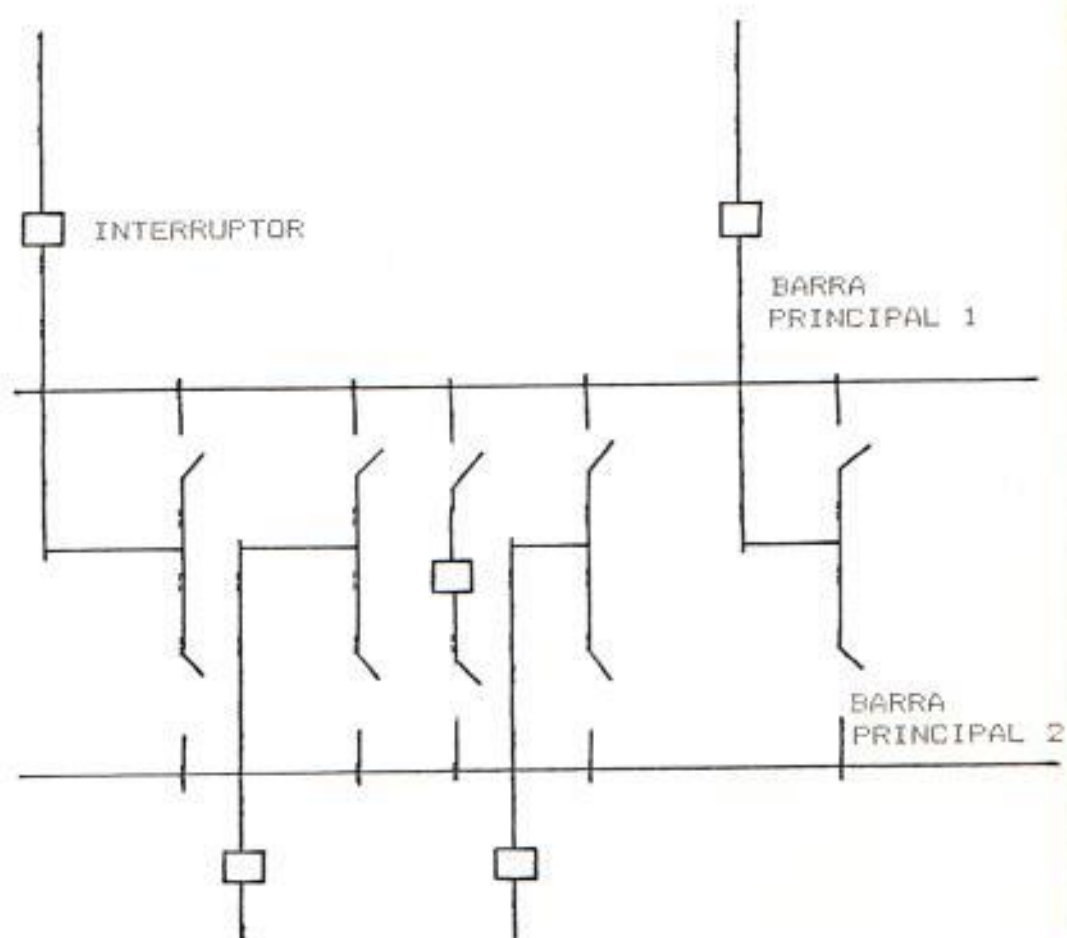


FIG. 4.3 ESQUEMA DE BARRA DOBLE - SIMPLE INTERRUPTOR

BARRAS DE ANILLO

A continuación se resumen las ventajas y desventajas de este tipo de configuración, mostrada en la figura 4.4.

- VENTAJAS

- 1.- Operación flexible
- 2.- Alta confiabilidad
- 3.- Se puede aislar secciones de barras o interruptores para fines de mantenimiento o reparación, sin interrumpir la operación del circuito.
- 4.- Doble alimentación para cada circuito.

- DESVENTAJAS

- 1.- La desconexión simultánea de dos interruptores puede dejar fuera de servicio a más de un circuito.
- 2.- Cada circuito debe tener su propia fuente de alimentación para efecto de protección.

3.- Es imposible ampliar las instalaciones, sin interrumpir el circuito.

4.- Generalmente este tipo de conexión se limita para un máximo de cuatro circuitos.

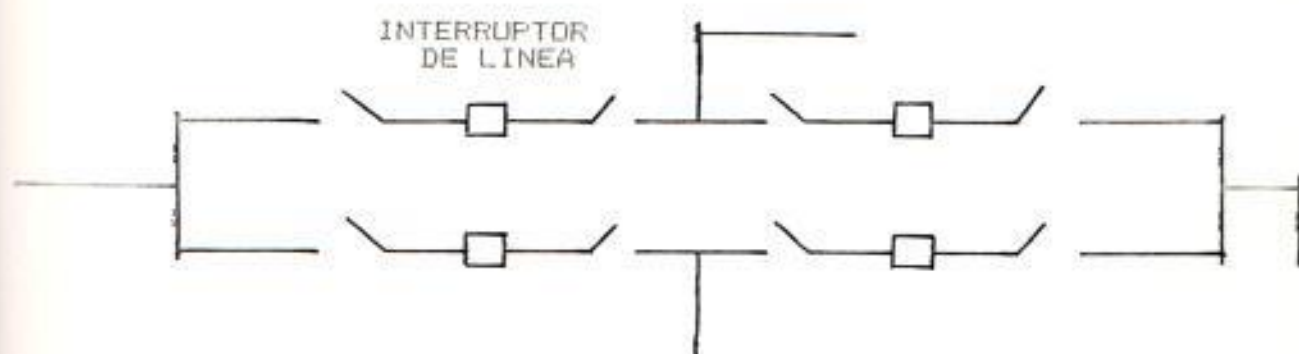


FIG. 4.4 ESQUEMA DE BARRAS EN ANILLO

La Tabla IV.7 presenta los costos en porcentaje, de las configuraciones, tomando como base el esquema de barra simple. En la Tabla no se incluyen el costo de los transformadores.

TABLA IV.7 EVALUACION ECONOMICA DE LAS CONFIGURACIONES

CONFIGURACION	COSTO APROXIMADO (%)
Barra Simple	100
Barra Principal y Transferencia	123
Barra Doble-Simple Interruptor	150
Barras en Anillo	114

4.1.6. LINEAS

Las configuraciones que forman las líneas afectan a la Confiabilidad del sistema, su selección debe ser el resultado de un análisis técnico económico parecido al de las subestaciones. A continuación se citan los factores influyentes en la selección.

- 1.- Costos y limitaciones económicas.
- 2.- Flexibilidad y Simplicidad.
- 3.- Confiabilidad.

El sistema de Subtransmisión Guayaquil presentan dos tipos de configuraciones: Radial

y Anillo.

La Configuración Radial en comparación con la configuración en anillo presenta menor regulación de voltaje, menor Confiabilidad y mayor pérdida; en cambio, tiene la ventaja de tener un sistema de protección sencillo con equipos menos costosos.

Las configuraciones tanto para subestaciones como para líneas se tratan con mayor detalle en las referencias 3 (Capítulos II y III), 4 (Capítulos III y IV) y 5 (Sección 2.4).

4.1.7. DIAGRAMAS UNIFILARES

Los diagramas unifilares del Sistema Guayaquil, para el año actual y año 2.000, que a continuación se presentan contienen los datos de topología necesarios para la evaluación de la confiabilidad del sistema; entre estos datos se tiene los niveles de voltaje, la dirección del flujo de potencia real, longitud de las líneas, ubicación de

interruptores, tipos de configuraciones de subestaciones y líneas.

Para propósito de análisis de confiabilidad, el sistema Guayaquil del año 2.000 se presenta en dos parte, según los niveles de voltaje que tiene el sistema.

4.2. EVALUACION DE LA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA GUAYAQUIL ACTUAL Y DEL AÑO 2.000

Descrito el sistema, se procede a representarlo, según su funcionamiento lógico, en un modelo que permita realizar la evaluación de la Confiabilidad bajo ciertas condiciones fijadas en la metodología determinada en el Capítulo II y aplicadas al programa desarrollado.

Para la representación del modelo, aplicado a la Confiabilidad, se asume lo siguiente:

- El criterio de falla del sistema está dado por la pérdida de continuidad eléctrica a todas las barras de carga existente en el sistema; es decir, el sistema fallará si hay pérdida del suministro de energía a todas las barras de carga.
- Todos los componentes del sistema son reparables con eventos independientes.
- La distribución probabilística para los tiempos de falla, reparación, maniobra y mantenimiento es exponencial.
- Los componentes, especialmente líneas y transformadores, tienen suficientes capacidades y no

necesitan del empleo del modelo de carga.

- ✓ - Se desprecia el efecto de un mal funcionamiento de la protección.
- ✓ - Se desprecia los estados con más de doble falla.
- Se desprecia el efecto ambiental (climático) por considerar que el medio es estable y normal.
- Cada nivel de voltaje está dentro de su rango normal.

Fijadas las condiciones bajo las cuales debe ser realizada la evaluación, se procede a construir el diagrama topológico o representación gráfica del modelo, para ello es necesario indicar el sentido del flujo de potencia real establecido de los flujos de carga corrido para condiciones normales y de carga máxima; ubicar los interruptores, indicar la longitud en Km de las líneas y enumerar cada componente que contribuye a la confiabilidad del sistema.

4.2.1. COMPONENTES DEL SISTEMA QUE INTERVIENEN EN EL ANALISIS DE CONFIABILIDAD, INDICES DE CONFIABILIDAD.

Los componentes del sistema considerados como

influyentes en la confiabilidad del sistema son mostrados en la Tabla IV.B.

Por no haber sido posible obtener los índices de confiabilidad de cada tipo de componente del Sistema Guayaquil, los valores de dichos índices han sido asumidos, y los resultados que se obtienen de la evaluación cuantitativa no pueden ser empleados en el diagnóstico de la confiabilidad del propio sistema por no ser reales, en cambio su utilización sirve como medio de comparación entre configuraciones.

Los índices adoptados para la evaluación son utilizados según la configuración que presente el sistema. Se asume que el comportamiento y las condiciones bajo las cuales son operados los componentes del sistema a 69KV se mantienen a lo largo de las etapas de la planificación, y que los componentes a niveles de voltaje superiores a 69KV son sometidos con frecuencia durante cada año a mantenimiento preventivo implicando una disminución en su frecuencia de falla.

Para las configuraciones a 69KV, se tomó los índices fijados por Ebasco, contenidos en la referencia (9).

Para la configuración a niveles de voltaje superiores a 69KV, se tomó los índices fijados por J. Endrenyi, contenidos en el capítulo XI de la referencia (1).

Los valores asumidos de los índices de confiabilidad para los diferentes tipos de componentes son mostrados en la Tabla IV.8.

4.2.2. DIAGRAMAS TOPOLOGICOS DEL SISTEMA APLICADOS AL ANALISIS DE CONFIABILIDAD

Las configuraciones descritas y escogidas para la evaluación de la Confiabilidad del sistema Guayaquil actual y del año 2.000, para el análisis presentan lo siguiente:

El sistema actual, presenta una configuración compuesta de 149 elementos, considerados como contribuyentes a los índices de falla del sistema, y comprendida desde las barras de las

subestaciones de subtransmisión a 69KV, consideradas como barras alimentadoras, hasta las barras secundarias de las subestaciones de distribución a 13.8KV y de cargas industriales a 69KV, consideradas como barras de carga.

El sistema del año 2.000, para propósito de una mejor evaluación por tener diferentes niveles de voltaje y subestaciones de subtransmisión de gran poder, se lo ha dividido en dos partes.

La primera parte, presenta una configuración compuesta de 79 elementos, considerados como influyentes de la Confiabilidad, y comprendida desde las barras, que alimenta el S.N.I. desde Paute, de las subestaciones de subtransmisión a 230 y 345 KV, consideradas como barras alimentadoras, hasta las barras secundarias de dichas subestaciones a 69 KV, consideradas como barras de carga.

La segunda parte, presenta una configuración compuesta de 297 elementos, considerados como influyentes de la Confiabilidad, y comprendida

desde las barras de las subestaciones de subtransmisión a 69 KV, consideradas como barras alimentadoras, hasta las barras secundarias de las subestaciones de distribución a 13.8 KV y de cargas industriales a 69 KV, consideradas como barras de carga.

Los diagramas topológicos o configuraciones del sistema aplicados al análisis de la Confiabilidad son los mismos a los mostrados en la sección 4.1.7.

4.2.3. DATOS DE ENTRADA DEL PROGRAMA

Según lo especificado en el Manual del Usuario, los datos de entrada son:

- Nombre de cada sistema.
- Indices de falla, obtenidos de la Tabla IV.8.
- Datos de topología, de los diagramas de la sección 4.1.7.

El formateo de los datos en los archivos fueron realizados según las especificaciones

del programa que contiene el Manual del Usuario.

El listado que contiene los resultados muestran los datos de entrada de cada configuración (excepto la longitud de cada tramo de línea) escritos en el mismo orden de aparición de los archivos de salida.

4.2.4. RESULTADOS OBTENIDOS, INTERPRETACION

Los resultados, que se muestran a continuación, fueron obtenidos de la evaluación de la Confiabilidad del sistema en forma cualitativa y cuantitativa.

De la evaluación cualitativa, llamada análisis de efectos de falla, se obtuvo los componentes que al ser sometidos a diferentes estados producen la falla al sistema (cortes mínimos o estados de falla del sistema). La ventaja que presenta esta evaluación está en la no necesidad de los índices de falla de los componentes del sistema, que a falta de ellos, este tipo de evaluación se hace imprescindible e importante.

La información obtenida, permite identificar las partes débiles del sistema, que según la importancia que presentan necesitan ser reforzadas o corregidas.

De la evaluación cuantitativa, se obtuvo los índices de falla (Probabilidad, Frecuencia y Duración Media) y la Confiabilidad o Disponibilidad del Sistema. La ventaja que presenta este tipo de evaluación está en la indicación, por parte de los índices, de la configuración más óptima, más segura, encaminada a proporcionar un mejor servicio al usuario. La desventaja que tiene la evaluación es en la utilización de índices de falla de cada componente cuando no se tiene un adecuado sistema estadístico de datos de falla.

Los resultados obtenidos de la corrida del programa para cada configuración son mostrados en las páginas últimas de este capítulo.

4.2.5. ANALISIS Y COMPARACIONES DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS

Los parámetros de confiabilidad obtenidos de los resultados de la evaluación no son válidos para diagnosticar la confiabilidad del sistema Guayaquil, pero sirven como medio de comparación entre configuraciones.

De los resultados obtenidos de la evaluación, se demuestra que los índices de confiabilidad de las configuraciones del Sistema Guayaquil a 69KV son bastante aproximados entre sí, presentando una disponibilidad aceptable en nuestro medio.

La configuración tipo radial a 69KV que presenta el sistema en el año 2000 es un poco más confiable que la configuración tipo radial-anillo del año actual (1987); esto se debe al criterio que se tiene al operar y planificar el sistema con el propósito fundamental de equiparlo, de satisfacer las demandas de carga y de entregar un buen servicio, que trae como consecuencia la mejora del sis-

tema.

El sistema del año 2.000 presenta, a niveles de voltajes superiores a 69KV, una configuración tipo anillo, alimentada por 3 puntos desde el S.N.I. y compuesta de cinco subestaciones de subtransmisión de gran poder unidas a través de líneas de dos ternas. La disposición de sus componentes hace que dicha configuración sea altamente confiable, cercana al 100% (confiabilidad ideal).

En la tabla IV.9 se presentan índices de confiabilidad de las configuraciones del sistema.

De los índices de falla obtenidos de la evaluación se demuestra que el modelo operación de maniobra es el que más contribuye a dichos índices en un porcentaje que oscila entre el 96 y 99% de la contribución total, por lo que no se introduciría mayor error si se desprecian los dos modelos restantes. Para el modelo mantenimiento preventivo su contribución a simple vista, es lógica debido

a que es una herramienta destinada a disminuir las frecuencias de fallas de los componentes, favoreciendo la seguridad del sistema.

La Tabla IV.10 muestra el porcentaje de contribución a los índices de falla de cada modelo.

En lo que respecta a la contribución a los índices de falla del sistema de los tipos de cortes mínimos o estados de fallas del sistema, se nota que los estados simples (R y S) son predominantes en contribución con respecto a los restantes estados de los modelos. De estos dos estados el que más contribuye a la probabilidad de falla es el estado R en un promedio del 98% de la contribución total de su modelo, en cambio la contribución del estado S es aproximadamente de 1.5%.

Esto último haría pensar en hacer más sencilla la evaluación, simplificando el modelo de operación de maniobra, para un componente, de tres estados a dos (operación y falla),

creyendo que no se introduciría un mayor error al despreciar el estado S; esto es correcto para ciertas condiciones, pero en la mayoría de los casos se estaría cometiendo un gravísimo error, debido a que el estado S tiene una alta contribución a la frecuencia de falla que oscila entre el 12 y el 43% de la contribución total de su modelo.

Lo que sí queda demostrado es la validez de no considerar estados con más de dobles fallas (doble contingencia), debido a que si la contribución a los índices de falla del sistema de los estados dobles es despreziable, con mucha más razón dichos estados lo serán.

La Tabla IV.11 presenta las contribuciones de los cortes mínimos del modelo operación de maniobra a los índices de falla del sistema.

Con la ayuda de las configuraciones y cortes mínimos obtenidos de la evaluación, se puede identificar aquellos componentes que constituyen las partes débiles del sistema. Conociendo la vida útil de los componentes y

el comportamiento que han tenido en el sistema, se puede identificar aquellos que están más propensos a fallas; entre estos tenemos, a los interruptores y transformadores de las subestaciones de distribución.

Las partes débiles de la configuración del sistema Guayaquil actual las constituyen los tramos de líneas intermedias y las barras seccionadoras. Las salidas de éstos componentes por reparación, mantenimiento o maniobra causarían la interrupción de varios puntos de cargas importantes; entre estos tenemos, las líneas 67, 84, 91, 97 y 76 y las barras 38, 44, 50, 57 y 61.

Las partes débiles de la configuración del año 2000 a nivel de 69KV, por ser radial, se encuentran ubicadas en los interruptores de las barras de las subestaciones de subtransmisión, en los tramos de líneas iniciales y en barras intermedias en donde se originan las ramas.

El sistema Guayaquil del año 2000 de niveles

de voltajes superiores a 69KV, presenta tan sólo un punto débil dado por el banco de autotransformadores asignado con el número 34 y ubicado en la subestación Policentro, su salida por reparación o mantenimiento bastaría para dejar a un gran sector sin el suministro de energía eléctrica. Se recomienda que esta subestación sea alimentada a 69KV por la subestación PVG, sólo en caso de emergencia.

Para las configuraciones del sistema a 69KV, se recomienda adoptar la configuración de barra principal y de transferencia en aquellas subestaciones seccionadoras en donde sus salidas implican grandes pérdidas de carga.

TABLA IV.8 INDICES DE CONFIABILIDAD DE LOS COMPONENTES DEL SISTEMA Y ASIGNACION DEL CODIGO

TIPO DE COMPONENTE	CODIGO	FRECUENCIA DE FALLA (SALIDAS/ANO)	TIEMPO MEDIO DE REPARACION (HORA)	TIEMPO MEDIO DE MANIOBRA (HORA)	FRECUENCIA DE MANTENIMIENTO (SALIDAS/ANO)	TIEMPO MEDIO DE MANTENIMIENTO (HORA)	PROBABILIDAD DE FALLA DEL INTERRUPTOR	FRECUENCIA DE FALSA OPERACION (SALIDAS/ANO)
PUNTO A SER ANALIZADO								
BARRA DE CARGA	1							
SE ASUME 100% CONFIABLE								
BARRA DE ALIMENTACION	2							
BARRA SECCIONADORA A 69 KV	3	0.0500	21.00	1.0	0.1	10.00	---	---
BARRA SECCIONADORA A 138 KV	8	0.0280	4.36	1.0	3.0	6.30	---	---
BARRA SECCIONADORA A 230 KV	3	0.0510	4.36	1.0	5.0	7.64	---	---
LINEA A 138KV Y 230KV	4	0.0075/KM	9.86	1.0	0.1257/KM	18.10	---	---
LINEA A 69KV	5	0.0373/KM	9.86	1.0	0.0161/KM	10.00	---	---
TRANSFORMADOR A 230/138KV Y 345/230KV	6	0.0380	168.00	1.0	4.33	7.55	---	---
TRANSFORMADOR A 230/69KV Y 138/69KV	7	0.0120	168.00	1.0	3.67	6.40	---	---
TRANSFORMADOR A 69/13.8KV	7	0.0500	168.00	1.0	1.0	12.00	---	---
INTERRUPTOR A 230KV Y 345KV	9	0.0180	12.70	1.0	1.21	6.40	0.0015	0.0260
INTERRUPTOR A 138KV	10	0.0030	27.00	1.0	0.44	6.30	0.0015	0.0260
INTERRUPTOR A 69KV	10	0.0700	27.00	1.0	0.50	8.00	0.0015	0.0260

TABLA IV.9 INDICES DE CONFIABILIDAD DE LAS CONFIGURACIONES DEL SISTEMA

CONFIGURACION AND TIPO	DISPONIBILIDAD (%)	FRECUENCIA DE FALLA (SALIDA/AND)	DURACION MEDIA DE FALLA (HORA)	PUNTOS DE ALIMENTACION	PUNTOS DE CARGA
1987 RADIAL-ANILLO A 69KV	97.29	6.44130	36.89	6	31
2000 RADIAL A 69KV	97.69	8.35041	24.20	7	61
2000 ANILLO A 395-230 138-69KV	99.89	0.38173	25.66	5	5

6
 TABLA IV.10 CONTRIBUCION DE LOS MODELOS A LOS INDICES DE FALLA

MODELOS	SISTEMA GUAYABUIL ACTUAL		SISTEMA DEL AÑO 2000 A 69KV		SISTEMA DEL AÑO 2000 A 345/230/138/69KV	
	PROBABILIDAD DE FALLA ANO/ANO λ	FRECUENCIA DE FALLA 1/ANO λ	PROBABILIDAD DE FALLA ANO/ANO λ	FRECUENCIA DE FALLA 1/ANO λ	PROBABILIDAD DE FALLA ANO/ANO λ	FRECUENCIA DE FALLA 1/ANO λ
OPERACION DE						
MANIOBRA	0.271222 -1 x 10	0.641048 1 x 10	99.91 -1 x 10	0.230447 -1 x 10	99.91 -1 x 10	0.230447 -1 x 10
MANTENIMIENTO						
PREVENTIVO	0.137503 -5 x 10	0.274870 -2 x 10	0.04 -2 x 10	0.04 -2 x 10	0.336136 -5 x 10	0.336136 -5 x 10
CIRCUITO						
INTERRUPTOR	0.543840 -5 x 10	0.280724 -1 x 10	0.09 -4 x 10	0.219258 -4 x 10	0.09 -4 x 10	0.219258 -4 x 10
CONTRIBUCION						
TOTAL	0.271290 -1 x 10	0.644130 1 x 10	100 -1 x 10	0.230666 -1 x 10	100 -1 x 10	0.230666 -1 x 10

Tabla IV.11 CONTRIBUCIONES DE LOS CORTES MÍNIMOS DEL MODELO OPERACION DE MANTENIMIENTO A LOS INDICES DE FALLA DEL SISTEMA

CORTES MÍNIMOS	SISTEMA GUAYABUIL ACTUAL		SISTEMA DEL AÑO 2000 A 69KV		SISTEMA DEL AÑO 2000 A 345/230/138/69KV							
	PROBABILIDAD DE FALLA AND/AÑO	FRECUENCIA DE FALLA: 1/AÑO	PROBABILIDAD DE FALLA AND/AÑO	FRECUENCIA DE FALLA: 1/AÑO	PROBABILIDAD DE FALLA AND/AÑO	FRECUENCIA DE FALLA: 1/AÑO						
R	0.270259 -1 x 10	99.6400 1 x 10	0.558002 1 x 10	87.0453 -1 x 10	0.226310 -1 x 10	98.2048 1 x 10	0.468550 1 x 10	56.3900 -2 x 10	0.109678 -2 x 10	98.4719 0 x 10	0.227000 0 x 10	61.6262
S	0.945865 -4 x 10	0.3487 0 x 10	0.826578 0 x 10	12.9254 -3 x 10	0.413623 -3 x 10	1.7949 1 x 10	0.362335 1 x 10	43.6100 -4 x 10	0.160959 -4 x 10	1.4451 0 x 10	0.140999 0 x 10	38.2782
RR	0.163591 -5 x 10	0.0060	0.149209 -2 x 10	0.0233	--	--	--	--	0.913808 -6 x 10	0.0820 -3 x 10	0.258084 -3 x 10	0.0701
RS	0.429829 -7 x 10	0.0002	0.391673 -3 x 10	0.0061	--	--	--	--	0.104027 -7 x 10	0.0009 -1 x 10	0.957975 -1 x 10	0.0260
SS	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
CONTRIBUCION TOTAL	0.271222 -1	100.00 1	0.641048 1	100 -1	0.230447 -1	100 -1	0.830985 1	100 -2	0.111380 -2	100 0	0.368353 0	100 x 10

* * * * *
 * ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL *
 * FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA *
 * * * * *
 * TESIS DE PTENCIA *
 * CONFIABILIDAD EN LOS SISTEMAS DE SUBTRANSMISIÓN *
 * * * * *
 * DIRECTOR DE TESIS *
 * INGENIERO EDUARDO LEÓN CASTRO *
 * * * * *
 * REALIZADA POR *
 * XAVIER ALFREDO SANTANA JUNCO *
 * * * * *

* * * * *
 * OBJETIVO DEL PROGRAMA *
 * * * * *
 * REALIZAR LA EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD A *
 * LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN Y SUBTRANSMISIÓN *
 * * * * *
 * MÉTODOS EMPLEADOS *
 * * * * *
 * -ESPACIO DE ESTADO *
 * -TRAYECTORIA Y CRONOMETRÍA *
 * * * * *
 * CRITERIO DE FALLA DEL SISTEMA *
 * * * * *
 * FALTA DE CONTINUIDAD ENTRE LAS BARRAS *
 * DE CARGA Y LAS BARRAS DE ALIMENTACIÓN *
 * * * * *
 * SISTEMA ANALIZADO *
 * * * * *
 * SISTEMA SUBTRANSMISIÓN GUAYACUIL *
 * AÑO 1987 * * * * * NIVEL 69 KV *
 * NÚMERO TOTAL DE COMPONENTES = 149 *
 * * * * *

 * INDIKES DE CONFIABILIDAD DE LOS COMPONENTES *
 * * * * *
 * DEL SISTEMA Y ASIGNACION DEL CODIGO *
 * * * * *

TIPC DE ELEMENTO	CODIGO	CANTIDAD	FRECUENCIA DE FALLA F(1/ANO)	TIEMPO MEDIO DE REPARACION TR(MED)	TIEMPO MEDIO DE REPARACION TR(MED)	FRECUENCIA DE MANTENIMIENTO F(1/ANO)	TIEMPO DE MANTENIMIENTO TR(MED)	TIEMPO DE MANTENIMIENTO TR(MED)	TIEMPO DE MANTENIMIENTO TR(MED)	FRECUENCIA DE FALLA DE FALSA OPERACION FFC(1/ANO)
BARRA JE CARRUA	1	31	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
BARRA/ALIMENTACION	2	6	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
BARRA/SECCIONAULTORA	3	20	0.0500	21.0000	1.0000	0.1000	10.0000	0.0000	0.0000	0.0000
LINEA TAPU B	5	40	0.0375	9.8600	1.0000	0.0161	10.0000	0.0000	0.0000	0.0000
TRANSFORMADOR B	7	22	0.0500	168.0000	1.0000	1.0000	12.0000	0.0000	0.0000	0.0000
INTERRUPTOR B	10	20	0.0700	27.0000	1.0000	0.5000	8.0000	0.0015	0.0015	0.0260

NUTA
 -SCLC PARA LINEAS-
 LAS UNIDADES DE LAS FRECUENCIAS DE FALLA Y MANTENIMIENTO,
 ADICIONALMENTE A LAS INDICADAS, VIENEN EXPRESADAS EN (1/KM)

CURTIS MINIMCS -S-

43 74 75 129 130
 131 132 133 137 138
 143

CURTIS MINIMCS -RR-

43- 45	42-112	43-143	45- 53	45- 74
45- 75	45- 87	45- 88	48- 53	48- 87
48- 88	53- 81	53- 82	53-112	53-144
74-112	74-143	75-112	75-143	81- 87
81- 88	82- 87	82- 88	87-112	87-144
88-112	88-144	129-130	129-149	130-145
137-138	137-145	138-139		

CURTIS MINIMCS -RS-

138- 46	135- 48	138- 53	139- 53	138- 81
139- 81	138- 82	139- 82	138- 87	135- 87
138- 88	135- 88	138-134	139-134	142-134
43-144	74-144	75-144	138-144	135-144

CURTIS MINIMCS -SS-

MODELO

-----PANTENIMIENTO PREVENTIVO-----

-----CORTES MINIMOS -MA-----

43-45	43-112	43-143	45-53	45-74
45-75	45-87	45-88	48-53	48-87
48-88	53-81	53-82	53-112	53-144
74-112	74-143	75-112	75-143	81-87
81-88	82-87	82-88	87-112	87-144
88-112	88-144	129-130	129-149	130-145
137-138	137-139	138-135	45-43	112-43
143-43	53-45	74-45	75-45	87-45
88-45	53-48	87-48	88-48	81-53
82-53	112-53	144-53	112-74	143-74
112-75	143-75	87-81	88-81	87-82
88-82	112-87	144-87	112-88	144-88
130-125	145-129	149-130	138-137	139-137
129-138				

-----CORTES MINIMOS -MS-----

138-48	135-48	138-53	139-53	138-81
139-81	138-82	135-82	138-87	135-87
138-88	139-88	138-134	139-134	142-134
43-144	74-144	75-144	138-144	139-144

MODELO

-----CIRCUITO INTERRUPTOR-----

LA OBTENCION DE LOS CORTES MINIMOS DE ESTE

MODELO ESTA BASADA EN LOS ELEMENTOS INTERRUPTORES

QUE FORMAN PARTE DE LOS CORTES MINIMOS DEL

MODELO -OPERACION DE MANICERA-

INDICES DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA				
SISTEMA EVALUADO				
SISTEMA SUBTRANSMISION GUAYAQUIL				
AÑO 1987 ***** NIVEL 69 KV.				
CONTRIBUCION DE LOS ESTADOS DE FALLA				
MODELOS	ESTADOS	PROBABILIDAD DE FALLA (ANG/ANL)	FRECUENCIA DE FALLA (1/ANL)	
DURACION MEDIA DE FALLA (PCRA)				
OPERACION	R	0.270259157E-01	0.558001804E+01	0.464333560E-02
MANEJO	S	0.945864740E-04	0.821577876E+00	0.114155151E-03
	RR	0.163591445E-05	0.149208517E-02	0.109635464E-02
	RS	0.425828546E-07	0.391672558E-03	0.105741764E-03
CONTRIBUCION DEL MODELO				
		0.271221772E-01	0.641047764E+01	0.330627855E+02
PANTERPIENTAL				
	PR	0.1288647387E-05	0.195046454E-02	0.647316687E-03
PREVENTIVO				
	MS	0.805538823E-07	0.758212551E-03	0.114155089E-03
CONTRIBUCION DEL MODELO				
		0.137502775E-05	0.274865753E-02	0.436216205E+01


```

=====
=          BRCK          = 0.249442019E+05 = 0.22252093E+02 = 0.41205623E+02 =
=          BRCS          = 0.512278433E+07 = 0.465376403E+03 = 0.110078312E+03 =
=          BSCR          = 0.249442019E+06 = 0.22252093E+02 = 0.41205623E+02 =
=          BSCS          = 0.263715719E+05 = 0.231015161E+01 = 0.114155147E+03 =
=          BRCRDA       = 0.105041380E+07 = 0.131635563E+04 = 0.797946705E+03 =
=          BRCSDA       = 0.157747027E+05 = 0.188293052E+05 = 0.105020881E+03 =
=          BRCRDS       = 0.317266657E+09 = 0.304894274E+05 = 0.104057523E+03 =
=          BRCSDS       = 0.617705978E+11 = 0.110225812E+06 = 0.560356621E+04 =
=          BRCRDA       = 0.386917371E+10 = 0.375733009E+06 = 0.103506566E+03 =
=          BRCSDA       = 0.389912325E+09 = 0.955872181E+08 = 0.407512562E+01 =
=====
= CONTRIBUCION DEL MODELO = 0.543835542E+05 = 0.280724131E+01 = 0.169705105E+01 =
=====
= CONTRIBUCION TOTAL     = 0.271289670E+01 = 0.649125648E+01 = 0.368946591E+02 =
=====

```

```

*****
**
**
** SISTEMA SUBTRANSP ISILN GUAYALUIL
**
** ANE 1987 ===== NIVEL 65 KV.
**
** CONFIBILIDAD 97.29 C/O
**
*****

```

```

*****
*
* ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL
* FACULTAD DE INGENIERIA ELÉCTRICA
*
* TESIS DE PLÉNCIA
* CONFIABILIDAD EN LOS SISTEMAS DE SUBTRANSMISIÓN
*
* DIRECTOR DE TESIS
* INGENIERO EDUARDO LEÓN CASTAÑO
*
* REALIZADA POR
* XAVIER ALFREDO SANTANA JUNCO
*
*****

```

```

*****
*
* OBJETIVO DEL PROGRAMA
*
* REALIZAR LA EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD A
* LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN Y SUBTRANSMISIÓN
*
* MÉTODOS EMPLEADOS
*
* -ESPACIO DE ESTADO
* -TRAYECTORIA Y LORTE MÍNIMO
*
* CRITERIO DE FALLA DEL SISTEMA
*
* FALTA DE CONTINUIDAD ENTRE LAS BARRAS
* DE CARGA Y LAS BARRAS DE ALIMENTACIÓN
*
* SISTEMA ANALIZADO
*
* SISTEMA SUBTRANSMISIÓN GUAYACUIL
* AÑO 2000 NIVEL 69 KV.
* NÚMERO TOTAL DE COMPONENTES = 277
*
*****

```

 * INDICES DE CONFIABILIDAD DE LOS COMPONENTES *
 * DEL SISTEMA Y ASIGNACION DEL CODIGO *

TIPO DE ELEMENTO	CODIGO	CANTIDAD	FRECUENCIA DE FALLA FF (1/AÑO)	TIEMPO DE REPARACION TR (HORAS)	TIEMPO MEDIO DE MANEJO DE MANEJERA T (HORAS)	FRECUENCIA DE MANTENIMIENTO FM (1/AÑO)	TIEMPO DE MANTENIMIENTO TM (HORAS)	PROBABILIDAD DE FALLA INTERRUPT- PFI	FRECUENCIA DE FALSA OPERACION FFOL (AÑO)
BARRA DE CARGA	1	01	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
CABLE/ALIMENTACION	2	7	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
CABLE/SUBESTACION	3	63	0.0500	21.0000	1.0000	0.1000	10.0000	0.0000	0.0000
LÍNEA TIPO a	5	71	0.0373	5.8000	1.0000	0.0161	10.0000	0.0000	0.0000
TRANSFORMADOR b	7	53	0.0500	168.0000	1.0000	1.0000	12.0000	0.0000	0.0000
INTERRUPTOR b	10	92	0.0700	27.0000	1.0000	0.5000	8.0000	0.0015	0.0260

 * SOLO PARA LINEAS *

LOS VALORES DE LAS FRECUENCIAS DE FALLA Y MANTENIMIENTO,
 ADICIONALMENTE A LAS INCLUIDAS, VIENEN EXPRESADAS EN (1/AÑO)

REPRESENTACION DEL DIAGRAMA TOPOLOGICO DEL SISTEMA *
 APLICADO AL ANALISIS DE LA CONFIABILIDAD *
 ELEMENTOS QUE SE CONECTAN AL COMPONENTE *
 ELEMENTOS CON FLUJO QUE ENTRAN AL COMPONENTE *
 ELEMENTOS CON FLUJO QUE SALEN DEL COMPONENTE *

NUMERO	FLUJO	DIRECCION DEL FLUJO	N/1	N/2	R/3	N/4	N/5	N/1	N/2	N/3	N/4	N/5
1	1	1	159	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	1	1	200	1	1	1	1	1	1	1	1	1
3	1	1	201	1	1	1	1	1	1	1	1	1
4	1	1	202	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1	1	257	164	1	1	1	1	1	1	1	1
6	1	1	143	1	1	1	1	1	1	1	1	1
7	1	1	203	1	1	1	1	1	1	1	1	1
8	1	1	604	1	1	1	1	1	1	1	1	1
9	1	1	205	1	1	1	1	1	1	1	1	1
10	1	1	208	1	1	1	1	1	1	1	1	1
11	1	1	207	1	1	1	1	1	1	1	1	1
12	1	1	206	1	1	1	1	1	1	1	1	1
13	1	1	209	1	1	1	1	1	1	1	1	1
14	1	1	210	1	1	1	1	1	1	1	1	1
15	1	1	211	1	1	1	1	1	1	1	1	1
16	1	1	212	1	1	1	1	1	1	1	1	1
17	1	1	213	1	1	1	1	1	1	1	1	1
18	1	1	214	1	1	1	1	1	1	1	1	1
19	1	1	215	1	1	1	1	1	1	1	1	1
20	1	1	162	1	1	1	1	1	1	1	1	1
21	1	1	216	216	1	1	1	1	1	1	1	1
22	1	1	217	1	1	1	1	1	1	1	1	1
23	1	1	218	1	1	1	1	1	1	1	1	1
24	1	1	220	1	1	1	1	1	1	1	1	1
25	1	1	219	1	1	1	1	1	1	1	1	1
26	1	1	242	1	1	1	1	1	1	1	1	1
27	1	1	221	1	1	1	1	1	1	1	1	1
28	1	1	223	1	1	1	1	1	1	1	1	1
29	1	1	224	1	1	1	1	1	1	1	1	1
30	1	1	225	1	1	1	1	1	1	1	1	1
31	1	1	226	1	1	1	1	1	1	1	1	1
32	1	1	227	1	1	1	1	1	1	1	1	1
33	1	1	228	1	1	1	1	1	1	1	1	1
34	1	1	229	1	1	1	1	1	1	1	1	1
35	1	1	230	1	1	1	1	1	1	1	1	1
36	1	1	176	1	1	1	1	1	1	1	1	1
37	1	1	231	1	1	1	1	1	1	1	1	1
38	1	1	232	1	1	1	1	1	1	1	1	1
39	1	1	233	1	1	1	1	1	1	1	1	1
40	1	1	234	1	1	1	1	1	1	1	1	1
41	1	1	235	1	1	1	1	1	1	1	1	1
42	1	1	235	1	1	1	1	1	1	1	1	1

 LAISJ CARBAISI DE LARVA A REALIZABLE (EUSCN)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
41	42	43	275	280	281	282	283	284	285
286	287	288	289	290	291	292	293	294	295
296									

 CORTES MINIMOS TOTALES DEL SISTEMA

 MODELL

 -OPERACION DE MADERA-

 CORTES MINIMOS -R-

1	2	3	4	5
6	7	8	9	10
11	12	13	14	15
16	17	18	19	20
21	22	23	24	25
26	27	28	29	30
31	32	33	34	35
36	37	38	39	40
41	42	43	44	45
46	47	48	49	50
51	52	53	54	55
56	57	58	59	60
61	62	63	64	65
66	67	68	69	70
71	72	73	74	75
76	77	78	79	80
81	82	83	84	85
86	87	88	89	90
91	92	93	94	95
96	97	98	99	100
101	102	103	104	105
106	107	108	109	110
111	112	113	114	115
116	117	118	119	120
121	122	123	124	125
126	127	128	129	130
131	132	133	134	135
136	137	138	139	140
141	142	143	144	145
146	147	148	149	150
151	152	153	154	155
156	157	158	159	160
161	162	163	164	165
166	167	168	169	170
171	172	173	174	175
176	177	178	179	180
181	182	183	184	185
186	187	188	189	190
191	192	193	194	195
196	197	198	199	200
201	202	203	204	205
206	207	208	209	210
211	212	213	214	215
216	217	218	219	220
221	222	223	224	225
226	227	228	229	230
231	232	233	234	235
236	237	238	239	240
241	242	243	244	245
246	247	248	249	250
251	252	253	254	255
256	257	258	259	260
261	262	263	264	265
266	267	268	269	270
271	272	273	274	275
276	277	278	279	280
281	282	283	284	285
286	287	288	289	290
291	292	293	294	295
296	297	298	299	300

 CORTES MINIMOS -S-

40	41	42	43	44
45	46	47	48	49
50	51	52	53	54
55	56	57	58	59
60	61	62	63	64
65	66	67	68	69
70	71	72	73	74
75	76	77	78	79
80	81	82	83	84
85	86	87	88	89
90	91	92	93	94
95	96	97	98	99
100	101	102	103	104
105	106	107	108	109
110	111	112	113	114
115	116	117	118	119
120	121	122	123	124
125	126	127	128	129
130	131	132	133	134
135	136	137	138	139
140	141	142	143	144
145	146	147	148	149
150	151	152	153	154
155	156	157	158	159
160	161	162	163	164
165	166	167	168	169
170	171	172	173	174
175	176	177	178	179
180	181	182	183	184
185	186	187	188	189
190	191	192	193	194
195	196	197	198	199
200	201	202	203	204
205	206	207	208	209
210	211	212	213	214
215	216	217	218	219
220	221	222	223	224
225	226	227	228	229
230	231	232	233	234
235	236	237	238	239
240	241	242	243	244
245	246	247	248	249
250	251	252	253	254
255	256	257	258	259
260	261	262	263	264
265	266	267	268	269
270	271	272	273	274
275	276	277	278	279
280	281	282	283	284
285	286	287	288	289
290	291	292	293	294
295	296	297	298	299
300				

CORTES MINIMUS -RR-

CORTES MINIMUS -RS-

CORTES MINIMUS -SS-

MODELO

-MANTENIMIENTO PREVENTIVO-

CORTES MINIMUS -MR-

CORTES MINIMUS -MS-

MODELO

-CIRCUITO INTERRUPTOR-

LA OBTENCION DE LOS CORTES MINIMOS DE ESTE
MODELO ESTA BASADA EN LOS ELEMENTOS INTERRUPTORES
QUE FLAMAN PARTE DE LOS CORTES MINIMOS DEL
MODELO -OPERACION DE MANIOBRA-

```

=====
= INDICES DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA =
= SISTEMA EVALUADO =
=====
= SISTEMA SUBTRANSMISION UAYAYULLI =
= ANO 2000 ===== NIVEL 69 KV. =
=====
= CONTRIBUCION DE LOS ESTADOS DE FALLA =
=
= MODULOS = ESTADOS = DURACION =
= ASUMIDOS = DE FALLA = PROBABILIDAD = FRECUENCIA = MEDIA =
= = DE FALLA = (LANG/ANC) = (1/ANC) = DE FALLA =
= = = = = (HORA) =
=====
= OPERACION = K = 0.226310454E-01 = 0.468550205E+01 = 0.463001356E-02 =
=
= ALIUBKA = S = 0.413623406E-03 = 0.362346824E+01 = 0.114155016E-03 =
=
= CONTRIBUCION DEL MODELO = 0.230446681E-01 = 0.830885029E+01 = 0.242599250E+02 =
=
= MANTENIMIENTO = MR = 0.00000000E+00 = 0.00000000E+00 = 0.00000000E+00 =
=
= PREVENTIVO = MS = 0.00000000E+00 = 0.00000000E+00 = 0.00000000E+00 =
=
= CONTRIBUCION DEL MODELO = 0.00000000E+00 = 0.00000000E+00 = 0.00000000E+00 =
=
= BRCK = 0.18092453E-04 = 0.147690512E-01 = 0.127922604E-02 =
=
= BRUS = 0.337180779E-06 = 0.306310179E-02 = 0.110078210E-03 =
=
= BSCR = 0.241349483E-06 = 0.222875807E-02 = 0.108288776E-03 =
=
= BSL5 = 0.245430874E-05 = 0.214957716E-01 = 0.114155104E-03 =
=
= CONTRIBUCION DEL MODELO = 0.215257636E-04 = 0.41366757E-01 = 0.462142754E+01 =
=
= CONTRIBUCION TOTAL = 0.230665915E-01 = 0.835041046E+01 = 0.241575980E+02 =
=====

```

```

=====
**
*
* SISTEMA SUBTRANSMISION UAYAYULLI
*
* ANO 2000 ===== NIVEL 69 KV.
*
* CONFIABILIDAD = 97.69 0/0
*
*
*
*
*
*
=====

```

* ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL *
* FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA *
* *
* TESIS DE PUNTLIA *
* CONFIABILIDAD EN LOS SISTEMAS DE SUBTRANSMISIÓN *
* *
* DIRECTOR DE TESIS *
* INGENIERO EDUARDO LEGA CASTRO *
* *
* REALIZADA POR *
* XAVIER ALFREDO SANTANA JUNCO *
* *

* OBJETIVO DEL PROGRAMA *
* ***** *
* REALIZAR LA EVALUACION DE LA CONFIABILIDAD A *
* LOS SISTEMAS DE TRANSMISION Y SUBTRANSMISION *
* *
* METODOS EMPLEADOS *
* ***** *
* -ESPACIO DE ESTADO *
* -TRAYECTORIA Y COSTE MINIMO *
* *
* CRITERIO DE FALLA DEL SISTEMA *
* ***** *
* FALTA DE CONTINUIDAD ENTRE LAS BARRAS *
* DE CARGA Y LAS BARRAS DE ALIMENTACION *
* *
* SISTEMA ANALIZADO *
* ***** *
* SISTEMA SUBTRANSMISION GUAYACUIL *
* ANL 2000 == NIVELES 345/230/138/65 KV. *
* NUMERO TOTAL DE COMPONENTES = 79 *
* *

 * INDIQUES DE CONFIABILIDAD DE LOS COMPONENTES *
 * DEL SISTEMA Y ASIGNACION DEL COSTO *

TIPO DE ELEMENTO	CODIGO	CANTIDAD	FRECUENCIA DE FALLA FF(1/ANO)	TIEMPO MEDIO DE REPARACION TR(HORA)	TIEMPO MEDIO DE REPARACION MAN(ORA)	TS(HORA)	FRECUENCIA DE MANTENIMIENTO FM(1/ANO)	TIEMPO DE MANTENIMIENTO TM(HORA)	PACAPABILIDAD FALLA INTERRUPT-PFI	FRECUENCIA DE FALSA OPERACION FFC(1/ANO)
BARRA DE CARGA	1	5	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
BARAJA ALMANTACION	2	5	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
BARRA/SECCIONAUCRA	3	4	0.0510	4.3600	1.0000	1.0000	5.0000	7.6400	0.0000	0.0000
LINEA TIPO A	4	5	0.0075	9.8600	1.0000	1.0000	0.1257	18.1000	0.0000	0.0000
TRANSFORMADOR A	6	4	0.0380	168.0000	1.0000	1.0000	4.3300	7.5500	0.0000	0.0000
TRANSFORMADOR B	7	5	0.0120	168.0000	1.0000	1.0000	3.6700	6.4000	0.0000	0.0000
LITRO ELEMENTO	8	4	0.0280	4.3600	1.0000	1.0000	3.0000	6.3000	0.0000	0.0000
INTERRUPTOR #	5	15	0.0160	12.7000	1.0000	1.0000	1.2100	6.4000	0.0015	0.0260
INTERRUPTOR #	10	25	0.0030	27.0000	1.0000	1.0000	0.4400	6.3000	0.0015	0.0260

 * SOLU PARA LINEAS *

 LAS UNIDADES DE LAS FRECUENCIAS DE FALLA Y MANTENIMIENTO,
 ADICIONALMENTE A LAS INDICADAS, VIENEN EXPRESADAS EN (1/KM)

 CARGOS DE LA CARGA MANEJABLE (EISEN)

 1 2 3 4 5

 CARGOS MINIMOS TOTALES DEL SISTEMA

 MODELO

 OPERACION DE MANEJABLE

 CARGOS MINIMOS -R-

1 2 3 4 5
 10 13 14 15 26
 34 39 41 61 70

 CARGOS MINIMOS -S-

40 42 43 50 54
 55 56 57 58 59
 60 62 63 64 65
 66 67 68 69 71
 72 73 74 75 76
 77 78

 CARGOS MINIMOS -Re-

11- 12	11- 33	11- 53	11- 76	12- 16
12- 15	12- 34	12- 51	12- 52	12- 75
16- 21	16- 33	16- 43	16- 49	16- 53
16- 76	19- 40	19- 57	19- 63	20- 54
20- 64	25- 33	25- 53	25- 76	27- 28
27- 45	27- 62	28- 44	28- 60	30- 31
30- 42	30- 74	31- 40	31- 73	32- 33
32- 53	32- 76	33- 51	33- 52	33- 75
33- 36	35- 67	35- 72	36- 65	36- 71
37- 38	37- 56	37- 78	38- 55	38- 77
40- 42	40- 74	42- 74	44- 43	44- 62
43- 60	51- 53	51- 76	52- 53	52- 76
53- 75	54- 57	54- 63	55- 58	55- 78
56- 77	57- 64	60- 62	63- 64	65- 67
65- 72	67- 71	71- 72	73- 74	75- 76
77- 78				

CORTES MINIMOS -RS-

12- 24	21- 22	33- 24	43- 22	49- 22
53- 24	76- 22	14- 23	21- 23	33- 23
13- 23	19- 23	53- 23	76- 23	12- 24
41- 24	33- 24	43- 24	49- 24	53- 24
76- 24	21- 25	43- 25	49- 25	12- 47
41- 47	33- 47	43- 47	49- 47	53- 47
76- 47	12- 48	21- 48	33- 48	43- 48
49- 48	33- 48	76- 48	11- 49	25- 49
32- 49	51- 49	52- 49	75- 49	21- 51
43- 51	49- 51			

CORTES MINIMOS -SS-

MODELO

-MANTENIMIENTO PREVENTIVO-

CORTES MINIMOS -MR-

11- 12	11- 33	11- 53	11- 76	12- 16
12- 25	12- 32	12- 51	12- 52	12- 75
16- 21	16- 33	16- 43	16- 49	16- 53
19- 76	19- 20	19- 57	19- 63	20- 54
23- 64	25- 34	25- 53	25- 76	27- 28
27- 45	27- 62	28- 44	28- 60	30- 31
30- 42	30- 74	31- 40	31- 73	32- 33
32- 53	32- 76	33- 51	33- 52	33- 75
35- 36	35- 67	35- 72	36- 65	36- 71
37- 38	37- 56	37- 78	38- 53	38- 77
40- 42	40- 74	42- 73	44- 45	44- 62
43- 60	51- 53	51- 76	52- 53	52- 76
53- 75	54- 57	54- 63	55- 56	55- 78
56- 77	57- 64	60- 62	63- 64	65- 67
65- 72	67- 71	71- 72	73- 74	75- 76
77- 78	12- 11	33- 11	53- 11	76- 11
10- 12	25- 12	32- 12	51- 12	52- 12
75- 12	21- 16	33- 16	43- 16	49- 16
53- 16	76- 16	20- 19	57- 19	63- 19
54- 20	64- 20	31- 25	53- 25	76- 25
48- 27	49- 27	62- 27	44- 28	60- 28
31- 30	42- 30	74- 30	40- 31	73- 31
33- 32	53- 32	76- 32	51- 33	52- 33
75- 33	36- 35	67- 35	72- 35	65- 36
71- 36	38- 37	50- 37	78- 37	55- 38
77- 38	42- 40	74- 40	73- 42	45- 44
66- 44	60- 45	53- 51	70- 51	53- 52
70- 52	75- 53	57- 54	63- 54	56- 55
76- 55	77- 56	64- 57	62- 60	64- 63
67- 65	72- 65	71- 67	72- 71	74- 73
76- 75	76- 77			

CORTES MINIMOS -MS-

12- 22	21- 22	33- 22	43- 22	45- 22
53- 22	76- 22	12- 23	41- 23	33- 23
43- 23	49- 23	53- 23	76- 23	12- 24
21- 24	33- 24	43- 24	49- 24	53- 24
76- 24	21- 25	43- 25	49- 25	12- 47
41- 47	33- 47	43- 47	49- 47	53- 47
76- 47	12- 48	21- 48	33- 48	43- 48
43- 48	53- 48	76- 48	11- 49	23- 49
32- 49	51- 49	52- 49	75- 49	21- 51
43- 51	45- 51			

MODELO

-CIRCUITO INTERRUPTOR-

LA OBTENCION DE LOS CORTES MINIMOS DE ESTE
 MODELO ESTA BASADA EN LOS ELEMENTOS INTERRUPTORES
 QUE FORMAN PARTE DE LOS CORTES MINIMOS DEL
 MODELO -OPERACION DE MANIOBRA-

INDICES DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA				
SISTEMA EVALUADO				
SISTEMA SUBTRANSMISION GUAYACUIL				
ANU 2000 == NIVELES 345/230/130/69 KV.				
CONTRIBUCION DE LOS ESTADOS DE FALLA				
MODELOS	ESTADOS	PROBABILIDAD DE FALLA (LANC/ANC)	FRECUENCIA DE FALLA (I/ANC)	
ASUMIDOS	DE FALLA		DURACION MEDIA DE FALLA (HORA)	
	R	0.109677948E-02	0.226999760E+00	0.463163074E-C2
	S	0.160958734E-04	0.140999079E+00	0.114155875E-03
	KR	0.913807639E-06	0.250084154E-03	0.354073459E-C2
	RS	0.104026867E-07	0.957974844E-04	0.108590353E-C3
CONTRIBUCION DEL MODELO				
		0.111375517E-02	0.368352652E+00	0.264876693E+C2
MANTENIMIENTO				
	MR	0.305410231E-05	0.562852225E-02	0.542608788E-C3
PREVENTIVO				
	MS	0.307260223E-06	0.269160699E-02	0.114154929E-03
CONTRIBUCION DEL MODELO				
		0.336136236E-05	0.832015648E-02	0.353905869E+01

```

=====
#           = 0.446787757E+06 = 0.502498820E+03 = 0.689131795E+03 =
#           =
#           = 0.260990874E+08 = 0.251125020E+04 = 0.107114320E+03 =
# CIRCUITO =
#           = 0.340135010E+08 = 0.320347540E+04 = 0.105417130E+03 =
# INTERRUPTOR =
#           = 0.512857753E+06 = 0.449262187E+02 = 0.114155555E+03 =
#           =
#           = 0.11100602E+06 = 0.142343561E+05 = 0.779663680E+03 =
# JKCRDR =
#           = 0.601123847E+11 = 0.629535180E+07 = 0.105017767E+03 =
# JKCSOH =
#           = 0.152753504E+10 = 0.150107205E+06 = 0.578516618E+04 =
# JKCRDS =
#           = 0.111426330E+12 = 0.202575690E+08 = 0.550047644E+04 =
#           =
#           = 0.805456179E+12 = 0.817574275E+08 = 0.985177903E+04 =
#           =
#           = 0.622505797E+10 = 0.29585785E+08 = 0.207601711E+01 =
#           =
#           =
#           =
# CONTRIBUCION DEL MODELO = 0.96698409E+06 = 0.503470857E+02 = 0.167582703E+01 =
#           =
#           =
#           =
# CONTRIBUCION TOTAL = 0.11112726E+02 = 0.38172457E+00 = 0.256591167E+02 =
#           =
=====

```

```

#####
*+#####
*+
*+
*+
*+ SISTEMA SUBTRANSMISION UYAYACUIL
*+
*+
*+
*+ NIV. 2000 == NIVELES 345/230/138/69 KV.
*+
*+
*+
*+ CONFIABILIDAD 95.89 0/0
*+
*+
*+
*+
*+
*+
#####

```


CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

De la forma como ha sido desarrollada la Tesis, según su estructura, ha permitido concluir en cuatro puntos relevantes que consisten en:

- I. Proporcionar, a los interesados en este tipo de estudio, los fundamentos teóricos básicos y métodos analíticos para evaluar la Confiabilidad de los sistemas eléctricos en general.

- II. Conocer la forma de evaluar la Confiabilidad de los sistemas de subtransmisión aplicando los métodos de espacio de estado y el de trayectorias y cortes mínimos.

Los métodos mencionados realizan la modelación de la operación de los componentes y proporcionan los estados de fallas a que puede estar sometido el sistema; esto último, de gran importancia, permite identificar las partes débiles del sistema.

La evaluación consiste; en sus primera parte, de un análisis cualitativo que obtiene los estados de fallas

del sistema y tiene la ventaja de no utilizar los índices de falla de los componentes; y en su segunda parte, de un análisis cuantitativo que obtiene los índices de confiabilidad del sistema empleando los índices de falla de los componentes en las ecuaciones de los posibles estados de falla, obtenidas de los modelos de espacio de estado.

La mayor ventaja que presenta esta forma de evaluación de la confiabilidad, en comparación a las otras, es la aplicación a cualquier tipo de configuración sea radial, en anillo o una combinación de los dos.

Una desventaja que presenta la metodología para la evaluación de la confiabilidad, es la consideración de un sólo criterio de falla, que consiste en la falta de continuidad eléctrica en las barras de carga. Este criterio es aceptable, pero existen otros como sobrecarga de los componentes y, bajo y alto voltaje que también producen las fallas en el sistema y la baja calidad del servicio. Aunque no se los hayan considerado, la metodología constituye una herramienta de gran utilidad para el inicio de la sistematización de la confiabilidad aplicada a la planificación, diseño y operación de los sistemas de subtransmisión.

III. Presentar la metodología para la evaluación de la confiabilidad traducida en un programa computacional.

El programa, mostrado en la sección B.2 del Apéndice B, está codificado en Fortran e implementado en el computador IBM 4341 de la ESPOL; tiene la ventaja de aceptar un sistema de hasta un máximo de 300 componentes influyentes en la confiabilidad del sistema, cada uno hasta con 10 elementos predecesores. Presenta un fácil entendimiento y sencillo manejo y su algoritmo, con los diagramas de flujo, puede ser codificado en otros lenguajes.

En la evaluación de la confiabilidad de los sistemas de subtransmisión no se han considerado a los componentes interruptores (disyuntores o seccionadores) normalmente abiertos, la operación de estos elementos cambian la configuración del sistema afectando su confiabilidad. Se recomienda, a los interesados en una evaluación más completa, integrar este tipo de componente en la metodología y en el programa, siguiendo las sugerencias de la referencia (1), cap. XI.

IV. Aplicar la metodología para evaluar la confiabilidad del sistema Guayaquil actual y del año 2000.

Cabe indicar que en la evaluación cuantitativa de la confiabilidad del sistema Guayaquil, no se pudo conseguir los índices propios del sistema, y por lo cual los resultados obtenidos no sirven para dar un diagnóstico de la confiabilidad del Sistema Guayaquil, únicamente pueden ser utilizados como medio de comparación entre configuraciones.

Los resultados obtenidos de la evaluación, demuestran que los índices de confiabilidad de las configuraciones del sistema Guayaquil, a 69KV oscilan entre el 97.29% y 97.69% de disponibilidad. En cambio la configuración tipo anillo a niveles de voltaje superiores a 69KV presenta una alta confiabilidad de 99.89% de disponibilidad cercana a la ideal.

La mayor contribución a los índices de confiabilidad del sistema la tiene el modelo "Operación de Maniobra" en un 98% de la contribución total; y de todos los posibles estados de falla, los estados simples R y S son los que contribuyen mayormente con un 99.5% del total. El error que se cometería sería insignificante si se llegara a considerar tan solo el modelo "Operación de Maniobra" con el objeto de tener una evaluación más simple y que sería más sencilla aún si se llegara a despreciar los

estados dobles de falla.

Con el propósito de realizar una evaluación real de la confiabilidad del sistema eléctrico Guayaquil es necesario de una estadística adecuada que recopile la información del comportamiento de los componentes del sistema cuando son sometidos a operación y a falla.

BIBLIOGRAFIA

- 1.- J. ENDRENYI. "Reliability Modelling in Electric Power Systems". Wiley, Chichester, 1978.
- 2.- IEEE TUTORIAL COURSE. "Power Systems Reliability Evaluation".
- 3.- B. BRIONES E. "Selección Técnica y Económica de los Equipos que Integran una Subestación Tipo Comercial e Industrial". Tesis de grado previa a la obtención del título de Ing. Eléctrico.
- 4.- WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION. "Distribution Systems".
- 5.- INECEL - ESPOL. "Guía de Diseño y Normalización de Subestaciones Eléctricas de Distribución".
- 6.- ALFREDO MENA PACHANO. "Confiabilidad de Sistemas de Potencia". Quito, 1983.
- 7.- R. BILLINTON. "Power Systems Reliability Evaluation".
- 8.- ENEL. "Rete di Distribuzione". Italia, 1978.
- 9.- EBASCO. "Planificación de Sistemas de Distribución".
Tomo I.

- 10.- V. DREJUELA. "Análisis de Confiabilidad en Sistemas de Distribución Rural".
- 11.- EMELGUR. "Análisis de Confiabilidad de Esquemas de Subtransmisión". Departamento de Planificación.
- 12.- MURRAY Y SPIEGEL. "Probabilidad y Estadística". Serie Shaum.
- 13.- R. N. ALLAN. "Modelling and Evaluation the Reliability of Distribution Systems". IEEE Transactions Pas. 98. 1979. pp 2181 - 2189.
- 14.- C. SINGH. "Markov Cut-Set Approach for the Reliability Evaluation, of Transmission and Distribution Systems". IEEE Transactions Pas. 100, 1981. pp 2719 - 2725.
- 15.- INECEL - ESPOL. "Estudio Técnico - Económico del Sistema de Subtransmisión Guayaquil y Estudios Eléctricos de la Alternativa Seleccionada". Guayaquil, Espol 1986.
- 16.- C. SINGH. "Evaluación de la Confiabilidad en Sistemas de Potencia". Seminario dictado por la Facultad de Ingeniería Eléctrica, ESPOL, 1986.
- 17.- ELECTRA. "Substation Bus-Switching Arragements their Essential Requirements and Reliability".
- 18.- R. BILLINTON. "Power Systems Reliability Calculations".