

T  
621319  
1552



**ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL**  
**Facultad de Ingeniería en Electricidad**



“UTILIZACION DE INDICES DE CONFIABILIDAD PARA  
DETERMINAR ESQUEMAS DE PROTECCION Y  
SECCIONAMIENTO EN LOS SISTEMAS  
DE DISTRIBUCION”

**TESIS DE GRADO**

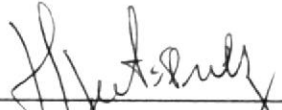
Previa a la obtención del Título de:  
**INGENIERO EN ELECTRICIDAD**

Especialización: **POTENCIA**

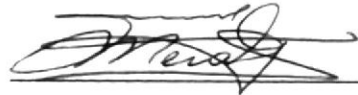
Presentado por:  
**David Mera G.**

Guayaquil - Ecuador

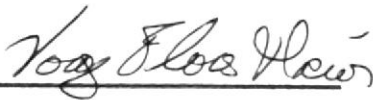
1989



Ing. Hernan Gutierrez V.  
DECANO DE LA FACULTAD DE  
INGENIERIA ELECTRICA



Ing. Cristobal Mera G.  
DIRECTOR DE TESIS



Ing. Jorge Flores M.  
MIEMBRO PRINCIPAL



Ing. Alberto Hanze B.  
MIEMBRO PRINCIPAL

## 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).



DAVID MERA G.

## AGRADECIMIENTO

---

AL ING. CRISTOBAL MERA

Director de Tesis, por su  
ayuda y colaboracion para  
la realizacion de este  
trabajo.

## DEDICATORIA

---

A MIS PADRES, A MIS HERMANOS  
POR SU CONSTANTE APOYO

## RESUMEN

---

Inicialmente se describen los conceptos básicos de confiabilidad así como también se especifica brevemente los principales métodos empleados para la determinación de la confiabilidad de las diversas áreas de un sistema de potencia.

El capítulo 2 está orientado hacia el conocimiento de los diversos tipos de sistemas de distribución así como también los equipos de protección comúnmente empleados en ellos.

En el capítulo 3 se definen todos los índices que se emplearán para medir la confiabilidad de servicio a cada punto de carga y la del sistema en global.

En el capítulo 4 se definen las formulaciones para evaluar los índices primarios de confiabilidad para los sistemas serie, paralelo y combinados. Aunque el objetivo de esta tesis no incluye el estudio de los sistemas paralelos, sin embargo se consideró necesario incluir la metodología empleada para obtener los índices primarios para este tipo de configuración ya que estos se presentan con mucha frecuencia en los sistemas reales.

La última sección de este capítulo contiene las expresiones matemáticas que se definieron para desarrollar

el modelo y posteriormente el algoritmo.

El capítulo 5 incluye los conceptos de evaluación económica, adicionalmente se presentan brevemente varios métodos de evaluación aplicados comunmente en este campo.

En el capítulo 6 se presentan los diagramas de flujo de los programas elaborados para cumplir con los propósitos de esta tesis.

El capítulo 7 presenta varias aplicaciones del programa implementado considerando varias alternativas de protección.

## INDICE GENERAL

	Pag.
RESUMEN .....	VI
INDICE GENERAL .....	VIII
INDICE DE FIGURAS .....	XIII
LISTADO DE VARIABLES UTILIZADAS .....	XV
INTRODUCCION .....	18
CAPITULO 1	
GENERALIDADES .....	20
1.1 DEFINICION DE CONFIABILIDAD .....	20
1.1.1 CONFIABILIDAD DE SISTEMAS DE POTENCIA .....	22
1.2 DIVISION DE UN SISTEMA DE POTENCIA PARA LA EVALUACION DE SU CONFIABILIDAD .....	24
1.2.1 INTRODUCCION .....	24
1.2.2 GENERACION .....	24
1.2.3 SISTEMA DE TRANSMISION .....	26
1.2.4 AREA DE SUMINISTRO .....	29
1.2.5 SISTEMA DE DISTRIBUCION .....	31
CAPITULO 2	
PROTECCION DE SOBRECORRIENTE EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION	
2.1 CONFIGURACION DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCION .....	34
2.1.1 SISTEMA RADIAL .....	34



2.1.2 SISTEMA EN ANILLO .....	36
2.1.3 SISTEMA MALLADO .....	38
2.2 COMPONENTES DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCION .....	40
2.2.1 CIRCUITO DE SUBTRANSMISION .....	40
2.2.2 SUBESTACIONES DISTRIBUIDORAS .....	41
2.2.3 CIRCUITOS PRIMARIOS .....	41
2.2.4 TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION .....	41
2.2.5 CIRCUITO SECUNDARIO .....	42
2.2.6 ACOMETIDAS DE USUARIOS .....	42
2.3 EQUIPOS DE PROTECCION UTILIZADOS EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION .....	42
2.3.1 CORTA CIRCUITOS .....	43
2.3.1.1 CAJA PORTA FUSIBLE O CORTA CIRCUITO .....	43
2.3.1.2 ELEMENTO FUSIBLE .....	44
2.3.2 RECONECTADORES .....	45
2.3.2.1 NOMINALES DEL RECONECTADOR .....	46
2.3.3 SECCIONALIZADORES .....	47
2.3.3.1 TIPOS DE SECCIONALIZADORES .....	49
2.3.4 RELES-DISYUNTORES .....	50
2.3.4.1 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO .....	50
2.3.4.2 TIPOS DE RELES DE PROTECCION MAS USADOS EN LOS SISTEMAS ELECTRICOS .....	51
2.3.4.3 CRITERIOS PARA LA SELECCION DE DISYUNTORES .....	53
2.4 FILOSOFIA Y COMPROMISOS EN LOS SISTEMAS DE PROTECCION DE SOBRECORRIENTE .....	54

### CAPITULO 3

#### INDICES DE CONFIABILIDAD DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION

3.1 TIPOS DE INDICES .....	56
3.2 DEFINICION DE LOS INDICES .....	57
3.2.1 RAZON DE FALLA .....	57
3.2.2 TIEMPO DE REPARACION .....	60
3.2.3 TIEMPO DE SALIDA ANUAL .....	60
3.2.4 INDICES ORIENTADOS HACIA EL CLIENTE .....	60
3.2.5 INDICES ORIENTADOS HACIA LA CARGA Y LA ENERGIA .....	64
3.3 SELECCION DE LOS INDICES EN BASE A SUS ATRIBUTOS Y A SUS APLICACIONES .....	67

### CAPITULO 4

#### EVALUACION DE LA CONFIABILIDAD DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION RADIALES

4.1 CONCEPTOS DE MODELADO DE REDES .....	
4.1.1 COMPONENTES REPARABLES MODELO DE 2 ESTADOS ...	71
4.1.2 CICLO DE REPARACION-OPERACION, FRECUENCIA DE FALLA, Y DISPONIBILIDAD .....	73
4.2 METODO DE EVALUACION .....	76
4.2.1 SISTEMAS SERIES .....	77
4.2.2 SISTEMAS PARALELOS .....	83
4.2.3 SISTEMA SERIE-PARALELO .....	87
4.3 APLICACIONES A LOS SISTEMAS RADIALES DE DISTRIBUCION .....	88
4.3.1 CONCEPTO DE CONJUNTO DE CORTE .....	88

4.3.2	DEFINICION DE CONJUNTO DE CORTE	89
4.3.3	CONJUNTO DE CORTE MINIMO	89
4.3.4	MODO DE FALLA Y ANALISIS DE EFECTOS	91
4.4	EFFECTO DE LA PROTECCION EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION	92
4.4.1	CASO BASE	92
4.4.2	PROTECCION INSTANTANEA EN CADA COMPONENTE DEL SISTEMA	94
4.4.3	EFFECTO DE LA PROTECCION LATERAL	95
4.4.4	EFFECTO DE USAR SECCIONADORES MANUALES	95
4.5	EFFECTO DE LA TRANSFERENCIA DE CARGA	97
4.5.1	TRANSFERENCIA DE CARGA SIN RESTRICCION	97
4.5.2	TRANSFERENCIA DE CARGA CON RESTRICCION	98
4.6	EFFECTOS CLIMATICOS	99
4.6.1	MODELO UTILIZADO	99
4.7	MODELAJE DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION QUE NO FALLA EMPLEADO PARA EL DESARROLLO DEL ALGORITMO	102
CAPITULO 5		
EVALUACION ECONOMICA		
5.1	CONCEPTOS DE EVALUACION ECONOMICA	108
5.2	COSTOS DE SALIDA	110
5.3	METODOS DE EVALUACION	113
5.3.1	EFFECTO DE LA DISTRIBUCION DE PROBABILIDAD DE LA DURACION DE INTERRUPCION Y LA FORMA DE LA CURVA DE COSTOS EN EL CALCULO DE LOS COSTOS DE SALIDA	117

## CAPITULO 6

### ELABORACION DEL PROGRAMA DE COMPUTACION PARA EVALUAR LA CONFIABILIDAD Y COSTOS DE SALIDA

6.1	DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROGRAMA PRINCIPAL	119
6.1.1	SUBROUTINA RELIWT	119
6.1.2	SUBROUTINA RELINT	120
6.1.3	SUBROUTINA EICS	120
6.1.4	SUBROUTINA DECL	120
6.2	SUBROUTINA CEE	120
6.3	SUPOSICIONES Y RESTRICCIONES	126
6.4	MANUAL DEL USUARIO	127
6.4.1	ENTRADA DE DATO	127
6.4.2	EJECUCION DEL PROGRAMA DE EVALUACION DE LOS INDICES DE CONFIABILIDAD Y EVALUACION ECONOMICA	132
6.4.3	REPORTE DE SALIDA	133
6.5	LISTADO DE LOS PROGRAMAS ING Y RELIB	134

## CAPITULO 7

### APLICACIONES A LA PROTECCION DE UN SISTEMA RADIAL DE DISTRIBUCION

7.1	APLICACION DEL PROGRAMA A UNA ALIMENTADORA DE DISTRIBUCION TIPICA	168
7.2	ANALISIS DE RESULTADOS	170
7.3	LISTADO DE RESULTADOS OBTENIDOS	175
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	277
	BIBLIOGRAFIA	240

## INDICE DE FIGURAS

No.	Descripción	Pag.
1.1	Diagrama de flujo para la evaluación de los índices de confiabilidad del sistema de Transmisión .....	28
1.2	Diagrama de flujo para la evaluación de los índices de confiabilidad del sistema de Suministro .....	32
2.1	Diagrama unifilar de un sistema radial típico .....	35
2.2	Diagrama unifilar de un sistema en anillo típico .....	37
2.3	Diagrama unifilar de un sistema mallado convencional .....	39
3.1	Razón de falla vs. tiempo .....	58
4.1	Representación de un componente de dos estados .....	72
4.2	Distribución aleatoria del estado de un componente .....	73
4.3	Ciclo promedio de falla-reparación de un componente renovable .....	75
4.4	Sistema serie de dos componentes .....	77
4.5	Sistema paralelo de dos componentes .....	83
4.6	Sistema modelo .....	90
4.7	Sistema modelo incluyendo interconexión .....	97
4.8	Variación cronológica del clima .....	100

4.9	Perfil de duración del clima promedio	101
5.1	Costos vs. Confiabilidad	109
5.2	Costos de interrupción de varios tipos de industrias	112
6.1	Diagrama de flujo simplificado del programa principal RELIB	121
6.1.1	Diagrama de flujo simplificado de la subrutina RELIWT	122
6.1.2	Diagrama de flujo simplificado de la subrutina RELINT	123
6.1.3	Diagrama de flujo de la subrutina EICS	124
6.2	Diagrama de flujo de la subrutina CEE	125
7.1	Diagrama unifilar del caso base	176
7.2	Diagrama unifilar de la alternativa 1	186
7.3	Diagrama unifilar de la alternativa 2	192
7.4	Diagrama unifilar de la alternativa 3	198
7.5	Diagrama unifilar de la alternativa 4	219
7.6	Diagrama unifilar alimentadora sin posibilidad de transferencia	225
7.7	Diagrama unifilar alimentadora con prob. transf.=0.8	231

LISTADO DE VARIABLES UTILIZADAS EN EL PROGRAMA RELIB

---

C(I,J)	Define la presencia de un componente entre el nodo I y el nodo J.
I1(I,J)	Contiene los elementos de la matriz de incidencia.
TIPROC(I,J)	Tipo de protección del componente entre el nodo I y el nodo J.
LENGHT(I,J)	Longitud del componente entre el nodo I y el nodo J.
CI(I,J)	Define la ubicación del equipo de protección entre el nodo I y el nodo J.
LAMD1(I,J)	Tasa de falla (falla/año) del componente entre el nodo I y el nodo J.
TEM(I,J)	Tiempo de reparación del componente entre el nodo I y el nodo J.
TEMAN(I,J)	Tiempo de maniobra del equipo de protección ubicado entre el nodo I y el nodo J.
TIMALC(I,J)	Tiempo de maniobra del equipo de protección ubicado entre el nodo I y el nodo J considerando transferencia.
U(I,J)	Tiempo de salida anual para el componente entre el nodo I y el nodo J.
E(J)	Energía no suministrada al punto de carga J.

K(J)	Número de barra de carga.
NUMC(J)	Número de consumidores conectados al punto de carga J.
LOAD(J)	Carga Conectada al punto de carga J.
SAIFI	Indice de frecuencia de interrupción promedio al sistema.
SAIDI	Indice de duración de interrupción promedio al sistema.
CAIDI	Indice de duración de interrupción promedio al usuario.
ASAI	Disponibilidad.
ASUI	No disponibilidad.
CCOS	Inversiones.
CCKW	Costo al consumidor por Kw desconectado.
CCKWH	Costo al consumidor por Kwh no suministrado.
NN	Número de puntos de carga.
TOTALCOS	Costo total de la alternativa.
TOTFAB	Costo total/usuario.
LAMDV(I,J)	Tasa de falla (falla/año-km) del componente entre el nodo I y el nodo J en tiempo adverso.
TNOR(I,J)	Valor esperado del tiempo normal.
TADV(I,J)	Valor esperado del tiempo adverso.
UT(J)	Tiempo de salida anual del punto de carga J.



TEMT(J)	Tiempo de reparación promedio del punto de carga J.
LAMT(J)	Tasa de falla del punto de carga J.
LTIE	Punto de interconexión.
PROB	Probabilidad de transferencia de carga.

## INTRODUCCION

---

Es conocida la importancia que tienen los sistemas de distribución de energía eléctrica en el desarrollo de una comunidad , así como también el volumen de las inversiones que se destinan en ellos con la finalidad de satisfacer la creciente demanda y mejorar la continuidad de servicio, son sin lugar a dudas considerables, sin embargo la pregunta es : son bien destinados estos recursos económicos ? . Se justifican estos recursos utilizados en el plano técnico ? . Muchas veces se hacen inversiones sin tener una idea cabal del aspecto funcional del sistema o viceversa, una mejora del aspecto funcional viene asociado con un incremento de la confiabilidad del sistema, sin embargo el balance entre confiabilidad y costos instalados es muy difícil medir.

Tomando como base estas premisas el objetivo de esta tesis es desarrollar un modelo computacional que permita a las personas encargadas de la planificación y diseño comparar de una forma cuantitativa y eficiente las diversas alternativas que se puedan presentar, manteniendo la relación costos de salida / confiabilidad dentro de los márgenes adecuados.

El modelo que se presenta ha sido diseñado para obtener los costos de salida de cada alternativa y los

índices de confiabilidad para cada barra de carga, estos índices describen la confiabilidad de servicio a la barra de carga correspondiente.

Adicionalmente con la finalidad de tener un conocimiento de la confiabilidad del sistema en global se evalúan 8 índices, siendo algunos de estos índices orientados hacia la carga y otros hacia el consumidor tal como se explica en el capítulo 3.

Una vez conocidos los índices de confiabilidad y los costos de salida para cada alternativa el planificador tendrá una base bien fundamentada para seleccionar la alternativa más conveniente.

## CAPITULO 1

### GENERALIDADES

#### 1.1 DEFINICION DE CONFIABILIDAD

La confiabilidad en realidad es un viejo concepto y también una disciplina, el modo de juzgar la confiabilidad ha sido relacionado a el cumplimiento de alguna función o trabajo, tomemos como ejemplo un sistema de potencia que ha funcionado con éxito durante un determinado tiempo de estudio, bajo estas condiciones se dice que el S/P tiene una alta confiabilidad, así mismo si el S/P hubiese fallado en repetidas ocasiones, la confiabilidad disminuye paralelamente con el número de veces que el sistema falla.

En ingeniería estamos interesados en conocer además del concepto, un método mediante el cual evaluar de una manera cuantitativa la confiabilidad basado en datos extraídos del mismo sistema o dispositivo en estudio. La primera definición que fué empleada para hacer ésto fué:

- La confiabilidad es la probabilidad de que un dispositivo o sistema cumpla las funciones que se espera de ella en una forma adecuada, para un

período de tiempo proyectado, bajo condiciones y configuración de operación determinadas.

Hasta ahora hemos considerado que un dispositivo cumple exitosamente su función durante el tiempo proyectado de servicio. La probabilidad de reparar el dispositivo después que éste ha fallado no es considerada en la definición anterior, pero la mayoría de sistemas y dispositivos son del tipo reparables, es decir pueden retornar a prestar servicio después de haber sido reparados (puede aquí notarse el concepto de estado de un sistema o dispositivo en éste caso 2 estados posibles de funcionamiento: normal y reparación). No es posible definir la confiabilidad de tales dispositivos como definíamos anteriormente el concepto de confiabilidad, y se hace necesario definirla con medidas diferentes.

Un índice de confiabilidad en tales casos es la **disponibilidad**, la cual es definida como sigue "La disponibilidad de un dispositivo reparable es la proporción de tiempo (dentro de un proceso estacionario) en la cual el dispositivo esta en servicio o listo para el servicio".

Notese que tanto la confiabilidad como la disponibilidad son medidas probabilísticas.

### 1.1.1 CONFIABILIDAD DE SISTEMAS DE POTENCIA

Los sistemas eléctricos de potencia representan uno de los principales tipos de sistemas donde es esperado un muy alto grado de confiabilidad. En muchos sistemas de potencia la duración promedio de interrupción que un cliente experimenta está en el orden de 2 horas/año pudiendo ser mucho menor de acuerdo al grado de confiabilidad con que se ha proyectado al sistema. Un alto grado de confiabilidad es absolutamente necesario para cargas tales como hospitales, iluminación pública, industrias, etc por esta razón, la confiabilidad es, y siempre ha sido, uno de los principales factores a tenerse en cuenta a efectos de planificación, diseño, operación y mantenimiento de sistemas eléctricos de potencia.

Al principio cuando se tenían sistemas de potencia pequeños era posible obtener satisfactorios grados de confiabilidad a través del uso de métodos y políticas empíricas, pero a medida que los sistemas se fueron haciendo cada vez más grandes y más complejos fué evidente y necesario desarrollar un análisis cada vez más riguroso, y en los siguientes años, conceptos y métodos muy formales de la teoría de confiabilidad ha sido aplicado a casi todo aspecto de

la evaluación de la confiabilidad de los sistemas de potencia.

La confiabilidad de un sistema eléctrico la definiremos como :

"La probabilidad de suministrar al usuario un servicio continuo y que este sea de una calidad satisfactoria"

La calidad de servicio representa básicamente 2 requerimientos que se exige al sistema de potencia : tanto la frecuencia como el voltaje deberán permanecer dentro de un grado prescrito de tolerancia.

El grado de confiabilidad experimentado por cliente por supuesto varia de acuerdo a la localización de éste. Así mismo las diferentes partes del sistema tales como generación, transmisión, y distribución tendrán diferentes niveles de confiabilidad, por lo tanto si deseamos que el cliente tenga un buen nivel de confiabilidad es imprescindible que cada una de las partes que conforman el sistema de potencia (arriba mencionados) tengan un buen grado de confiabilidad.

Hasta ahora no hemos mencionado nada acerca del precio que deberemos pagar para tener un mayor grado de confiabilidad, en el capítulo 5 anali-

zaremos la situación de compromiso que existe entre confiabilidad y costo de funcionamiento, operación y mantenimiento, ya que obtener un aumento de confiabilidad en un sistema, paralelamente implica un mayor número de elementos que se sumarán a los ya existentes y que por supuesto incrementarían los costos del sistema.

## 1.2 DIVISION DE UN SISTEMA DE POTENCIA PARA LA EVALUACION DE SU CONFIABILIDAD

### 1.2.1 INTRODUCCION

En la sección anterior mencionamos que si deseamos tener un buen nivel de confiabilidad a nivel de consumidor era imprescindible que todos los componentes del sistema tengan un alto grado de confiabilidad, ahora todos estos componentes pueden ser agrupados en 4 áreas fundamentales a efectos de que el cálculo de confiabilidad sea mucho más sencillo, además cada una de estas áreas del sistema están caracterizadas por una serie de índices que los describen perfectamente.

Pasemos ahora a conocer estas áreas brevemente.

### 1.2.2 SISTEMA DE GENERACION

Un aspecto muy importante en la planificación y operación de los sistemas de potencia es la determinación de la capacidad de generación



requerida para asegurar un adecuado suministro de energía hacia los consumidores.

En el estudio de capacidad orientada hacia los requerimientos de reserva de generación, 2 técnicas se encuentran en amplio uso :

i.- Método de pérdida de carga

Consiste básicamente en determinar la probabilidad de falla para cubrir los picos de de carga esperada sobre un tiempo determinado, el índice básico empleado en este caso es la probabilidad de pérdida de carga (LOLP)

ii.- Método de frecuencia y duración

Este método utiliza datos tales como duración promedio de disponibilidad, de no disponibilidad, períodos de reparación así como también la disponibilidad de los generadores.

Para efectuar el estudio de confiabilidad del sistema de generación será necesario desarrollar tanto el cálculo de disponibilidad de la generación, así como la frecuencia de ocurrencia de estados con un margen de capacidad de reserva.

El análisis de la reserva de generación debe ser hecho partiendo de un modelo que

es obtenible a partir de los modelos de carga y de generación los cuales deberán ser desarrollados previamente

### 1.2.3 SISTEMA DE TRANSMISION

El sistema de transmisión es definido como una composición del sistema de generación y el circuito de transmisión de alto voltaje, el estudio de confiabilidad en este caso se concentra en generación y transmisión y no se considera la confiabilidad de los componentes de las subestaciones, y los sistemas de subtransmisión y distribución.

El criterio de falla del sistema está definido en términos de varios factores, en general un sistema de transmisión es considerado fallado si el servicio en las barras de carga es interrumpido o si la calidad de servicio es inaceptable, tales condiciones se alcanzan si cualquiera de las siguientes sucesos ocurren :

- i.- No hay la suficiente generación disponible en el sistema para satisfacer la demanda de carga.
- ii.- La continuidad de suministro al punto de carga es interrumpido
- iii.- Las líneas de transmisión están sobrecargadas

iv.- Los voltajes de barra estan fuera del rango de tolerancia

Muchos modelos de confiabilidad probabilisticos se han desarrollado para el análisis de este tipo de sistemas, es más muchos modelos y métodos estan aún en varias etapas de desarrollo, las estimaciones incluyen tanto métodos analíticos como de simulación.

Un típico proceso de evaluación de estado se muestra en la figura 1.1, logicamente este proceso se deberá aplicar a cada uno de los estados que involucren la falla del sistema para la evaluación final de los indices de confiabilidad del sistema.

Entre los indices más empleados para describir la confiabilidad de los sistemas de transmisión de potencia tenemos :

i.- Índice de interrupción de potencia

Nos dá la relación de carga anual interrumpida a la carga pico anual.

ii.- Índice de corte de energía

Relaciona la energía anual cortada a la carga pico anual.

iii.- Corte promedio de suministro de potencia por disturbio

Representan los Mw de carga promedio afec-

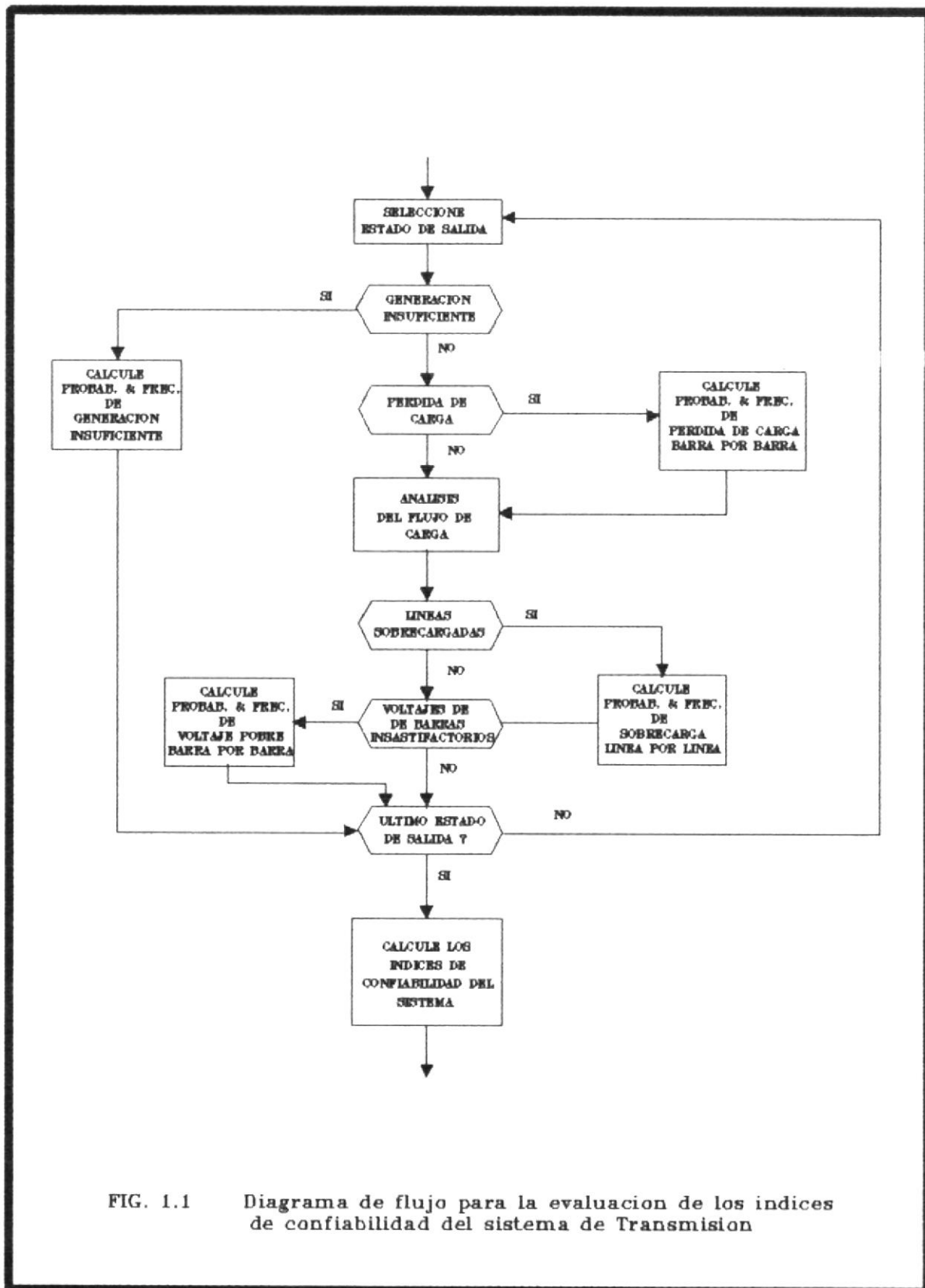


FIG. 1.1 Diagrama de flujo para la evaluación de los índices de confiabilidad del sistema de Transmisión

tada por disturbio, o también es la relación de carga anual interrumpida para el número anual de disturbios.

#### 1.2.4 AREA DE SUMINISTRO

Este tipo de sistema consiste básicamente de las estaciones transformadoras para alimentar la carga de una área dada, y las líneas de transmisión que alimentan la estación; Los componentes de este sistema incluyen todos los aparatos que se encuentran en la subestación tales como : transformadores, barras, disyuntores, seccionadores, transformadores de medición, etc.

En contraste con los sistemas de transmisión y de generación el área de suministro se caracteriza por tener una gran variedad de componentes y el modelaje de tales componentes puede ser muy extenso dependiendo del comportamiento funcional que se incluya a cada uno de ellos.

El criterio para determinar cuando el Sistema se encuentra fallado es bastante simple y está basado fundamentalmente en la continuidad de suministro de energía a la mayor cantidad de puntos (barras) de carga, se puede considerar la continuidad para cada punto de carga o en su defecto las barras de carga más importantes despreciando los puntos de carga de menor magnitud, a diferencia del sistema anterior, en el

sistema de suministro rara vez se considera las condiciones de voltaje y las sobrecargas que se puedan presentar en las barras y líneas del sistema.

Existen varios factores que influyen significativamente en los índices de confiabilidad del área de suministro por eso merecen que se les otorgue su correspondiente importancia, tales factores son los siguientes :

- i.- Los disyuntores tienen varios modos de falla, siendo algunos de ellos dominantes, varias de estas fallas son dependientes de las fallas que sufran otros componentes.
- ii.- El switcheo es normalmente ejecutado después de la falla, con la finalidad de aislar el componente fallado, lógicamente si la duración del switcheo no es despreciable esto tendrá una gran influencia en la confiabilidad del sistema.
- iii.- Disyuntores normalmente abiertos pueden ser instalados en algunas subestaciones, la finalidad de éstos es la de alterar la configuración del sistema original permitiendo la transferencia de carga.

iv.- Mantenimiento preventivo debe ser llevado a cabo regularmente en la mayoría de los componentes.

A continuación en la figura 1.2 se muestra un diagrama de flujo de los pasos normalmente seguidos para la determinación de los índices de confiabilidad del área de suministro.

#### 1.2.5 SISTEMA DE DISTRIBUCION

El sistema de distribución es la parte del sistema de potencia encargada de llevar la energía desde las áreas de suministro hasta los usuarios. Estadísticas de interrupción muestran que la mayor parte de las interrupciones de servicio que experimentan los usuarios tiene su origen en fallas del sistema de distribución, de allí surge la importancia que se debe dar a esta parte del sistema de potencia, Las técnicas de evaluación que se desarrollen deberán utilizar en lo posible la mayor cantidad de datos disponibles de forma tal que los modelos empleados resulten lo más ajustados a la realidad del sistema.

Los criterios para determinar la confiabilidad de éstos sistema es muy similar al sistema anterior y está basado en la continuidad de servicio a la mayor cantidad de puntos de carga (usuarios).

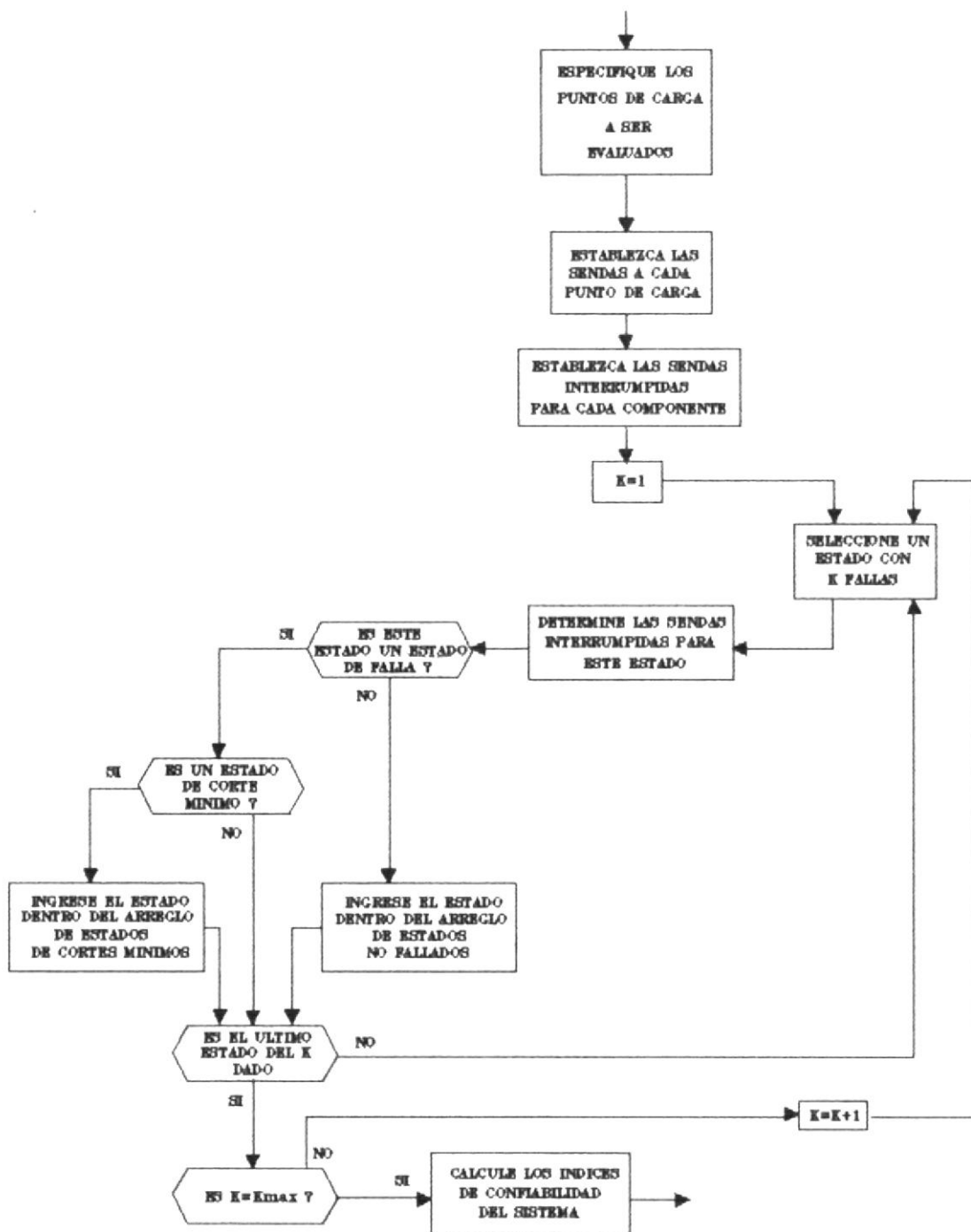


FIG. 1.2 Diagrama de flujo para la evaluación de los índices de confiabilidad del sistema de Suministro.



En el capítulo 6 de esta tesis se muestra el diagrama de flujo para evaluar la confiabilidad de un sistema de distribución radial tomando en consideración factores importantes tales como : transferencia de carga y el estado del tiempo. Además en este diagrama de flujo se considera un análisis económico, el cual nos permitirá conocer el costo anual del sistema.

## CAPITULO 2

### PROTECCION DE SOBRECORRIENTE EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION

#### 2.1 CONFIGURACION DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCION

En forma general se tienen 3 tipos de configuraciones en los que se pueden clasificar a los sistemas de distribución, a continuación se presentan cada uno de ellos:

##### 2.1.1 SISTEMA RADIAL

La mayoría de las redes de distribución son radiales y están formados por alimentadoras y por derivaciones laterales que transportan la energía a las diferentes áreas de carga, esta configuración es utilizada fundamentalmente para servir áreas cuya densidad de carga es pequeña o mediana.

La figura 2.1 nos presenta una red radial ramificada, en estas redes y según lo va exigiendo el servicio, se van anexando derivaciones laterales a lo largo del alimentador principal, a su vez estas derivaciones laterales se subdividen nuevamente hasta llegar a los correspondientes transformadores de Distribución.

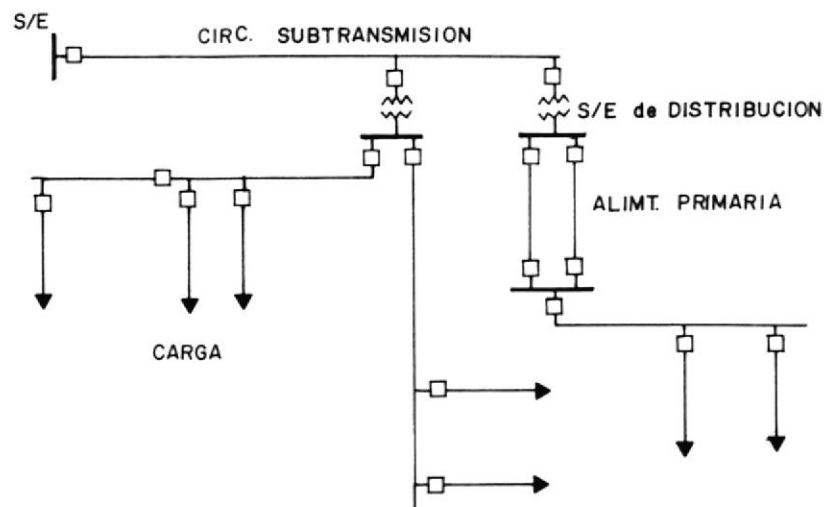


Fig 2.1 Diagrama unifilar de un sistema radial típico.

Generalmente, tanto en el alimentador principal como en las derivaciones, el calibre de los conductores decrece a medida que los ramales se acercan a los transformadores de distribución obteniéndose de tal forma una red sencilla y económica.

Una forma de disminuir las excesivas caídas de tensión, es utilizando los centros de distribución de los cuales parten ramificados las derivaciones parciales. En estas redes a diferencia de las redes radiales descritas anteriormente, resulta mucho más fácil transferir la

carga de una sección averiada a alguna sección adyacente, mediante el empleo de seccionadores y disyuntores de interconexión.

Con respecto a la continuidad de servicio las redes radiales son las que presentan el más bajo nivel de flexibilidad y de confiabilidad con respecto a los diversos tipos de configuraciones existentes, asumiendo condiciones ambientales y características de los materiales iguales o similares en cada configuración.

El principal problema de estos sistemas está en que una falla en cualquiera de los alimentadores provocará la interrupción de servicio en todos los abonados conectados en este alimentador, aunque su uso sigue siendo muy extendido debido a su simplicidad y su bajo costo inicial.

#### 2.1.2 SISTEMA EN ANILLO

Una mejora a los sistemas radiales se la obtiene mediante la instalación de uno o más anillos de enlace, en realidad muchos sistemas de este tipo son radiales, los cuales funcionan como sistemas en anillo bajo condiciones especiales tales como período de máxima carga, falla en una alimentadora, etc. ( ver figura 2.2 )

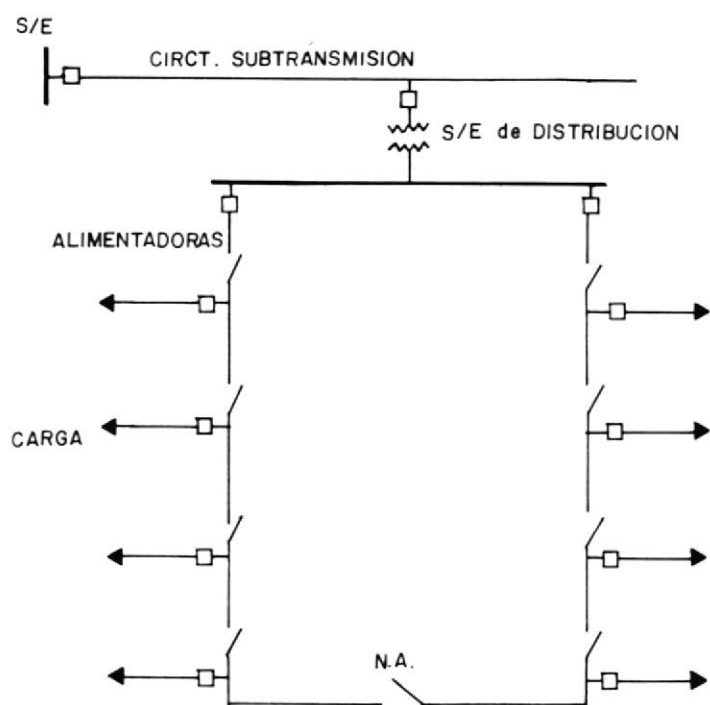


Fig 2.2 Diagrama Unifilar de un sistema en anillo típico

El empleo de anillos de enlace mejora el nivel general de tensión y proporciona una mayor flexibilidad a la demanda entre un gran número de usuarios, por supuesto este tipo de configuración favorece a la continuidad de servicio; analizando el sistema de la figura 2.2 si ocurre una falla en una sección de la alimentadora, aquella sección es aislada por los seccionadores en ambos terminales y el switch N.O. es cerrado, permitiendo de esta forma servir a los usuarios que se encuentran más alejados de la sección

fallada, lo cual no sería posible en un sistema radial.

Podemos concluir que esta configuración presenta un mayor grado de confiabilidad con respecto al sistema radial.

### 2.1.3 SISTEMA MALLADO

En el caso de fuertes concentraciones de carga resulta mucho más ventajoso el uso de redes de distribución malladas, el sistema completo está constituido por varias subestaciones transformadoras cada una de ellas muy proximas a un centro de carga y estando alimentado por su propio circuito de subtransmisión, estos transformadores están interconectados por el lado de baja tensión mediante una red de alimentadores primarios de longitud relativamente corta, los cuales a su vez alimentan varios transformadores de distribución, dentro de una zona bien definida (Ver figura 2.3)

La red primaria deberá ser proyectada de tal forma que pueda mantener la carga total del conjunto, aunque cualquiera de los circuitos de subtransmisión quede fuera de servicio.

Haciendo un análisis comparativo, la red de distribución mallada proporciona un mejor servicio que la red de distribución radial, tanto por la reducción del número de interrupciones de servi-

cio, así como por la regulación de tensión más favorable, además las pérdidas de energía son menores.

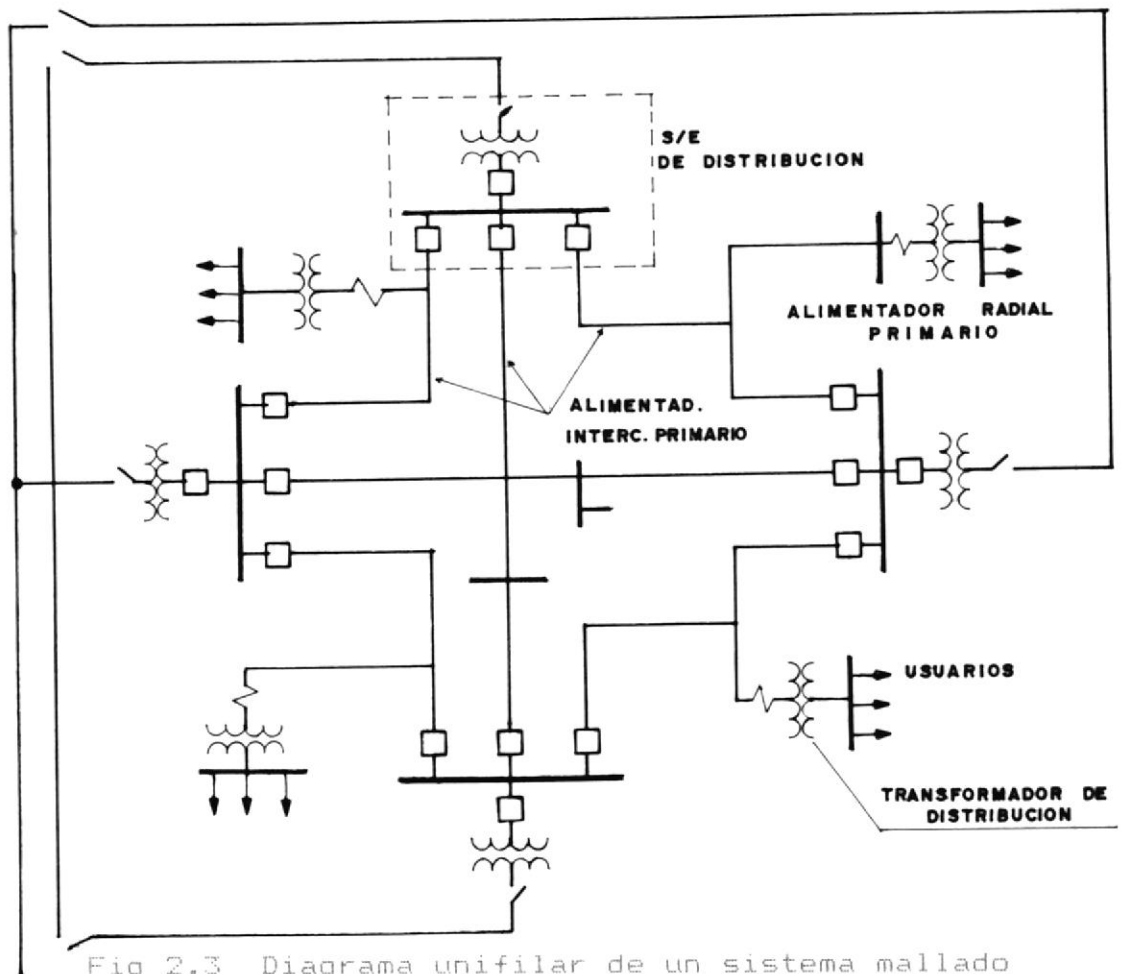


Fig 2.3 Diagrama unifilar de un sistema malleado convencional.

En caso de incrementos de carga el sistema muestra una mayor flexibilidad que el sistema radial, ya que puede ser expandido con un mínimo de cambios y gastos para satisfacer los requerimientos de carga futura.

## 2.2 COMPONENTES DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCION

Cuando se habla de un sistema de distribución no solo nos estamos refiriendo a los circuitos primarios y secundarios, puesto que estos se ven plenamente influenciados por las líneas de Subtransmisión y las subestaciones de distribución, decimos esto pues una falla a nivel de cualquiera de estas 2 partes del sistema de distribución afectará seguramente a uno o varios puntos de carga determinados, y es allí donde juega un papel importante los tipos de configuración de los circuitos de subtransmisión y las subestaciones.

Basicamente podemos dividir los S/D en 6 partes:

- i.- Circuito de subtransmisión
- ii.- Subestación de distribución
- iii.- Alimentadores primarios
- iv.- Transformadores de distribución
- v.- Circuitos secundarios
- vi.- Acometidas a los usuarios

A continuación haremos una breve descripción de cada uno de ellos:

### 2.2.1 CIRCUITO DE SUBTRANSMISION

Enlazan los circuitos de transmisión con las subestaciones distribuidoras de energía, y pueden tener diversos tipos de configuraciones de acuerdo a los requerimientos de carga y nivel de



confiabilidad deseado.

Los circuitos de subtransmisión pueden ser aéreos, subterráneos o alguna combinación de ellos, El voltaje de aplicación típico en nuestro país es de 69 KV.

#### 2.2.2 SUBESTACIONES DISTRIBUIDORAS

Las subestaciones sirven áreas de carga ya determinadas, en ellos el voltaje de subtransmisión es reducido para ser empleado en las redes de distribución primaria, las subestaciones consisten de uno o más bancos de transformadores junto con los demás equipos complementarios tales como disyuntores, barras, seccionadores, equipos de regulación, etc.

#### 2.2.3 CIRCUITOS PRIMARIOS

También llamados redes primarias de distribución, estos trabajan según los casos a tensiones entre 6 a 45 KV (en la ciudad de Guayaquil se tiene normalizado el servicio en 13.8 KV), y suministran la energía a diversas áreas de carga y la configuración que adopte esta red puede ser mallada, anillo o la más difundida en nuestro medio que es la red radial.

#### 2.2.4 TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION

Estos pueden ser montados sobre postes (tipo CSP) o en sótanos situados en las proximidades

de los abonados (tipo convencional), estos convierten la energía a la baja tensión de servicio de los usuarios (33 - 13.8 KV) a (220 - 110 V).

#### 2.2.5 CIRCUITO SECUNDARIO

Esta es la red de distribución secundaria para repartir la energía a baja tensión, a lo largo de las calles o pasajes hasta la proximidad de los abonados, al igual que la red primaria esta puede ser mallada, anillo, o radial.

#### 2.2.6 ACOMETIDAS DE USUARIOS

Enlaza la red secundaria de distribución con el circuito eléctrico de cada usuario, normalmente se lo hace con cable aislado con un calibre adecuado a la demanda de la carga.

### 2.3 EQUIPOS DE PROTECCION UTILIZADOS EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION

Los equipos de protección son aplicados a los S/D con la finalidad prevenir o minimizar los daños a los circuitos, aparatos y además para mejorar la continuidad de servicio suministrado a los consumidores.

Para minimizar los efectos producidos por las corrientes de falla tanto de pequeño valor como de gran magnitud, es común el uso de los siguientes equipos:

- Corta circuitos o cajas-fusibles.
- Reconectores
- Seccionalizadores
- Relés con disyuntores.

Es de acotar que el objetivo de esta tesis no contempla un análisis riguroso de estos equipos por lo tanto hablaremos de ellos solo en forma muy breve definiendo sus principios de operación y características más importantes.

### 2.3.1 CORTA CIRCUITOS

#### 2.3.1.1 CAJA PORTA FUSIBLE O CORTA CIRCUITO

Es un dispositivo constituido por un portafusible y otras partes destinadas a fijar adecuadamente la lámina fusible.

Las cajas fusibles utilizadas en los sistemas de distribución pueden ser subdivididos en los siguientes tipos:

- Cerrados
- Abiertos
- Elemento fusible abierto
- Aceite

La mayoría de los corta circuitos operan con el principio de expulsión. El proceso se inicia por la circulación de una sobrecorriente, debido al efecto térmico el elemento fusible

se funde interrumpiendo el circuito. La alta temperatura provoca que el revestimiento interno del cartucho se queme y se descomponga generando gases que interrumpen el arco al instante de corriente nula. La presión dentro del tubo aumenta en función de los incrementos de temperatura y la generación de los gases dentro del tubo crean condiciones que ayudan a desionizar el camino que sigue el arco. La presión ejercida también ayuda a mantener una condición de circuito abierto, una vez que las partículas ionizadas forzan la abertura de las extremidades del cartucho siendo expelidos en seguida.

#### NOMINALES

Las características eléctricas que definen un corta circuito para su correcta aplicación son:

Frecuencia, capacidad de corriente sostenida , voltaje nominal, voltaje de diseño máximo y capacidad de interrupción de corriente.

#### 2.3.1.2 ELEMENTO FUSIBLE

Es una pieza fácilmente reemplazable compuesta de un elemento sensible y demás partes que completa el circuito entre los contactos de un corta circuitos.

## TIPOS

Las normas Nema divide los fusibles en 2 tipos básicos: rápidos y lentos denominandolos respectivamente K y L, la diferencia entre estos 2 tipos de fusibles es su relación de velocidad de operación.

### 2.3.2 RECONECTADORES

Un reconectador es un dispositivo autocontenido con la inteligencia necesaria para sensar sobrecorrientes, tiempo y también interrumpir esta sobrecorriente. pero la más importante función es la de reconectar automáticamente para reenergizar las líneas si las condiciones de la falla lo permiten.

Si la falla es permanente el reconectador abrirá sus contactos y quedará bloqueado en ésta condición después de haberse cumplido un número preestablecido de operaciones (normalmente 3 o 4) y así de esta manera aislar la sección fallada de la parte principal del sistema.

Estudios de los sistemas de distribución aéreos han establecido que aproximadamente el 80% a 95% de las fallas son de una naturaleza temporaria y están en el rango de pocos ciclos a unos pocos segundos en la mayoría de los casos. El dispositivo de reconección automático (reconectador) al poseer la doble función de disparo y

reconexión, elimina prolongadas salidas de carga en los sistemas de distribución debido a fallas temporarias o condiciones de sobrecorriente transientes que tienen gran importancia en el estudio de protecciones.

#### RECONECTADORES 1Ø O 3Ø

Los re conectadores 1Ø son utilizados para protección de líneas monofásicas,tales como ramas o tap de alimentadores trifásicos.

Estos son empleados también en circuitos 3Ø donde la carga es predominantemente monofásica,si alguna falla a tierra ocurre por ejemplo esta fase se desconectará, pero sin embargo el servicio se mantendrá para las restantes 2 fases del sistema es decir se mantiene un 66% de la carga conectada.

Los re conectadores 3Ø son usados donde el bloqueo de las 3 fases es requerida para cualquier falla permanente, para prevenir por ejemplo el monofáseo de grandes motores 3Ø.

#### 2.3.2.1 NOMINALES DEL RECONECTADOR

Para la selección de un re conectador en especial se dispone de los siguientes datos de placa proporcionado por el fabricante.

- i.- Voltaje nominal.
- ii.- Voltaje de diseño básico

- iii.- Nivel básico de aislamiento (BIL)
- iv.- Frecuencia
- v.- Corriente sostenida
- vi.- Corriente de disparo mínima
- vii.- Corriente de interrupción

### 2.3.3 SECCIONALIZADORES

Los seccionalizadores son dispositivos de protección que aíslan automáticamente secciones falladas de línea de un sistema de distribución. Es de resaltar que un seccionalizador no interrumpe corrientes de falla, este opera asociado con un dispositivo de protección que si puede interrumpir corrientes de falla tal como un reconectador o un disyuntor.

El seccionalizador efectúa un conteo de operaciones del dispositivo de respaldo durante la falla, cumplida esta secuencia de interrupción de corriente ya preestablecida, y siempre y cuando el dispositivo de respaldo tenga abierto sus contactos el seccionalizador abre sus contactos aislando la sección fallada de la línea. esto último permitirá al reconectador conectar la sección restante no fallada, esto es lo que sucedería en caso de una falla permanente pero si se tratara de una falla temporaria el seccionalizador dispone de un mecanismo adecuado que

actuará automáticamente sobre el dispositivo dejándolo de esta manera listo para una nueva secuencia completa de operación para cualquier falla posterior que pudiera ocurrir.

El seccionalizador es un dispositivo de relativamente bajo costo debido a que no está diseñado para interrumpir corrientes de falla y consiguientemente no se requiere que tenga una capacidad de interrupción y además puede ser operado manualmente.

También el seccionalizador provee varias ventajas sobre los corta circuitos, sumado a la flexibilidad de de aplicación, estos ofrecen mucha seguridad en su funcionamiento.

Si ha ocurrido una falla permanente la capacidad de reconexión del seccionalizador simplifica grandemente la prueba del circuito y en caso de que la falla aun esté presente la interrupción tomará lugar en el dispositivo de respaldo, logicamente es de suponer que a diferencia de los corta circuitos no es necesario disponer de un remplazo de la tira fusible, esto permitirá que la línea sea probada y el servicio restaurado de una forma mucho más rápida y conveniente, evitando de esta manera al máximo los costos que se presentan regularmente al producirse una interrupción de energía, así mismo no es



necesario hacer un análisis de los características tiempo -corriente ya que el seccionalizador no dispone de esta característica, eliminándose de esta forma la posibilidad de error en la coordinación de protecciones, en síntesis la utilización de este elemento produce una mejora significativa en la confiabilidad del sistema.

#### 2.3.3.1 TIPOS DE SECCIONALIZADORES

Los seccionalizadores monofásicos son empleados mayormente en líneas monofásicas o en alimentadoras 3Ø con cargas predominantemente monofásicas.

El control de estos seccionalizadores es hidráulico y está construido como una parte integral del seccionalizador, y su principio de operación está basado en sensar una sobrecorriente en una bobina conectada en serie con la línea, si existe una falla se activará automáticamente el mecanismo de conteo. Una vez que el seccionalizador completa su ciclo de operación, la reposición de los contactos a su estado inicial deberá ser hecha manualmente.

Los seccionalizadores trifásicos, son empleados en líneas 3Ø donde es indispensable interrumpir las 3 fases.

El control para estos seccionalizadores puede

ser electrónico ó hidráulico,el primero de los controles nombrados es empleado en los seccionalizadores de gran capacidad,mientras que los de menor capacidad son controlados hidráulicamente.

#### 2.3.4 RELES-DISYUNTORES

##### DISYUNTOR

Es un dispositivo destinado a cerrar o interrumpir un circuito de transmisión de energía en condiciones normales, anormales, ó de emergencia.

##### RELE TEMPORIZADO DE SOBRECORRIENTE

Es un dispositivo con característica de tiempo definido o inverso que opera cuando existe una elevación de corriente mayor a un valor prefijado en la línea de alimentación.

#### 2.3.4.1 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

Los disyuntores son dispositivos mecánicos de apertura o cierre de contactos comandados por un tipo de relé determinado. Si el relé detecta una perturbación que venga a comprometer los equipos o el funcionamiento normal del sistema, envia una señal eléctrica que comanda la apertura de uno o más disyuntores, con la finalidad de aislar el equipo o parte del sistema afectado por la falla, impidiendo de

esta manera que la perturbación dañe equipos, comprometa la operación o se propage hacia otros componentes no afectados, lo cual traería como consecuencia una considerable disminución de la confiabilidad del sistema. Fundamentalmente existen dos principios de operación de los relés electromagnéticos:

#### OPERACION POR ATRACCION

Este tipo de relé opera por la atracción que ejerce un electroimán sobre una armadura. Son empleados fundamentalmente cuando se desea una operación instantánea.

#### OPERACION POR INDUCCION

Los relés de inducción operan basados en el mismo principio de los medidores de energía eléctrica, es decir por la interacción de los flujos magnéticos desfasados que atraviesan un disco o tambor con las corrientes en él inducidas. Este tipo de relé puede ser proyectado para operación instantánea o retardada.

#### 2.3.4.2 TIPOS DE RELES DE PROTECCION MAS USADOS EN LOS SISTEMAS ELECTRICOS

- Relé de sobrecorriente
- Relé de sobrecorriente direccional
- Relé de sobretensión
- Relé de baja tensión

-Relé direccional de potencia

-Relé de distancia

-Relé diferencial

-Relé de reconexión

Para efectos de protección de los sistemas de distribución los más empleados son los relés de sobrecorriente y los de reconexión que describiremos brevemente.

#### RELE DE SOBRECORRIENTE

Los relés de sobrecorriente (NEMA-50/51) sienten la corriente de la línea, comandando la apertura de uno o más disyuntores cuando ésta corriente sobrepasa el valor prefijado límite de protección. La bobina del relé puede estar conectada directamente en serie con la línea o a través de un transformador de corriente, también los relés de sobrecorriente se clasifican de acuerdo a su tiempo de operación, y pueden ser clasificados como :

#### RELE DE SOBRECORRIENTE DE TIEMPO DEFINIDO

El tiempo de operación es independiente de la corriente que circule por la bobina del relé.

#### RELE DE SOBRECORRIENTE DE TIEMPO INVERSO

El tiempo de operación es inversamente proporcional a la corriente que circula por la bobina del relé

#### RELE DE SOBRECORRIENTE DE TIEMPO MUY INVERSO

Son relés que presentan variaciones más acentuadas de las características de tiempo de operación con la corriente de operación.

#### RELE DE RECONEXION

Los relés de reconexión (NEMA-79) son relés auxiliares, usados para comandar la reconexión de los disyuntores despues que estos han operado por la acción de los relés de sobrecorriente, permiten además la posibilidad de diversas combinaciones de ordenes instantáneas y temporizadas.

#### 2.3.4.3 CRITERIOS PARA LA SELECCION DE DISYUNTORES

- 1.- La corriente nominal debe ser superior a la máxima corriente del alimentador, convenientemente medida o calculada considerando carga máxima y futuro incremento de la carga.
- 2.- La tensión nominal debe ser compatible con la del sistema.
- 3.-La capacidad de interrupción debe ser mayor que la máxima corriente de cortocircuito calculada en el punto de instalación del disyuntor.
- 4.- La temporización debe permitir la coordinación con otros equipos de protección.

5.- El nivel de aislamiento debe ser compatible con la del sistema.

#### 2.4 FILOSOFIA Y COMPROMISOS EN LOS SISTEMAS DE PROTECCION DE SOBRECORRIENTE

Principios de ingeniería bien fundamentados son seguidos en general para el cálculo de corrientes de falla, determinando de esta manera los valores de placa de los equipos de protección de sobrecorriente requerida. Además las técnicas de coordinación en general son aceptadas y seguidas por los ingenieros de todo el mundo, pero en cambio otros aspectos de la protección de sobrecorriente no se encuentran bien definidos como por ejemplo las reglas para la especificación de las zonas de protección, la localización del equipo de protección de sobrecorriente, y el tipo de equipo seleccionado en cada localización.

Para una situación dada, diferentes ingenieros pueden diseñar diferentes esquemas de protección desde el punto de vista de localización, tipo de equipo y operación, así todos los esquemas presentados cumplan adecuadamente las funciones previamente definidas. Además condiciones locales a lo largo de la ruta del circuito, la localización y naturaleza de la carga son factores muy importantes a considerar para el diseño apropiado de un

sistema de protección de sobrecorriente.

A continuación se mencionan 3 puntos básicos que los esquemas de protección deberán tratar de cumplir:

- 1.- La protección de materiales y equipos contra daños causados por cortocircuitos y sobrecargas.
- 2.- Mejorar la confiabilidad de los circuitos de distribución, trayendo como consecuencia la posibilidad de restringir al máximo los efectos de una falla al menor trecho posible del circuito y al menor tiempo, disminuyendo así la energía no suministrada y el número de usuarios alcanzados por la falla.
- 3.- Racionalización de los costos de los esquemas, que no deberán exceder a los beneficios que se obtengan de ellos, tomando eso si en consideración que la relación costos/beneficios será aspecto secundario si los esquemas de protección tienen como objetivo proporcionar seguridad a los usuarios y al personal que trabaja en las redes eléctricas.

## CAPITULO 3

### INDICES DE CONFIABILIDAD DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION

#### 3.1 TIPOS DE INDICES

Al diseñar y planificar un Sistema de distribución y su correspondiente esquema de protección, es necesario desarrollar un modelo por medio del cual podamos comparar de una forma cuantitativa el funcionamiento del circuito de distribución para diferentes tipos de alternativas o esquemas propuestos.

Para tal comparación se definen índices que deberán ser sensibles a el número, tipo y localización de los dispositivos de protección, a la exposición del circuito, al mantenimiento que se provea a cada una de las partes del sistema, y también a la disposición y número de usuarios servidos.

Los índices de confiabilidad como decíamos anteriormente pueden relacionar a el número de clientes y magnitud de carga servida y deberán ser obtenidos en cada punto de carga, pero también se pueden disponer de índices que nos midan la confiabilidad del sistema entero, la mayor parte de



estos índices son promedios pesados de los índices de los diversos puntos de carga.

En general es posible obtener frecuencia y duración de interrupción para todo el sistema. Una evaluación de estos índices y sus cambios con las modificaciones que se hagan a la red distribución (alternativas) nos proporcionará una base fundamentada sobre el funcionamiento del sistema para decidirnos por una de las alternativas propuestas una vez que se conocen los costos para cada alternativa.

### 3.2 DEFINICION DE LOS INDICES

#### 3.2.1 RAZON DE FALLA

Este índice nos da el número de salidas que sufren los componentes o el sistema por año, cada componente viene definida por su razón de falla, y por tanto cuando hablamos del sistema deberemos desarrollar un método por el cual calcular la razón de falla global de este a partir de los componentes individuales (lo veremos en el siguiente capítulo). Es necesario mencionar que la razón de falla se ve afectada por diversas causas, los cuales resumiremos en la siguiente tabla, que desglosa en 3 partes la vida de un sistema de potencia.

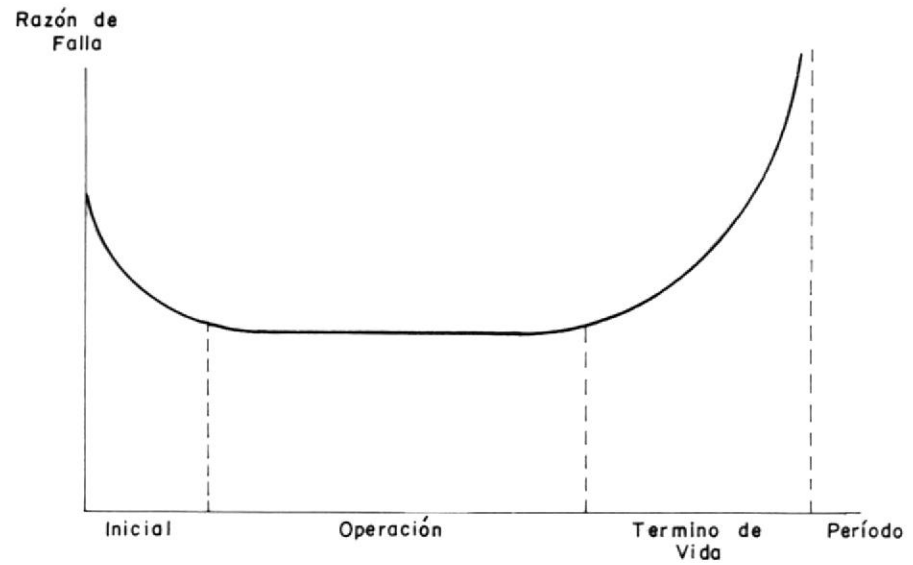


Fig 3.1 Razón de falla.vs.tiempo

### VIDA DE UN SISTEMA DE POTENCIA

período	razón falla	causas
Inicial	Alto	defectos de fabricación, fallas y daños en el montaje.
operación	decrece y se estabiliza	accidentes, efectos climáticos, vibraciones, etc.
término de vida	aumenta en forma creciente	vejez de los materiales, deterioro por esfuerzos anteriores.

Normalmente el modelaje que se emplea para la densidad de tiempo de falla en los sistemas de

potencia es de tipo exponencial de allí que la razón de falla es constante.

Sea  $f(t)$  la densidad de probabilidad del tiempo de falla

$$\implies f(t) = \lambda e^{-\lambda t} \quad (3.1)$$

Donde

: recíproco del tiempo medio de funcionamiento del componente en análisis

La confiabilidad del componente al tiempo  $t$  viene dada por :

$$R(t) = 1 - \int_0^t f(t) dt \quad (3.2)$$

Reemplazando 3.1 en 3.2

$$R(t) = e^{-\lambda t} \quad (3.3)$$

La tasa de falla al tiempo  $t$  es igual a:

$$r(t) = - \frac{1}{R(t)} \frac{dR(t)}{dt} \quad (3.4)$$

Sustituyendo 3.3 en 3.4

$$\implies r(t) = - \frac{1}{e^{-\lambda t}} (-\lambda) e^{-\lambda t}$$
$$r(t) = \lambda \quad (3.5)$$

tal como se especificó anteriormente.

En esta tesis el estudio sera hecho cuando el

sistema se encuentra en su periodo de operación, por lo tanto la tasa de falla empleada para todos los componentes es constante.

### 3.2.2 TIEMPO DE REPARACION

Este índice nos dá el tiempo promedio de reparación de cada componente (en esta tesis solo se trabajará con valores promedios) y se asume que la distribución del tiempo de reparación es de tipo exponencial, lo cual nos dará una tasa de reparación constante ( $\mu$ ).

Es posible obtener un tiempo de reparación equivalente conociendo los datos estadísticos de  $r$  de cada uno de los componentes del sistema (ver capítulo 4).

### 3.2.3 TIEMPO DE SALIDA ANUAL

Este índice nos provee el número esperado de horas que el sistema se encuentra en el estado fallado, es de anotar que el tiempo de salida anual no necesariamente muestra una distribución de tipo exponencial como es el caso para el tiempo de reparación y tiempo para fallar de cada componente. El cálculo de este índice puede ser hecho de varias formas tal como veremos en el capítulo 4.

### 3.2.4 INDICES ORIENTADOS HACIA EL CLIENTE

Estos índices expresan estadísticas de inte-

rrupción en términos de los usuarios del sistema.

### SAIFI

Indice de frecuencia de interrupción promedio del sistema.

Representa el número de veces que el servicio eléctrico de un usuario del sistema es interrumpido durante un año. Es determinado dividiendo el número total de usuarios interrumpidos en un año por el número promedio de usuarios servidos durante el año.

$$\text{SAIFI} = \frac{\text{Número total de usuarios interrumpidos.}}{\text{Número total de usuarios servidos.}}$$

$$= \frac{\sum \lambda_i * N_i}{\sum N_i} \quad (3.6)$$

Donde  $\lambda_i$  es la tasa de falla, y  $N_i$  es el número de usuarios en el punto de carga  $i$ .

### SAIDI

Indice de duración de interrupción promedio del sistema.

Nos da la duración de interrupción promedio por usuario servido. Es determinado dividiendo la suma total de todas las duraciones de interrupción a los usuarios durante un año por el

número de usuarios servidos.

Sumatorio de todas las duraciones de interrupción a los usuarios del sistema.

$$\text{SAIDI} = \frac{\text{Sumatorio de todas las duraciones de interrupción a los usuarios del sistema.}}{\text{Número total de usuarios.}}$$

$$= \frac{\sum U_i * N_i}{\sum N_i} \quad (3.7)$$

Donde  $U_i$  es el tiempo de salida anual y  $N_i$  es el número de usuarios conectados al punto de carga  $i$ .

#### CAIFI

Indice de frecuencia de interrupción promedio del sistema.

Es el número de promedio de interrupciones por usuario servido por año. Es determinado dividiendo el número de usuarios interrumpidos observados en un año por el número de usuarios afectados. es de hacer notar que el número de usuarios afectados es contabilizado una sola vez sin considerar el número de interrupciones que cada uno de ellos pueda haber sufrido durante el transcurso del año.

$$\text{CAIFI} = \frac{\text{Número total de usuarios interrumpidos.}}{\text{Número total de usuarios afectados.}}$$

### CAIDI

Indice de duración de interrupción promedio al usuario.

Es la duración de interrupción promedio para aquellos usuarios interrumpidos durante un año. Este índice es determinado dividiendo la suma de todas las duraciones de interrupción a los usuarios para el número de usuarios que experimentan una o más interrupciones durante un año.

$$\text{CAIDI} = \frac{\text{Suma de todas las duraciones de interrupciones a los usuarios.}}{\text{Número total de usuarios interrumpidos.}}$$

$$= \frac{\sum U_i * N_i}{\sum \lambda_i * N_i} \quad (3.8)$$

Donde  $U_i$  es el tiempo de salida anual,  $\lambda_i$  la tasa de falla y  $N_i$  el número de usuarios del punto de carga  $i$ .

### ASAI

Indice de disponibilidad de servicio.

Representa la relación del número total horas-usuarios que el servicio estuvo disponible durante un año para el número total de horas-usuarios demandados. Este índice es también conocido como "Indice de confiabilidad de servicio".

$$\text{ASAI} = \frac{\text{Horas-usuarios de servicio disponible.}}{\text{Horas-usuarios demandados.}}$$

$$= \frac{\sum N_i * 8760 - \sum N_i * U_i}{\sum N_i * 8760} \quad (3.9)$$

Donde  $N_i$  es el número de usuarios conectados al punto de carga  $i$ .

Un valor complementario a este último índice también puede ser utilizado y es llamado comúnmente como índice de no disponibilidad de servicio promedio. Este es calculado dividiendo el número total de horas-usuarios que el servicio no estuvo disponible durante un año para el número total de horas-usuarios demandadas.

$$\text{ASUI} = \frac{\text{Horas-usuarios de servicio no disponible.}}{\text{Horas-usuarios demandados.}}$$

$$= \frac{\sum U_i * N_i}{\sum N_i * 8760} = 1 - \text{ASAI} \quad (3.10)$$

$N_i$  es el número de usuarios conectados al punto de carga  $i$ , y  $U_i$  es el tiempo de salida anual de este punto de carga.

### 3.2.5 INDICES ORIENTADOS HACIA LA CARGA Y LA ENERGIA

Es también posible expresar las estadísticas de interrupción en términos de la carga conectada y la energía más bien que en términos de los



usuarios del sistema. Uno de los parámetros más importantes requeridos para la evaluación de éstos índices es la carga promedio en cada barra del punto de carga considerado.

La carga promedio ( $L_a$ ) está dada por:

$$L_a = L_p * f \quad (3.11)$$

Donde  $L_p$  = Demanda de carga pico

$f$  = Factor de carga

#### ENS

Índice de energía no suministrada.

Es el promedio de kWh interrumpidos durante un año. Se lo calcula sumando el total de la energía no suministrada durante un año.

ENS = Total de energía no suministrada por el sistema.

$$= \sum L_a(i) * U_i \quad (3.12)$$

Donde  $L_a(i)$  es la carga promedio y  $U_i$  es el tiempo de salida anual del punto de carga  $i$ .

#### AENS

Índice de energía no suministrada promedio.

Nos dá el promedio de energía no suministrada en

un año por el total de usuarios servidos.

$$AENS = \frac{\text{Total de energía no suministrada.}}{\text{Número total de usuarios servidos.}}$$

$$= \frac{\sum La(i) * Ui}{\sum Ni} \quad (3.13)$$

#### ALIFI

Indice de frecuencia de interrupción promedio de la carga.

Son los kva de carga conectada interrumpida por año por kva de carga conectada servida. Esta es encontrada dividiendo la interrupción de carga anual para el total de carga conectada.

$$ALIFI = \frac{\text{Total de carga interrumpida.}}{\text{Carga total conectada.}}$$

$$= \frac{\sum \lambda_i * La(i)}{\sum La(i)} \quad (3.14)$$

$\lambda_i$  es la tasa de falla y  $La(i)$  es la carga conectada al punto de carga  $i$ .

#### ALIDI

Indice de duración de interrupción de carga promedio.

Representa la duración de interrupción promedio por carga conectada servida. Es calculado dividiendo la suma de todas las duraciones de inte-

rrupción a la carga para el total de carga conectada.

$$ALIDI = \frac{\text{Duración total de interrupción de carga.}}{\text{Carga total conectada.}}$$

$$= \frac{\sum U_i * L_a(i)}{\sum L_a(i)} \quad (3.15)$$

Donde  $U_i$  es el tiempo de salida anual y  $L_a(i)$  es la carga promedio conectada al punto de carga  $i$ .

### 3.3 SELECCION DE LOS INDICES EN BASE A SUS ATRIBUTOS Y A SUS APLICACIONES

Los índices de confiabilidad de un sistema o componentes deberán cumplir ciertas condiciones de tal manera que el diseñador pueda usar esta información de muchas maneras.

Entre los principales atributos que deberán poseer los índices de confiabilidad podemos mencionar :

- i.- Debe ser posible calcular estos índices usando datos disponibles del funcionamiento y confiabilidad de los componentes en estudio.
- ii.- Deben ser medibles a partir de datos históricos de un sistema en funcionamiento
- iii.- Reflejar la calidad de servicio desde el punto de vista del cliente.
- iv.- Deberán ser entendibles aun incluso para per-

sonas que no esten familiarizados con la teoría de confiabilidad.

v.- Deberán ser consistentes en estudios de comparación de alternativas, siendo este uno de los aspectos más importantes a efectos de diseño.

Los índices descritos en la sección anterior cumplen con las condiciones expuestas arriba.

Casi todos los índices de confiabilidad de gran aplicación en las diversas áreas de un sistema de potencia pueden ser incluidos dentro de 3 grupos fundamentales, a continuación se describen brevemente estos y su mayor área de aplicación :

#### PROBABILIDAD DE FALLA DEL SISTEMA

Este índice tiene amplia aplicación en los sistemas de distribución pero sin embargo si puede ser aplicado para estudios de generación y transmisión y precisamente su principal aplicación está en los estudios de la capacidad de generación, donde este índice es comunmente llamado como probabilidad de pérdida de carga (LOLP).

En estudios de los sistemas de transmisión y distribución este índice es usualmente definido como la probabilidad de pérdida de continuidad de servicio, pero sin embargo puede ser definido como eventos de bajo voltaje o componentes sobrecarga-

dos durante los cuales no necesariamente se pierde la continuidad de servicio.

Dentro de este grupo caen los índices ASAI y ASUI descritos en la sección 3.2

#### FRECUENCIA Y DURACION DE FALLA

Este índice es de gran utilidad para estudios mas detallados de alternativas, y sus efectos en la confiabilidad del sistema, pudiendo ser aplicados a fallas de corta duración y de tiempo sostenido.

A este grupo pertenecen la mayor parte de los índices descritos en la sección 3.2

Fundamentalmente estos índices tienen su mayor aplicación en los sistemas de transmisión y distribución, aunque en los últimos años se ha encontrado su uso práctico en los estudios de generación.

#### CONSECUENCIAS DE FALLA DEL SISTEMA

Dos importantes índices caen dentro de ésta categoría, el primero es la cantidad de energía demandada promedio no suministrada debido a una falla, este índice de pérdida de energía esperada obviamente tiene un gran significado físico y tiene gran aplicación tanto en los estudios de generación, transmisión y distribución, este índice puede ser expresado en términos de unidades de energía o en p.u. del total de energía demandada.

Los índices ENS y AENS pertenecen a este grupo.

El segundo índice que cae dentro de esta categoría es la magnitud de pérdida de carga esperada (XL0L), este índice es usualmente considerado como el suplemento del índice LOLP que mencionamos anteriormente.

## CAPITULO 4

### EVALUACION DE LA CONFIABILIDAD DE SISTEMAS RADIALES DE DISTRIBUCION.

#### 4.1 CONCEPTOS DE MODELAJE DE REDES.

Los sistemas son representados frecuentemente como un circuito, en el cual los componentes se encuentran conectados ya sea en serie, paralelo, mallado o una combinación de estos.

Para estudios de confiabilidad es fundamental que exista previamente un completo entendimiento del funcionamiento y relación existente entre el sistema y el modelo del circuito antes de considerar las técnicas analíticas para evaluar la confiabilidad del circuito.

El comprendimiento pleno del funcionamiento y requerimientos del sistema son fundamentales pues es de allí que se puede generar el modelo del circuito para evaluar la confiabilidad del sistema, ya que éste circuito no necesariamente tiene la misma estructura topológica del circuito que define las conexiones entre los componentes del sistema, en otras palabras el circuito que representa la configuración física del sistema.

#### 4.1.1 COMPONENTES REPARABLES MODELO DE 2 ESTADOS.

Casi la totalidad de los componentes de un sistema de distribución son del tipo renovables (reparables) es decir si por alguna razón existe una falla, los componentes afectados por ella podrán ser puestos en servicio una vez que la reparación es hecha. El modelo más elemental de los componentes renovables es una representación de 2 estados, uno de los estados representa a el componente operando (disponible para el servicio), y el otro estado representa la condición fallada (no disponible para el servicio).

Una forma de representarlo es utilizando los diagramas de estado donde las tasas de transición para pasar de un estado a otro son las tasas de reparación y de falla.

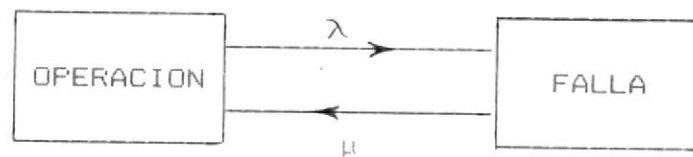


Fig 4.1 Representación de un componente de dos estados.

Donde :

$\lambda$  = Tasa de falla.

$\mu$  = Tasa de reparación.



#### 4.1.2 CICLO DE REPARACION-OPERACION, FRECUENCIA DE FALLA, Y DISPONIBILIDAD.

La siguiente figura nos dá una distribución del tiempo de operación y reparación para un componente del sistema.

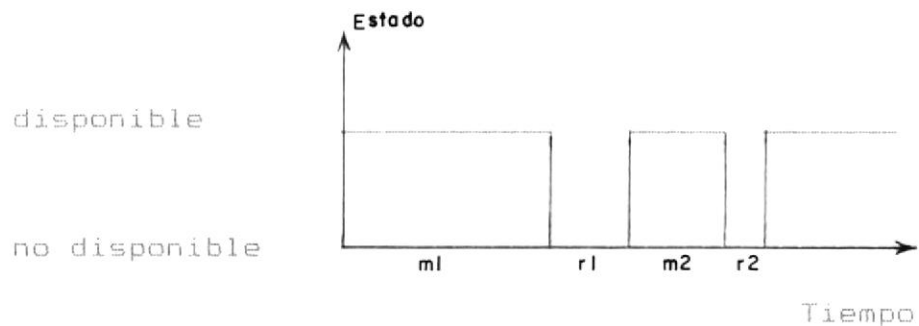


Fig 4.2 Distribución aleatoria del estado de un componente.

Asumiendo ciclos de operación-reparación estadísticamente independientes podemos obtener los valores esperados de los tiempos de reparación y falla.

Tiempo medio para fallar (MTTF) =  $m$

$$m = \frac{1}{N} \sum m_i \quad (4.1a)$$

Tiempo medio de restauración (MTTR) =  $r$

$$r = \frac{1}{N} \sum r_i \quad (4.1b)$$

donde :

$m_i$  =  $i$ -ésimo tiempo de operación.

$r_i$  =  $i$ -ésimo tiempo de reparación.

Es práctica común para efectos del modelaje de confiabilidad de los sistemas de distribución asumir que las distribuciones de probabilidad de los tiempos para fallar y de restauración de cada uno de los componentes tengan una forma exponencial negativa, porque ésta distribución muestra un comportamiento cercano a la distribución real a largo plazo y simplifica enormemente el cálculo analítico requiriéndose además menor cantidad de datos para la evaluación de los índices de confiabilidad del sistema, ya que ésta distribución de probabilidad está definida únicamente por su tasa de riesgo, que es constante.

$$Pr(t) = 1 - e^{-\lambda t} \quad (4.2)$$

donde  $Pr$  : distribución de probabilidad de falla.

$\lambda$  : tasa de riesgo.

El valor medio de la distribución exponencial es simplemente el recíproco de su tasa de riesgo. Partiendo de éste resultado podemos también encontrar una nueva expresión equivalente para

los tiempos esperados de falla y reparación en función de las tasas de riesgo correspondientes.

$$MTTF = \frac{1}{\lambda} \quad (4.3a)$$

$$MTTR = \frac{1}{\mu} \quad (4.3b)$$

El ciclo de reparación y falla viene definido por su frecuencia y período de duración.

Tiempo medio entre fallas (MTBF) = T

$$T = m + r = 1 / f \quad (4.4a)$$

Frecuencia de falla del ciclo = f

$$f = \frac{1}{m + r} = \frac{\mu * \lambda}{\mu + \lambda} \quad (4.4b)$$

Ahora ya podemos definir el modelo equivalente de la distribución de estado del componente en el tiempo.

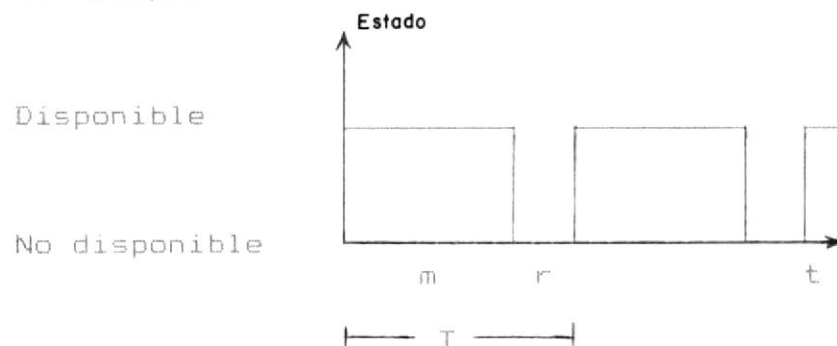


Fig 4.3 Ciclo promedio de falla-reparación de un componente renovable.

La disponibilidad puede ser calculada utilizando el concepto básico de probabilidad.

$$A = \frac{\text{Tiempo de operación promedio en un ciclo.}}{\text{Duración total del ciclo.}}$$

$$A = \frac{m}{m+r} = \frac{\mu}{\lambda + \mu}$$

$$= \frac{\text{MTTF}}{\text{MTBF}} \quad (4.5)$$

La no disponibilidad viene dada por :

$$Q = \frac{\text{Tiempo de restauración promedio en un ciclo.}}{\text{Duración total del ciclo.}}$$

$$Q = 1 - A = \frac{r}{m+r}$$

$$= \frac{\lambda}{\lambda + \mu} = \frac{\text{MTTR}}{\text{MTBF}} \quad (4.6)$$

#### 4.2 METODO DE EVALUACION.

En esta sección se obtendrán las expresiones analíticas que nos permitirán calcular los índices primarios de confiabilidad de los puntos de salida del sistema a partir de los datos de confiabi-

lidad de los componentes del sistema, las expresiones aquí obtenidas representan la base para el futuro análisis cuantitativo de confiabilidad en los sistemas radiales de distribución.

#### 4.2.1 SISTEMAS SERIES

La definición de los sistemas series desde el punto de vista de confiabilidad es que todos los componentes deben funcionar para que funcione el sistema, o dicho de otra forma basta que solo un componente falle para que el sistema entero falle.

Consideremos un sistema que contiene 2 componentes independientes 1 y 2, conectados en serie desde el punto de vista de confiabilidad tal como se muestra en la figura 4.4



Fig 4.4 Sistema serie de dos componentes.

Definiendo :

$A_1$  ,  $A_2$  = Probabilidad de funcionamiento adecuado de los componentes 1 y 2 respectivamente.

$Q_1$  ,  $Q_2$  = Probabilidad de falla de los componentes 1 y 2

de donde :

$$A1 + Q1 = 1$$

$$A2 + Q2 = 1$$

Pues los estado de éxito y falla son complementarios.

La disponibilidad y no disponibilidad vienen dados por :

$$As = A1*A2 \quad (4.7a)$$

$$Qs = 1 - A1*A2 \quad (4.7b)$$

Si hay n componentes en serie la estructura de las expresiones que definen a la disponibilidad y no disponibilidad no varia.

$$As = \prod Ai \quad (4.8)$$

$$Qs = 1 - \prod Ai \quad (4.9)$$

reemplazando 4.5 en 4.7a

$$As = A1*A2 = \frac{m1}{m1 + r1} * \frac{m2}{m2 + r2} \quad (4.10)$$

Definiendo

$$As = \frac{ms}{ms + rs} \quad (4.11)$$

Donde :

$m_s$  = Valor medio del tiempo de operación para el esquema serie.

$r_s$  = Valor medio del tiempo de restauración para el esquema serie.

La frecuencia de falla del sistema es igual a:

$$f_s = A_1 * f_2 + A_2 * f_1 = \frac{1}{m_s + r_s} \quad (4.12)$$

$$f_s = \frac{m_1}{m_1 + r_1} * \frac{1}{m_2 + r_2} + \frac{m_2}{m_2 + r_2} * \frac{1}{m_1 + r_1} \quad (4.13)$$

de 4.12 y 4.11

$$A_s = m_s * f_s \quad (4.14)$$

$$\implies m_s = \frac{A_s}{f_s} = \frac{m_1 * m_2}{m_1 + m_2} \quad (4.15)$$

Este resultado es más práctico expresarlo en términos de la tasa de falla que es la forma usual en la que se proporciona los datos estadísticos de interrupción del Sistema.

$$\frac{1}{m_s} = \frac{1}{m_1} + \frac{1}{m_2} \quad (4.16)$$

$$\lambda_s = \lambda_1 + \lambda_2 \quad (4.17)$$

Es decir para los sistemas de confiabilidad tipo serie la tasa de falla es igual a la suma de las tasas de falla individuales de cada componente. El tiempo de reparación equivalente puede ser encontrado a partir de las expresiones 4.6 y 4.12 .

$$r_s = \frac{Q_s}{f_s} = \frac{1 - A_s}{f_s} \quad (4.18)$$

Reemplazando 4.10 y 4.13 en 4.18

$$r_s = \frac{\frac{r_1}{m_1} + \frac{r_2}{m_2} + \frac{r_1}{m_1} + \frac{r_2}{m_2}}{\frac{1}{m_1} + \frac{1}{m_2}} \quad (4.19)$$

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

Cuando el número de componentes del sistema de distribución es muy grande es conveniente simplificar esta última expresión ignorando los términos de grado mayor a 2 en el numerador, es decir asumir que :

$$\lambda_1 r_1, \lambda_2 r_2 \gg r_1 r_2 \lambda_1 \lambda_2$$

Lo cual es razonable pues los productos  $r$  para



los sistemas de distribución están en el orden de 0.01, esta simplificación reduce  $r_s$  a :

$$r_s = \frac{\lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2}{\lambda_1 + \lambda_2} = \frac{\lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2}{\lambda_s} \quad (4.20)$$

Es posible además expresar la no disponibilidad equivalente del sistema como el número total de horas que el sistema se encuentra en el estado fallado, tal transformación nos da una interpretación acerca del tiempo promedio en el cual el sistema no es disponible anualmente. Este índice es a menudo llamado tiempo de salida anual del sistema ( $U$ ).

Viene dado por :

$$U = Q \text{ ( 8760 horas/año)} \quad (4.21a)$$

Para el sistema serie en análisis

$$U_s = Q_s \text{ (8760 horas/año)} \quad (4.21b)$$

Una aproximación para  $U$  en términos de la tasa de falla y tiempo de reparación promedio puede ser obtenida conociendo que normalmente el tiempo medio para fallar es mucho mayor que el tiempo medio de reparación.

MTTF >> MTTR

Entonces el tiempo de salida anual puede ser aproximado a :

$$U_s = \frac{r_s}{m_s} = \lambda_s r_s \quad (4.22)$$

Donde  $m_s$  viene dado en años,  $\lambda_s$  en fallas/año y  $r_s$  en horas.

o también :

$$U_s = \frac{(\lambda_1 + \lambda_2) (\lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2)}{\lambda_1 + \lambda_2}$$

$$U_s = \lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2 \quad (4.23)$$

Resumiendo los resultados obtenidos para un sistema serie de  $n$  componentes.

$$\lambda_s = \sum \lambda_i \quad (4.24)$$

$$U_s = \sum \lambda_i r_i \quad (4.25)$$

$$r_s = \frac{\sum \lambda_i r_i}{\sum \lambda_i} = \frac{U_s}{\lambda_s} \quad (4.26)$$

Siendo estas 3 últimas expresiones los 3 parámetros básicos o índices primarios para el proceso de cálculo de confiabilidad en los sistemas radiales de distribución.

#### 4.2.2 SISTEMAS PARALELOS

La definición de los sistemas paralelos desde el punto de vista de confiabilidad es que basta que un solo componente funcione para que el sistema funcione o dicho en otras palabras es necesario que fallen todos los componentes para que el sistema falle.

Consideremos ahora un sistema paralelo de 2 componentes independientes 1 y 2 , conectados en paralelo desde el punto de vista de confiabilidad.

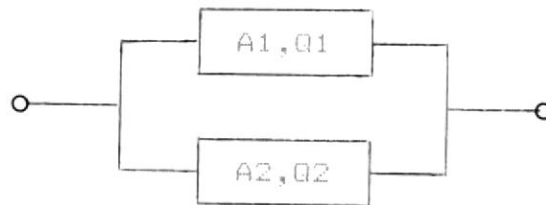


Fig 4.5 Sistema paralelo de dos componentes.

Definiendo:

$A_1$  ,  $A_2$  = probabilidad de funcionamiento adecuado de los componentes 1 y 2 respectivamente.

$Q_1$  ,  $Q_2$  = Probabilidad de falla de los componentes 1 y 2 respectivamente.

El comportamiento de los sistemas paralelos es esencialmente el dual de los sistemas series,

por lo tanto podemos definir la disponibilidad y no disponibilidad de la siguiente manera :

$$Q_p = Q_1 * Q_2 \quad (4.27a)$$

$$A_p = 1 - Q_1 * Q_2 \quad (4.27b)$$

Para un sistema de n componentes en paralelo

$$Q_p = \prod Q_i \quad (4.28)$$

la probabilidad de funcionamiento del sistema es:

$$A_p = 1 - Q_p = 1 - \prod Q_i \quad (4.29)$$

Partiendo de la expresión 4.6 y remplazando en 4.27a

$$Q_p = \frac{r_1}{m_1 + r_1} * \frac{r_2}{m_2 + r_2} \quad (4.30)$$

La frecuencia de falla del sistema paralelo de 2 componentes es el producto de la frecuencia de falla del componente 1 por la no disponibilidad del componente 2 más la frecuencia de falla del componente 2 por la probabilidad de falla del componente 1.

$$f_p = Q_1 * f_2 + Q_2 * f_1 \quad (4.31)$$

Reemplazando las equivalencias de la frecuencia de falla y la probabilidad de falla en términos de los tiempos medios para fallar y de reparación ( m , r )

$$f_p = \frac{r_1}{m_1 + r_1} * \frac{1}{m_2 + r_2} + \frac{r_2}{m_2 + r_2} * \frac{1}{m_1 + r_1}$$

$$f_p = \frac{r_1 + r_2}{(m_1 + r_1)(m_2 + r_2)} \quad (4.32)$$

Además :

$$Q_p = r_p * f_p$$

$$\implies r_p = \frac{Q_p}{f_p} \quad (4.33)$$

reemplazando 4.30 y 4.32 en 4.33

$$r_p = \frac{r_1 * r_2}{r_1 + r_2} \quad (4.34a)$$

o también

$$\frac{1}{r_p} = \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} \quad (4.34b)$$

El tiempo medio para fallar puede ser evaluado de :

$$m_p = \frac{A_p}{f_p} = \frac{1 - Q_p}{f_p} \quad (4.35a)$$

$$m_p = \frac{m_1 m_2 + m_1 r_2 + m_2 r_1}{r_1 + r_2} \quad (4.35b)$$

o también en términos de la tasa de falla

$$m = 1 / \lambda$$

$$m_p = \frac{1 + \lambda_2 r_2 + \lambda_1 r_1}{\lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2)} \quad (4.36)$$

Lo cual indica que el tiempo medio para fallar en los sistemas paralelos no puede ser considerado con una distribución de tipo exponencial aun si  $m_1$  y  $m_2$  están asociadas con distribuciones exponenciales.

La tasa de falla viene dada por :

$$\lambda_p = \frac{1}{m_p} = \frac{\lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2)}{1 + \lambda_2 r_2 + \lambda_1 r_1} \quad (4.37a)$$

cuando  $\lambda_i r_i \ll 1$

$$\lambda_p \approx \lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2) \quad (4.37b)$$

El tiempo anual de falla viene dado por

$$U_p = Q_p \text{ (8760 horas / año)}. \quad (4.38)$$

o en forma aproximada

$$U_p = \frac{r_p}{m_p} = \lambda_p r_p \quad (4.39)$$

Donde  $m_p$  viene dado en años,  $\lambda_p$  en fallas/año y  $r_p$  en horas.

Muchas veces es más conveniente expresar  $U_p$  en términos de las tasas de falla de cada componente y sus correspondientes tiempos de reparación.

$$\begin{aligned}
 U_p &= \frac{\lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2)}{1 + \lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2} * \frac{r_1 r_2}{r_1 + r_2} \\
 &= \frac{\lambda_1 \lambda_2 r_1 r_2}{1 + \lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2} \quad (4.40)
 \end{aligned}$$

Despreciando los términos  $\lambda_i r_i$

$$U_p \approx \lambda_1 \lambda_2 r_1 r_2 \quad (4.41)$$

A diferencia de los sistemas series en este caso no es posible generalizar las expresiones deducidas arriba para un sistema de  $n$  componentes en paralelo. Es mejor deducir las expresiones de acuerdo al número de componentes utilizando la misma metodología que se empleó anteriormente en la deducción de las expresiones para un sistema de 2 componentes

#### 4.2.3 SISTEMAS SERIE-PARALELO.

El análisis de los sistemas serie y los sistemas paralelo sirven como base para el análisis de sistemas mucho más complicados y que son reduci-

bles a componentes conectados en paralelo y serie. El principio general es utilizar secuencialmente las ecuaciones descritas anteriormente de tal manera que el sistema se vaya reduciendo paulatinamente hasta obtener un solo componente que refleje exactamente la misma confiabilidad del sistema original.

#### 4.3 APLICACIONES A LOS SISTEMAS RADIALES DE DISTRIBUCION

En el Ecuador los sistemas de distribución son en general sistemas del tipo radial, donde los componentes tales como barras, líneas, transformadores, cables de acometida, etc se encuentran conectados en serie.

Como se estableció en la sección anterior en los sistemas de tipo serie es necesario que todos los componentes entre la senda fuente-consumidor se encuentren funcionando para mantener la continuidad de servicio.

##### 4.3.1 CONCEPTO DE CONJUNTO DE CORTE

El método del conjunto de corte es quizás uno de los más ampliamente utilizados para la evaluación de la confiabilidad de los sistemas de distribución por 2 razones:

- 1.- El conjunto de corte se relaciona directamente con los modos de falla del sistema.



2.- Este método de los conjuntos de corte puede ser fácilmente programado en un computador digital.

#### 4.3.2 DEFINICION DE CONJUNTO DE CORTE

Un conjunto de corte es un conjunto de componentes del sistema los cuales cuando fallan, causan la falla del sistema (sist. serie).

#### 4.3.3 CONJUNTO DE CORTE MINIMO

Es un conjunto de componentes del sistema los cuales cuando todos los componentes fallan causan que el sistema falle. pero si fallan simultaneamente algunos de los componentes pero no todos a la vez el sistema no fallará (sist. paralelo).

Como estamos interesados en el análisis de un sistema radial, a continuación se muestra una configuración de este tipo muy común que nos servirá de modelo para analizar los efectos que se producen tanto en la confiabilidad del sistema en global como en los diversos puntos de carga al producirse modificaciones en la ubicación y tipo de la protección proyectada.

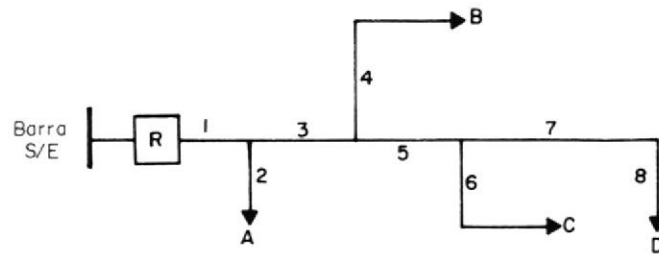


Fig 4.6 Sistema modelo.

Podemos observar las siguientes características de el :

- 1.- Para que cada punto de carga sea alimentado es necesario que la senda entre el punto de carga y la fuente sea continua y que ninguno de sus componentes falle (esto no necesariamente es cierto cuando se considera una fuente alterna), en otras palabras la observación precedente se ajusta a la definición de un conjunto de corte en la cual cada componente de la senda fuente-punto de carga es un corte mínimo y por lo tanto es aplicable la técnica de los cortes mínimos.
- 2.- Todos los cortes mínimos serán de primer orden.

3.- Cada conjunto de corte mínimo se encuentra conectado en serie desde el punto de vista de confiabilidad topológica, por lo tanto pueden utilizarse las ecuaciones descritas para este tipo de sistema.

#### 4.3.4 MODO DE FALLA Y ANALISIS DE EFECTOS

Una vez que las configuraciones tanto de los elementos de transmisión de energía así como la del sistema de protección /seccionamiento están definidos para cada alternativa, los siguientes pasos a seguir serán:

- 1.- Identificar plenamente los puntos de interés en la configuración que se está analizando.
- 2.- Todos los componentes cuya falla cause la interrupción de servicio son plenamente identificados (conjuntos de corte).
- 3.- Haciendo uso de las expresiones analíticas adecuadas son cuantificados los efectos que causan la falla de los componentes identificados en el paso anterior.

Este proceso que se sigue normalmente en la evaluación de los índices de confiabilidad de los sistemas de distribución es lo que se conoce como modo de falla y análisis de efectos que estas causan.

#### 4.4 EFFECTO DE LA PROTECCION EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION

Para tener una idea clara acerca del efecto que tienen los sistemas de protección / seccionamiento en la confiabilidad del sistema se hace necesario comparar los índices de confiabilidad obtenidos al emplear las diversas configuraciones de protección / seccionamiento siendo el punto de partida del análisis un sistema cuya única protección es el disyuntor colocado en la subestación, este sistema lo denominaremos como el caso base, puesto que nos da el límite inferior de confiabilidad obtenible del sistema y de los diversos puntos de carga que se estudian.

El desarrollo del siguiente análisis aplicado al algoritmo desarrollado más adelante asume que cualquier tipo de falla provoca el disparo de todas las fases de la línea donde ocurre la falla.

##### 4.4.1 CASO BASE

La única protección del sistema es el disyuntor instalado en la subestación, en este caso la falla de cualquiera de los componentes causan que el disyuntor de la alimentadora desenergice el circuito entero, desde el punto de vista de análisis de confiabilidad para cada punto de carga todos los componentes serán consideradas a

estar conectados en serie y además cada componente representa un corte mínimo.

En este caso los 4 puntos de carga tienen los mismos índices de confiabilidad y pueden ser calculados con las fórmulas 4.24, 4.25, 4.26

haciendo  $n=8$

Es decir:

$$\lambda_a = \lambda_b = \lambda_c = \lambda_d = \sum \lambda_i \quad (4.42a)$$

$$U_a = U_b = U_c = U_d = \sum \lambda_i r_i \quad (4.42b)$$

$$r_a = r_b = r_c = r_d = \frac{\sum \lambda_i r_i}{\sum \lambda_i} \quad (4.42c)$$

Los índices orientados hacia el sistema pueden ser calculados usando las fórmulas 3.5.2 hasta 3.15.2 del capítulo 3

Aunque esta situación no es muy realística sin embargo es muy útil cuantificarla pues al compararla con las diversas alternativas de protección nos permiten conocer el grado en que se mejoran los índices de confiabilidad del sistema con respecto al sistema sin más protección que el disyuntor ubicado en la subestación.

#### 4.4.2 PROTECCION INSTANTANEA EN CADA COMPONENTE DEL SISTEMA

En este caso los cortes mínimos para un punto de carga determinado lo conforman unicamente los elementos de la senda fuente-punto de carga. es decir se tiene una mejora en los índices de confiabilidad pues la falla de los componentes que no interrumpen la senda de alimentación al punto de carga en análisis no afecta en nada la continuidad de servicio de este, asumiendo eso si que los elementos de protección instantánea que protegen cada componente del sistema son perfectamente confiables.

Es de acotar que esta situación tampoco se cumple al 100 % en los sistemas de distribución radiales, pues insertar elementos de protección instantánea a cada componente trae como consecuencia problemas en la coordinación de la protección.

A manera de ejemplo se muestran los 3 índices de confiabilidad primarios para el punto de carga B del sistema de la fig 4.6

$$\lambda_b = \lambda_1 + \lambda_3 + \lambda_4 \quad (4.43a)$$

$$U_b = \lambda_1 r_1 + \lambda_3 r_3 + \lambda_4 r_4 \quad (4.43b)$$

$$r_b = \frac{U_b}{\lambda_b} \quad (4.43c)$$

Los índices orientados hacia la carga y hacia el consumidor son encontrados usando las fórmulas 3.5.2 hasta 3.15.2

#### 4.4.3 EFECTO DE LA PROTECCION LATERAL

Una práctica común de protección es instalar en los ramales laterales del sistema cajas portafusibles con su correspondiente elemento fundente (fusible), tal que una falla ocurrida en los laterales cause la fusión del fusible y por ende la interrupción de la falla impidiendo de esta manera que esta falla afecte a los otros puntos de carga que no son servidos por el ramal fallado. se asume que el sistema de protección está correctamente coordinado tal forma que asegure una buena selectividad de operación de los elementos de protección.

#### 4.4.4 EFECTO DE USAR SECCIONADORES MANUALES

Otra forma práctica de introducir una mejora en la confiabilidad de los puntos de carga y del sistema es colocando seccionadores manuales en la troncal principal de la alimentadora. estos seccionadores al igual que los seccionalizadores no tienen capacidad para interrumpir la falla con carga, es decir que una falla determinada obligará que la protección de respaldo actúe, una vez que la falla ha sido despejada y loca-

lizada se procede a colocar el/los seccionador (es) en posición abierta aislando de ésta manera la falla.

Este procedimiento permite restablecer la continuidad de servicio de todos los puntos de carga entre la fuente y el seccionador, una vez que se han cumplido el tiempo de apertura del seccionador y posteriormente la reconexión del elemento de protección de respaldo, en fallas permanentes el tiempo indicado arriba es normalmente mucho menor que el tiempo que demandaría la reparación del componente fallado, con esto es posible reducir el tiempo de salida anual de todos los puntos de carga en los cuales la operación de seccionamiento permite disminuir los tiempos de reparación a simplemente la suma del tiempo de maniobra de apertura del seccionador y reconexión del dispositivo de respaldo automático.

Ateniendonos a la figura 4.6 los puntos de carga A,B,C experimentan una disminución de los tiempos de reparación y tiempo de salida anual, más no el punto de carga D en el cual la operación de seccionamiento no introduce ningún efecto en este punto de carga si no se dispone de un camino adicional por donde alimentar esta carga una vez que la falla ha sido aislada.

Los índices de duración de interrupción al usua-



rio y al sistema así como la energía no suministrada se verán disminuidos al usar seccionadores manuales, además la disponibilidad del sistema se incrementará.

#### 4.5 EFFECTO DE LA TRANSFERENCIA DE CARGA

##### 4.5.1 TRANSFERENCIA DE CARGA SIN RESTRICCIÓN

Muchos sistemas de distribución que operan como circuitos radiales en realidad poseen una configuración de tipo mallado o anillo con seccionadores normalmente abiertos que efectivamente hacen operar el sistema como un circuito radial.

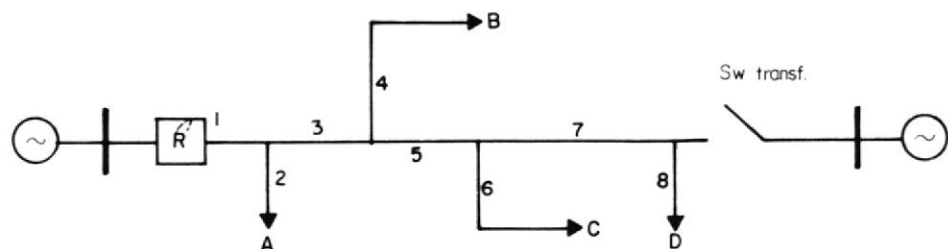


Fig. 4.7 Sistema modelo incluyendo interconexión

La función principal de estos seccionadores normalmente abiertos es la de permitir la recuperación de aquellos puntos de carga que han sido desconectados por una falla, por medio del cierre del punto de seccionamiento, permitiendo de esta manera que la carga sea transferida a otra parte del sistema.

Es de anotar una característica importante de este procedimiento operacional es que los puntos de carga que más se beneficiarán de la transferencia de carga son aquellos que se encuentran más cerca del punto de interconexión o seccionador de transferencia.

Desde el punto de vista del usuario y del sistema la duración de interrupción promedio disminuye así también la energía no suministrada, además la disponibilidad del sistema aumentará.

#### 4.5.2 TRANSFERENCIA DE CARGA CON RESTRICCIÓN

No siempre es posible transferir toda la carga que se ha perdido, esta situación puede presentarse fundamentalmente porque al momento de producirse la falla y realizarse la interconexión el sistema al que se va a transferir la carga se encuentra en el periodo de máxima carga, puede suceder también que la capacidad de la alimentadora a la cual se está transfiriendo la carga no sea suficiente.

Con la finalidad de considerar la restricción de transferencia de carga, es necesario modificar los tiempos de maniobra de aquellos componentes que son posibles separarlos del punto de carga en análisis por medio de un procedimiento de seccionamiento. El valor promedio de los nuevos

tiempos de maniobra son obtenidos utilizando la ecuación de probabilidad condicional:

(4.44)

$$T_s = \text{tiempo salida/transf.} * \text{Prob}(\text{transf.}) + \text{tiempo salida/no transf.} * \text{prob}(\text{no transf})$$

Donde  $T_s$  es el nuevo tiempo de salida

#### 4.6 EFECTOS CLIMATICOS

Los Sistemas de distribución pueden estar compuestos por líneas aéreas, subterráneas o también de ambos tipos de líneas. En las líneas aéreas es evidente que estas estarán sometidas a las variaciones climáticas y presentan en consecuencia diversas tasas de falla, ya que cuando los componentes se encuentran bajo condiciones severas de clima (corta duración) fallan con mucha mayor frecuencia que bajo condiciones de un clima normal (larga duración).

##### 4.6.1 MODELO UTILIZADO

El clima puede presentar infinidad de estados posibles, pero con la finalidad de hacer un modelo lo suficientemente accesible y computable, sin que por ello afecte notablemente los resultados obtenidos se consideran 2 estados para el clima : normal y adverso .

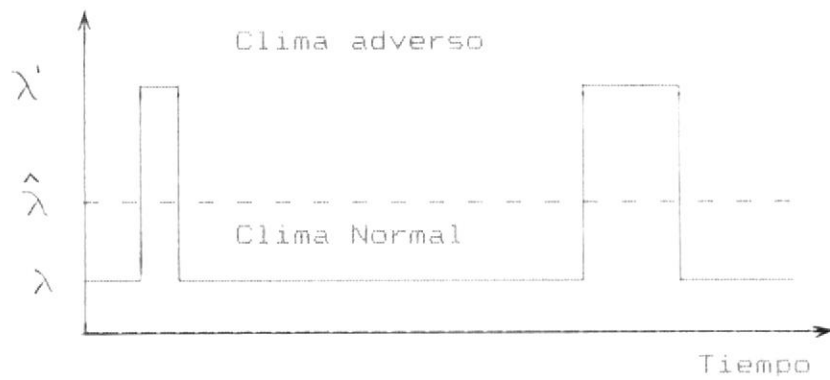


Fig 4.8 Variación cronológica del clima.

Como puede observarse las variaciones climaticas muestran una variación completamente aleatoria, por lo tanto es necesario desarrollar un modelo equivalente de este comportamiento. Esto lo haremos utilizando el concepto de valor esperado, similar al análisis que se hizo para los componentes de 2 estados posibles.

Por lo tanto :

$$(4.45)$$

$$\text{Valor esperado de tiempo normal} = N = \sum n_i / T$$

$$(4.46)$$

$$\text{Valor esperado de tiempo adverso} = S = \sum s_i / T$$

definiendo :

$$\lambda = \text{Tasa de falla del componente en clima normal} \\ \text{(fallas/año - clima normal)}$$

$$\lambda' = \text{Tasa de falla del componente en clima adverso} \\ \text{(fallas/año - clima adverso)}$$

Una vez conocido los valores esperados de tiempo normal y adverso es posible construir el modelo equivalente del clima.

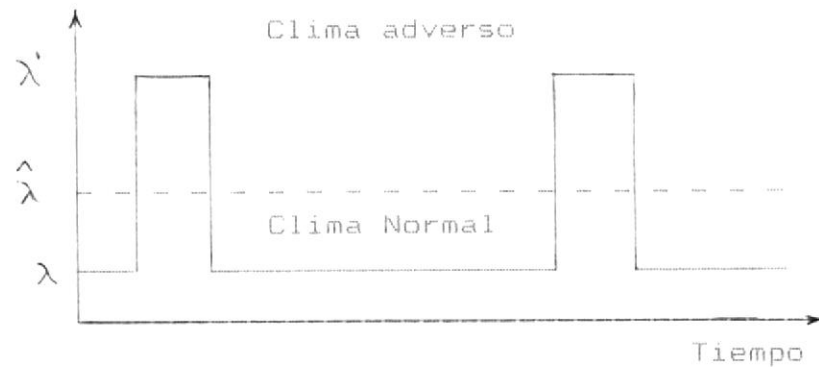


Fig 4.9 Perfil de duración del clima promedio.

La tasa promedio utilizando los datos de  $\lambda$ ,  $\lambda'$ , S y N viene dada por :

$$\hat{\lambda} = \frac{N}{N+S} \lambda + \frac{S}{N+S} \lambda' \quad (4.47)$$

$$\text{Normalmente } N \gg S \implies \hat{\lambda} = \lambda \quad (4.48)$$

Para los componentes conectados en serie la tasa de falla puede ser sumada y darnos una tasa de falla equivalente tanto en tiempo normal y tiempo adverso.

$$\lambda_{eq} = \sum \lambda_m \frac{\text{fallas}}{\text{año-clima normal}} \quad (4.49)$$

$$\lambda'_{eq} = \sum \lambda'_m \frac{\text{fallas}}{\text{año-clima adverso}} \quad (4.50)$$

La tasa promedio de falla es normalmente usada en los sistemas tipo serie (en el programa desarrollado solo se analizaran sistemas de este tipo), pero si se emplea esta tasa promedio para sistemas paralelos los resultados obtenidos pueden estar muy alejados de ser válidos, si la tasa de falla en clima adverso es muy grande.

Para considerar el efecto del clima en el sistema de distribución reemplazamos (4.47) en las ecuaciones (4.61, 4.62, 4.65, 4.66, 4.69, 4.70) de forma tal que los índices primarios de confiabilidad de cada punto de carga son alterados, provocando una correspondiente alteración en los índices globales del sistema de acuerdo a las condiciones del clima.

#### 4.7 MODELAJE DEL SISTEMA DE PROTECCION QUE NO FALLA EMPLEADO PARA EL DESARROLLO DEL ALGORITMO.

El siguiente modelo empleado incorpora las características y ubicación de los equipos de protección/seccionamiento, estas condiciones que se incluyen al modelo hacen de el una representación mucho más realista para la evaluación de los índices de confiabilidad.

Para desarrollar el modelo es necesario definir

previamente los siguientes conjuntos para cada punto de carga de interés:

(4.51)

$L_1 =$  todos los componentes del sistema  
cuya falla provoca la salida de  
servicio del punto de carga en  
análisis

Este conjunto incluye también a los componentes que pueden ser separados de la senda continua fuente-punto de carga, por medio de un equipo de protección/adecuado.

Este conjunto se lo puede descomponer en 2 subconjuntos que los denominaremos  $L_1, L_2$ .

(4.52)

$L_1 =$   $\exists L/1$  puede ser desconectado de  
de la senda continua entre fuente  
y punto de carga

(4.53)

$L_2 =$   $\exists L/1$  no puede ser desconectado  
de la senda continua entre fuente  
y punto de carga.

De las definiciones anteriores podemos concluir

$$\overline{L_2} = L_1$$

donde  $L_2$  es el complemento del conjunto  $L_1$ .

Fundamentalmente  $L_1$  contiene todos los componentes

separables de la senda continua por seccionadores operados manualmente, ya que al asumir una protección sin falla, una falla de aquellos componentes que están protegidos por dispositivos instantáneos no provocará una interrupción de servicio a los demás puntos de carga es por esta razón que no se considera estos componentes dentro del conjunto L1. El tiempo de salida de servicio es igual al tiempo de maniobra de los componentes de L1 y es igual a:

$$T_{em1} = \begin{matrix} \text{Tiempo de switcheo manual del dis-} \\ \text{positivo entre el componente } j \text{ y la} \\ \text{senda continua.} \\ + \\ \text{Tiempo de switcheo manual para el} \\ \text{dispositivo de protección automá-} \\ \text{tico del componente } j \end{matrix}$$

$$T_{em1} = (rsm)_j + (rsa)_j \quad (4.54)$$

Luego L2 se lo dividirá en los siguientes subconjuntos:

$$S1 = \begin{matrix} \text{1} \in L2/ \text{1 puede ser switcheado desde} \\ \text{la carga} \end{matrix} \quad (4.55)$$

$$\overline{S1} = \begin{matrix} \text{1} \in L2/ \text{1 no puede ser switcheado} \\ \text{desde la carga} \end{matrix} \quad (4.56)$$

Una técnica de restauración temporaria no es fac-



tible realizarla en los elementos que componen el conjunto  $S_1$ , de allí que el tiempo que se tome para calcular la contribución a el tiempo anual de falla debido a estos componentes sea el tiempo de reparación o remplazo del componente fallado.

El conjunto  $\overline{S_1}$  incluye los componentes que son recuperables por medio de una acción de switcheo complementado con la acción de una fuente alterna. Dividiendo  $S_1$  en 2 subconjuntos llamados:

(4.57)

$1 \in S_1$  / carga puede ser restaurada  
 $S_f =$  temporalmente por medio de una  
 fuente alterna

(4.58)

$1 \in S_1$  / carga no puede ser restaurada  
 $\overline{S_f} =$  da temporalmente por medio de una  
 fuente alterna

El tiempo que es necesario para seccionar la parte fallada y para cerrar el switch de la fuente alterna lo denominaremos tiempo de maniobra 2 .

Tiempo de switcheo manual del dispositivo entre el componente  $j$  y la carga.  
 $T_{eman2} =$  +  
 Tiempo de switcheo manual de la fuente alterna.

$$Teman2 = (rsp)_j + rst \quad (4.59)$$

Es ahora factible plantear las expresiones para obtener los 3 índices de confiabilidad primarios para cada punto de carga.

#### SISTEMA SIN FUENTE ALTERNA

$$L = \{ L1, \overline{SL} \cup \overline{Sf} \} \quad (4.60)$$

$$\lambda_t = \sum \lambda_i \quad (4.61)$$

$$U_t = \sum \lambda_j [(rsm)_j + (rsa)_j] + \sum \lambda_k r_k \quad (4.62)$$

$$r_t = U_t / \lambda_t \quad (4.63)$$

Es de acotar que el conjunto L es hallado previamente para cada punto de carga.

#### SISTEMA SIN FUENTE ALTERNA Y TODOS SUS COMPONENTES CON DISPOSITIVOS DE PROTECCION AUTOMATICOS

$$L = \{ \overline{Sf} \cup \overline{SI} \} \quad (4.64)$$

$$\lambda_t = \sum \lambda_i \quad (4.65)$$

$$U_t = \sum \lambda_k r_k \quad (4.66)$$

$$r_t = U_t / \lambda_t \quad (4.67)$$

### SISTEMA CON FUENTE ALTERNA

$$L = \{ L1, S_f, \overline{S_f} \cup \overline{S1} \} \quad (4.68)$$

$$\lambda_t = \sum \lambda_i \quad (4.69)$$

$$U_t = \sum \lambda_j [(rsm)_j + (rsa)_j] + \sum \lambda_n [(rsp)_n + rst] \\ + \sum \lambda_k r_k \quad (4.70)$$

$$r_t = U_t / \lambda_t \quad (4.71)$$

## CAPITULO 5

### EVALUACION ECONOMICA

#### 5.1 CONCEPTOS DE EVALUACION ECONOMICA

Anteriormente se especificó que una condición indispensable que deben cumplir los Sistemas eléctricos de potencia es que el suministro de energía eléctrica sea lo más confiable y económico como sea posible.

Por supuesto que un incremento de la confiabilidad del sistema desemboca en una serie de situaciones económicas favorables tales como: disminución de pérdidas de ingresos por concepto de energía no vendida, disminución de pérdidas en los usuarios, etc. En general se puede decir que los costos de salida del sistema se ven disminuidos pero así mismo el aumento de confiabilidad del sistema viene asociado con un aumento de gastos por concepto de equipos incorporados, mantenimiento, reparación, etc.

Es necesario pues, encontrar un punto de equilibrio entre las características de inversiones y los costos de salida, de tal forma que el costo total sea mínimo con un grado de confiabilidad aceptable, a continuación se muestra un gráfico

que nos da la relación de cada una de estas características con respecto a la confiabilidad.

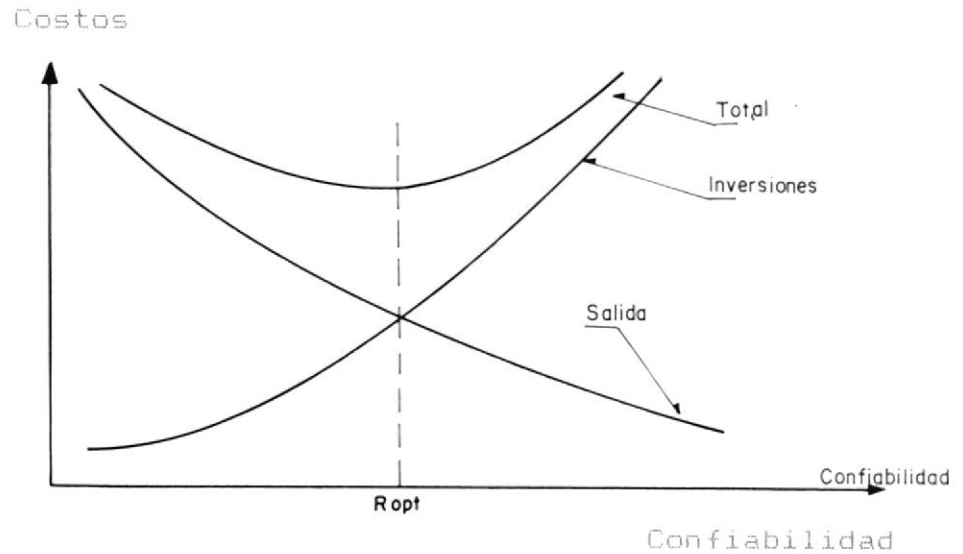


fig 5.1 Costos .vs. confiabilidad

donde:  $R_{opt}$  = Confiabilidad óptima dadas las características de inversiones y costos de salida.

$c(R_{opt})$  = Mínimo costo que se obtendría con un nivel de confiabilidad aceptable.

Es de anotar que estas características son muy propias de cada tipo de usuario, así como del medio en que se desenvuelven estos. de aquí surge el gran problema al aplicar el concepto de confiabilidad, que es la carencia usual en nuestro medio de información o datos estadísticos de los costos de salida para los diferentes tipos de usuarios, sería entonces recomendable iniciar

un estudio a efecto de obtener la mayor cantidad posible de datos que permitan predecir de una forma mucho más acertada el esquema de protección más adecuado para un sistema de distribución determinado tomando en consideración la relación existente entre las inversiones para mejorar el sistema, los costos de salida y el nivel de confiabilidad.

## 5.2 COSTOS DE SALIDA

Los costos de salida pueden ser divididos en 2 grandes grupos :

- a) Pérdidas de utilidades de la empresa de suministro eléctrico.
- b) Pérdidas en dinero, equipos, etc que sufren los usuarios.

La parte a puede ser dividida a su vez en:

- a.1 Pérdida de fiabilidad en el sistema de suministro de energía por parte de los usuarios.
- a.2 Pérdidas de ingresos por energía no vendida.
- a.3 Pérdidas de futuras ventas potenciales debido a una reacción adversa de los usuarios al tener un sistema de suministro poco confiable.
- a.4 Gastos incrementados debido a mantenimiento y reparaciones.

Estos costos sin embargo no representan el gran total de los costos de salida, es más representan únicamente una pequeña parte de estos, la mayor parte de los costos de salida le corresponden al propio usuario siendo muy extenso sino imposible nombrar los diversos motivos que ocasionan estos costos.

Trataremos de clasificar en la forma mas general posible las diversas causas de los costos de salida en los usuarios.

**b.1** Costos ocasionados a los usuarios residenciales debido a los alimentos dañados por falta de congelación, la carencia de energía eléctrica obliga al consumo de diversos tipos de energéticos para calentamiento del ambiente, alumbrado, especialmente en las épocas de invierno, etc.

**b.2** En los usuarios del sector industrial las pérdidas pueden ser aun más variadas tales como equipos dañados, productos dañados, producción parada, mantenimiento extra, etc.

**b.3** Situaciones severas tales como apagones que son motivo para saqueos, tumultos, fallas en hospitales, etc.

A continuación se muestran curvas de costos estimados de varios tipos de industrias .

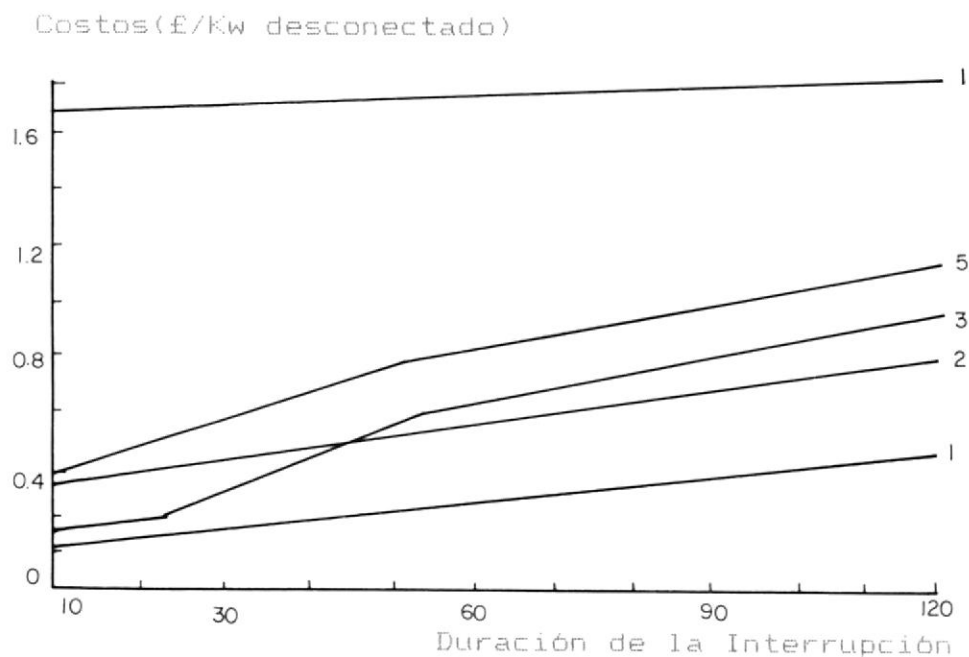


fig 5.2 Costos de interrupción de varios tipos  
Industrias

Industria productora de :

- 1 Láminas plásticas
- 2 Papel
- 3 Botellas de vidrio
- 4 Camiones
- 5 Caucho

De estudios realizados en otros países se puede deducir algunas características importantes acerca de las curvas de costos:

- 1.- Los costos dependen mucho del país de origen es decir dependen de las costumbres de cada pueblo.
- 2.- Los costos pueden variar dentro de márgenes muy grandes de acuerdo al tiempo de duración de la falla.



3.- Los costos dependen del tipo de usuario, es decir no se puede hablar de costos similares entre usuarios de tipo residencial, comercial, industrial, aun incluso en las diversas categorías de usuarios clasificados dentro de los tres grandes grupos mencionados anteriormente.

4.- Los costos de interrupción a menudo varían con una duración no lineal.

### 5.3 MÉTODOS DE EVALUACION

En la actualidad existen algunos métodos de evaluación de los costos de salida, algunas publicaciones usan una fórmula la cual contiene en forma explícitamente dependiente la duración de interrupción. la forma básica de esta ecuación es:

$$C = \sum C_i(r_j) * L_{ij} * \lambda_j \quad (5.1)$$

donde :

$C_i(r_j)$  = Costo de interrupción en sucres/kw para una duración de interrupción  $r_j$  y usuario tipo  $i$ .

$r_j$  = Duración de interrupción en horas para el punto de carga  $j$ .

$L_{ij}$  = Demanda en kw para el punto de carga  $j$  usuario tipo  $i$ .

$\lambda_j$  = Número de fallas/año del punto de carga  $j$

Otros métodos utilizan un término de costo relacionado a la duración al cuadrado o solo a la energía no suministrada.

Un método que actualmente está recibiendo aceptable atención en algunos países es el conocido como "costo supuesto por kwh ahorrado", en forma de ecuación tenemos :

$$\text{Costo supuesto} = \frac{C_a + C_m - C_{ls}}{\Delta E} \quad (5.2)$$

Donde:

$C_a$  = Componente de costos al no diferir el reforzamiento del sistema en un año.

$C_m$  = Costo anual de operación, mantenimiento y otros servicios.

$C_{ls}$  = Ahorro anual asociado con cualquier reducción en pérdidas del sistema eléctrico.

$\Delta E$  = Reducción de energía no suministrada en el primer año como resultado del mejoramiento de la confiabilidad del sistema.

Es sin embargo deseable que toda la información disponible fuera empleada para evaluar la función de costos, y que este relacionada con todos los índices del sistema tales como  $\lambda, r, E, L$  . Los valores relativos del costo para cada índice es dependiente en el tipo y gama de interrupción y el tipo de cliente afectado.

En esta tesis la función de costos estará relacionada con la carga y la energía, tomando en consideración esto podemos definir :

$$C_t = \sum c_{li} * \lambda_i * L_i + \sum c_{ei} * E_i + c_{eu} * \sum E_i + C_r + C_m + C_s \quad (5.3)$$

Donde:

$i$  =  $i$ -ésimo usuario o punto de carga.

$c_{li}$  = Costo al usuario por kw de carga desconectada.

$c_{ei}$  = Costo al usuario por kwh no suministrado.

$c_{eu}$  = Pérdidas de ingresos por kwh no suministrado.

$L_i$  = Carga desconectada.

$E_i$  = Energía no suministrada.

$C_r$  = Cargo por inversión de reforzamiento al sistema.

$C_m$  = Incremento en el cargo anualizado de mantenimiento.

$C_s$  = Incremento en el costo anualizado de pérdidas del sistema.

Los valores de  $C_m$  y  $C_s$  pueden ser negativos si los costos de mantenimiento y pérdidas disminuyen, además deberán ser valores anualizados ya que (5.3) considera los costos por año.

A efectos de anualizar las inversiones se deberá definir previamente las tasas de actualización y la vida útil de los equipos que reforzaran al sistema en estudio.

Si

$C_c$  = Inversión de capital para mejorar el sistema.

$i$  = tasa de actualización.

$n$  = Años de vida útil del equipo de reforzamiento del sistema.

$$C_r = C_c * \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (5.4)$$

Donde:

$C_r$  = Cargo anualizado para mejorar el sistema.

En caso de ser varios equipos los que se incorporan al sistema con costos  $C_{c1}, C_{c2}, C_{c3}, \dots, C_{cn}$  de vidas útiles  $N_1, N_2, N_3, \dots, N_n$  y asumiendo tasas de actualización iguales.

$$C_{rt} = C_{c1} * \frac{i(1+i)^{N_1}}{(1+i)^{N_1} - 1} + C_{c2} * \frac{i(1+i)^{N_2}}{(1+i)^{N_2} - 1} + \dots \\ \dots + C_{cn} * \frac{i(1+i)^{N_n}}{(1+i)^{N_n} - 1} \quad (5.5)$$

Donde

$C_{rt}$  = Cargo anual que debera considerarse por haberse realizado la inversión de mejoramiento del sistema.

### 5.3.1 EFECTO DE LA DISTRIBUCION DE PROBABILIDAD DE LA DURACION DE INTERRUPCION Y LA FORMA DE LA CURVA DE COSTOS EN EL CALCULO DE LOS COSTOS DE SALIDA

Los costos de interrupción pueden variar de una forma considerable de acuerdo a la forma de la función de costos y las curvas de distribución de la duración de interrupción.

El uso de una duración de interrupción promedio da resultados correctos para calcular los costos de interrupción si la función de costos es lineal sin importar la forma de distribución de la duración de interrupción.

Si se considera funciones de costos no lineales normalmente existe algún error excepto para distribuciones de duración atípicos tal como un valor puntual.

La forma de la distribución afecta en un grado al cual la porción no lineal de la función de costos contribuye al costo promedio, y el error total es dependiente de donde ocurre el punto de ruptura de linealidad con respecto a la localización de la distribución de duración de interrupción.

En esta tesis para el cálculo de costos de interrupción se considera que la función de

costos es lineal en el rango de utilización, sin embargo es necesario hacer la aclaración acerca de la incidencia de la forma de la curva de costos en la evaluación de los costos de salida.

## CAPITULO 6

### ELABORACION DEL PROGRAMA DE COMPUTACION PARA EVALUAR LA CONFIABILIDAD Y COSTOS DE SALIDA

#### 6.1 DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROGRAMA PRINCIPAL

El programa principal llamado RELIB es el encargado de evaluar tanto la confiabilidad como los costos de salida para cada alternativa que se está estudiando.

La fig 6.1 nos muestra el diagrama de flujo simplificado de este programa, del mismo se pueden observar las siguientes subrutinas :

##### 6.1.1 SUBROUTINA RELIWT

Esta subrutina evalúa los índices de confiabilidad primarios para cada punto de carga considerando que es factible realizar transferencia de carga, y la probabilidad de transferencia es utilizada como el argumento de la subrutina.

El diagrama de flujo simplificado de este subprograma se muestra en la fig. 6.1.1, notese que el proceso descrito para encontrar los elementos de conjunto L definido en la sección 4.7, exp (4.68) es repetido para cada punto de carga. Los índices primarios son obtenidos aplicando las ecuaciones 4.69, 4.70 y 4.71

### 6.1.2 SUBROUTINA RELINT

Esta subrutina evalúa los índices de confiabilidad primarios de cada punto de carga considerando que no existe posibilidad de transferencia de carga, al igual que en la subrutina de la sección 6.1.1 se encuentran los elementos que ocasiona la falla para cada punto de carga (conjuntos de corte mínimo), exp(4.60) .

Posteriormente se cuantifican los índices primarios utilizando las expresiones 4.61, 4.62 y 4.63 .

### 6.1.3 SUBROUTINA EICS

Esta subrutina evalúa los índices de confiabilidad del sistema utilizando las expresiones descritas en el capítulo 3.

El diagrama de flujo de esta subrutina se muestra en la fig. 6.1.3 .

### 6.1.4 SUBROUTINA DECL

Imprime los datos de entrada de los componentes, datos de carga, parámetros económicos y climáticos.

## 6.2 SUBROUTINA CEE

Esta subrutina evalúa la alternativa en análisis desde un punto de vista económico y utiliza las expresiones descritas en el capítulo 5, se asume que la carga en cada barra no varía al producir-



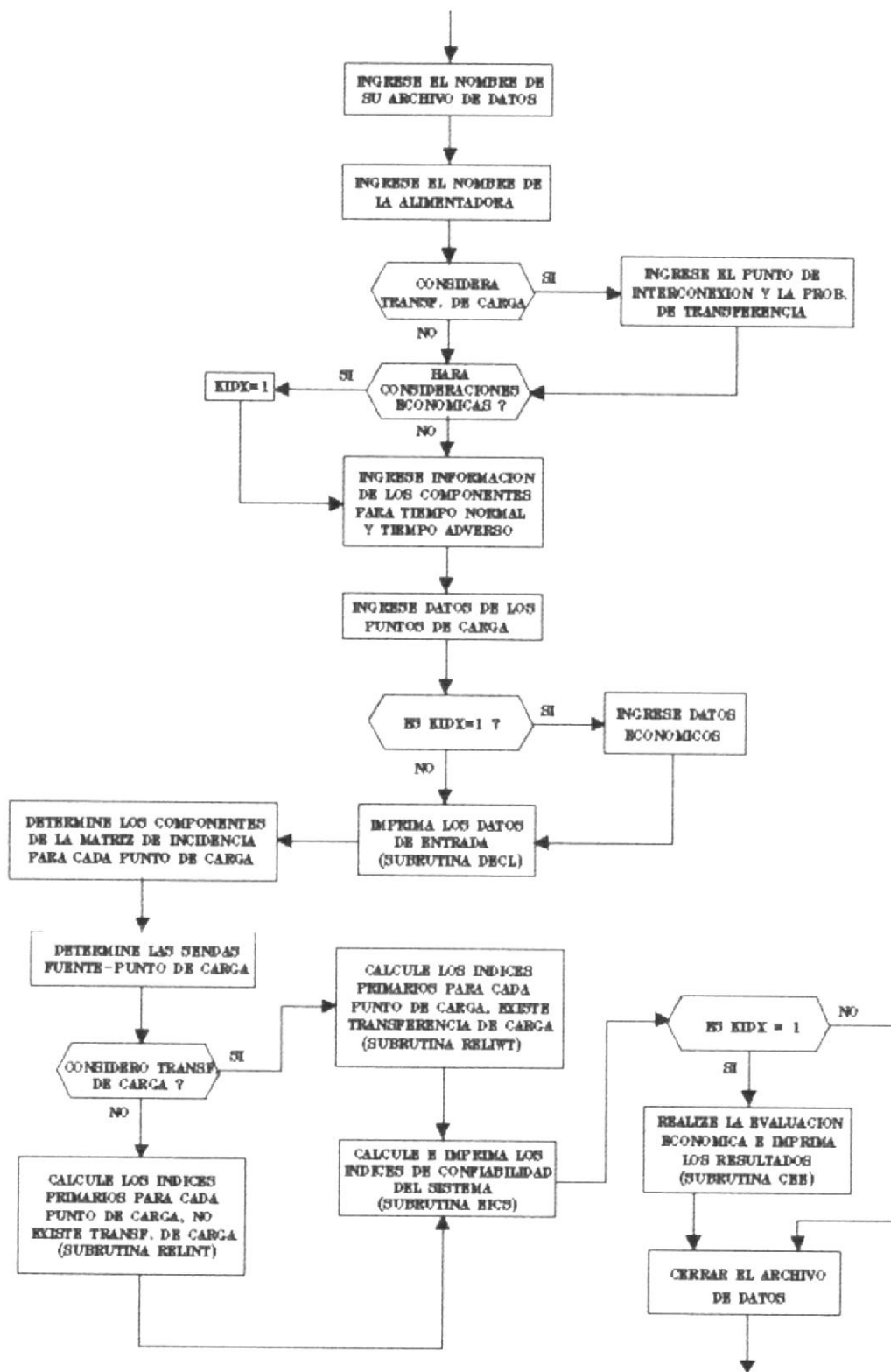


FIG. 6.1 Diagrama de flujo simplificado del programa principal RELIB para la evaluación de los índices de confiabilidad y evaluación económica del Sistema.

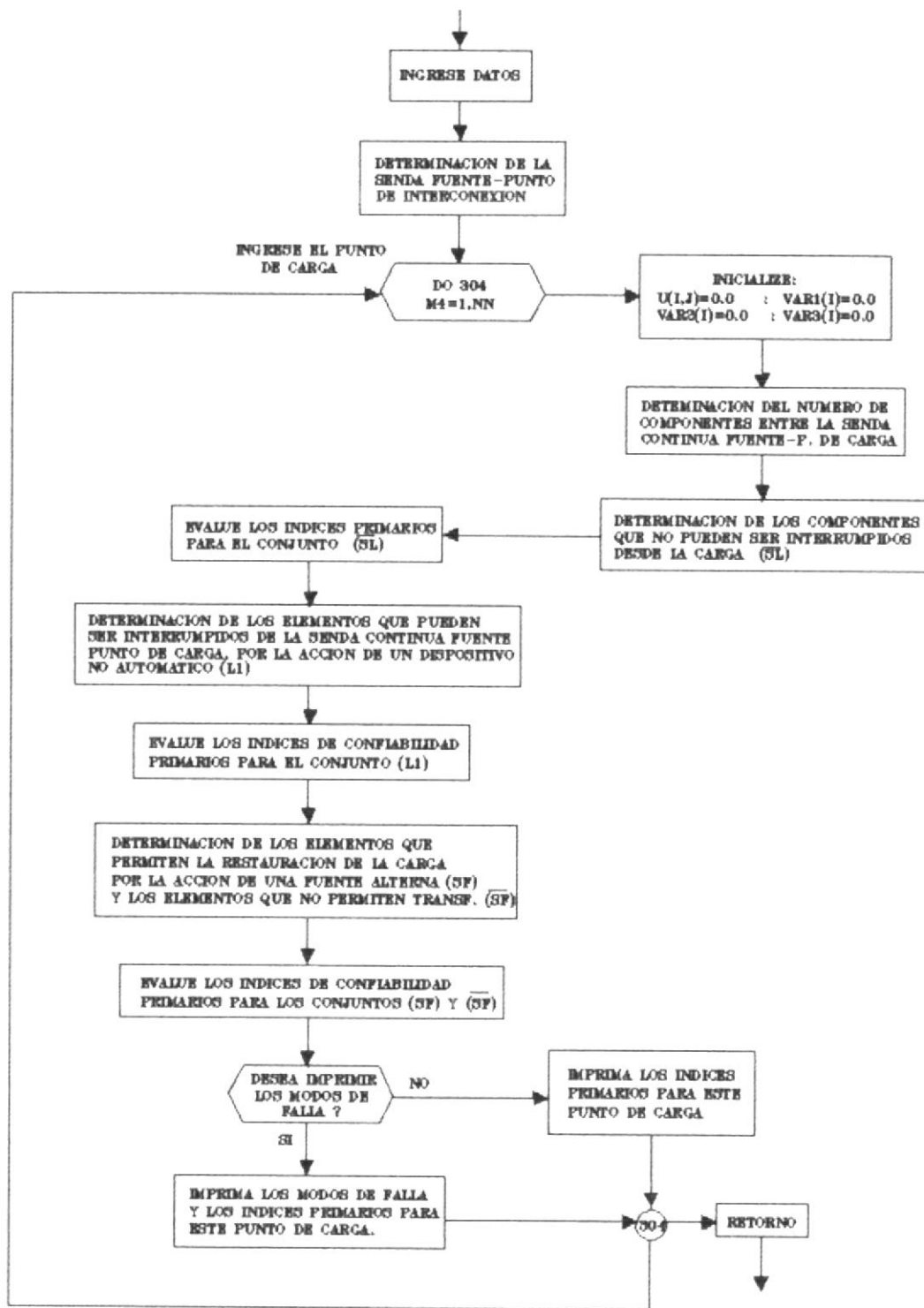


FIG. 8.1.1 Diagrama de flujo Simplificado de la Subrutina RELIWT  
 RELIWT evalua e imprime los modos de falla y los indices primarios para cada punto de carga considerando que existe transferencia de carga

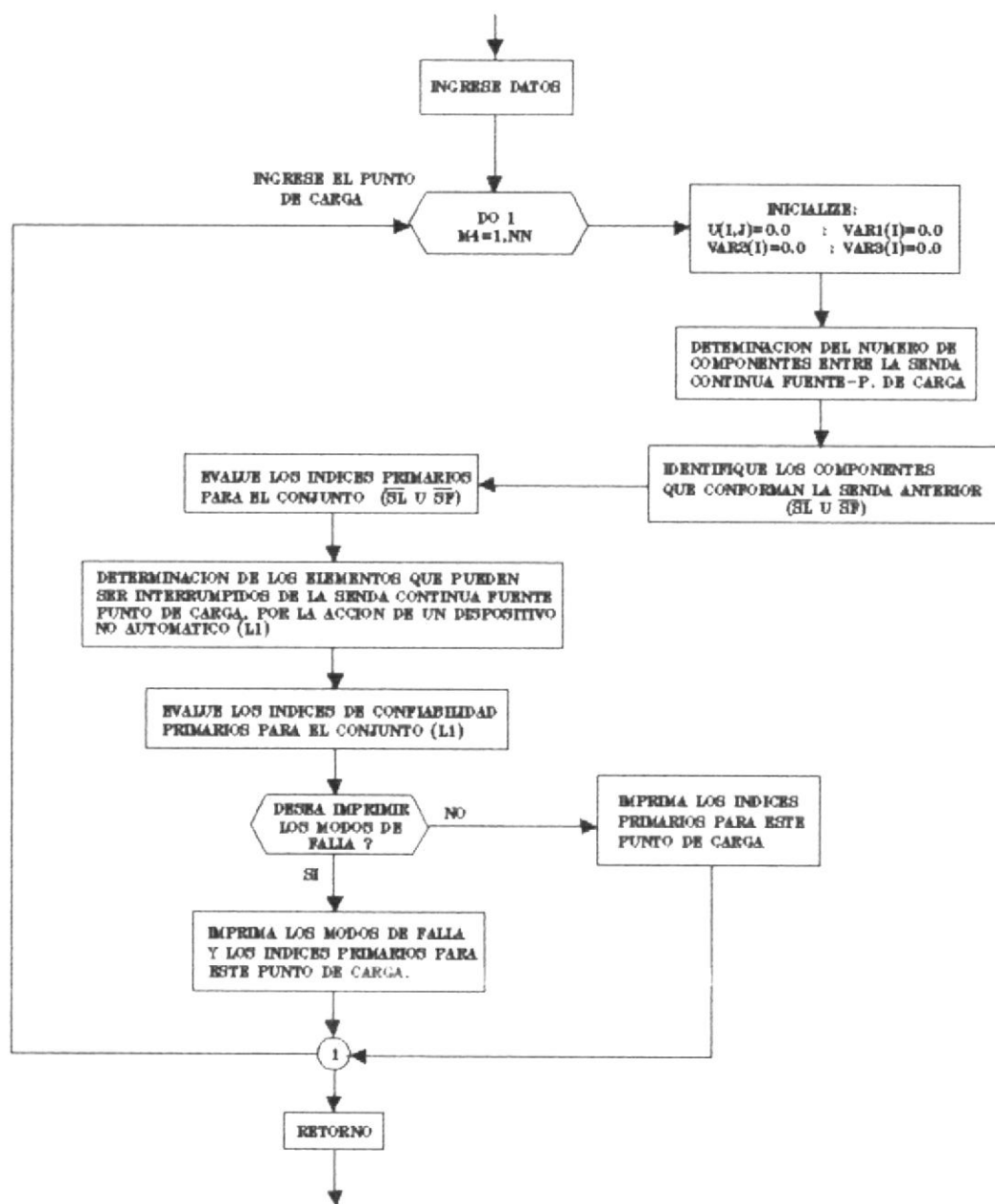


FIG. 6.1.2 Diagrama de flujo Simplificado de la Subrutina RELINT  
RELINT evalúa e imprime los modos de falla y los índices primarios para cada punto de carga considerando que no existe transferencia de carga

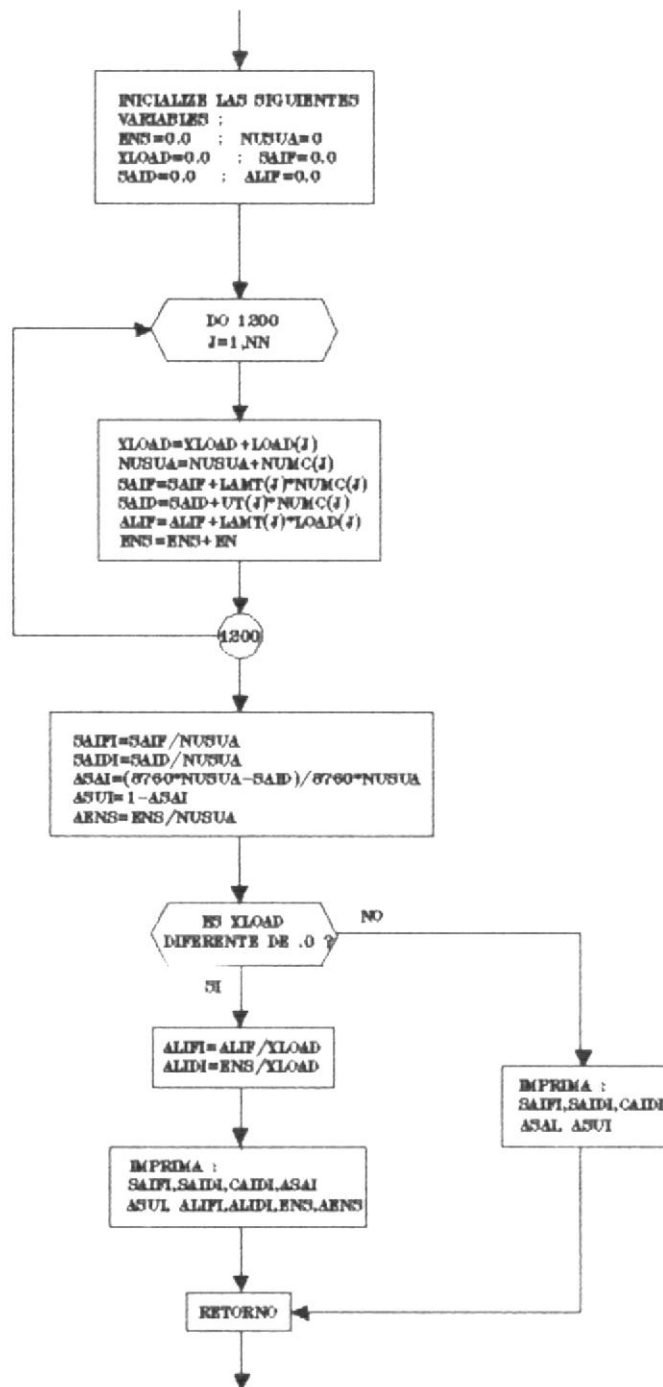


FIG. 6.1.3 Diagrama de flujo de la Subrutina EICS.  
EICS calcula los índices de confiabilidad del Sistema

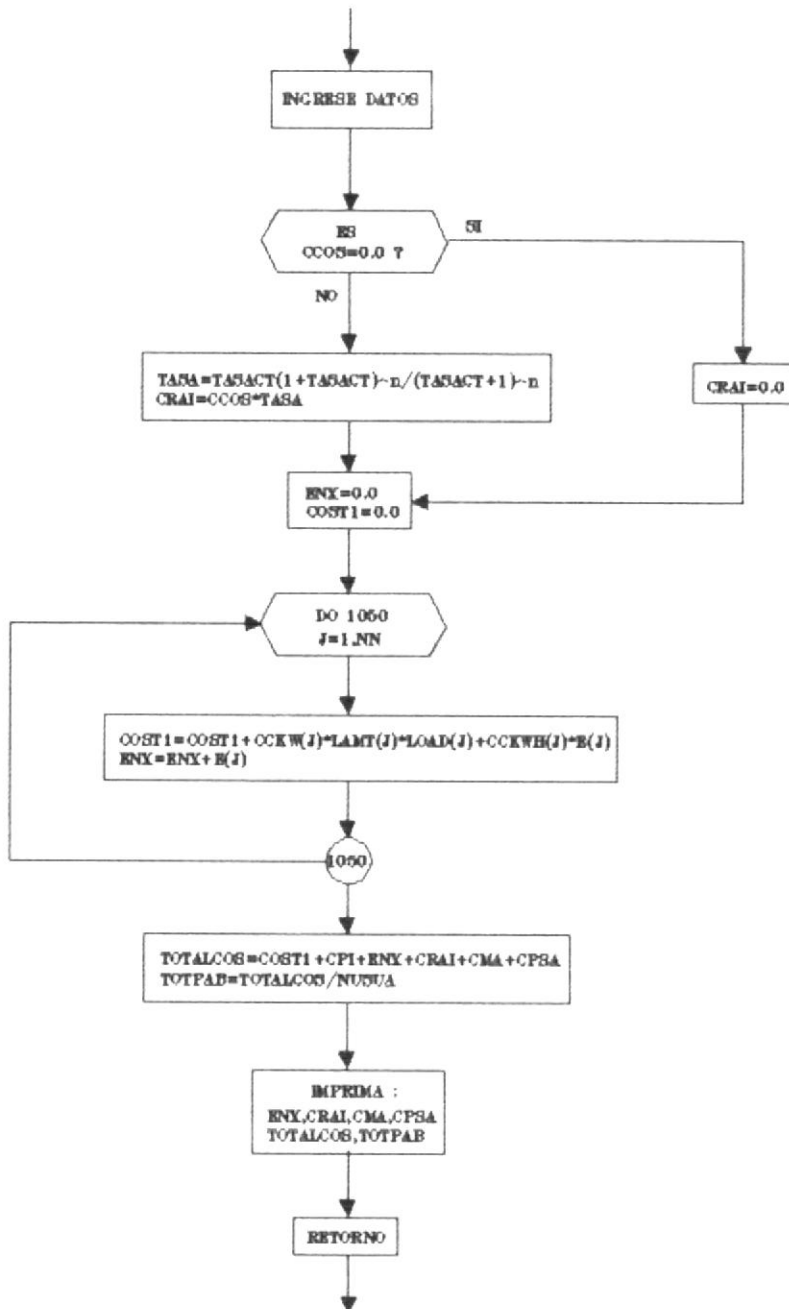


FIG. 6.2 Diagrama de flujo de la Subrutina CEE.  
CEE evalua las alternativas desde el punto de  
vista economico

se la transferencia de energía.

La fig. 6.2 muestra el diagrama de flujo de esta subrutina.

### 6.3 SUPOSICIONES Y RESTRICCIONES

El programa desarrollado en esta tesis presenta las siguientes restricciones y suposiciones :

- 1.- La numeración de los nodos de entrada y salida de cada componente deberá ser hecho en forma ascendente, de tal manera que el nodo de entrada tenga una numeración menor que el nodo de salida.
- 2.- La disponibilidad de la barra de la fuente de potencia es asumida a ser el 100 % y deberá ser asignada con el número 1.
- 3.- Se asume que todos los equipos de protección son 100 % confiables.
- 4.- Salidas de servicio por mantenimiento de líneas o cualquier equipo en general serán excluidos del cálculo de confiabilidad.
- 5.- La duración de las fallas será tal que ocasionen la operación y despeje de estas por parte del equipo de protección correspondiente.
- 6.- Todo tipo de falla provocará la apertura de todas las fases en las líneas afectadas.
- 7.- El máximo número de nodos del sistema es 35 y

con máximo 25 puntos de carga.

8.- Solamente se puede ingresar un equipo de protección por componente.

#### 6.4 MANUAL DEL USUARIO

Este manual tiene como objetivo instruirlo para que ud. pueda utilizar el programa RELIB que calcula los índices de confiabilidad y evalúa los costos totales para una configuración dada de una alimentadora de distribución.

Prenda su computador y cargue los programas ING y RELIB, usted necesitará de aproximadamente 230 kb de memoria como mínimo para estos 2 programas, pero es necesario de una mayor capacidad para que sean utilizados por los archivos de entrada y salida de datos.

Si va a correr el programa RELIB es necesario haber creado previamente un archivo de datos, este puede ser creado utilizando el programa ING, el cual le solicitará un nombre cualquiera para este archivo, el nombre podrá contener un máximo de 8 caracteres. El Programa ING es aplicable solo para ingreso de datos en forma inicial, y no para efectuar modificaciones en un archivo ya creado.

##### 6.4.1 ENTRADA DE DATOS

Siempre la entrada de datos para un archivo nuevo se lo hará utilizando el programa ING, el

ingreso de la información es hecho en forma interactiva en la pantalla del computador, donde este le irá solicitando los datos y condiciones especiales.

Si usted se equivoca al ingresar un dato, deberá continuar ingresando normalmente el resto de la información, una vez finalizado el ingreso de datos y cumplida la ejecución del programa ING deberá utilizar un procesador de textos y llamar el archivo creado anteriormente para efectuar las correcciones.

Como una observación importante, el archivo de datos deberá ser llamado como **no documento**.

El mismo procedimiento anterior es utilizado para ingresar nuevos datos en un archivo ya creado.

A continuación se detallan los pasos a seguir para el ingreso de datos a un archivo que recién se va a crear.

- 1 Corra el programa de ingreso de información digitando ING
- 2 Aparecerá inicialmente en su pantalla una presentación del programa, espere unos segundos para poder ingresar los datos.
- 3 El computador le preguntará si usted ya ha ingresado datos o no, si recién lo va a crear



digite 'S', si su archivo de datos ya existe. por ningún motivo digite 'S' ya que podrá perder la información contenida en el.

Cuando ud digita 'N' el programa tendrá una salida normal para que ud pueda realizar modificaciones o aumentos en su archivo de datos directamente, haciendo uso de un procesador de textos adecuado. Los formatos de salida estarán ya definidos si ud creo su archivo utilizando el programa ING

- 4 Luego le solicitará un nombre para el archivo a crearse, si ud digita el nombre de un archivo existente todos los datos de este serán borrados para dar acceso a los nuevos datos.
- 5 Luego le preguntará si considera o no interconexión, si ud digitó 'S' el computador le solicitará el número de la barra de interconexión y la probabilidad de poder efectuar la transferencia de carga.
- 6 Después le solicitará los datos de los componentes. Cada componente irá identificado con el código de finalización de bloque de datos, siempre que este código no sea 999 el computador le seguirá solicitando más información, cuando usted vaya a ingresar la última línea de datos deberá ingresar el código 999, a continuación se muestra una estructura de este

bloque de datos.

```
      x  Datos de Componentes
          .
          .
          .
          .
      999  Datos de Componentes
```

Los datos de cada línea son: nodo de entrada, nodo de salida, longitud de la línea ( si es un transformador o barra digite 0.0), razón de falla, tiempo de reparación del elemento, tiempo de maniobra con fuente alterna, tipo de protección, ubicación de la protección, tiempo de maniobra, si ud decidió considerar el efecto del tiempo (condiciones climáticas) el computador le solicitará adicionalmente los valores promedios de tiempo normal, tiempo adverso y la tasa de falla en tiempo adverso. En cuanto al tipo de protección este se encuentra regido por los siguientes códigos :

CODIGO #	TIPO DE PROTECCION
-----	
1	Ninguna
2	Disyuntor
3	Secc. Manual
4	Porta Fusible
5	Seccionalizador
6	Reconectador

La ubicación de la protección se la especifica con los siguientes códigos :

CODIGO #	UBICACION
1	Equipo inst. al lado nodo entrada
2	Equipo inst. al lado nodo salida

7 Una vez cerrado el bloque de datos de los componentes el computador le solicitará los datos de carga, al igual que en el caso anterior cada punto de carga viene asociado con un código, este código le indicará al programa cual es su última línea de datos de carga. Siempre que el código no sea igual a 999 el computador seguirá solicitando más información. El siguiente es el modelo del bloque de datos de carga :

```
      * Datos de Carga
      .
      .
      .
      .
      999 Datos de Carga
```

Note que la última línea de datos está codificada con 999.

Los datos solicitados en cada línea son : La numeración del punto de carga, el número de

usuarios, demanda de carga promedio, si usted decide realizar evaluaciones económicas le solicitará adicionalmente el costo al cliente por Kw desconectado y por Kwh no suministrado para cada punto de carga.

8 Si usted decidió realizar evaluación económica el computador le solicitará la tasa de actualización, costo de efectuar mejoras al sistema (inversiones), incremento en los gastos de mantenimiento anualizado, pérdidas del sistema anualizado, pérdidas de ingreso por Kwh no suministrado y por último los años de vida útil promedio de los equipos incorporados.

9 Una vez finalizado el ingreso de datos aparecerá un mensaje indicando que el programa ha terminado la transferencia de datos a el archivo creado por ud.

#### 6.4.2 EJECUCION DEL PROGRAMA DE EVALUACION DE LOS INDICES DE CONFIABILIDAD Y EVALUACION ECONOMICA

A continuación se detallan los pasos a seguir para ejecutar correctamente este programa :

1 Digite RELIB

2 Inmediatamente aparecerá una solicitud del nombre de su archivo de datos, el cual ya fué creado siguiendo los pasos de la sección 6.4.1, adicionalmente le solicitará el nombre de la alimentadora.

- 3 Posteriormente le preguntará si usted considera o no transferencia de carga, si hará consideraciones económicas.
- 4 La siguiente solicitud es para declarar el nombre de su archivo de resultados (máximo 8 caracteres).
- 5 A continuación el computador le solicitará algún comentario, si usted decide no ingresar ninguno pulse <enter>.
- 6 El último requerimiento del programa es para saber si usted desea o no imprimir los modos de falla . Si usted digita 'S' aparecerán todos los modos de falla y los índices primarios para cada punto de carga en su archivo de salida, pero si usted digita 'N' aparecerán únicamente los índices primarios .
- 7 Una vez que el programa ha terminado su ejecución aparecerá el siguiente mensaje :  
Stop-Program Terminated

#### 6.4.3 REPORTE DE SALIDA

El archivo de salida obtenido al ejecutar el programa RELIB contiene los datos ingresados y los resultados en el siguiente orden :

- 1 Hoja de presentación
- 2 Comentario
- 3 Nombre de la Alimentadora
- 4 Número de componentes

5 Número de puntos de carga

6 Datos de los componentes

Si usted consideró efectos del tiempo aparecerá el numeral 7

7 Datos de parámetros climáticos

8 Datos de carga

Si usted consideró realizar evaluación de costos aparecerá junto a los datos de carga los costos por Kw y Kwh no suministrado y también :

9 Parámetros económicos

10 Si usted solicitó los modos de falla, aparecerán estos para cada punto de carga, caso contrario aparecerán únicamente los índices totales

11 Índices de Confiabilidad del Sistema.

12 Evaluación económica de la alternativa

```

C
C
C   *PROGRAMA ING*
C   PROGRAMA PARA INGRESAR DATOS Y CREAR UN ARCHIVO QUE SERA LEIDO
C   POR EL PROGRAMA RELIB
C
C
C   DIMENSION LU(4)
C   CHARACTER*8 DATO
C   CHARACTER*1 LIND,LIDX,LIX
C   CHARACTER*1 LU
C
C   LLAMADO DE LAS SUBROUTINAS DE PANTALLA
C   CALL SCREEN
C   CALL PANTALLA
C   CALL SCREEN
C
C   INGRESO DE INFORMACION
C   WRITE(*,120)
120  FORMAT(/1X'INGRESARA DATOS POR PRIMERA VEZ ?.....(S/N)'T68\))
      READ(*,'(A1)') LIXX
      IF((LIXX.EQ.'N').OR.(LIXX.EQ.'n')) THEN
140  FORMAT(/1X'DEBE INGRESAR AL ARCHIVO DE DATOS DIRECTAMENTE')
      PAUSE'PULSE RETORNO PARA CONTINUAR'
      CALL SCREEN
      GOTO 130
      ELSE
      ENDIF
      WRITE(*,100)
100  FORMAT(/1X'INGRESE EL NOMBRE DE SU ARCHIVO DE DATOS ...'T68,\))
      READ(*,110) DATO
110  FORMAT(A8)
      DATA LU/'S','N','s','n'/
      OPEN(5,FILE=DATO,STATUS='NEW',ACCESS='SEQUENTIAL')
260  WRITE(*,35)
35   FORMAT(/1X'CONSIDERA INTERCONEXION ..... (S/N)      'T68,\))
      READ(*,36,IOSTAT=INON,ERR=260) LIND
36   FORMAT(A1)
      IF((LIND.EQ.LU(1)).OR.(LIND.EQ.LU(3))) THEN
200  WRITE(*,38)
38   FORMAT(/1X'INGRESE EL PUNTO DE INTERCONEXION .....      'T55'(XXX)
      *',T68,\))
      READ(*,5,ERR=200) LTIE
250  WRITE(*,42)
42   FORMAT(/1X'INGRESE PROBABILIDAD DE TRANSFERIR LA CARGA ...      'T
      *55'(X.XXX)'T68,\))
      READ(*,43,ERR=250) PROB
43   FORMAT(F5.3)
      WRITE(5,44) LTIE,PROB
44   FORMAT(I2,F5.3)
      ELSE
      LTIE=0
      ENDIF

```

```

LTIEM=0
ICODI=1
C
C   INGRESO DE DATOS DE LOS COMPONENTES
WRITE(*,1)
1   FORMAT(/1X'INGRESE DATOS DE COMPONENTES DEL SISTEMA')
NCOM=0
32  IF(ICODI.EQ.999) GOTO 31
270 WRITE(*,210)
210 FORMAT(/1X'PULSE RETORNO 0 999 PARA ULTIMA LINEA DE DATOS 'T
*68,\)
READ(*,'(I3)',IOSTAT=INON,ERR=270) ICODI
280 WRITE(*,3)
3   FORMAT(/1X'NODO DE ENTRADA ..... 'T25'(XXX)',T40,\)
READ(*,6,ERR=280)I
6   FORMAT(I3)
290 WRITE(*,7)
7   FORMAT(/1X'NODO DE SALIDA ..... 'T25'(XXX)',T40,\)
READ(*,6,ERR=290)J
300 WRITE(*,9)
9   FORMAT(/1X'LONGITUD DE LA LINEA (KM) ..... 'T55'(XXXX.XXX)'T68
*,\)
READ(*,10,ERR=300) XLEN
10  FORMAT(F8.3)
310 WRITE(*,15)
15  FORMAT(/1X'RAZON DE FALLA DEL ELEMENTO (FALLAS/ANO) .... 'T55'(?
*XX.XXX)'T68,\)
READ(*,16,ERR=310) XLAM
16  FORMAT(F7.3)
320 WRITE(*,17)
17  FORMAT(/1X'TIEMPO DE REPARACION DEL ELEMENTO (HORAS) .... 'T55'(X
*XXX.XX)'T68,\)
READ(*,29,ERR=320) TIEMP
29  FORMAT(F7.2)
IF((LIND.EQ.LU(1)).OR.(LIND.EQ.LU(3))) THEN
330 WRITE(*,20)
20  FORMAT(/1X'TIEMPO DE MANIOBRA CON FUENTE ALTERNA (HORAS) ... 'T5
*5'(XXX.XXX)'T68,\)
READ(*,16,ERR=330) TIMALT
ELSE
TIMALT=0
ENDIF
WRITE(*,11)
C
C   INGRESO DE DATOS DE PROTECCION
11  FORMAT(/11X'* INGRESE DATOS DE PROTECCION *')
340 WRITE(*,12)
12  FORMAT(/1X'TIPO DE PROTECCION ..... 'T55'(XX)'T68,\)
READ(*,5,ERR=340)NTIF
350 WRITE(*,13)
13  FORMAT(/1X'UBICACION DE LA PROTECCION ..... 'T55'(XX)'T68,\)
READ(*,5,ERR=350)NUBIC
360 WRITE(*,18)
18  FORMAT(/1X'TIEMPO DE MANIOBRA (HORAS) ..... 'T55'(XXX.XXX)

```



```

      *T68,\)
      READ(*,16,ERR=360)TIMAN
      IF(LTIEM.EQ.2) GOTO 79
      IF(LTIEM.EQ.1) GOTO 80
370  WRITE(*,75)
75   FORMAT(/1X'CONSIDERA EL EFECTO DEL TIEMPO .....(S/N)      'T68,\)
      READ(*,'(A1)',ERR=370)LIDX
80   IF((LIDX.EQ.LU(1)).OR.(LIDX.EQ.LU(3))) THEN
      LTIEM=1
C
C   INGRESO DE DATOS CLIMATICOS
380  WRITE(*,76)
76   FORMAT(/1X'INGRESE EL VALOR PROMEDIO'/1X'DE TIEMPO NORMAL (HORAS)
      *..... 'T55'(XXXXX.XX)'T68,\)
      READ(*,'(F8.2)',ERR=380) TNOR
390  WRITE(*,77)
77   FORMAT(/1X'INGRESE EL VALOR PROMEDIO'/1X'DE TIEMPO ADVERSO (HORAS)
      * .... 'T55'(XXXXX.XX)'T68,\)
      READ(*,'(F8.2)',ERR=390) TADV
400  WRITE(*,78)
78   FORMAT(/1X'.....
      *T58'(XXX.XXX)'T72,\)
      READ(*,16,ERR=400) XLADV
      ELSE
      LTIEM=2
      TNOR=0.
      TADV=0.
      XLADV=0.
      ENDIF
79   NCOM=NCOM+1
C
C   TRANSFERENCIA DE DATOS A LA UNIDAD DE SALIDA
      WRITE(5,8)ICODI,I,J,XLEN,XLAM,TIEMP,NTIP,NUBIC,TIMAN,TIMALT,LTIEM,
      *TNOR,TADV,XLADV
8    FORMAT(3I3,F8.3,F7.3,F7.2,2I2,2(F7.3),I1,2(F8.2),F7.3)
      CALL SCREEN
      GOTO 32
31   CALL SCREEN
      WRITE(*,21)
C
C   INGRESO DE DATOS DE CARGA
21   FORMAT(/T11,'** INGRESE DATOS DE CARGA **')
      NN=0
      IN=0
      ICODI=2
22   IF(ICODI.EQ.999) GOTO 30
410  WRITE(*,220)
220  FORMAT(/1X'PULSE RETORNO 0 999 PARA ULTIMA LINEA DE DATOS      'T
      *68,\)
      READ(*,'(I3)',ERR=410) ICODI
420  WRITE(*,23)
23   FORMAT(/1X'PUNTO DE CARGA NUMERO ..... 'T55'(XXX)'T68,\)
      READ(*,6,ERR=420) KLOAD
430  WRITE(*,24)

```

```

24  FORMAT(/1X'NUMERO DE USUARIOS ..... 'T55'(XXXXX)'T68,\)
    READ(*,25,ERR=430) NUSUAR
25  FORMAT(I5)
440 WRITE(*,26)
26  FORMAT(/1X'DEMANDA DE CARGA PROMEDIO (KW) ..... 'T55'(XXXXX.X
    *X)'T68,\)
    READ(*,'(F8.2)',ERR=440) XLOAD
    IF(IN.EQ.2) GOTO 70
    IF(IN.EQ.1) GOTO 55
450 WRITE(*,50)
50  FORMAT(/1X'DESEA HACER CONSIDERACIONES ECONOMICAS'/9X'DE LA ALTERN
    *ATIVA .....(S/N) 'T68\\)
    READ(*,36,ERR=450) LIX
55  IF((LIX.EQ.LU(1)).OR.(LIX.EQ.LU(3))) THEN
    IN=1
C
C  LECTURA DE DATOS ECONOMICOS
460 WRITE(*,51)
51  FORMAT(/1X'COSTO AL CLIENTE POR KW DESCONECTADO .... 'T55'(XXX
    *X.XXX)'T68,\)
    READ(*,52,ERR=460) CCKW
52  FORMAT(F8.3)
470 WRITE(*,53)
53  FORMAT(/1X'COSTO AL CLIENTE POR KWH NO SUMINISTRADO .... 'T55'
    *(XXXX.XXX)'T68,\)
    READ(*,52,ERR=470) CCKWH
    ELSE
    CCKW=0.
    CCKWH=0.
    IN=2
    ENDIF
70  NN=NN+1
C
C  TRANSFERENCIA DE DATOS A LA UNIDAD DE SALIDA
WRITE(5,27) ICODI,KLOAD,NUSUAR,XLOAD,CCKW,CCKWH
27  FORMAT(2I3,I5,F8.2,2(F8.3))
    CALL SCREEN
    GOTO 22
30  IF(IN.EQ.2) GOTO 71
    IF(NN.EQ.1) GOTO 71
    CALL SCREEN
C
C  LECTURA DE OTROS DATOS ECONOMICOS
480 WRITE(*,56)
56  FORMAT('1'/1X'INGRESE LA TASA DE ACTUALIZACION ..... 'T55'(X.
    *XXX)'T72,\)
    READ(*,57,ERR=480) TASAC
57  FORMAT(F5.3)
490 WRITE(*,58)
58  FORMAT(/1X'COSTO DE EFECTUAR LA MEJORA AL SISTEMA ..... 'T55'(X
    *XXXXXXXX.XX)'T72,\)
    READ(*,'(F11.2)',ERR=490) CCOS
500 WRITE(*,60)
60  FORMAT(/1X'INCREM. EN GASTOS DE MANTENIMIENTO ANUALIZADO.... 'T5

```

```
*5'(XXXXXXXX.XXX)'T72,\)
  READ(*,59,ERR=500) CMA
59  FORMAT(F11.3)
510 WRITE(*,61)
61  FORMAT(/1X'INCREM. EN GASTOS DE PERD. DEL SIST. ANUALIZADO ...
* 'T55'(XXXXXXXX.XXX)'T72,\)
  READ(*,59,ERR=510) CPSA
520 WRITE(*,62)
62  FORMAT(/1X'PERDIDAS DE INGRESOS POR KWH NO SUMINISTRADO .....
* 'T55'(XXX.XXX)'T72,\)
  READ(*,16,ERR=520) CPI
530 WRITE(*,63)
63  FORMAT(/1X'ANOS DE VIDA DE LOS EQUIPOS DE REFORZ. AL SIST ....
* 'T55'(XX)'T72,\)
  READ(*,5,ERR=530) NY
5  FORMAT(I2)
  WRITE(5,66) TASAC,CCOS,CMA,CPSA,CPI,NY
66  FORMAT(F5.3,F11.2,2(F11.3),F7.3,I2)
71  CLOSE(5,STATUS='KEEP')
  CALL SCREEN
130 STOP
  END
```

```

C
C   SUBROUTINA PARA LIMPIAR PANTALLA
C
C   SUBROUTINE SCREEN
C
C   DO 930 LV=1,24
C   WRITE(*, '( )')
930  CONTINUE
C   RETURN
C   END
C
C   SUBROUTINA PARA CREAR LA PANTALLA DE PRESENTACION
C   SUBROUTINE PANTALLA
C
C   WRITE(*,150)
150  FORMAT(/1XT23'XXX    XXX    XXX    XXX    X'/T23'X      X      X
      *X    X X    X /T23'XXX    XXX    XXX    X X    X /T23 x      X
      * X      X X    X'/T23'XXX    XXX    X      XXX    XXX')
C   WRITE(*,160)
160  FORMAT(/T22'-----')
C   WRITE(*,170)
170  FORMAT(/T23'PROGRAMA PARA DETERMINAR ESQUEMAS'/T23'DE PROTECCION
      * Y SECCIONAMIENTO UTILIZANDO'/T23'INDICES DE CONFIABILIDAD')
C   DO 180 I=1,250000
180  CONTINUE
C   RETURN
C   END

```



```

ENDIF
WRITE(*,120)
120  FORMAT(/1X'HARA CONSIDERACIONES ECONDMICAS ..... 'T68,\)
      READ(*,130) CEARD
130  FORMAT(A1)
      IF((CEARD.EQ.LU(1)).OR.(CEARD.EQ.LU(3))) THEN
      KIDX=1
      ELSE
      ENDIF
      DO 1 I=1,35
      DO 2 J=1,35
      C(I,J)=0
2     CONTINUE
1     CONTINUE
C
C     INGRESO DE INFORMACION DE LOS COMPONENTES
      NUMAX=1
      NIC=1
7     READ (5,4,END=10) ICOD,N1,N2,X1,X2,T1,N3,N4,T2,T3,N9,T5,T6,X9
      I=N1
      J=N2
      C(I,J)=1
      LENGHT(I,J)=X1
      LAMD(I,J)=X2
      TEM(I,J)=T1
      TIPROC(I,J)=N3
      CI(I,J)=N4
      TEMAN(I,J)=T2
      TIMALC(I,J)=T3
      TNOR(I,J)=T5
      TADV(I,J)=T6
      LAMDV(I,J)=X9
      NCA=NIC
      NIC=NIC+1
      GOTO (3,6),N9
6     IF(LENGHT(I,J).EQ.0.) THEN
      LAMD1(I,J)=X2
      ELSE
      LAMD1(I,J)=X1*X2
      ENDIF
      GOTO 8
3     TT=T5+T6
      IF(LENGHT(I,J).EQ.0.) THEN
      LAMD1(I,J)=(T5/TT)*X2+(T6/TT)*X9
      ELSE
      LAMD1(I,J)=(T5/TT)*X1*X2+(T6/TT)*X1*X9
      ENDIF
8     IF(NUMAX.LT.I) NUMAX=I
      IF(NUMAX.LT.J) NUMAX=J
      IF(ICOD.EQ.999) GOTO 10
      GOTO 7
C
C     INGRESO DE DATOS DE LOS PUNTOS DE CARGA
10    I=1

```

```

5   READ(5,9,END=50) ICODI,N7,N5,X6,X7,X8
9   FORMAT(2I3,I5,F8.2,2(F8.3))
    K(I)=N7
    LOAD(I)=X6
    NUMC(I)=N5
    CCKW(I)=X7
    CCKWH(I)=X8
    NN=I
    I=I+1
    IF(ICODI.EQ.999) GOTO 50
    GOTO 5
4   FORMAT(3I3,F8.3,F7.3,F7.2,2I2,2(F7.3),11,2(F8.2),F7.3)
50  IF(KIDX.EQ.1) THEN
C
C   INGRESO DE DATOS ECONOMICOS
    READ(5,20,ERR=35) DX0,DX1,DX2,DX3,DX4,NY
    TASACT=DX0
    NYEAR=NY
    CCOS=DX1
    CPI=DX4
    CMA=DX2
    CPSA=DX3
20  FORMAT(F5.3,F11.2,2(F11.3),F7.3,I2)
    ELSE
    ENDIF
    GOTO 25
35  WRITE(*,40)
40  FORMAT(1X,' NO EXISTEN DATOS DE COSTOS')
25  CALL DECL(ALIM,N9,NCA,KIDX)
C
C   DETERMINACION DE LA MATRIZ DE INCIDENCIA
    M=1
18  LL=K(M)
    I1(LL,LL)=1
    DO 14 I=1,NUMAX
    IF (I.EQ.LL) GOTO 14
    I1(I,LL)=0
14  CONTINUE
    J=1
    IK=LL
15  IF (C(J,IK)-1) 28,29,30
28  J=J+1
    GOTO 15
29  I1(J,LL)=1
    IK=J
    IF(IK.EQ.1) GOTO 30
    J=1
    GOTO 15
30  IF (M.NE.NN) THEN
    M=M+1
    GOTO 18
    ELSE
    ENDIF
    WRITE(*,55)

```

```

55  FORMAT(/1X'DESEEA IMPRIMIR LOS MODOS DE FALLA .....(S/N)      '\)
    READ(*,60) LIND
60  FORMAT(A1)
    IF((LIND.EQ.LU(1)).OR.(LIND.EQ.LU(3))) THEN
    TIMF=1
    ELSE
    TIMF=2
    ENDIF
C   DETERMINACION DE LA SENDA FUENTE PUNTO DE CARGA
    DO 65 I=1,NN
    LL=K(I)
    M=0
    DO 70 J=1,LL
    IF (I1(J,LL).EQ.1) THEN
    M=M+1
    IN(M,LL)=J
    ELSE
    ENDIF
70  CONTINUE
65  CONTINUE
    IF((TRANSF.EQ.LU(1)).OR.(TRANSF.EQ.LU(3))) THEN
    CALL RELIWT(LTIE)
    ELSE
    CALL RELINT
    ENDIF
    CALL EICS
    IF(KIDX.EQ.1) THEN
    CALL CEE
    ELSE
    ENDIF
    CLOSE(5)
    STOP
    END

```



C  
C  
C  
C  
C

SUBROUTINA QUE IMPRIME LOS DATOS DE ENTRADA EN EL ARCHIVO DE SALIDA

```
SUBROUTINE DECL(ALIM,N9,NCA,KIDX)
  INTEGER C(35,35),I1(35,35),TIPROC(35,35),K(25),NUMC(25),IN(25,35)
  INTEGER IPROX(25),INI(25),INII(25),VAL1(35),VAL2(35),TIMP
  INTEGER NPROC(25),IOUT(25),IIN(25),CI(35,35),IPATH(25),ICON(25)
  REAL LENGHT(35,35),LAMD(35,35),TEM(35,35),LAMD1(35,35),LOAD(25)
  REAL U(35,35),TEMT(25),UT(25),LAMT(25),TEMAN(35,35),UTT(25)
  REAL TIMALC(35,35),E(25),OCKW(25),OCKWH(25),VAR1(35),VAR2(35)
  REAL VAR3(35),LAMDV(35,35),TNOR(35,35),TADV(35,35)
  COMMON /A/C,I1,TIPROC,K,NUMC,IN,IPROX,INI,INII,TIMP,NPROC,PROB
  COMMON /A/IOUT,IIN,CI,IPATH,ICON,LENGHT,LAMD,TEM,LOAD,TEMT
  COMMON /A/UT,LAMT,TEMAN,UTT,TIMALC,E,OCKW,OCKWH,NUMAX,NN
  COMMON /B/U,LAMD1,VAR1,VAR2,VAR3,VAL1,VAL2,KJ
  COMMON /C/TASACT,NYEAR,CCOS,CPI,CMA,CPSA
  COMMON /D/LAMDV,TNOR,TADV
```

```
DIMENSION NPROTEC(6)
CHARACTER*13 NPROTEC
CHARACTER*14 ALIM
CHARACTER*55 COMENTAR
DATA NPROTEC/'NINGUNA','DISYUNTOR','SECC. MANUAL','PORTA FUSIBLE',
* 'SECCIONALIZADOR','RECONECTADOR'/
WRITE(*,70)
```

```
70  FORMAT(/1X'INGRESE EL NOMBRE DE SU ARCHIVO DE SALIDA' /1X'O SI VA A
* IMPRIMIR DIRECTAMENTE, DIGITE PRN.....')
WRITE(2,30)
```

```
30  FORMAT(///T25'*****'/T26'EVALUACION DE LO
*S INDICES DE /T33'CONFIABILIDAD'/T25'*****'
**'//////////1XT26'XXX   XXX   XXX   XXX   X'/T26'X   X
*   X X   X X   X'/T26 XXX   XXX   XXX   X X   X'/T26'X
*   X   X   X X   X'/T26'XXX   XXX   X   XXX   XXX'/////
*//////////T68'D.M.G'/'1')
WRITE(*,35)
```

```
35  FORMAT(//T2'INGRESE COMENTARIO : 'T24,\)
READ(*,38) COMENTAR
```

```
38  FORMAT(A55)
WRITE(2,42) COMENTAR
```

```
42  FORMAT(//T2,A55)
WRITE(2,1) ALIM,NCA,NN
```

```
1  FORMAT(///T2'ALIMENTADORA : A14//T2'NUMERO DE COMPONENTES : '13//
*T2'NUMERO DE PUNTOS DE CARGA : '13//T28'*****'/T28
*'DATOS DE COMPONENTES'/T28'*****' '///T5'NODO'T1
*3'TASA DE FALLA'T27'TIEMPO DE REPARACION'T50'TIPO'T60'TIEMPO DE MA
*NIOBRA'/T2'ENT. - SAL.'T14'(FALLAS/ANO)'T33'(HORAS)'T47'PROTECCION
*'T65 (HORAS)'/T2'
*_____')
```

```
DO 2 I=1,NUMAX
DO 3 J=1,NUMAX
IF(C(I,J).EQ.1) THEN
JJ=TIPROC(I,J)
```

```

WRITE(2,20) I,J,LAMD1(I,J),TEM(I,J),NPROTEC(JJ),TEMAN(I,J)
20  FORMAT(/T1,I3,T8,I3,T15,F7.3,T31,F7.2,T47,A13,T64,F7.3)
    ELSE
    ENDIF
3  CONTINUE
2  CONTINUE
C
    IF(N9.EQ.1) THEN
    WRITE(2,10)
10  FORMAT('1'/T29'*****'/T28' PARAMETROS CLIMATICOS /
* T29'*****'//T7'NODO'T21'TASA FALLA TIEMPO'T41 TIE
* MPO NORMAL TIEMPO ADVERSO'/T4'ENT. - SAL.'T19'ADVERSO (FALLAS/ANO
*)'T52'(HORAS)'/)
* _____)
    DO 12 I=1,NUMAX
    DO 13 J=1,NUMAX
    IF(C(I,J).EQ.1) THEN
    WRITE(2,15) I,J,LAMDV(I,J),TNOR(I,J),TADV(I,J)
15  FORMAT(/T3,I3,T10,I3,T26,F7.3,T44,F8.2,T56,F8.2)
    ELSE
    ENDIF
13  CONTINUE
12  CONTINUE
    ELSE
    ENDIF
C
C
C  IMPRIMIR PUNTOS DE CARGA
    IF(KIDX.NE.1) THEN
    WRITE(2,6)
6  FORMAT('1'//T32'*****'/T32'DATOS DE CARGA'/T32'*****
*****'//T19'NODO'T29'NUMERO DE'T44'CARGA PROMEDIO'/T29'USUARIOS'T4
* 9'(KW)'/T19 _____')
    DO 8 I=1,NN
    WRITE(2,7) K(I),NUMC(I),LOAD(I)
7  FORMAT(T20,I3,T31,I5,T46,F8.2/)
8  CONTINUE
    ELSE
    WRITE(2,33)
33  FORMAT('1'//T28'*****'/T28'DATOS DE CARGA Y COST
* OS'/T28'*****'//T7'NODO'T17'NUMERO DE'T32'CARGA
* PROMEDIO'3X'COSTOS/KW COSTOS/KWH'/T17'USUARIOS'T37'(KW)',12X'NO
* SUMINISTRADO'/T6' _____')
    DO 34 I=1,NN
    WRITE(2,52) K(I),NUMC(I),LOAD(I),CCKW(I),CCKWH(I)
52  FORMAT(T8,I3,T19,I5,T34,F8.2,T49,F8.3,T62,F8.3/)
34  CONTINUE
C
C  IMPRIMIR DATOS ECONOMICOS
    WRITE(2,62)
62  FORMAT('1'//T28'*****'/T28'PARAMETROS ECONOMICOS'/
*T28'*****')
    WRITE(2,75) TASACT,CCDS,CMA,CPSA,CPI,NYEAR

```

```
75  FORMAT(///T2'TASA DE ACTUALIZACION : 'F5.3//T2'INVERSIONES : S/'F1
*1.2//T2'GASTOS DE MANTENIMIENTO : S/'F11.3//T2'INCREMENTOS EN GAST
*OS POR PERDIDAS DEL SISTEMAS : S/'F11.3//T2'PERDIDAS DE INGRESOS P
*OR KWH NO SUMINISTRADO : S/'F11.3//T2'VIDA UTIL PROMEDIO DE LOS ED
*UIPOS INCORPORADOS : 'I2.2X'ANOS')
    ENDIF
    RETURN
    END
```

```

C
C *SUBROUTINA EICS*
C
C SUBROUTINA QUE CALCULA E IMPRIME LOS INDICES DE CONFIABILIDAD DEL
C SISTEMA
C
C SUBROUTINE EICS
C
C INTEGER C(35,35), I1(35,35), TIPROC(35,35), K(25), NUMC(25), IN(25,35)
C INTEGER IPROX(25), INI(25), INII(25), VAL1(35), VAL2(35), TIMP
C INTEGER NPROC(25), IOUT(25), IIN(25), CI(35,35), IPATH(25), ICON(25)
C REAL LENGHT(35,35), LAMD(35,35), TEM(35,35), LAMD1(35,35), LOAD(25)
C REAL U(35,35), TEMT(25), UT(25), LAMT(25), TEMAN(35,35), UTT(25)
C REAL TIMALC(35,35), E(25), CCKW(25), CCKWH(25), VAR1(35), VAR2(35)
C REAL VAR3(35)
C COMMON /A/C, I1, TIPROC, K, NUMC, IN, IPROX, INI, INII, TIMP, NPROC, PROB
C COMMON /A/IOUT, IIN, CI, IPATH, ICON, LENGHT, LAMD, TEM, LOAD, TEMT
C COMMON /A/UT, LAMT, TEMAN, UTT, TIMALC, E, CCKW, CCKWH, NUMAX, NN
C COMMON /B/U, LAMD1, VAR1, VAR2, VAR3, VAL1, VAL2, KJ
C ENS=0.
C XLOAD=0.
C NUSUA=0
C SAIF=0.
C SAID=0.
C ALIF=0.
C DO 1200 J=1, NN
C XX=LAMT(J)*NUMC(J)
C YY=UT(J)*NUMC(J)
C ZZ=LAMT(J)*LOAD(J)
C NU=NUMC(J)
C EN=UT(J)*LOAD(J)
C E(J)=EN
C XLOAD=XLOAD+LOAD(J)
C NUSUA=NUSUA+NU
C SAIF=SAIF+XX
C SAID=SAID+YY
C ALIF=ALIF+ZZ
C ENS=ENS+EN
1200 CONTINUE
C SAIFI=SAIF/NUSUA
C SAIDI=SAID/NUSUA
C CAIDI=SAIDI/SAIFI
C AA=8760.*NUSUA-SAID
C AB=8760.*NUSUA
C ASAI=AA/AB
C ASUI=1-ASAI
C AENS=ENS/NUSUA
C IF (XLOAD.NE.0.) THEN
C ALIFI=ALIF/XLOAD
C ALIDI=ENS/XLOAD
C WRITE(2,3)
C
C IMPRIME LOS INDICES DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA
C

```

```

3   FORMAT('1'//T20'*****'/T20'INDICES
*DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA'/T20'*****
*****')
   WRITE(2,6) SAIFI,SAIDI,CAIDI,ASAI,ASUI,ALIFI,ALIDI,ENS,AENS
6   FORMAT(///T2'SAIFI ..... 'F8.4,T35'INTERRUPCIONES/ANO/CONSUMID
*OR'//T2'SAIDI ..... 'F8.4,T35'HORAS/ANO/CONSUMIDOR'//T2'CAIDI
*..... 'F8.4,T35'HORAS/INTERRUPCIONES/CONSUMIDOR'//T2'ASAI ....
*..... 'F10.8//T2'ASUI ..... 'F10.8//T2'ALIFI ..... 'F8.4
*,T35'INTERRUPCIONES/ANO/KW'//T2'ALIDI ..... 'F8.4,T35'HORAS/AN
*O/KW'//T2'ENS ..... 'F10.2,T35 KWH/ANO'//T2'AENS .....
*.'F8.4,T35'KWH/ANO/CONSUMIDOR'/////))
   ELSE
   WRITE(2,10)
10  FORMAT('1'//T26'*****'/T26'INDICES
*DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA'/T26'*****
*****')
   WRITE(2,20) SAIFI,SAIDI,CAIDI,ASAI,ASUI
20  FORMAT(///T2'SAIFI ..... 'F8.4,T35'INTERRUPCIONES/ANO/CONSUMID
*OR'//T2'SAIDI ..... 'F8.4,T35'HORAS/ANO/CONSUMIDOR'//T2'CAIDI
*..... 'F8.4,T35'HORAS/INTERRUPCIONES/CONSUMIDOR'//T2'ASAI ....
*..... 'F10.8//T2'ASUI ..... 'F10.8/////))
   ENDIF
   RETURN
   END

```

```

C
C   *SUBROUTINA CEE*
C
C   SUBROUTINA QUE EVALUA E IMPRIME LAS ALTERNATIVAS DESDE EL
C   PUNTO DE VISTA ECONOMICO
C   VIDA UTIL DE LOS COMPONENTES PARA EL REFORZAMIENTO (NYEAR)
C   TASA DE ACTUALIZACION (TASACT)
C
SUBROUTINE CEE
  INTEGER C(35,35),I1(35,35),TIPROC(35,35),K(25),NUMC(25),IN(25,35)
  INTEGER IPROX(25),INI(25),INII(25),VAL1(35),VAL2(35),TIMP
  INTEGER NPROC(25),IOUT(25),IIN(25),CI(35,35),IPATH(25),ICON(25)
  REAL LENGHT(35,35),LAMD(35,35),TEM(35,35),LAMD1(35,35),LOAD(25)
  REAL U(35,35),TEMT(25),UT(25),LAMT(25),TEMAN(35,35),UTT(25)
  REAL TIMALC(35,35),E(25),CCKW(25),CCKWH(25),VAR1(35),VAR2(35)
  REAL VAR3(35)
  COMMON /A/C,I1,TIPROC,K,NUMC,IN,IPROX,INI,INII,TIMP,NPROC,PROB
  COMMON /A/IOUT,IIN,CI,IPATH,ICON,LENGHT,LAMD,TEM,LOAD,TEMT
  COMMON /A/UT,LAMT,TEMAN,UTT,TIMALC,E,CCKW,CCKWH,NUMAX,NN
  COMMON /C/TASACT,NYEAR,CCOS,CPI,CMA,CPSA
  IF(CCOS.EQ.0.0) THEN
    CRAI=0.0
  ELSE
    TASA=(TASACT*(1.+TASACT)**NYEAR)/((TASACT+1.)**NYEAR-1.)
    CRAI=CCOS*TASA
  ENDIF
  ENX=0.
  COST1=0.
  NUSUA=0
  DO 1050 J=1,NN
    COST1=COST1+CCKW(J)*LAMT(J)*LOAD(J)+CCKWH(J)*E(J)
    ENX=ENX+E(J)
    NUSUA=NUSUA+NUMC(J)
1050 CONTINUE
    TOTALCOS=COST1+CPI*ENX+CRAI+CMA+CPSA
    TOTPAB=TOTALCOS/NUSUA
C
C   IMPRIMA RESULTADOS DE LA EVALUACION ECONOMICA
C
  WRITE(2,5)
5   FORMAT(//////T19'*****'//T19' EVALU
*ACION ECONOMICA DE LA ALTERNATIVA'/T19'*****'
*****')
  WRITE(2,10) ENX,CRAI,CMA,CPSA,TOTALCOS,TOTPAB
10  FORMAT(//1X'ENERGIA NO SUMINISTRADA='F11.2,T40'KWH'/1X'COSTO ANUA
*L. DE LA INVERSION DE MEJORAMIENTO DEL SIST.= S/'F11.2//1X'COSTO A
*NUALIZADO DE MANTENIMIENTO= S/'F11.2//1X'INCREMENTO ANUALIZADO DEL
* COSTO DE LAS PERDIDAS= S/'F11.2//1X'COSTO TOTAL DE LA ALTERNATIVA
*= S/'F11.2//1X'COSTO POR ABONADO='F8.2,1X'S/CLIENTE')
  RETURN
  END

```

```

C
C      *SUBROUTNA RELIWT*
C
C      SUBROUTINA QUE OBTIENE E IMPRIME LOS MODOS DE FALLA DEL SISTEMA
C      CONSIDERANDO QUE EXISTE INTERCONEXION.
C
SUBROUTINE RELIWT(LTIE)
INTEGER C(35,35),I1(35,35),TIPROC(35,35),K(25),NUMC(25),IN(25,35)
INTEGER IPROX(25),INI(25),INII(25),VAL1(35),VAL2(35),TIMP
INTEGER NPROC(25),IOUT(25),IIN(25),CI(35,35),IPATH(25),ICON(25)
REAL LENGHT(35,35),LAMD(35,35),TEM(35,35),LAMD1(35,35),LOAD(25)
REAL U(35,35),TEMT(25),UT(25),LAMT(25),TEMAN(35,35),UTT(25)
REAL TIMALC(35,35),E(25),CCKW(25),CCKWH(25),VAR1(35),VAR2(35)
REAL VAR3(35)
COMMON /A/C,I1,TIPROC,K,NUMC,IN,IPROX,INI,INII,TIMP,NPROC,PROB
COMMON /A/IOUT,IIN,CI,IPATH,ICON,LENGHT,LAMD,TEM,LOAD,TEMT
COMMON /A/UT,LAMT,TEMAN,UTT,TIMALC,E,CCKW,CCKWH,NUMAX,NN
COMMON /B/U,LAMD1,VAR1,VAR2,VAR3,VAL1,VAL2,KJ
C      DETERMINACION DE LA SENDA FUENTE-PUNTO DE INTERCONEXION
MZ=1
IPATH(MZ)=LTIE
LTT=LTIE
303 DO 302 J=1,LTT
MTE=LTT-J+1
IF(C(MTE,LTT).EQ.1) THEN
MZ=MZ+1
IPATH(MZ)=MTE
IIND=MTE
ELSE
ENDIF
302 CONTINUE
LTT=IIND
IF(LTT.NE.1) THEN
GOTO 303
ELSE
ENDIF
LT=MZ-1
DO 380 J=1,LT
L=J
JJ=J+1
DO 289 I=JJ,MZ
IF(IPATH(L).LT.IPATH(I)) GOTO 289
L=I
289 CONTINUE
KQ=IPATH(L)
IPATH(L)=IPATH(J)
IPATH(J)=KQ
380 CONTINUE
DO 250 NT=1,MZ
IN(NT,LTIE)=IPATH(NT)
250 CONTINUE
C
C      ANALISIS DE LOS EFECTOS DE FALLA PARA CADA PUNTO DE CARGA
C

```

```

DO 304 M4=1,NN
KJ=1
DO 711 I=1,35
DO 712 J=1,35
U(I,J)=0.
712 CONTINUE
711 CONTINUE
DO 2002 I=1,30
VAR1(I)=0.
VAR2(I)=0.
VAR3(I)=0.
2002 CONTINUE
LL=K(M4)
LSUM=0
DO 305 J=1,LL
LSUM=I1(J,LL)+LSUM
305 CONTINUE
DO 307 LP=1,LSUM
DO 306 NPATH=1,MZ
LPP=LSUM-LP+1
IF(IN(LPP,LL).EQ.IPATH(NPATH)) THEN
MINT=IN(LPP,LL)
NINT=LPP
NPAIN=NPATH
GOTO 310
ELSE
ENDIF
306 CONTINUE
307 CONTINUE
310 SU=0.
SL=0.
NNL=LSUM-1
DO 311 MI2=1,NNL
IMI=LSUM-MI2+1
IMI1=IMI-1
MTAB1=IN(IMI,LL)
MTAB2=IN(IMI1,LL)
U(MTAB2,MTAB1)=LAMD1(MTAB2,MTAB1)*TEM(MTAB2,MTAB1)
SU=SU+U(MTAB2,MTAB1)
SL=SL+LAMD1(MTAB2,MTAB1)
CALL EVAL(MTAB2,MTAB1)
IF(MTAB2.EQ.MINT) THEN
GOTO 314
ELSE
ENDIF
311 CONTINUE
314 NMI=LSUM-1
DO 315 JP=1,NMI
LXI=LSUM-JP
IF(LXI-NINT) 318,320,320
320 KOUN=IN(LXI,LL)
DO 60 I=KOUN,NUMAX
NNI=I
DO 72 MQ=1,LSUM

```



```

IF(I.EQ.IN(MQ,LL)) GOTO 60
72  CONTINUE
IF (C(KOUN,I).EQ.1) THEN
GOTO 68
ELSE
ENDIF
GOTO 60
68  IPROC=TIPROC(KOUN,I)
GOTO (70,80,90,80,80,80),IPROC
C   ELEMENTO SIN PROTECCION
70  U(KOUN,I)=LAMD1(KOUN,I)*TEM(KOUN,I)
SU=SU+U(KOUN,I)
SL=SL+LAMD1(KOUN,I)
GOTO 65
C   PROTECCION CON DISPOSITIVO INSTANTANEO
80  IF(CI(KOUN,I).EQ.1) THEN
GOTO 60
ELSE
U(KOUN,I)=LAMD1(KOUN,I)*TEM(KOUN,I)
SU=SU+U(KOUN,I)
SL=SL+LAMD1(KOUN,I)
ENDIF
CALL EVAL(KOUN,I)
GOTO 60
C   SECCIONADOR MANUAL
90  IF(CI(KOUN,I).EQ.1) THEN
U(KOUN,I)=LAMD1(KOUN,I)*TEMAN(KOUN,I)
SU=SU+U(KOUN,I)
SL=SL+LAMD1(KOUN,I)
ELSE
U(KOUN,I)=LAMD1(KOUN,I)*TEM(KOUN,I)
SU=SU+U(KOUN,I)
SL=SL+LAMD1(KOUN,I)
ENDIF
65  CALL EVAL(KOUN,I)
MP=0
NMJ=NN+1
K(NMJ)=LTIE
DO 82 J=1,NMJ
LX0=K(J)
LSUM1=0
IF(J.EQ.NMJ) THEN
LSUM1=MZ
GOTO 53
ELSE
ENDIF
DO 83 L=1,LX0
LSUM1=I1(L,LX0)+LSUM1
83  CONTINUE
53  KSUM=LSUM1-1
DO 84 M=1,KSUM
IF(NNI.EQ.IN(M,LX0)) THEN
MP=MP+1
ICON(MP)=LX0

```

```

ELSE
ENDIF
84 CONTINUE
82 CONTINUE
IF(MP.EQ.0) GOTO 60
DO 105 LJ=1,MP
IP=ICON(LJ)
89 IPO=IP-1
DO 106 J=1,IPO
NOME=IP-J
IF(C(NOME,IP).EQ.1) THEN
IPROC=TIPROC(NOME,IP)
GOTO 94
ELSE
ENDIF
106 CONTINUE
94 IF(U(NOME,IP).NE.0) GOTO 103
IX=NOME
MS=1
88 DO 101 MR=1,IX
MIN=IX-MR+1
IF(C(MIN,IX).EQ.1) THEN
NPROC(MS)=TIPROC(MIN,IX)
IOUT(MS)=IX
IIN(MS)=MIN
ELSE
ENDIF
101 CONTINUE
IX=IIN(MS)
IF(IX.NE.KOOP) THEN
MS=MS+1
GOTO 88
ELSE
ENDIF
DO 96 MG=1,MS
INDX=NPROC(MG)
GOTO(96,63,96,63,63,63),INDX
96 CONTINUE
DO 74 MB=1,MS
IND=NPROC(MB)
GOTO (74,63,64,63,63,63),IND
74 CONTINUE
C NINGUN COMPONENTE PREDECESOR TIENE PROTECCION
GOTO (110,120,130,120,120,120),IPROC
C PROTECCION AUTOMATICA INSTANTANEA
63 GOTO 103
C SECCIONADOR MANUAL
64 GOTO (140,150,160,150,150,150),IPROC
110 U(NOME,IP)=LAMDA1(NOME,IP)*TEM(NOME,IP)
SU=SU+U(NOME,IP)
SL=SL+LAMDA1(NOME,IP)
GOTO 100
120 IF(CI(NOME,IP).EQ.1) THEN
GOTO 103

```

```

ELSE
U(NOME,IP)=LAMD1(NOME,IP)*TEM(NOME,IP)
SU=SU+U(NOME,IP)
SL=SL+LAMD1(NOME,IP)
ENDIF
GOTO 100
130 IF(CI(NOME,IP).EQ.1) THEN
U(NOME,IP)=LAMD1(NOME,IP)*TEMAN(NOME,IP)
SU=SU+U(NOME,IP)
SL=SL+LAMD1(NOME,IP)
ELSE
U(NOME,IP)=LAMD1(NOME,IP)*TEM(NOME,IP)
SU=SU+U(NOME,IP)
SL=SL+LAMD1(NOME,IP)
ENDIF
GOTO 100
140 MRS=IOUT(MB)
MRS1=IIN(MB)
U(NOME,IP)=LAMD1(NOME,IP)*TEMAN(MRS1,MRS)
SU=SU+U(NOME,IP)
SL=SL+LAMD1(NOME,IP)
GOTO 100
150 IF(CI(NOME,IP).EQ.1) THEN
GOTO 103
ELSE
MRS=IOUT(MB)
MRS1=IIN(MB)
U(NOME,IP)=LAMD1(NOME,IP)*TEMAN(MRS1,MRS)
SU=SU+U(NOME,IP)
SL=SL+LAMD1(NOME,IP)
ENDIF
GOTO 100
160 IF(CI(NOME,IP).EQ.1) THEN
U(NOME,IP)=LAMD1(NOME,IP)*TEMAN(NOME,IP)
SU=SU+U(NOME,IP)
SL=SL+LAMD1(NOME,IP)
ELSE
MRS=IOUT(MB)
MRS1=IIN(MB)
U(NOME,IP)=LAMD1(NOME,IP)*TEMAN(MRS1,MRS)
SU=SU+U(NOME,IP)
SL=SL+LAMD1(NOME,IP)
ENDIF
100 CALL EVAL(NOME,IP)
103 IP=NOME
IF(IP.NE.NNI) GOTO 89
105 CONTINUE
60 CONTINUE
GOTO 315
318 KOUN=IN(LXI,LL)
DO 505 J=KOUN,NUMAX
NNI=J
DO 508 MC=1,LSUM
IF(J.EQ.IN(MC,LL)) GOTO 505

```

```

508  CONTINUE
      IF(C(KOUN,J).EQ.1) THEN
        GOTO 515
      ELSE
        ENDIF
      GOTO 505
515  IPROC=TIPROC(KOUN,J)
      GOTO (520,521,522,521,521,521),IPROC
520  DO 760 I=1,MZ
      IF(KOUN.EQ.IPATH(I)) THEN
        NC=I
      ELSE
        ENDIF
760  CONTINUE
      LXU=NPAIN-1
      DO 761 IK=NC,LXU
        NC1=IK+1
        ND=IPATH(IK)
        NDD=IPATH(NC1)
        IF(TIPROC(ND,NDD).NE.1) THEN
          TIME=TIMALC(ND,NDD)*PROB+TEM(KOUN,J)*(1.-PROB)
          U(KOUN,J)=LAMD1(KOUN,J)*TIME
          SU=SU+U(KOUN,J)
          SL=SL+LAMD1(KOUN,J)
          GOTO 534
        ELSE
          ENDIF
761  CONTINUE
      U(KOUN,J)=LAMD1(KOUN,J)*TEM(KOUN,J)
      SU=SU+U(KOUN,J)
      SL=SL+LAMD1(KOUN,J)
      GOTO 534
522  IF(CI(KOUN,J).NE.1) GOTO 520
      U(KOUN,J)=LAMD1(KOUN,J)*TEMAN(KOUN,J)
      SU=SU+U(KOUN,J)
      SL=SL+LAMD1(KOUN,J)
      GOTO 534
521  IF(CI(KOUN,J).NE.1) GOTO 520
      GOTO 505
534  CALL EVAL(KOUN,J)
      MF=0
      NMJ=NN+1
      K(NMJ)=LTIE
      DO 624 JX=1,NMJ
        LXO=K(JX)
        LSUM1=0
        IF(JX.EQ.NMJ) THEN
          LSUM1=MZ
          GOTO 465
        ELSE
          ENDIF
        DO 625 L=1,LXO
          LSUM1=I1(L,LXO)+LSUM1
625  CONTINUE

```

```

465  KSUM=LSUM1-1
      DO 626 M=1,KSUM
      IF(NNI.EQ.IN(M,LXO)) THEN
      MP=MP+1
      ICON(MP)=LXO
      ELSE
      ENDIF
626  CONTINUE
624  CONTINUE
      IF(MP.EQ.0) GOTO 505
      DO 627 LJ=1,MP
      IP=ICON(LJ)
628  IP0=IP-1
      DO 629 JY=1,IP0
      NOME=IP-JY
      IF(C(NOME,IP).EQ.1) THEN
      IPROC=TIPROC(NOME,IP)
      GOTO 632
      ELSE
      ENDIF
629  CONTINUE
632  IF(U(NOME,IP).NE.0) GOTO 681
      IX=NOME
      MS=1
633  DO 634 MR=1,IX
      MIN=IX-MR+1
      IF(C(MIN,IX).EQ.1) THEN
      NPROC(MS)=TIPROC(MIN,IX)
      IQUT(MS)=IX
      IIN(MS)=MIN
      ELSE
      ENDIF
634  CONTINUE
      IX=IIN(MS)
      IF(IX.NE.KOUN) THEN
      MS=MS+1
      GOTO 633
      ELSE
      ENDIF
      DO 97 MG=1,MS
      INDX=NPROC(MG)
      GOTO (97,663,97,663,663,663),INDX
97   CONTINUE
      DO 674 MB=1,MS
C           'FONENTES PREDECESORES
      IND=NPROC(MB)
      GOTO (674,663,664,663,667,663),IND
674  CONTINUE
C   NINGUNA PROTECCION
      GOTO (610,620,630,620,620,620),IPROC
C   PROTECCION AUTOMATICA INSTANTANEA
663  GOTO 681
C   SECCIONADOR MANUAL
664  GOTO (640,650,660,650,650,650),IPROC

```

```

610 DO 666 I=1,MZ
    IF(KOUN.EQ.IPATH(I)) THEN
        NC=I
    ELSE
        ENDDIF
666 CONTINUE
    LXU=NPAIN-1
    DO 667 IK=NC,LXU
        NC1=IK+1
        ND=IPATH(IK)
        NDD=IPATH(NC1)
        IF(TIPROC(ND,NDD).NE.1) THEN
            TIME=TJ*ALC(ND,NDD)*PROB+TEM(NOME,IP)*(1.-PROB)
            U(NOME,IP)=LAMD1(NOME,IP)*TIME
            SU=SU+U(NOME,IP)
            SL=SL+LAMD1(NOME,IP)
            GOTO 600
        ELSE
            ENDDIF
667 CONTINUE
        U(NOME,IP)=LAMD1(NOME,IP)*TEM(NOME,IP)
        SU=SU+U(NOME,IP)
        SL=SL+LAMD1(NOME,IP)
        GOTO 600
620 IF(CI(NOME,IP).EQ.1) THEN
        GOTO 681
    ELSE
        GOTO 610
    ENDDIF
630 IF(CI(NOME,IP).EQ.1) THEN
        U(NOME,IP)=LAMD1(NOME,IP)*TEMAN(NOME,IP)
        SU=SU+U(NOME,IP)
        SL=SL+LAMD1(NOME,IP)
        GOTO 600
    ELSE
        GOTO 610
    ENDDIF
640 MRS=IOUT(MB)
    MRS1=IIN(MB)
    U(NOME,IP)=LAMD1(NOME,IP)*TEMAN(MRS1,MRS)
    SU=SU+U(NOME,IP)
    SL=SL+LAMD1(NOME,IP)
    GOTO 600
650 IF(CI(NOME,IP).EQ.1) THEN
        GOTO 681
    ELSE
        MRS=IOUT(MB)
        MRS1=IIN(MB)
        U(NOME,IP)=LAMD1(NOME,IP)*TEMAN(MRS1,MRS)
        SU=SU+U(NOME,IP)
        SL=SL+LAMD1(NOME,IP)
        ENDDIF
        GOTO 600
660 IF(CI(NOME,IP).EQ.1) THEN

```

```

U(NOME,IP)=LAMD1(NOME,IP)*TEMAN(NOME,IP)
SU=SU+U(NOME,IP)
SL=SL+LAMD1(NOME,IP)
ELSE
MRS=IOUT(MB)
MRS1=IIN(MB)
U(NOME,IP)=LAMD1(NOME,IP)*TEMAN(MRS1,MRS)
SU=SU+U(NOME,IP)
SL=SL+LAMD1(NOME,IP)
ENDIF
600 CALL EVAL(NOME,IP)
681 IP=NOME
IF(IP.NE.NNI) GOTO 628
627 CONTINUE
505 CONTINUE
315 CONTINUE
C DETERMINACION DE LOS MODOS DE FALLA PARA AQUELLOS COMPONENTES
C QUE PUEDEN SER SEPARADOS POR LA ACCION DE TRANSFERENCIA DE CARGA
NSN=NPAIN-1
DO 901 I=1,NSN
NPR=NPAIN-I+1
NPR1=NPR-1
LM1=IPATH(NPR)
LM2=IPATH(NPR1)
IPROX(I)=TIPROC(LM2,LM1)
IPROC=TIPROC(LM2,LM1)
INI(I)=LM1
INII(I)=LM2
IF(I.EQ.1) THEN
GOTO (902,903,903,903,903,903),IPROC
ELSE
GOTO (910,920,920,920,920,920),IPROC
ENDIF
902 U(LM2,LM1)=LAMD1(LM2,LM1)*TEM(LM2,LM1)
SU=SU+U(LM2,LM1)
SL=SL+LAMD1(LM2,LM1)
GOTO 904
903 IF(CI(LM2,LM1).EQ.1) THEN
U(LM2,LM1)=LAMD1(LM2,LM1)*TEM(LM2,LM1)
SU=SU+U(LM2,LM1)
SL=SL+LAMD1(LM2,LM1)
ELSE
TIME=TIMALC(LM2,LM1)*PROB+TEM(LM2,LM1)*(1.-PROB)
U(LM2,LM1)=LAMD1(LM2,LM1)*TIME
SU=SU+U(LM2,LM1)
SL=SL+LAMD1(LM2,LM1)
ENDIF
GOTO 904
910 JJL=I-1
DO 915 JK=1,JJL
NJK=I-JK
IND=IPROX(NJK)
GOTO (915,930,930,930,930,930),IND
915 CONTINUE

```

```

      U(LM2,LM1)=LAMD1(LM2,LM1)*TEM(LM2,LM1)
      SU=SU+U(LM2,LM1)
      SL=SL+LAMD1(LM2,LM1)
      GOTO 904
930  MIN=INI(NJK)
      MAX=INII(NJK)
      TIME=TIMALC(MAX,MIN)*PROB+TEM(LM2,LM1)*(1.-PROB)
      U(LM2,LM1)=LAMD1(LM2,LM1)*TIME
      SU=SU+U(LM2,LM1)
      SL=SL+LAMD1(LM2,LM1)
      GOTO 904
920  IF(C1(LM2,LM1).EQ.1) GOTO 950
      TIME=TIMALC(LM2,LM1)*PROB+TEM(LM2,LM1)*(1.-PROB)
      U(LM2,LM1)=LAMD1(LM2,LM1)*TIME
      SU=SU+U(LM2,LM1)
      SL=SL+LAMD1(LM2,LM1)
      GOTO 904
950  JJM=I-1
      DO 960 JK=1,JJM
      NJK=I-JK
      IND=IPROX(NJK)
      GOTO (960,970,970,970,970,970),IND
960  CONTINUE
      U(LM2,LM1)=LAMD1(LM2,LM1)*TEM(LM2,LM1)
      SU=SU+U(LM2,LM1)
      SL=SL+LAMD1(LM2,LM1)
      GOTO 904
970  MIN=INI(NJK)
      MAX=INII(NJK)
      TIME=TIMALC(MAX,MIN)*PROB+TEM(LM2,LM1)*(1.-PROB)
      U(LM2,LM1)=LAMD1(LM2,LM1)*TIME
      SU=SU+U(LM2,LM1)
      SL=SL+LAMD1(LM2,LM1)
904  CALL EVAL(LM2,LM1)
901  CONTINUE
      TEMT(M4)=SU/SL
      LAMT(M4)=SL
      UT(M4)=SU
      GOTO (200,230),TIMP
200  WRITE(2,210)
210  FORMAT('1'//T21'*****'//T21'INDICED D
*E CONFIABILIDAD PRIMARIOS'//T21'*****'
*)
      WRITE(2,215) K(M4)
215  FORMAT('/'
*_____//30X'PUNTO DE CARGA'I3//T1 COMPONENTE FALLAD
*A',3X'TASA DE FALLA',3X'TIEMPO DE REPARACION',3X'TIEMPO DE SALIDA
*/T6' NODOS ',T23'(FALLAS/ANO)',T44'(HORAS)',T63'(HORAS/ANO)'/
*_____
*_____//T2'ENTRADA',2X'SALIDA')
      NON=KJ-1
      DO 225 JJ=1,NON
      IF(VAR1(JJ).NE.0.0) THEN
      WRITE(2,220) VAL1(JJ),VAL2(JJ),VAR2(JJ),VAR3(JJ),VAR1(JJ)

```



```

220  FORMAT(/T4,I3,T11,I3,T23,F6.3,T46,F6.3,T66,F6.3)
      ELSE
      ENDIF
225  CONTINUE
      WRITE(2,145) LAMT(M4),TEMT(M4),UT(M4)
145  FORMAT(/T22'
* //T12'TOTAL',T23,F6.3,T46,F6.3,T66,F7.3)
      GOTO 304
230  IF(M4.EQ.1) THEN
      WRITE(2,240)
240  FORMAT('1'//T21'*****'//T21'INDICES D
*E CONFIABILIDAD PRIMARIOS'/T21'*****'
*)
      WRITE(2,260)
260  FORMAT('/'
* //T2'PUNTO DE CARGA'3X'TASA DE FALLA'3X'TIEMPO DE
* REPARACION'3X'TIEMPO DE SALIDA'/T8'#',T19,'(FALLAS/ANO) ',T41'(HOR
*AS)',T61'(HORAS/ANO)'/
* //T2')
      ELSE
      ENDIF
      WRITE(2,270) K(M4),LAMT(M4),TEMT(M4),UT(M4)
270  FORMAT(/T6,I3,T21,F6.3,T42,F6.3,T62,F7.3)
304  CONTINUE
      RETURN
      END

```

```

C
C      *SUBROUTINA RELINT*
C
C      SUBROUTINA QUE OBTIENE E IMPRIME LOS MODOS DE FALLA DEL SISTEMA
C      CONSIDERANDO QUE NO EXISTE INTERCONEXION
C
SUBROUTINE RELINT
INTEGER C(35,35), I1(35,35), TIPROC(35,35), F(25), NUMC(25), IN(25,35)
INTEGER IPROX(25), INI(25), INII(25), VAL1(35), VAL2(35), TIMP
INTEGER NPROC(25), IOUT(25), IIN(25), CI(35,35), IPATH(25), ICON(25)
REAL LENGHT(35,35), LAMD(35,35), TEM(35,35), LAMD1(35,35), LOAD(25)
REAL U(35,35), TEMT(25), UT(25), LAMT(25), TEMAN(35,35), UTT(25)
REAL TIMALC(35,35), E(25), CCKW(25), CCKWH(25), VAR1(35), VAR2(35)
REAL VAR3(35)
COMMON /A/C, I1, TIPROC, K, NUMC, IN, IPROX, INI, INII, TIMP, NPROC, PROB
COMMON /A/IOUT, IIN, CI, IPATH, ICON, LENGHT, LAMD, TEM, LOAD, TEMT
COMMON /A/UT, LAMT, TEMAN, UTT, TIMALC, E, CCKW, CCKWH, NUMAX, NN
COMMON /B/U, LAMD1, VAR1, VAR2, VAR3, VAL1, VAL2, KJ
DO 1 M4=1, NN
  KJ=1
  DO 2 I=1, 35
    DO 3 J=1, 35
      U(I, J)=0.
3    CONTINUE
2    CONTINUE
  DO 4 I=1, 30
    VAR1(I)=0.
    VAR2(I)=0.
    VAR3(I)=0.
4    CONTINUE
  LL=K(M4)
  LSUM=0
  DO 5 J=1, LL
    LSUM=I1(J, LL)+LSUM
5    CONTINUE
  SU=0.
  SL=0.
 >NNL=LSUM-1
  DO 6 MI2=1,>NNL
    IMI=LSUM-MI2+1
    IMII=IMI-1
    MTAB1=IN(IMI, LL)
    MTAB2=IN(IMII, LL)
    U(MTAB2, MTAB1)=LAMD1(MTAB2, MTAB1)*TEM(MTAB2, MTAB1)
    SU=SU+U(MTAB2, MTAB1)
    SL=SL+LAMD1(MTAB2, MTAB1)
    CALL EVAL(MTAB2, MTAB1)
    IF(MTAB2.EQ.1) THEN
      GOTO 7
    ELSE
      ENDIF
6    CONTINUE
7    NMI=LSUM-1
  DO 8 JP=1, NMI

```

```

LXI=LSUM-JP
KOUN=IN(LXI,LL)
KOUN1=KOUN+1
DO 9 I=KOUN1,NUMAX
NNI=I
DO 10 MQ=1,LSUM
IF(I.EQ.IN(MQ,LL)) GOTO 9
10 CONTINUE
IF (C(KOUN,I).EQ.1) THEN
GOTO 11
ELSE
ENDIF
GOTO 9
11 IPROC=TJPROC(KOUN,I)
GOTO (70,80,90,80,80,80),IPROC
C ELEMENTO SIN PROTECCION
70 U(KOUN,I)=LAMD1(KOUN,I)*TEM(KOUN,I)
SU=SU+U(KOUN,I)
SL=SL+LAMD1(KOUN,I)
GOTO 12
C PROTECCION CON DISPOSITIVO INSTANTANEO
80 IF(CI(KOUN,I).EQ.1) THEN
GOTO 9
ELSE
U(KOUN,I)=LAMD1(KOUN,I)*TEM(KOUN,I)
SU=SU+U(KOUN,I)
SL=SL+LAMD1(KOUN,I)
ENDIF
CALL EVAL(KOUN,I)
GOTO 9
C PROTECCION CON SECCIONADOR MANUAL
90 IF(CI(KOUN,I).EQ.1) THEN
U(KOUN,I)=LAMD1(KOUN,I)*TEMAN(KOUN,I)
SU=SU+U(KOUN,I)
SL=SL+LAMD1(KOUN,I)
ELSE
U(KOUN,I)=LAMD1(KOUN,I)*TEM(KOUN,I)
SU=SU+U(KOUN,I)
SL=SL+LAMD1(KOUN,I)
ENDIF
12 CALL EVAL(KOUN,I)
MP=0
DO 15 J=1,NN
LX0=K(J)
LSUM1=0
DO 16 L=1,LX0
LSUM1=I1(L,LX0)+LSUM1
16 CONTINUE
KSUM=LSUM1-1
DO 20 M=1,KSUM
IF(NNI.EQ.IN(M,LX0)) THEN
MP=MP+1
ICON(MP)=LX0
ELSE

```

```

      ENDTF
20  CONTINUE
15  CONTINUE
    IF(MP.EQ.0) GOTO 9
    DO 30 LJ=1,MP
      IP=ICON(LJ)
89   IPO=IP-1
    DO 35 J=1,IPO
      NOME=IP-J
      IF(C(NOME,IP).EQ.1)
        IPROC=TIPROC(NOME,IP)
      GOTO 36
    ELSE
      ENDTF
35  CONTINUE
36  IF(U(NOME,IP).NE.0) GOTO 103
    IX=NOME
    MS=1
40  DO 45 MR=1,IX
      MIN=IX-MR+1
      IF(C(MIN,IX).EQ.1) THEN
        NPROC(MS)=TIPROC(MIN,IX)
        IOUT(MS)=IX
        IIN(MS)=MIN
      ELSE
        ENDTF
45  CONTINUE
    IX=IIN(MS)
    IF(IX.NE.KOUN) THEN
      MS=MS+1
      GOTO 40
    ELSE
      ENDTF
    DO 97 MG=1,MS
      INDX=NPROC(MG)
      GOTO(97,63,97,63,63,63),INDX
97  CONTINUE
    DO 50 MB=1,MS
      IND=NPROC(MB)
C   PROTECCION DE LOS COMPONENTES PREDECESORES
      GOTO (50,63,64,63,63,63),IND
50  CONTINUE
C   NINGUNA PROTECCION
      GOTO (110,120,130,120,120,120),IPROC
C   PROTECCION AUTOMATICA INSTANTANEA
63  GOTO 103
C   SECCIONADOR MANUAL
64  GOTO (140,150,160,150,150,150),IPROC
110 U(NOME,IP)=LAMDI(NOME,IP)*TEM(NOME,IP)
    SU=SU+U(NOME,IP)
    SL=SL+LAMDI(NOME,IP)
    GOTO 100
120 IF(CI(NOME,IP).EQ.1) THEN
    GOTO 103

```

```

ELSE
U(NOME,IP)=LAMD1(NOME,IP)*TEM(NOME,IP)
SU=SU+U(NOME,IP)
SL=SL+LAMD1(NOME,IP)
ENDIF
GOTO 100
130 IF(C1(NOME,IP).EQ.1) THEN
U(NOME,IP)=LAMD1(NOME,IP)*TEMAN(NOME,IP)
SU=SU+U(NOME,IP)
SL=SL+LAMD1(NOME,IP)
ELSE
U(NOME,IP)=LAMD1(NOME,IP)*TEM(NOME,IP)
SU=SU+U(NOME,IP)
SL=SL+LAMD1(NOME,IP)
ENDIF
GOTO 100
140 MRS=IOUT(MB)
MRS1=IIN(MB)
U(NOME,IP)=LAMD1(NOME,IP)*TEMAN(MRS1,MRS)
SU=SU+U(NOME,IP)
SL=SL+LAMD1(NOME,IP)
GOTO 100
150 IF(CI(NOME,IP).EQ.1) THEN
GOTO 103
ELSE
MRS=IOUT(MB)
MRS1=IIN(MB)
U(NOME,IP)=LAMD1(NOME,IP)*TEMAN(MRS1,MRS)
SU=SU+U(NOME,IP)
SL=SL+LAMD1(NOME,IP)
ENDIF
GOTO 100
160 IF(CI(NOME,IP).EQ.1) THEN
U(NOME,IP)=LAMD1(NOME,IP)*TEMAN(NOME,IP)
SU=SU+U(NOME,IP)
SL=SL+LAMD1(NOME,IP)
ELSE
MRS=IOUT(MB)
MRS1=IIN(MB)
U(NOME,IP)=LAMD1(NOME,IP)*TEMAN(MRS1,MRS)
SU=SU+U(NOME,IP)
SL=SL+LAMD1(NOME,IP)
ENDIF
100 CALL EVAL(NOME,IP)
103 IP=NOME
IF(IP.NE.NNI) GOTO 39
30 CONTINUE
9 CONTINUE
8 CONTINUE
TEMT(M4)=SU/SL
LAMT(M4)=SL
LIT(M4)=SU
GOTO (31,92),TIMP
31 WRITE(2,32)

```

```

32  FORMAT('1'//T21'*****'//T21'INDICES D
    *E CONFIABILIDAD PRIMARIOS'/T21'*****'
    *)
    WRITE(2,55) K(M4)
55  FORMAT(/'
    * _____'//30X'PUNTO DE CARGA'I3//T1'COMPONENTE FALLAD
    *A',3X'TASA DE FALLA',3X'TIEMPO DE REPARACION',3X'TIEMPO DE SALIDA'
    */T6' NODOS ',T23'(FALLAS/ANO)',T44'(HORAS)',T63'(HORAS/ANO)'/')
    * _____'
    * _____'/T2'ENTRADA',2X'SALIDA')
    NON=kJ-1
    DO 75 JJ=1,NON
    IF(VAR1(JJ).NE.0.0) THEN
    WRITE(2,60) VAL1(JJ),VAL2(JJ),VAR2(JJ),VAR3(JJ),VAR1(JJ)
60  FORMAT(/T4,I3,T11,I3,T23,F6.3,T46,F6.3,T66,F7.3)
    ELSE
    ENDIF
75  CONTINUE
    WRITE(2,85) LAMT(M4),TEMT(M4),UT(M4)
85  FORMAT(/T22'
    * _____'//T12'TOTAL',T23,F6.3,T46,F6.3,T66,F6.3)
    GOTO 1
92  IF(M4.EQ.1) THEN
    WRITE(2,95)
95  FORMAT('1'//T21'*****'//T21'INDICES D
    *E CONFIABILIDAD PRIMARIOS'/T21'*****'
    *)
    WRITE(2,115)
115  FORMAT(/'
    * _____'//T2'PUNTO DE CARGA'3X'TASA DE FALLA'3X'TIEMPO DE
    * REPARACION'3X'TIEMPO DE SALIDA'/T8'#',T19,'(FALLAS/ANO)',T41'(HOR
    *AS)',T61'(HORAS/ANO)'/')
    * _____')
    ELSE
    ENDIF
    WRITE(2,105) K(M4),LAMT(M4),TEMT(M4),UT(M4)
105  FORMAT(/T6,I3,T21,F6.3,T42,F6.3,T62,F7.3)
1  CONTINUE
    RETURN
    END

```

```
C
C
C      *SUBROUTINA EVAL*
C
C      SUBROUTINA QUE ALMACEMA LOS INDICES PRIMARIOS EN UN ARREGLO
C
C      SUBROUTINE EVAL(IX,IY)
C      REAL VAR1(35),VAR2(35),VAR3(35),U(35,35),LAMD1(35,35)
C      INTEGER VAL1(35),VAL2(35)
C      COMMON /B/U,LAMD1,VAR1,VAR2,VAR3,VAL1,VAL2,KJ
C      VAL1(KJ)=IX
C      VAL2(KJ)=IY
C      VAR1(KJ)=U(IX,IY)
C      VAR2(KJ)=LAMD1(IX,IY)
C      VAR3(KJ)=U(IX,IY)/LAMD1(IX,IY)
C      KJ=KJ+1
C      RETURN
C      END
```

## CAPITULO 7

### APLICACIONES A LA PROTECCION DE UN SISTEMA RADIAL DE DISTRIBUCION

#### 7.1 APLICACION DEL PROGRAMA A UNA ALIMENTADORA DE DISTRIBUCION TIPICA

Este capítulo está destinado a la aplicación de los programas desarrollados en esta tesis, para ello se escogió una alimentadora típica de tipo radial, con un punto de interconexión para efectuar transferencia de carga (nodo 11), a esta alimentadora la identificaremos con el nombre de "modelo".

El nodo o barra de generación es rotulado con el número 1 y el resto de nodos es numerado de acuerdo a las reglas explicadas en el numeral 1 de la sección 6.3.

Nuestro objetivo será encontrar un esquema de protección y seccionamiento para la alimentadora modelo que garantice un buen nivel de confiabilidad a un costo mínimo.

El plan de estudio será considerar primero un sistema de protección elemental sin más componentes que un solo reconectador colocado al arranque de la alimentadora, ver figura 7.1, esta alterna-



tiva que la denominaremos caso base nos dará los niveles mínimos de confiabilidad, pero sin embargo nos proporcionará la pauta para efectos de comparación con las otras alternativas consideradas, los resultados se muestran en las páginas siguientes a la fig 7.1 (pag. 176).

Luego consideraremos la alternativa de protección 1, en la cual se incorporan al sistema de protección varios portafusibles ubicados en los ramales laterales más importantes, ver la fig. 7.2 los resultados obtenidos para esta alternativa se muestran a partir de la página 187.

La alternativa 2 incluirá la presencia de 2 seccionadores automáticos en la troncal de la alimentadora tal como lo muestra el diagrama unifilar de la fig. 7.3, los resultados se muestran a partir de la página 193.

En la alternativa 3 se considera la inclusión de 2 seccionadores manuales montados en la troncal de la alimentadora, fig. 7.4, los resultados y diagrama unifilar se muestran a partir de la página 198.

La cuarta y última alternativa de protección incorpora 3 nuevos portafusible y un seccionador manual tal como se muestra en la fig. 7.5 los resultados obtenidos al correr el programa RELIB, se muestran a partir de la página 220.

Adicionalmente se han considerado 2 casos que pueden presentarse con mucha frecuencia en las redes de distribución :

a) La ausencia de un punto de interconexión, lo cual impide completamente la posibilidad de efectuar alguna transferencia de carga.

El esquema utilizado fué similar al de la alternativa 3 exceptuando el seccionador de transferencia N.A tal como se muestra en la figura 7.6, los resultados se muestran a continuación de la página 226.

b) El segundo caso considerado es también muy frecuente en las redes de distribución , y se presenta por la incapacidad de ciertos sistemas de poder efectuar la transferencia de carga a un 100%, ya sea por limitaciones de las líneas de transmisión de energía o del sistema de generación.

En el ejemplo se ha consiferado una probabilidad de trsferencia de carga igual a 0.80 .

Los resultados y diagrama unifilar se presentan a partir de la página 231.

## 7.2 ANALISIS DE RESULTADOS

De todos los resultados obtenidos al correr el programa, es fácil observar que la configuración que muestra el menor nivel de confiabilidad tanto desde el punto de vista del usuario como de la

carga es el caso base, ya que al no existir más protección que el reconectador ubicado en la subestación cualquier falla de un componente llevará a la alimentadora al estado fallado, por eso todos los puntos de carga presentan el mismo nivel de confiabilidad. Además es necesario que transcurra el tiempo de reparación del componente fallado para poder llevar nuevamente a la alimentadora al estado de funcionamiento.

La evaluación de costos nos indica que al no existir ninguna inversión destinada para mejorar la funcionabilidad de la alimentadora, el costo de salida de servicio por abonado es el más alto de todas las alternativas que se estudiaron, ya que la energía no suministrada es significativamente mayor que en los otros casos.

Notese que para mayor simplicidad en todos los casos analizados se desprecia el incremento de los costos por concepto de pérdidas en la alimentadora.

La alternativa 1 considera la instalación de portafusibles en varios ramales laterales, se puede apreciar una notable mejoría en la confiabilidad de la alimentadora, tanto la frecuencia como la duración de salida anual disminuyen significativamente a un costo relativamente bajo como resultado de la instalación de los portafusible.

La energía no suministrada anualmente disminuye casi al 50 % con respecto al caso base, podemos concluir que resulta muy ventajosa la inversión realizada, ya que además de mejorar significativamente la confiabilidad de la alimentadora los costos de salida se reducen al 68 % con una mínima inversión.

En la alternativa 2 se considera la inclusión de 2 seccionalizadores en la troncal de la alimentadora, separados a una distancia prudencial.

Nuevamente se produce un aumento de la disponibilidad del sistema, así como una disminución de la frecuencia y duración de salida, lo cual trae como resultado una disminución de la energía no suministrada de 48.05 % con respecto a la alternativa anterior y de 74.5 % al caso base.

Los costos de salida de servicio presentan también una disminución del 38 % relativo a la alternativa 1, podemos entonces concluir que la inversión efectuada si es justificada ya que se han mejorado tanto la confiabilidad de la alimentadora así como sus costos de salida de servicio.

En la alternativa 3 se incluyen 2 seccionadores manuales colocados en la troncal de la alimentadora, de los resultados obtenidos podemos observar que la frecuencia de interrupción no varía con respecto al caso anterior, pues los seccionadores

manuales no producen una disminución de los índices de frecuencia de interrupción, ya que estos no aíslan la falla en forma instantánea, y es necesario que se cumplan las maniobras de desconexión para poder aislar la zona afectada.

Pero estos equipos si introducen una disminución de la duración de salida anual lo cual se puede apreciar en los resultados obtenidos. Esta disminución es debida a que los tiempos de maniobra de los seccionadores es normalmente mucho menor que el tiempo de reparación de la línea.

También se observa que los costos de salida disminuyen en un 4 % con respecto al caso anterior lo cual indica que esta alternativa es más ventajosa que la anterior ya que en general se tiene un aumento de disponibilidad y una disminución de los costos de salida .

La alternativa 4 considera la adición de 3 portafusibles y 1 seccionador manual, se puede apreciar aquí que la disponibilidad ha aumentado así como la frecuencia y duración de interrupción anual disminuyen ligeramente, también la energía no suministrada ha disminuido un 5.8 % con respecto al caso anterior , pero sin embargo la evaluación económica nos indica que se ha producido un incremento en los costos de salida, esto quiere decir que el pequeño aumento de confiabilidad en la

alimentadora no justifica plenamente la inversión realizada, en otras palabras el monto de las inversiones supera a la disminución de gastos tales como pérdidas por energía no vendida y costos al usuario.

Podemos concluir que la alternativa 3 es más conveniente que la alternativa 4.

Los últimos 2 ejemplos presentan la misma configuración de la alternativa 3, sin embargo se consideran 2 situaciones que lo hacen diferente de ella :

El primer ejemplo considera que no existe transferencia de carga, esta situación provoca un deterioro considerable de la confiabilidad de la alimentadora, también se produce un incremento en los costos de salida lo cual es razonable considerando que se ha producido un aumento de la energía no suministrada.

Se observa que los puntos de carga que se encuentran más cercanos al nodo 11 (punto de interconexión de la alternativa 3) experimentan una considerable disminución de la confiabilidad, como consecuencia de que ya no es posible en muchos casos restablecer el servicio a estos puntos de carga cuando se produce una falla que los afecte. La segunda situación que se presenta con mucha frecuencia radica en que no siempre es posible

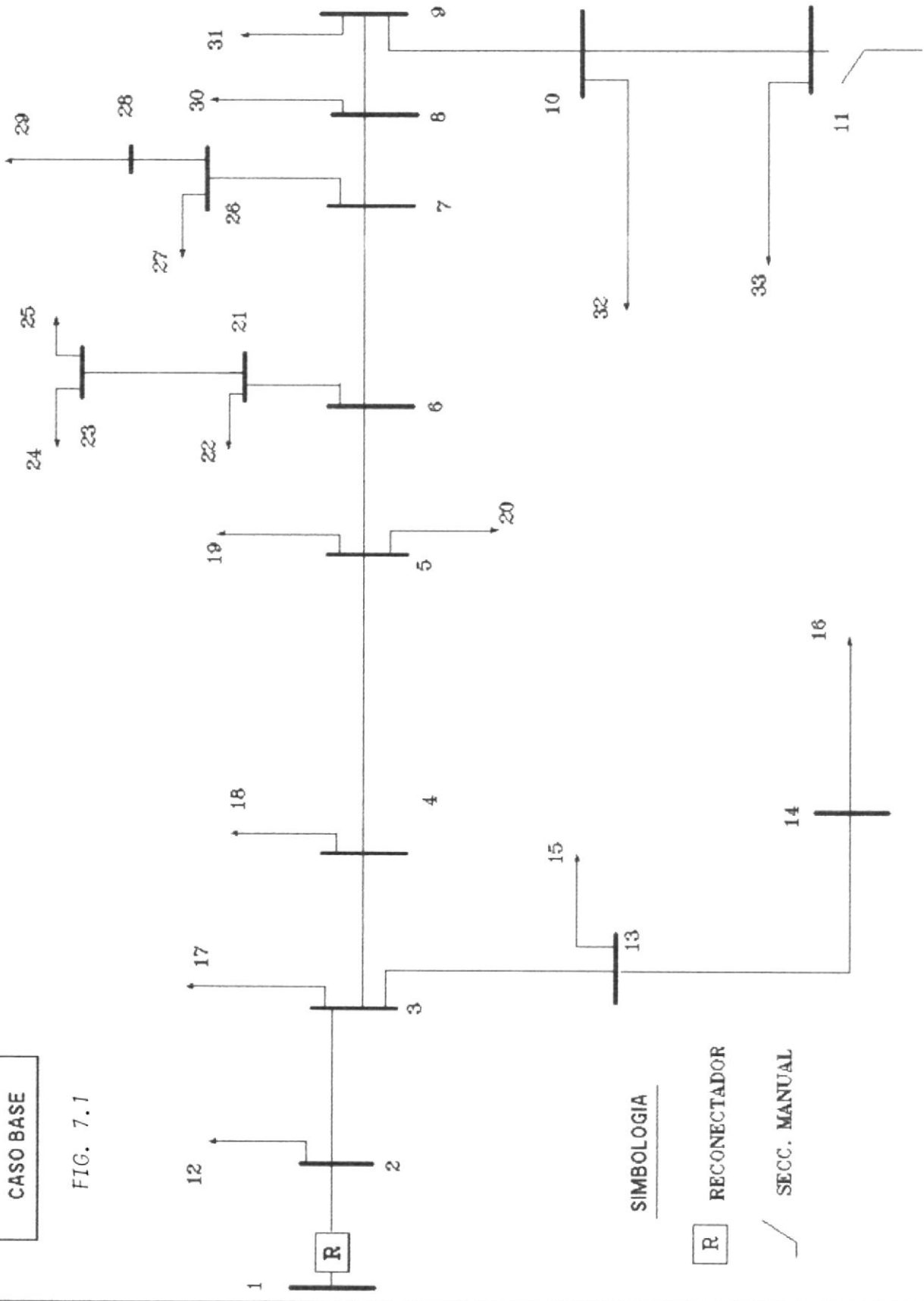
transferir toda la carga, para analizar los efectos que se producen por esta situación consideraremos que la probabilidad de transferencia se reduce un 20 % con respecto a la alternativa 3. Se aprecia que la disminución de la capacidad para efectuar transferencia de carga en nada modifica la frecuencia de falla pero sin embargo si se produce un incremento en la duración de interrupción anual debido a que muchos usuarios ya no podran ser servidos y quedarán desconectados, obviamente se aprecia un aumento de la energía no suministrada trayendo como consecuencia un aumento en los costos de salida.

### 7.3 LISTADO DE RESULTADOS OBTENIDOS

A partir de la siguiente página se presentan los resultados obtenidos para las diversas alternativas descritas en las secciones precedentes.

CASO BASE

FIG. 7.1



SIMBOLOGIA

R RECONNECTADOR

SECC. MANUAL



\*\*\*\*\*  
EVALUACION DE LOS INDICES DE  
CONFIABILIDAD  
\*\*\*\*\*

XXX	XXX	XXX	XXX	X
X	X	X X	X X	X
XXX	XXX	XXX	X X	X
X	X	X	X X	X
XXX	XXX	X	XXX	XXX

ALIM. S/PROTEC. P(TRANSF)=1.0

ALIMENTADORA : MODELO

NUMERO DE COMPONENTES : 32

NUMERO DE PUNTOS DE CARGA : 16

\*\*\*\*\*  
DATOS DE COMPONENTES  
\*\*\*\*\*

NODO ENT. - SAL.	TASA DE FALLA (FALLAS/ANO)	TIEMPO DE REPARACION (HORAS)	TIPO PROTECCION	TIEMPO DE MANIOBRA (HORAS)
1 2	.287	5.40	RECONECTADOR	.150
2 3	.617	5.40	NINGUNA	.000
2 12	.008	4.60	NINGUNA	.000
3 4	.331	5.40	NINGUNA	.000
3 13	1.914	4.60	NINGUNA	.000
3 17	.006	4.60	NINGUNA	.000
4 5	.882	5.40	NINGUNA	.000
4 18	.303	4.60	NINGUNA	.000
5 6	.331	5.40	NINGUNA	.000
5 19	.018	4.60	NINGUNA	.000
5 20	.034	4.60	NINGUNA	.000
6 7	.661	5.40	NINGUNA	.000
6 21	.303	4.60	NINGUNA	.000
7 8	.220	5.40	NINGUNA	.000
7 26	.319	4.60	NINGUNA	.000
8 9	.419	5.40	NINGUNA	.000
8 30	.265	4.60	NINGUNA	.000
9 10	.583	5.40	NINGUNA	.000

9	31	.076	4.60	NINGUNA	.000
10	11	.932	5.40	NINGUNA	.000
10	32	.663	4.60	NINGUNA	.000
11	33	.398	4.60	NINGUNA	.000
13	14	3.191	4.60	NINGUNA	.000
13	15	.016	4.60	NINGUNA	.000
14	16	1.276		NINGUNA	.000
21	22	.022	4.60	NINGUNA	.000
21	23	.479	4.60	NINGUNA	.000
23	24	.112	4.60	NINGUNA	.000
23	25	.027	4.60	NINGUNA	.000
26	27	.048	4.60	NINGUNA	.000
26	28	.479	4.60	NINGUNA	.000
28	29	.638	4.60	NINGUNA	.000

\*\*\*\*\*  
PARAMETROS CLIMATICOS  
\*\*\*\*\*

NODO ENT. - SAL.		TASA FALLA TIEMPO ADVERSO (FALLAS/ANO)	TIEMPO NORMAL (HORAS)	TIEMPO ADVERSO (HORAS)
1	2	5.500	300.00	4.00
2	3	5.500	300.00	4.00
2	12	5.500	300.00	4.00
3	4	5.500	300.00	4.00
3	13	5.500	300.00	4.00
3	17	5.500	300.00	4.00
4	5	5.500	300.00	4.00
4	18	5.500	300.00	4.00
5	6	5.500	300.00	4.00
5	19	5.500	300.00	4.00
5	20	5.500	300.00	4.00
6	7	5.500	300.00	4.00
6	21	5.500	300.00	4.00
7	8	5.500	300.00	4.00
7	26	5.500	300.00	4.00
8	9	5.800	295.00	4.40
8	30	5.800	295.00	4.40
9	10	5.800	295.00	4.40
9	31	5.800	295.00	4.40
10	11	5.800	295.00	4.40
10	32	5.800	295.00	4.40
11	33	5.800	295.00	4.40
13	14	5.500	300.00	4.00
13	15	5.500	300.00	4.00

14	16	5.500	300.00	4.00
21	22	5.500	300.00	4.00
21	23	5.500	300.00	4.00
23	24	5.500	300.00	4.00
23	25	5.500	300.00	4.00
26	27	5.500	300.00	4.00
26	28	5.500	300.00	4.00
28	29	5.500	300.00	4.00

\*\*\*\*\*  
 DATOS DE CARGA Y COSTOS  
 \*\*\*\*\*

NODO	NUMERO DE USUARIOS	CARGA PROMEDIO (KW)	COSTOS/KW	COSTOS/KWH NO SUMINISTRADO
12	10	125.00	28.500	32.800
15	2	240.00	180.000	210.000
16	280	410.00	30.400	34.100
17	2	25.00	29.000	32.000
18	99	150.00	32.000	36.000
19	77	112.50	30.400	34.100
20	167	340.00	29.500	32.600
22	112	210.00	30.400	34.100
24	70	175.00	30.400	34.100
25	15	50.00	28.200	31.400
27	36	70.00	29.500	32.900
29	152	370.00	33.000	37.000
30	7	15.00	30.400	34.100
31	38	75.00	30.400	35.800
32	42	60.00	29.500	32.400
33	16	35.00	27.300	33.900

\*\*\*\*\*  
PARAMETROS ECONOMICOS  
\*\*\*\*\*

TASA DE ACTUALIZACION : .000

INVERSIONES : S/ .00

GASTOS DE MANTENIMIENTO : S/ .000

INCREMENTOS EN GASTOS POR PERDIDAS DEL SISTEMAS : S/ .000

PERDIDAS DE INGRESOS POR KWH NO SUMINISTRADO : S/ 15.000

VIDA UTIL PROMEDIO DE LOS EQUIPOS INCORPORADOS : 0 AÑOS

\*\*\*\*\*  
 INDICES DE CONFIABILIDAD PRIMARIOS  
 \*\*\*\*\*

PUNTO DE CARGA #	TASA DE FALLA (FALLAS/ANO)	TIEMPO DE REPARACION (HORAS)	TIEMPO DE SALIDA (HORAS/ANO)
12	15.857	4.865	77.150
15	15.857	4.865	77.150
16	15.857	4.865	77.150
17	15.857	4.865	77.150
18	15.857	4.865	77.150
19	15.857	4.865	77.150
20	15.857	4.865	77.150
22	15.857	4.865	77.150
24	15.857	4.865	77.150
25	15.857	4.865	77.150
27	15.857	4.865	77.150
29	15.857	4.865	77.150
30	15.857	4.865	77.150
31	15.857	4.865	77.150
32	15.857	4.865	77.150
33	15.857	4.865	77.150



\*\*\*\*\*  
 INDICES DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA  
 \*\*\*\*\*

SAIFI .....	15.8565	INTERRUPCIONES/ANO/CONSUMIDOR
SAIDI .....	77.1497	HORAS/ANO/CONSUMIDOR
CAIDI .....	4.8655	HORAS/INTERRUPCIONES/CONSUMIDOR
ASAI .....	.99119300	
ASUI .....	.00880700	
AI IFI .....	15.8565	INTERRUPCIONES/ANO/KW
ALIDI .....	77.1497	HORAS/ANO/KW
ENS .....	189981.20	KWH/ANO
AENS .....	168.8721	KWH/ANO/CONSUMIDOR

\*\*\*\*\*  
 EVALUACION ECONOMICA DE LA ALTERNATIVA  
 \*\*\*\*\*

ENERGIA NO SUMINISTRADA= 189981.20 KWH

COSTO ANUAL. DE LA INVERSION DE MEJORAMIENTO DEL SIST.= S/ .00

COSTO ANUALIZADO DE MANTENIMIENTO= S/ .00

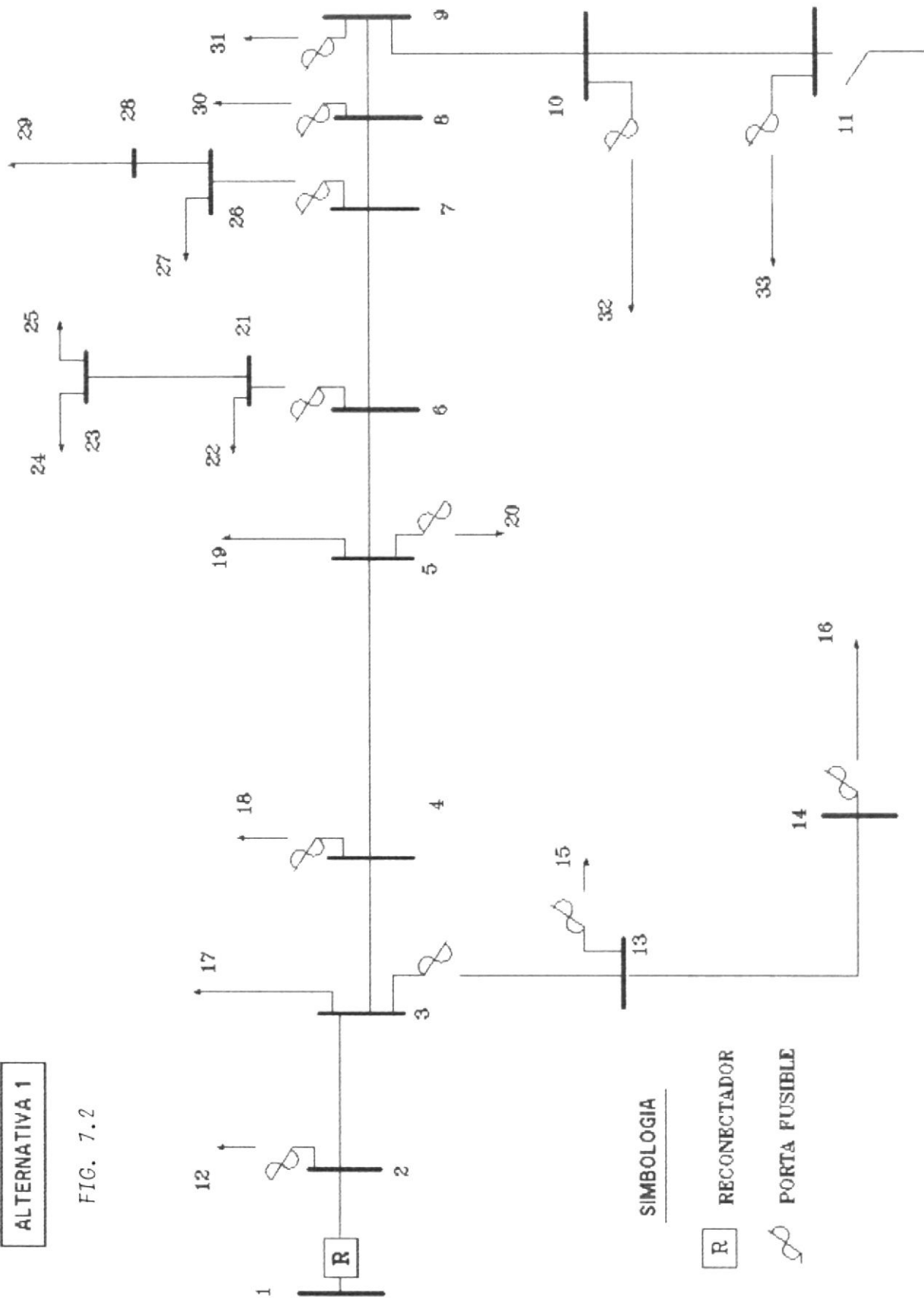
INCREMENTO ANUALIZADO DEL COSTO DE LAS PERDIDAS= S/ .00

COSTO TOTAL DE LA ALTERNATIVA= S/11529570.00

COSTO POR ABONADO=10248.51 S/CLIENTE

ALTERNATIVA 1

FIG. 7.2



ALIM. C/PROTEC. LATERAL P(TRANSF)=1.0

ALIMENTADORA : MODELO

NUMERO DE COMPONENTES : 32

NUMERO DE PUNTOS DE CARGA : 16

\*\*\*\*\*  
DATOS DE COMPONENTES  
\*\*\*\*\*

NODO ENT. - SAL.	TASA DE FALLA (FALLAS/ANO)	TIEMPO DE REPARACION (HORAS)	TIPO PROTECCION	TIEMPO DE MANIOBR (HORAS)
1 2	.287	5.40	RECONNECTADOR	.150
2 3	.617	5.40	NINGUNA	.000
2 12	.008	4.60	PORTA FUSIBLE	.600
3 4	.331	5.40	NINGUNA	.000
3 13	1.914	4.60	PORTA FUSIBLE	.600
3 17	.006	4.60	NINGUNA	.000
4 5	.882	5.40	NINGUNA	.000
4 18	.303	4.60	PORTA FUSIBLE	.700
5 6	.331	5.40	NINGUNA	.000
5 19	.018	4.60	NINGUNA	.000
5 20	.034	4.60	PORTA FUSIBLE	.700
6 7	.661	5.40	NINGUNA	.000
6 21	.303	4.60	PORTA FUSIBLE	.600
7 8	.220	5.40	NINGUNA	.000
7 26	.319	4.60	PORTA FUSIBLE	.700
8 9	.419	5.40	NINGUNA	.000
8 30	.265	4.60	PORTA FUSIBLE	.800

9	10	.583	5.40	NINGUNA	.000
9	31	.076	4.60	PORTA FUSIBLE	.800
10	11	.932	5.40	NINGUNA	.000
10	32	.663	4.60	PORTA FUSIBLE	.800
11	33	.398	4.60	PORTA FUSIBLE	.800
13	14	3.191	4.60	NINGUNA	.000
13	15	.016	4.60	PORTA FUSIBLE	.600
14	16	1.276	4.60	PORTA FUSIBLE	.600
21	22	.022	4.60	NINGUNA	.000
21	23	.479	4.60	NINGUNA	.000
23	24	.112	4.60	NINGUNA	.000
23	25	.027	4.60	NINGUNA	.000
26	27	.048	4.60	NINGUNA	.000
26	28	.479	4.60	NINGUNA	.000
28	29	.638	4.60	NINGUNA	.000

\*\*\*\*\*  
PARAMETROS ECONOMICOS  
\*\*\*\*\*

TASA DE ACTUALIZACION : .100

INVERSIONES : S/ 770000.00

GASTOS DE MANTENIMIENTO : S/ 15000.000

INCREMENTOS EN GASTOS POR PERDIDAS DEL SISTEMAS : S/ .000

PERDIDAS DE INGRESOS POR KWH NO SUMINISTRADO : S/ 15.000

VIDA UTIL PROMEDIO DE LOS EQUIPOS INCORPORADOS : 15 ANOS

\*\*\*\*\*  
 INDICES DE CONFIABILIDAD PRIMARIOS  
 \*\*\*\*\*

PUNTO DE CARGA #	TASA DE FALLA (FALLAS/ANO)	TIEMPO DE REPARACION (HORAS)	TIEMPO DE SALIDA (HORAS/ANO)
12	5.294	5.395	28.563
15	10.407	5.004	52.083
16	11.668	4.961	57.881
17	5.286	5.396	28.526
18	5.589	5.353	29.920
19	5.286	5.396	28.526
20	5.320	5.391	28.680
22	6.228	5.276	32.859
24	6.228	5.276	32.859
25	6.228	5.276	32.859
27	6.770	5.222	35.351
29	6.770	5.222	35.351
30	5.551	5.358	29.746
31	5.362	5.385	28.876
32	5.949	5.308	31.576
33	5.684	5.341	30.356

\*\*\*\*\*  
 INDICES DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA  
 \*\*\*\*\*

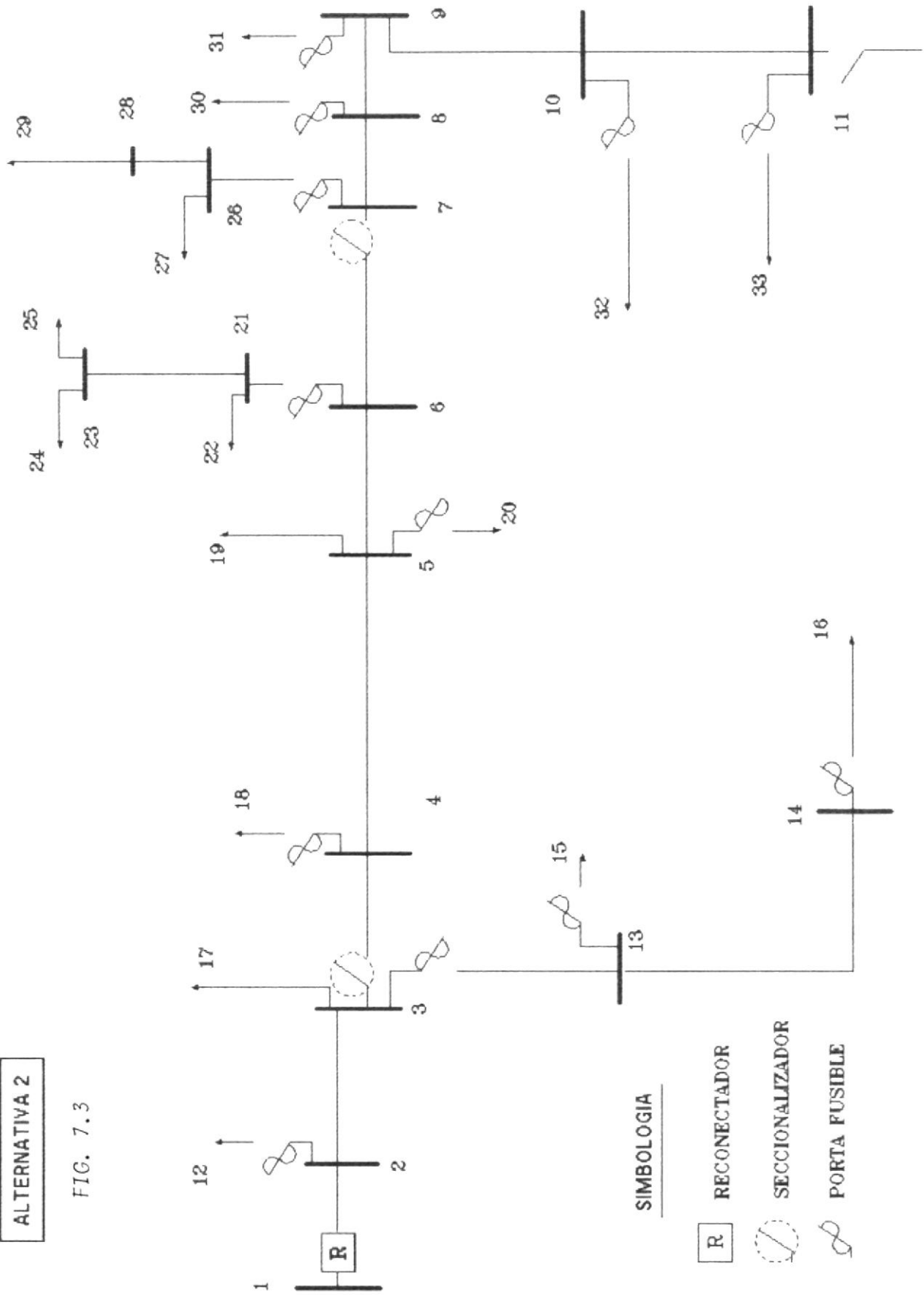
SAIFI .....	7.3627	INTERRUPCIONES/ANO/CONSUMIDOR
SAIDI .....	38.0783	HORAS/ANO/CONSUMIDOR
CAIDI .....	5.1718	HORAS/INTERRUPCIONES/CONSUMIDOR
ASAI .....	.99565320	
ASUI .....	.00434685	
ALIFI .....	7.3285	INTERRUPCIONES/ANO/KW
ALIDI .....	37.9207	HORAS/ANO/KW
ENS .....	93379.60	KWH/ANO
AENS .....	83.0041	KWH/ANO/CONSUMIDOR

\*\*\*\*\*  
 EVALUACION ECONOMICA DE LA ALTERNATIVA  
 \*\*\*\*\*

ENERGIA NO SUMINISTRADA= 93379.60 KWH  
 COSTO ANUAL. DE LA INVERSION DE MEJORAMIENTO DEL SIST.= S/ 101234.80  
 COSTO ANUALIZADO DE MANTENIMIENTO= S/ 15000.00  
 INCREMENTO ANUALIZADO DEL COSTO DE LAS PERDIDAS= S/ .00  
 COSTO TOTAL DE LA ALTERNATIVA= S/ 7843460.00  
 COSTO POR ABONADO= 6971.96 S/CLIENTE

ALTERNATIVA 2

FIG. 7.3



SIMBOLOGIA

R RECONECTOR

SECCIONALIZADOR

PORTA FUSIBLE



ALIM. C/PROTEC. LATERAL/TRONCAL P(TRANSF)=1.0

ALIMENTADORA : MODELO

NUMERO DE COMPONENTES : 32

NUMERO DE PUNTOS DE CARGA : 16

\*\*\*\*\*  
DATOS DE COMPONENTES  
\*\*\*\*\*

NODO ENT. - SAL.	TASA DE FALLA (FALLAS/ANO)	TIEMPO DE REPARACION (HORAS)	TIPO PROTECCION	TIEMPO DE MANIOBRA (HORAS)	
1	2	.287	5.40	RECONNECTADOR	.150
2	3	.617	5.40	NINGUNA	.000
2	12	.008	4.60	PORTA FUSIBLE	.600
3	4	.331	5.40	SECCIONALIZAD	.600
3	13	1.914	4.60	PORTA FUSIBLE	.600
3	17	.006	4.60	NINGUNA	.000
4	5	.882	5.40	NINGUNA	.000
4	18	.303	4.60	PORTA FUSIBLE	.700
5	6	.331	5.40	NINGUNA	.000
5	19	.018	4.60	NINGUNA	.000
5	20	.034	4.60	PORTA FUSIBLE	.700
6	7	.661	5.40		
6	21	.303	4.60	PORTA FUSIBLE	.600
7	8	.220	5.40	NINGUNA	.000
7	26	.319	4.60	PORTA FUSIBLE	.700
8	9	.419	5.40	NINGUNA	.000
8	30	.265	4.60	PORTA FUSIBLE	.800
9	10	.583	5.40	NINGUNA	.000

9	31	.076	4.60	PORTA FUSIBLE	.800
10	11	.932	5.40	NINGUNA	.000
10	32	.663	4.60	PORTA FUSIBLE	.800
11	33	.398	4.60	PORTA FUSIBLE	.800
13	14	3.191	4.60	NINGUNA	.000
13	15	.016	4.60	PORTA FUSIBLE	.600
14	16	1.276	4.60	PORTA FUSIBLE	.600
21	22	.022	4.60	NINGUNA	.000
21	23	.479	4.60	NINGUNA	.000
23	24	.112	4.60	NINGUNA	.000
23	25	.027	4.60	NINGUNA	.000
26	27	.048	4.60	NINGUNA	.000
26	28	.479	4.60	NINGUNA	.000
28	29	.638	4.60	NINGUNA	.000

\*\*\*\*\*  
PARAMETROS ECONOMICOS  
\*\*\*\*\*

TASA DE ACTUALIZACION : .100

INVERSIONES : S/ 4770000.00

GASTOS DE MANTENIMIENTO : S/ 25000.000

INCREMENTOS EN GASTOS POR PERDIDAS DEL SISTEMAS : S/ .000

PERDIDAS DE INGRESOS POR KWH NO SUMINISTRADO : S/ 15.000

VIDA UTIL PROMEDIO DE LOS EQUIPOS INCORPORADOS : 15 ANOS

\*\*\*\*\*  
 INDICES DE CONFIABILIDAD PRIMARIOS  
 \*\*\*\*\*

PUNTO DE CARGA #	TASA DE FALLA (FALLAS/ANO)	TIEMPO DE REPARACION (HORAS)	TIEMPO DE SALIDA (HORAS/ANO)
12	.918	5.387	4.946
15	6.031	4.720	28.466
16	7.292	4.699	34.264
17	.910	5.394	4.909
18	3.435	4.054	13.922
19	3.131	4.001	12.528
20	3.165	4.007	12.682
22	4.073	4.139	16.861
24	4.073	4.139	16.861
25	4.073	4.139	16.861
27	6.770	3.004	20.339
29	6.770	3.004	20.339
30	5.551	2.654	14.734
31	5.362	2.586	13.864
32	5.949	2.784	16.564
33	5.684	2.699	15.344

\*\*\*\*\*  
 INDICES DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA  
 \*\*\*\*\*

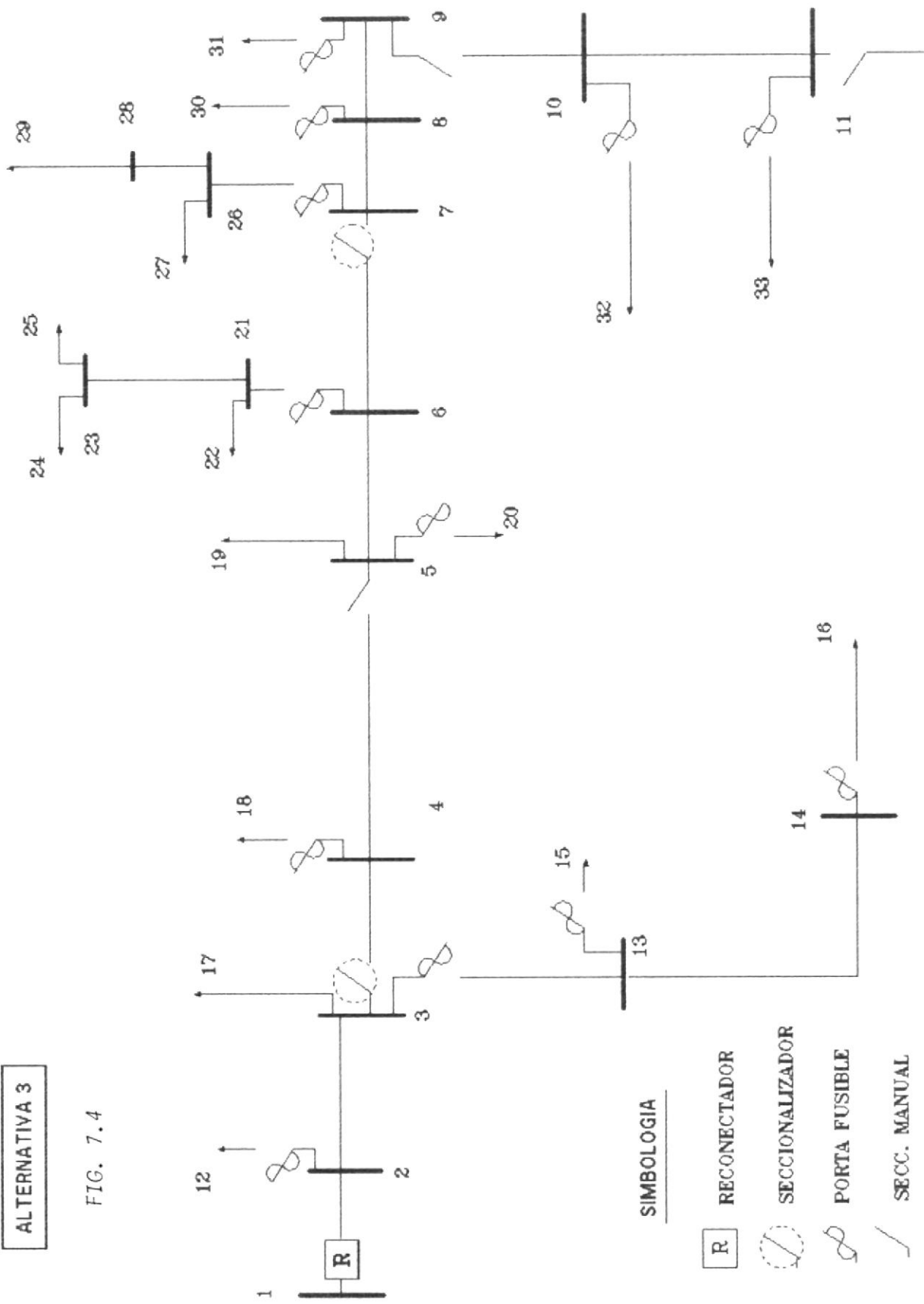
SAIFI .....	5.1849	INTERRUPCIONES/ANO/CONSUMIDOR
SAIDI .....	20.3445	HORAS/ANO/CONSUMIDOR
CAIDI .....	3.9238	HORAS/INTERRUPCIONES/CONSUMIDOR
ASAI .....	.99767750	
ASUI .....	.00232249	
ALIFI .....	4.9990	INTERRUPCIONES/ANO/KW
ALIDI .....	19.6980	HORAS/ANO/KW
ENS .....	48506.25	KWH/ANO
AENS .....	43.1167	KWH/ANO/CONSUMIDOR

\*\*\*\*\*  
 EVALUACION ECONOMICA DE LA ALTERNATIVA  
 \*\*\*\*\*

ENERGIA NO SUMINISTRADA= 48506.25 KWH  
 COSTO ANUAL. DE LA INVERSION DE MEJORAMIENTO DEL SIST.= S/ 627129.90  
 COSTO ANUALIZADO DE MANTENIMIENTO= S/ 25000.00  
 INCREMENTO ANUALIZADO DEL COSTO DE LAS PERDIDAS= S/ .00  
 COSTO TOTAL DE LA ALTERNATIVA= S/ 4844855.00  
 COSTO POR ABONADO= 4306.54 S/CLIENTE

ALTERNATIVA 3

FIG. 7.4



SIMBOLOGIA

- R RECONECTADOR
- SECCIONALIZADOR
- PORTA FUSIBLE
- SECC. MANUAL

ALIM. C/PROTEC. LAT./TRONCAL Y SECC. MANUAL

ALIMENTADORA : MODELO

NUMERO DE COMPONENTES : 32

NUMERO DE PUNTOS DE CARGA : 16

\*\*\*\*\*  
DATOS DE COMPONENTES  
\*\*\*\*\*

NODO ENT. -	SAL.	TASA DE FALLA (FALLAS/ANO)	TIEMPO DE REPARACION (HORAS)	TIPO PROTECCION	TIEMPO DE MANIOBRA (HORAS)
1	2	.287	5.40	RECONNECTADOR	.150
2	3	.617	5.40	NINGUNA	.000
2	12	.008	4.60	PORTA FUSIBLE	.600
3	4	.331	5.40	SECCIONALIZAD	.600
3	15	.014	4.60	PORTA FUSIBLE	.600
3	17	.000	4.60	NINGUNA	.000
4	5	.882	5.40	SECC. MANUAL	.800
4	18	.303	4.60	PORTA FUSIBLE	.700
5	6	.331	5.40	NINGUNA	.000
5	19	.018	4.60	NINGUNA	.000
5	20	.034	4.60	PORTA FUSIBLE	.700
6	7	.661	5.40	SECCIONALIZAD	.600
6	21	.303	4.60	PORTA FUSIBLE	.600
7	8	.220	5.40	NINGUNA	.000
7	26	.319	4.60	PORTA FUSIBLE	.700
8	9	.419	5.40	NINGUNA	.000
8	30	.265	4.60	PORTA FUSIBLE	.800
9	10	.583	5.40	SECC. MANUAL	.800

9	31	.076	4.60	PORTA FUSIBLE	.800
10	11	.932	5.40	NINGUNA	.000
10	32	.663	4.60	PORTA FUSIBLE	.800
11	33	.398	4.60	PORTA FUSIBLE	.800
13	14	3.191	4.60	NINGUNA	.000
13	15	.016	4.60	PORTA FUSIBLE	.600
14	16	1.276	4.60	PORTA FUSIBLE	.600
21	22	.022	4.60	NINGUNA	.000
21	23	.479	4.60	NINGUNA	.000
23	24	.112	4.60	NINGUNA	.000
23	25	.027	4.60	NINGUNA	.000
26	27	.048	4.60	NINGUNA	.000
26	28	.479	4.60	NINGUNA	.000
28	29	.638	4.60	NINGUNA	.000



\*\*\*\*\*  
PARAMETROS ECONOMICOS  
\*\*\*\*\*

TASA DE ACTUALIZACION : .100

INVERSIONES : S/ 6770000.00

GASTOS DE MANTENIMIENTO : S/ 35000.000

INCREMENTOS EN GASTOS POR PERDIDAS DEL SISTEMAS : S/ .000

PERDIDAS DE INGRESOS POR KWH NO SUMINISTRADO : S/ 15.000

VIDA UTIL FROMEDIO DE LOS EQUIPOS INCORPORADOS : 15 ANOS

\*\*\*\*\*  
 INDICES DE CONFIABILIDAD PRIMARIOS  
 \*\*\*\*\*

PUNTO DE CARGA 12

COMPONENTE FALLADA NODOS		TASA DE FALLA (FALLAS/ANO)	TIEMPO DE REPARACION (HORAS)	TIEMPO DE SALIDA (HORAS/ANO)
ENTRADA	SALIDA			
2	12	.008	4.600	.037
2	3	.617	5.400	3.332
3	17	.006	4.600	.029
1	2	.287	5.400	1.547
TOTAL		.918	5.387	4.946

\*\*\*\*\*  
 INDICES DE CONFIABILIDAD PRIMARIOS  
 \*\*\*\*\*

PUNTO DE CARGA 15

COMPONENTE FALLADA NODOS		TASA DE FALLA (FALLAS/ANO)	TIEMPO DE REPARACION (HORAS)	TIEMPO DE SALIDA (HORAS/ANO)
ENTRADA	SALIDA			
13	15	.016	4.600	.073
3	13	1.914	4.600	8.807
13	14	3.191	4.600	14.678
3	17	.006	4.600	.029
2	3	.617	5.400	3.332
1	2	.287	5.400	1.547
TOTAL		6.031	4.720	28.466

\*\*\*\*\*  
 INDICES DE CONFIABILIDAD PRIMARIOS  
 \*\*\*\*\*

PUNTO DE CARGA 16

COMPONENTE FALLADA NODOS		TASA DE FALLA (FALLAS/ANO)	TIEMPO DE REPARACION (HORAS)	TIEMPO DE SALIDA (HORAS/ANO)
ENTRADA	SALIDA			
14	16	1.276	4.600	5.871
13	14	3.191	4.600	14.678
3	13	1.914	4.600	8.807
3	17	.006	4.600	.029
2	3	.617	5.400	3.332
1	2	.287	5.400	1.547
TOTAL		7.292	4.699	34.264

\*\*\*\*\*  
 INDICES DE CONFIABILIDAD PRIMARIOS  
 \*\*\*\*\*

PUNTO DE CARGA 17

COMPONENTE FALLADA NODOS		TASA DE FALLA (FALLAS/ANO)	TIEMPO DE REPARACION (HORAS)	TIEMPO DE SALIDA (HORAS/ANO)
ENTRADA	SALIDA			
3	17	.006	4.600	.029
2	3	.617	5.400	3.332
1	2	.287	5.400	1.547
TOTAL		.910	5.394	4.909

\*\*\*\*\*  
 INDICES DE CONFIABILIDAD PRIMARIOS  
 \*\*\*\*\*

PUNTO DE CARGA 18

COMPONENTE FALLADA NODOS		TASA DE FALLA (FALLAS/ANO)	TIEMPO DE REPARACION (HORAS)	TIEMPO DE SALIDA (HORAS/ANO)
ENTRADA	SALIDA			
4	18	.303	4.600	1.394
4	5	.882	5.400	4.761
5	19	.018	.800	.014
5	6	.331	.800	.264
6	7	.661	.800	.529
3	17	.006	.600	.004
3	4	.331	5.400	1.785
2	3	.617	.600	.370
1	2	.287	.600	.172
TOTAL		3.435	2.706	9.294

\*\*\*\*\*  
 INDICES DE CONFIABILIDAD PRIMARIOS  
 \*\*\*\*\*

PUNTO DE CARGA 19

COMPONENTE FALLADA NODOS		TASA DE FALLA (FALLAS/ANO)	TIEMPO DE REPARACION (HORAS)	TIEMPO DE SALIDA (HORAS/ANO)
ENTRADA	SALIDA			
5	19	.018	4.600	.081
5	6	.331	5.400	1.785
6	7	.661	5.400	3.570
3	17	.006	.600	.004
4	5	.882	.800	.705
3	4	.331	.800	.264
2	3	.617	.600	.370
1	2	.287	.600	.172
TOTAL		3.131	2.220	6.952

\*\*\*\*\*  
 INDICES DE CONFIABILIDAD PRIMARIOS  
 \*\*\*\*\*

PUNTO DE CARGA 20

COMPONENTE FALLADA NODOS		TASA DE FALLA (FALLAS/ANO)	TIEMPO DE REPARACION (HORAS)	TIEMPO DE SALIDA (HORAS/ANO)
ENTRADA	SALIDA			
5	20	.034	4.600	.154
5	6	.331	5.400	1.785
6	7	.661	5.400	3.570
5	19	.018	4.600	.081
3	17	.006	.600	.004
4	5	.882	.800	.705
3	4	.331	.800	.264
2	3	.617	.600	.370
1	2	.287	.600	.172
TOTAL		3.165	2.245	7.106



\*\*\*\*\*  
 INDICES DE CONFIABILIDAD PRIMARIOS  
 \*\*\*\*\*

PUNTO DE CARGA 22

COMPONENTE E FALLA EN NODOS		TASA DE FALLA (FALLAS/ANO)	TIEMPO DE REPARACION (HORAS)	TIEMPO DE SALIDA (HORAS/ANO)
ENTRADA	SALIDA			
21	22	.022	4.600	.099
6	21	.303	4.600	1.394
21	23	.479	4.600	2.202
23	24	.112	4.600	.514
23	25	.027	4.600	.124
6	7	.661	5.400	3.570
5	19	.018	4.600	.081
3	17	.006	.600	.004
5	6	.331	5.400	1.785
4	5	.882	.800	.705
3	4	.331	.800	.264
2	3	.617	.600	.370
1	2	.287	.600	.172
TOTAL		4.073	2.770	11.285

\*\*\*\*\*  
 INDICES DE CONFIABILIDAD PRIMARIOS  
 \*\*\*\*\*

PUNTO DE CARGA 24

COMPONENTE FALLADA NODOS		TASA DE FALLA (FALLAS/ANO)	TIEMPO DE REPARACION (HORAS)	TIEMPO DE SALIDA (HORAS/ANO)
ENTRADA	SALIDA			
23	24	.112	4.600	.514
21	23	.479	4.600	2.202
6	21	.303	4.600	1.394
23	25	.027	4.600	.124
21	22	.022	4.600	.099
6	7	.661	5.400	3.570
5	19	.018	4.600	.081
3	17	.006	.600	.004
5	6	.331	5.400	1.785
4	5	.882	.800	.705
3	4	.331	.800	.264
2	3	.617	.600	.370
1	2	.287	.600	.172
TOTAL		4.073	2.770	11.285

\*\*\*\*\*  
 INDICES DE CONFIABILIDAD PRIMARIOS  
 \*\*\*\*\*

PUNTO DE CARGA 25

COMPONENTE FALLADA NODOS		TASA DE FALLA (FALLAS/ANO)	TIEMPO DE REPARACION (HORAS)	TIEMPO DE SALIDA (HORAS/ANO)
ENTRADA	SALIDA			
23	25	.027	4.600	.124
21	23	.479	4.600	2.202
6	21	.303	4.600	1.394
23	24	.112	4.600	.514
21	22	.022	4.600	.099
6	7	.661	5.400	3.570
5	19	.018	4.600	.081
3	17	.006	.600	.004
5	6	.331	5.400	1.785
4	5	.882	.800	.705
3	4	.331	.800	.264
2	3	.617	.600	.370
1	2	.287	.600	.172
TOTAL		4.073	2.770	11.285

\*\*\*\*\*  
 INDICES DE CONFIABILIDAD PRIMARIOS  
 \*\*\*\*\*

PUNTO DE CARGA 27

COMPONENTE FALLADA NODOS		TASA DE FALLA (FALLAS/ANO)	TIEMPO DE REPARACION (HORAS)	TIEMPO DE SALIDA (HORAS/ANO)
ENTRADA	SALIDA			
26	27	.048	4.600	.220
7	26	.319	4.600	1.468
26	28	.479	4.600	2.202
28	29	.638	4.600	2.936
7	8	.220	5.400	1.190
8	9	.419	5.400	2.265
9	10	.583	.800	.466
10	11	.932	.800	.746
5	19	.018	.600	.011
3	17	.006	.600	.004
6	7	.661	.600	.397
5	6	.331	.600	.198
4	5		.800	.705
3	4	.331	.800	.264
2	3	.617	.600	.370
1	2	.287	.600	.172
TOTAL		6.770	2.011	13.613

\*\*\*\*\*  
 INDICES DE CONFIABILIDAD PRIMARIOS  
 \*\*\*\*\*

FUNTO DE CARGA 29

COMPONENTE FALLADA NODOS		TASA DE FALLA (FALLAS/ANO)	TIEMPO DE REPARACION (HORAS)	TIEMPO DE SALIDA (HORAS/ANO)
ENTRADA	SALIDA			
28	29	.638	4.600	2.936
26	28	.479	4.600	2.202
7	26	.319	4.600	1.468
26	27	.048	4.600	.220
7	8	.220	5.400	1.190
8	9	.419	5.400	2.265
9	10	.583	.800	.466
10	11	.932	.800	.746
5	19	.018	.600	.011
3	17	.006	.600	.004
6	7	.661	.600	.397
5	6	.331	.600	.198
4	5	.882	.800	.705
3	4	.331	.800	.264
2	3	.617	.600	.370
1	2	.287	.600	.172
TOTAL		6.770	2.011	13.613

\*\*\*\*\*  
 INDICES DE CONFIABILIDAD PRIMARIOS  
 \*\*\*\*\*

PUNTO DE CARGA 30

COMPONENTE FALLADA NODOS		TASA DE FALLA (FALLAS/ANO)	TIEMPO DE REPARACION (HORAS)	TIEMPO DE SALIDA (HORAS/ANO)
ENTRADA	SALIDA			
8	30	.265	4.600	1.220
8	9	.419	5.400	2.265
9	10	.583	.800	.466
10	11	.932	.800	.746
5	19	.018	.600	.011
3	17	.006	.600	.004
7	8	.220	5.400	1.190
6	7	.661	.600	.397
5	6	.331	.600	.198
4	5	.882	.800	.705
3	4	.331	.800	.264
2	3	.617	.600	.370
1	2	.287	.600	.172
TOTAL		5.551	1.443	8.008

\*\*\*\*\*  
 INDICES DE CONFIABILIDAD PRIMARIOS  
 \*\*\*\*\*

PUNTO DE CARGA 31

COMPONENTE FALLADA NODOS		TASA DE FALLA (FALLAS/ANO)	TIEMPO DE REPARACION (HORAS)	TIEMPO DE SALIDA (HORAS/ANO)
ENTRADA	SALIDA			
9	31	.076	4.600	.351
9	10	.583	.800	.466
10	11	.932	.800	.746
5	19	.018	.600	.011
3	17	.006	.600	.004
8	9	.419	5.400	2.265
7	8	.220	5.400	1.190
6	7	.661	.600	.397
5	6	.331	.600	.198
4	5	.882	.800	.705
3	4	.331	.800	.264
2	3	.617	.600	.370
1	2	.287	.600	.172
TOTAL		5.362	1.331	7.139

\*\*\*\*\*  
 INDICES DE CONFIABILIDAD PRIMARIOS  
 \*\*\*\*\*

PUNTO DE CARGA 32

COMPONENTE FALLADA NODOS		TASA DE FALLA (FALLAS/ANO)	TIEMPO DE REPARACION (HORAS)	TIEMPO DE SALIDA (HORAS/ANO)
ENTRADA	SALIDA			
10	32	.663	4.600	3.050
10	11	.932	5.400	5.034
5	19	.018	.600	.011
3	17	.006	.600	.004
9	10	.583	5.400	3.146
8	9	.419	.800	.336
7	8	.220	.800	.176
6	7	.661	.600	.397
5	6	.331	.600	.198
4	5	.882	.800	.705
3	4	.331	.800	.264
2	3	.617	.600	.370
1	2	.287	.600	.172
TOTAL		5.949	2.330	13.863



\*\*\*\*\*  
 INDICES DE CONFIABILIDAD PRIMARIOS  
 \*\*\*\*\*

PUNTO DE CARGA 33

COMPONENTE FALLADA NODOS		TASA DE FALLA (FALLAS/ANO)	TIEMPO DE REPARACION (HORAS)	TIEMPO DE SALIDA (HORAS/ANO)
ENTRADA	SALIDA			
11	33	.398	4.600	1.830
5	19	.018	.600	.011
3	17	.006	.600	.004
10	11	.932	5.400	5.034
9	10	.583	5.400	3.146
8	9	.419	.800	.336
7	8	.220	.800	.176
6	7	.661	.600	.397
5	6	.331	.600	.198
4	5	.882	.800	.705
3	4	.331	.800	.264
2	3	.617	.600	.370
1	2	.287	.600	.172
TOTAL		5.684	2.224	12.643

\*\*\*\*\*  
 INDICES DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA  
 \*\*\*\*\*

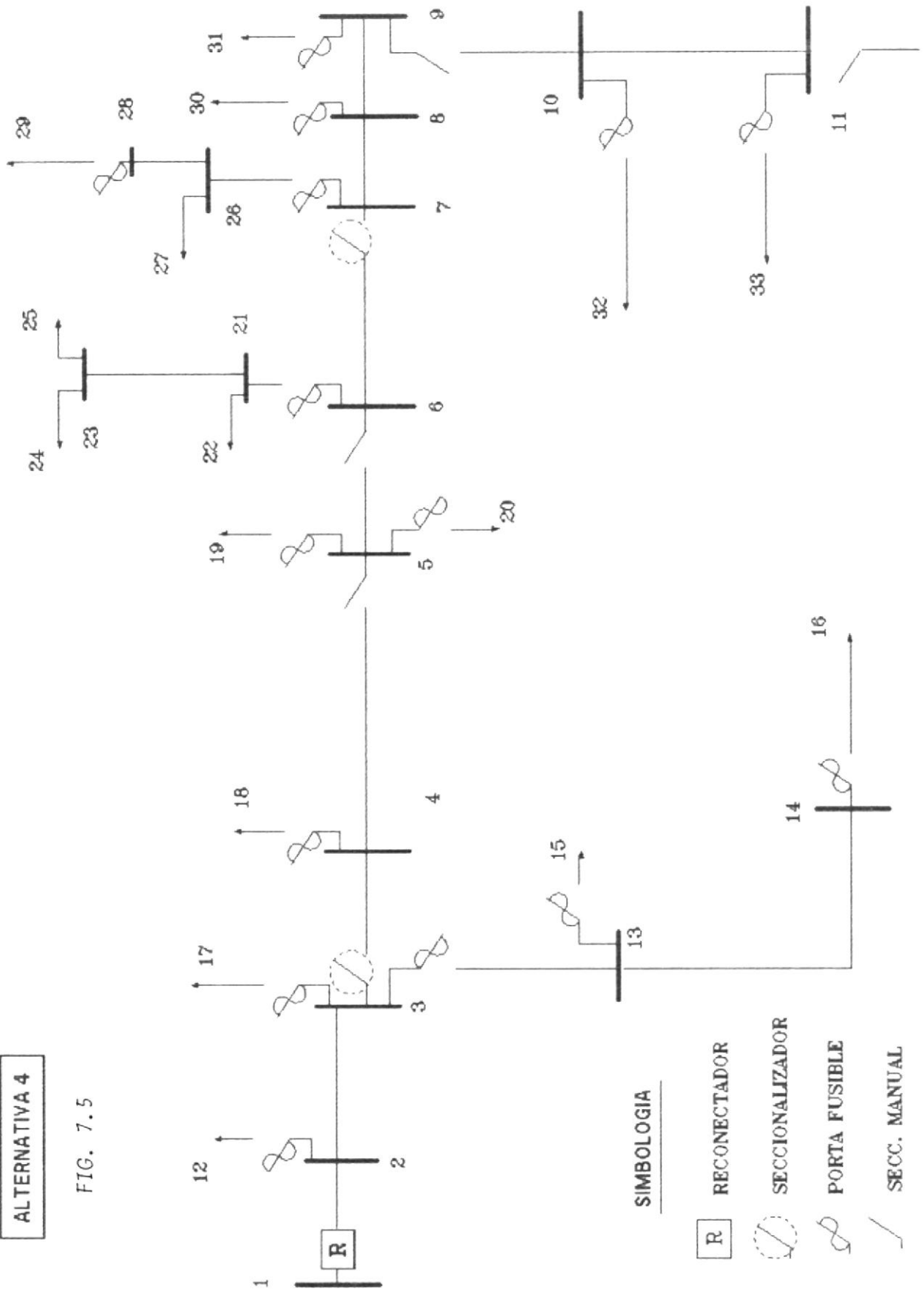
SAIFI .....	5.1849	INTERRUPCIONES/ANO/CONSUMIDOR
SAIDI .....	16.2192	HORAS/ANO/CONSUMIDOR
CAIDI .....	3.1282	HORAS/INTERRUPCIONES/CONSUMIDOR
ASAI .....	.99814840	
ASUI .....	.00185156	
ALIFI .....	4.9990	INTERRUPCIONES/ANO/KW
ALIDI .....	15.8547	HORAS/ANO/KW
ENS .....	39042.27	KWH/ANO
AENS .....	34.7042	KWH/ANO/CONSUMIDOR

\*\*\*\*\*  
 EVALUACION ECONOMICA DE LA ALTERNATIVA  
 \*\*\*\*\*




ENERGIA NO SUMINISTRADA= 39042.27 KWH  
 COSTO ANUAL. DE LA INVERSION DE MEJORAMIENTO DEL SIST.= S/ 890077.40  
 COSTO ANUALIZADO DE MANTENIMIENTO= S/ 35000.00  
 INCREMENTO ANUALIZADO DEL COSTO DE LAS PERDIDAS= S/ .00  
 COSTO TOTAL DE LA ALTERNATIVA= S/ 4648184.00  
 COSTO POR ABONADO= 4131.72 S/CLIENTE

ALTERNATIVA 4

FIG. 7.5



SIMBOLOGIA

- R RECONECTADOR
-  SECCIONALIZADOR
-  PORTA FUSIBLE
-  SECC. MANUAL

ALIM. C/PROTEC. LATERAL/TRONCAL REFORZ.

ALIMENTADORA : MODELO

NUMERO DE COMPONENTES : 32

NUMERO DE PUNTOS DE CARGA : 16

\*\*\*\*\*  
DATOS DE COMPONENTES  
\*\*\*\*\*

NODO ENT. - SAL.	TASA DE FALLA (FALLAS/ANO)	TIEMPO DE REPARACION (HORAS)	TIPO PROTECCION	TIEMPO DE MANIOBRA (HORAS)	
1	2	.287	5.40	RECONNECTADOR	.150
2	3	.617	5.40	NINGUNA	.000
2	12	.008	4.60	PORTA FUSIBLE	.600
3	4	.331	5.40	SECCIONALIZAD	.600
3	13	1.914	4.60	PORTA FUSIBLE	.600
3	17	.006	4.60	PORTA FUSIBLE	.500
4	5	.882	5.40	SECC. MANUAL	.800
4	18	.303	4.60	PORTA FUSIBLE	.700
5	6	.331	5.40	SECC. MANUAL	.800
5	19	.018	4.60	PORTA FUSIBLE	.700
5	20	.034	4.60	PORTA FUSIBLE	.700
6	7	.661	5.40	SECCIONALIZAD	.600
6	21	.303	4.60	PORTA FUSIBLE	.600
7	8	.220	5.40	NINGUNA	.000
7	26	.319	4.60	PORTA FUSIBLE	.700
8	9	.419	5.40	NINGUNA	.000
8	30	.265	4.60	PORTA FUSIBLE	.800
9	10	.583	5.40	SECC. MANUAL	.800

9	31	.076	4.60	PORTA FUSIBLE	.800
10	11	.932	5.40	NINGUNA	.000
10	32	.663	4.60	PORTA FUSIBLE	.800
11	33	.398	4.60	PORTA FUSIBLE	.800
13	14	3.191	4.60	NINGUNA	
13	15	.016	4.60	PORTA FUSIBLE	.600
14	16	1.276	4.60	PORTA FUSIBLE	.600
21	22	.022	4.60	NINGUNA	.000
21	23	.479	4.60	NINGUNA	.000
23	24	.112	4.60	NINGUNA	.000
23	25	.027	4.60	NINGUNA	.000
26	27	.048	4.60	NINGUNA	.000
26	28	.479	4.60	NINGUNA	.000
28	29	.638	4.60	PORTA FUSIBLE	.700

\*\*\*\*\*  
PARAMETROS ECONOMICOS  
\*\*\*\*\*

TASA DE ACTUALIZACION : .100

INVERSIONES : S/ 8980000.00

GASTOS DE MANTENIMIENTO : S/ 45000.000

INCREMENTOS EN GASTOS POR PERDIDAS DEL SISTEMAS : S/ .000

PERDIDAS DE INGRESOS POR KWH NO SUMINISTRADO : S/ 15.000

VIDA UTIL PROMEDIO DE LOS EQUIPOS INCORPORADOS : 15 ANOS

\*\*\*\*\*  
 INDICES DE CONFIABILIDAD PRIMARIOS  
 \*\*\*\*\*

PUNTO DE CARGA #	TASA DE FALLA (FALLAS/ANO)	TIEMPO DE REPARACION (HORAS)	TIEMPO DE SALIDA (HORAS/ANO)
12	.912	5.393	4.917
15	6.025	4.720	28.437
16	7.285	4.699	34.235
17	.910	5.394	4.909
18	3.411	2.720	9.276
19	3.125	1.250	3.907
20	3.141	1.267	3.980
22	4.050	2.390	9.680
24	4.050	2.390	9.680
25	4.050	2.390	9.680
27	6.108	1.757	10.730
29	6.746	2.026	13.665
30	5.527	1.458	8.060
31	5.338	1.347	7.191
32	5.925	2.348	13.915
33	5.660	2.243	12.695

\*\*\*\*\*  
INDICES DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA  
\*\*\*\*\*

SAIFI .....	5.1464	INTERRUPCIONES/ANO/CONSUMIDOR
SAIDI .....	15.1759	HORAS/ANO/CONSUMIDOR
CAIDI .....	2.9489	HORAS/INTERRUPCIONES/CONSUMIDOR
ASAI .....	.99826760	
ASUI .....	.00173241	
ALIFI .....	4.9635	INTERRUPCIONES/ANO/KW
ALIDI .....	14.9198	HORAS/ANO/KW
ENS .....	36739.96	KWH/ANO
AENS .....	32.6577	KWH/ANO/CONSUMIDOR

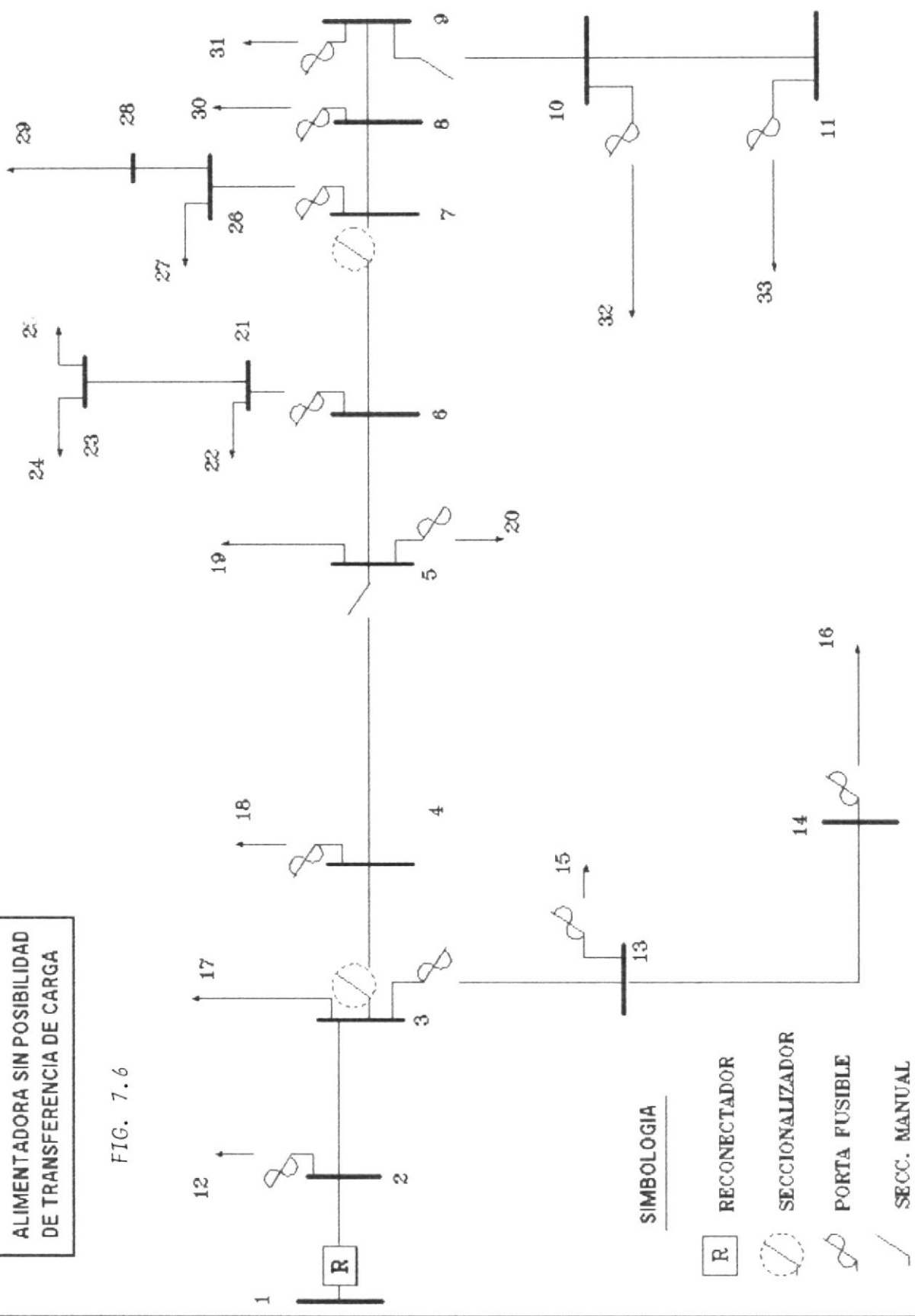
\*\*\*\*\*  
EVALUACION ECONOMICA DE LA ALTERNATIVA  
\*\*\*\*\*

ENERGIA NO SUMINISTRADA= 36739.96 KWH  
COSTO ANUAL. DE LA INVERSION DE MEJORAMIENTO DEL SIST.= S/ 1180634.00  
COSTO ANUALIZADO DE MANTENIMIENTO= S/ 45000.00  
INCREMENTO ANUALIZADO DEL COSTO DE LAS PERDIDAS= S/ .00  
COSTO TOTAL DE LA ALTERNATIVA= S/ 4833709.00  
COSTO POR ABONADO= 4296.63 S/CLIENTE






ALIMENTADORA SIN POSIBILIDAD DE TRANSFERENCIA DE CARGA

FIG. 7.6



SIMBOLOGIA

- R RECONECTADOR
-  SECCIONALIZADOR
-  PORTA FUSIBLE
-  SECC. MANUAL

ALIM. C/PROTEC. LAT./TRONCAL SIN TRANSF.

ALIMENTADORA : MODELO

NUMERO DE COMPONENTES : 32

NUMERO DE PUNTOS DE CARGA : 16

\*\*\*\*\*  
DATOS DE COMPONENTES  
\*\*\*\*\*

NODO ENT. - SAL.	TASA DE FALLA (FALLAS/ANO)	TIEMPO DE REPARACION (HORAS)	TIPO PROTECCION	TIEMPO DE MANIOBRAS (HORAS)	
1	2	.287	5.40	RECONNECTADOR	.150
2	3	.617	5.40	NINGUNA	.000
2	12	.008	4.60	PORTA FUSIBLE	.600
3	4	.331	5.40	SECCIONALIZAD	.600
3	13	1.914	4.60	PORTA FUSIBLE	.600
3	17	.006	4.60	NINGUNA	.000
4	5	.882	5.40	SECC. MANUAL	.800
4	18	.303	4.60	PORTA FUSIBLE	.700
5	6	.331	5.40	NINGUNA	.000
5	19	.018	4.60	NINGUNA	.000
5	20	.034	4.60	PORTA FUSIBLE	.700
6	7	.661	5.40	SECCIONALIZAD	.600
6	21	.303	4.60	PORTA FUSIBLE	.600
7	8	.220	5.40	NINGUNA	.000
7	26	.319	4.60	PORTA FUSIBLE	.700
8	9	.419	5.40	NINGUNA	.000
8	30	.265	4.60	PORTA FUSIBLE	.800
9	10	.583	5.40	SECC. MANUAL	.800

9	31	.076	4.60	PORTA FUSIBLE	.800
10	11	.932	5.40	NINGUNA	.000
10	32	.663	4.60	PORTA FUSIBLE	.800
11	33	.398	4.60	PORTA FUSIBLE	.800
13	14	3.191	4.60	NINGUNA	.000
13	15	.016	4.60	PORTA FUSIBLE	.600
14	16	1.276	4.60	PORTA FUSIBLE	.600
21	22	.022	4.60	NINGUNA	.000
21	23	.479	4.60	NINGUNA	.000
23	24	.112	4.60	NINGUNA	.000
23	25	.027	4.60	NINGUNA	.000
26	27	.048	4.60	NINGUNA	.000
26	28	.479	4.60	NINGUNA	.000
28	29	.638	4.60	NINGUNA	.000

\*\*\*\*\*  
PARAMETROS ECONOMICOS  
\*\*\*\*\*

TASA DE ACTUALIZACION : .100

INVERSIONES : S/ 6770000.00

GASTOS DE MANTENIMIENTO : S/ 35000.000

INCREMENTOS EN GASTOS POR PERDIDAS DEL SISTEMAS : S/ .000

PERDIDAS DE INGRESOS POR KWH NO SUMINISTRADO : S/ 15.000

VIDA UTIL PROMEDIO DE LOS EQUIPOS INCORPORADOS : 15 ANOS

\*\*\*\*\*  
 INDICES DE CONFIABILIDAD PRIMARIOS  
 \*\*\*\*\*

PUNTO DE CARGA #	TASA DE FALLA (FALLAS/ANO)	TIEMPO DE REPARACION (HORAS)	TIEMPO DE SALIDA (HORAS/ANO)
12	.918	5.387	4.946
15	6.031	4.720	28.466
16	7.292	4.699	34.264
17	.910	5.394	4.909
18	3.435	3.976	13.656
19	3.131	5.394	16.891
20	3.165	5.385	17.045
22	4.073	5.210	21.224
24	4.073	5.210	21.224
25	4.073	5.210	21.224
27	6.770	4.193	28.383
29	6.770	4.193	28.383
30	5.551	4.103	22.778
31	5.362	4.036	21.909
32	5.949	5.308	31.576
33	5.684	5.341	30.356

\*\*\*\*\*  
 INDICES DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA  
 \*\*\*\*\*

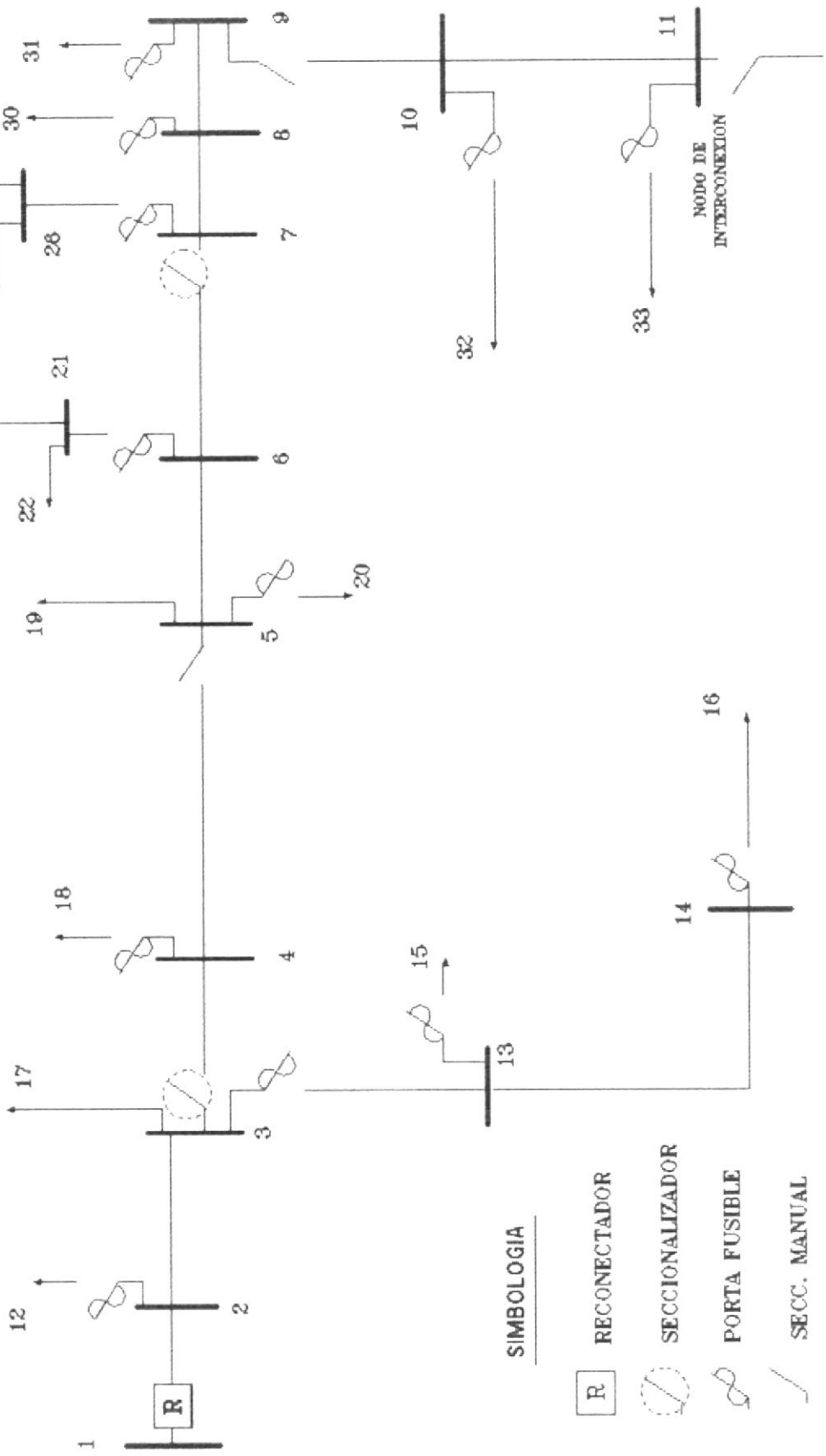
SAIFI .....	5.1849	INTERRUPCIONES/ANO/CONSUMIDOR
SAIDI .....	24.4714	HORAS/ANO/CONSUMIDOR
CAIDI .....	4.7197	HORAS/INTERRUPCIONES/CONSUMIDOR
ASAI .....	.99720650	
ASUI .....	.00279349	
ALIFI .....	4.9990	INTERRUPCIONES/ANO/KW
ALIDI .....	23.5647	HORAS/ANO/KW
ENS .....	58028.08	KWH/ANO
AENS .....	51.5805	KWH/ANO/CONSUMIDOR

\*\*\*\*\*  
 EVALUACION ECONOMICA DE LA ALTERNATIVA  
 \*\*\*\*\*

ENERGIA NO SUMINISTRADA= 58028.08 KWH  
 COSTO ANUAL. DE LA INVERSION DE MEJORAMIENTO DEL SIST.= S/ 890077.40  
 COSTO ANUALIZADO DE MANTENIMIENTO= S/ 35000.00  
 INCREMENTO ANUALIZADO DEL COSTO DE LAS PERDIDAS= S/ .00  
 COSTO TOTAL DE LA ALTERNATIVA= S/ 5589780.00  
 COSTO POR ABONADO= 4968.69 S/CLIENTE

ALIMENTADORA CON TRANSFERENCIA DE CARGA RESTRINGIDA (PROB. TRANSF.=0.8)

FIG. 7.7



ALIM. C/PROTEC. LAT/TRONC. Y SECC. MAN. P(TRANSF)=0.8

ALIMENTADORA : MODELO

NUMERO DE COMPONENTES : 32

NUMERO DE PUNTOS DE CARGA : 16

\*\*\*\*\*  
DATOS DE COMPONENTES  
\*\*\*\*\*

NODO ENT. - SAL.	TASA DE FALLA (FALLAS/ANO)	TIEMPO DE REPARACION (HORAS)	TIPO PROTECCION	TIEMPO DE MANIOBRA (HORAS)	
1	2	.287	5.40	RECONNECTADOR	.150
2	3	.617	5.40	NINGUNA	.000
2	12	.008	4.60	PORTA FUSIBLE	.600
3	4	.331	5.40	SECCIONALIZAD	.600
3	13	1.914	4.60	PORTA FUSIBLE	.600
3	17	.006	4.60	NINGUNA	.000
4	5	.882	5.40	SECC. MANUAL	.800
4	18	.303	4.60	PORTA FUSIBLE	.700
5	6	.331	5.40	NINGUNA	.000
5	19	.018	4.60	NINGUNA	.000
5	20	.034	4.60	PORTA FUSIBLE	.700
6	7	.661	5.40	SECCIONALIZAD	.600
6	21	.303	4.60	PORTA FUSIBLE	.600
7	8	.220	5.40	NINGUNA	.000
7	26	.319	4.60	PORTA FUSIBLE	.700
8	9	.419	5.40	NINGUNA	.000
8	30	.265	4.60	PORTA FUSIBLE	.800
9	10	.583	5.40	SECC. MANUAL	.800



9	31	.076	4.60	PORTA FUSIBLE	.800
10	11	.932	5.40	NINGUNA	.000
10	32	.663	4.60	PORTA FUSIBLE	.800
11	33	.398	4.60	PORTA FUSIBLE	.800
13	14	3.191	4.60	NINGUNA	.000
13	15	.016	4.60	PORTA FUSIBLE	.600
14	16	1.276	4.60	PORTA FUSIBLE	.600
21	22	.022	4.60	NINGUNA	.000
21	23	.479	4.60	NINGUNA	.000
23	24	.112	4.60	NINGUNA	.000
23	25	.027	4.60	NINGUNA	.000
26	27	.048	4.60	NINGUNA	.000
26	28	.479	4.60	NINGUNA	.000
28	29	.638	4.60	NINGUNA	.000

\*\*\*\*\*  
PARAMETROS ECONOMICOS  
\*\*\*\*\*

TASA DE ACTUALIZACION : .100

INVERSIONES : S/ 6770000.00

GASTOS DE MANTENIMIENTO : S/ 35000.000

INCREMENTOS EN GASTOS POR PERDIDAS DEL SISTEMAS : S/ .000

PERDIDAS DE INGRESOS POR KWH NO SUMINISTRADO : S/ 15.000

VIDA UTIL PROMEDIO DE LOS EQUIPOS INCORPORADOS : 15 ANOS

\*\*\*\*\*  
 INDICES DE CONFIABILIDAD PRIMARIOS  
 \*\*\*\*\*

PUNTO DE CARGA #	TASA DE FALLA (FALLAS/ANO)	TIEMPO DE REPARACION (HORAS)	TIEMPO DE SALIDA (HORAS/ANO)
12	.918	5.387	4.946
15	6.031	4.720	28.466
16	7.292	4.699	34.264
17	.910	5.394	4.909
18	3.435	2.960	10.166
19	3.131	2.855	8.940
20	3.165	2.873	9.094
22	4.073	3.258	13.273
24	4.073	3.258	13.273
25	4.073	3.258	13.273
27	6.770	2.447	16.567
29	6.770	2.447	16.567
30	5.551	1.975	10.962
31	5.362	1.882	10.093
32	5.949	2.926	17.406
33	5.684	2.848	16.185

\*\*\*\*\*  
INDICES DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA  
\*\*\*\*\*

SAIFI .....	5.1849	INTERRUPCIONES/ANO/CONSUMIDOR
SAIDI .....	17.8697	HORAS/ANO/CONSUMIDOR
CAIDI .....	3.4465	HORAS/INTERRUPCIONES/CONSUMIDOR
ASAI .....	.99796020	
ASUI .....	.00203985	
ALIFI .....	4.9990	INTERRUPCIONES/ANO/KW
ALIDI .....	17.3967	HORAS/ANO/KW
ENS .....	42839.43	KWH/ANO
AENS .....	38.0795	KWH/ANO/CONSUMIDOR

\*\*\*\*\*  
EVALUACION ECONOMICA DE LA ALTERNATIVA  
\*\*\*\*\*

ENERGIA NO SUMINISTRADA= 42839.43 KWH  
COSTO ANUAL. DE LA INVERSION DE MEJORAMIENTO DEL SIST.= S/ 890077.40  
COSTO ANUALIZADO DE MANTENIMIENTO= S/ 35000.00  
INCREMENTO ANUALIZADO DEL COSTO DE LAS PERDIDAS= S/ .00  
COSTO TOTAL DE LA ALTERNATIVA= S/ 4836503.00  
COSTO POR ABONADO= 4299.11 S/CLIENTE

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La presencia de elementos de protección tiene un gran significado en la confiabilidad de un sistema. El empleo de seccionalizadores y portafusibles reduce considerablemente la frecuencia de falla de un sistema , más aun si la líneas que estos protegen son de gran longitud, así mismo la duración de salida anual y la energía no suministrada son reducidas.

Sin embargo el empleo excesivo de portafusibles esta limitado por problemas en la coordinación de las protecciones y en consecuencia en la selectividad. la principal ventaja de estos radica en que requieren poco mantenimiento y su costo es relativamente bajo con respecto a otros equipos de protección.

El número de seccionalizadores está limitado también por el número de operaciones del equipo de respaldo.

El empleo de seccionadores manuales no introduce mejoras en la frecuencia de falla de un sistema , pero en cambio producen una disminución bastante aceptable en la duración de interrupción de salida anual, así como en la energía no suministrada.

En definitiva la utilización de estos equipos estará condicionada a varios factores operativos y topológi-

cos que deberán ser tomados en cuenta cuando se proyecta una alternativa determinada.

El análisis de la evaluación cuantitativa de la confiabilidad y costos de salida, utilizando el programa desarrollado permitirá determinar de una manera eficiente la alternativa de protección más conveniente, tal como se hizo en el ejemplo de aplicación del capítulo 7.

La mayor dificultad que se presenta en los estudios de confiabilidad se encuentra en la disponibilidad de datos estadísticos del sistema que se va a analizar, sería recomendable pues definir un método o modelo que permita la obtención de datos de una forma ordenada y eficiente.

Además el programa puede ser mejorado incluyendo otros factores tales como los modos de falla de un equipo de protección, la presencia de componentes en paralelo y también la inclusión de fallas que no involucren la desconexión de las 3 fases del sistema, lo cual permitiría una mayor área de aplicación del programa desarrollado en esta tesis.

El programa fué implementado en FORTRAN 77, utilizando un computador personal AT.

El tiempo de ejecución para el ejemplo mostrado de 32 componentes y 16 puntos de carga fué de aproximadamente 7.5 seg. cuando se imprimen los modos de falla y de 4 seg. cuando no se los imprime.

Finalmente se espera que este trabajo sea una contribución a los estudios de alternativas de protección tomando como parámetros indicadores la confiabilidad y los costos de salida del sistema.

## BIBLIOGRAFIA

1. IEEE Tutorial Course, Application and Coordination of Recloser, Sectionalizers and Fuses, IEEE, 1980
2. E. Wojczynski, R. Billington. Effects of Distribution System Reliability Index distributions upon interruption Cost/Reliability worth estimates. IEEE Pas. pp. 3229-3235, Nov. 1985.
3. IEEE Power Systems Relaying Committee Report, Distribution Protection and Restoration Systems: Design verification by Reliability Indices, IEEE PES Summer meeting & EHV/UHV Conference, pp 564-570, 1973.
4. IEEE Tutorial Course, Power System Reliability Evaluation, IEEE 1982.
5. R. Billington, Power System Reliability Evaluation, Gordon and Breach, 1978.
6. C. Singh, Evaluación de la Confiabilidad en Sistemas de Potencia, Curso de corta duración dictado por la FIE.ESPOL, Oct. 1986
7. J. Endreyi, Reliability Modeling in Electric Power Systems, John Wiley & Sons Ltd
8. L. Blank, A. Tarquin, Engineering Economy, Mc Graw Hill, 1983.