

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO
FACULTAD DE INGENIERIA
DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO

CONFIABILIDAD DE REDES ELECTRICAS DE DISTRIBUCION

Tesis para obtener el grado de Maestro en Ingeniería Eléctrica

Tesis

RODOLFO LORENZO BAUTISTA

1988

1988



DEPI

T. UNAM
1 9 8 8
LOR

I N D I C E

INTRODUCCION	1
TIPOS DE INTERRUPCIONES EN UN SISTEMA DE DISTRIBUCION	3
CONSIDERACIONES GENERALES	4
CALCULO DE LOS INDICES DE CONFIABILIDAD	5
METODO DE REDUCCION DE REDES	11
CONSIDERACIONES DEL SISTEMA	24
Falla de componentes en condiciones climatológicas fluctuantes	25
Interrupciones por mantenimiento	39
Interrupciones por sobrecarga	43
TASAS DE INTERRUPCION TOTAL DE UNA COMPONENTE EQUIVALENTE Y SU DURACION	51
REFERENCIAS	68
BIBLIOGRAFIA	70

INTRODUCCION

Un sistema eléctrico de potencia es el conjunto de elementos o componentes que interconectados llevan la energía desde los centros de generación hasta los centros de consumo.

Un sistema de distribución es una parte del sistema eléctrico de potencia y constituye el elemento final de conexión entre éste y los consumidores. Esta formado por componentes que actúan en serie, en paralelo o en una combinación de ambos.

Confiabilidad, definida a través de un concepto matemático, es la probabilidad de que un dispositivo o sistema cumpla sus funciones adecuadamente para un período de tiempo y condiciones de operación establecidas.

De acuerdo con las definiciones anteriores, podemos entonces decir que evaluar la confiabilidad de un sistema de distribución es estimar como las diferentes partes del sistema son capaces de cumplir sus funciones adecuadamente en períodos de tiempo y condiciones de operación establecidas.

Se consideran componentes de un sistema de distribución los circuitos de subtransmisión, subestaciones de distribución, alimentadores primarios, transformadores de distribución, alimentadores secundarios y las conexiones a los consumidores.

Durante los últimos años se ha puesto considerable interés en el desarrollo de técnicas precisas y consistentes para la evaluación cuantitativa de la confiabilidad de sistemas eléctricos de transmisión y distribución.

Los primeros artículos sobre el tema (Bibliografía 1 y 2) fueron publicados en 1964 y utilizaban ecuaciones muy simples para evaluar la frecuencia y duración de las interrupciones en varios puntos de carga dentro del sistema. Dichos artículos ilustraban claramente que la independencia estadística entre interrupciones

sostenidas de las componentes no tenia una representación real y en ciertos casos se obtenian resultados muy bajos al evaluar la confiabilidad de los sistemas.

En la bibliografía 2 fue propuesto un modelo para considerar dos estados del tiempo con el fin de modelar el comportamiento de las componentes de los sistemas eléctricos que están expuestos a cambios ambientales.

Los índices de confiabilidad dados por las ecuaciones desarrolladas se podían comparar con aquellos obtenidos por métodos teóricamente mas precisos como técnicas de Markov, simulación de Monte Carlo, etc.

En 1967 se publica un artículo (Bibliografía 3) que realiza la comparación de los índices obtenidos por el método aproximado y las técnicas de Markov y demuestra que ambos métodos no dan resultados consistentes.

Las referencias 4 y 5 desarrollan una versión modificada de las técnicas aproximadas de la bibliografía 2 y los resultados que se obtienen son comparables con aquellos obtenidos por aproximaciones de Markov encontrandose que las diferencias son mínimas. Se desarrollan dos juegos de ecuaciones que modelan la ocurrencia y la no ocurrencia de reparaciones durante condiciones ambientales adversas.

Este trabajo está basado en la aplicación de las técnicas básicas desarrolladas en las referencias 4 y 5 para la evaluación de la confiabilidad de los sistemas de distribución por medio de ecuaciones que nos permiten determinar la frecuencia y duración de las interrupciones en varios puntos de carga dentro de un sistema.

Los modos de falla considerados en los puntos de carga son aquellos que se presentan debido a interrupciones sostenidas o permanentes, temporales y por mantenimiento de las componentes. Se utiliza también un modelo de dos estados ambientales para estudiar

el comportamiento de componentes expuestos a cambios en el medio donde se encuentran localizados.

Aun cuando existen técnicas mas sofisticadas para el cálculo de los índices de confiabilidad, las que se presentan aquí permiten a los ingenieros y proyectistas de redes de distribución seleccionar diferentes configuraciones de una manera práctica, confiable y económica.

TIPOS DE INTERRUPCIONES EN UN SISTEMA DE DISTRIBUCION

Desde el punto de vista de los consumidores de energía eléctrica, la evaluación de la confiabilidad de los sistemas de distribución es tan importante como la que se realiza para los sistemas de generación y transmisión ya que se ha establecido que la mayor parte de las interrupciones ocurren debido a fallas en el sistema de distribución.

En un sistema eléctrico pueden ocurrir dos tipos de interrupciones:

- Interrupción forzada
- Interrupción programada

Una interrupción es forzada cuando resulta de las condiciones de emergencia directamente asociadas con una componente y que requieren ésta sea puesta fuera de servicio inmediatamente ya sea en forma manual o automática. Ejemplo: Condiciones de sobrecargas o de corto circuito. También se considera una interrupción forzada la que resulta de una operación impropia del equipo debida a errores humanos.

Una interrupción programada es aquella que resulta cuando una componente se pone fuera de servicio deliberadamente durante un tiempo seleccionado ya sea para efectos de mantenimiento o de reparación.

CONSIDERACIONES GENERALES.

Las consideraciones de tipo general que se hacen para la formulación de las ecuaciones usadas en este estudio son:

- i) Las fallas y las reparaciones de cualquier componente son eventos independientes.
- ii) Las tasas de reparación de las componentes son mucho mayores que sus tasas de falla.
- iii) Las distribuciones del tiempo en períodos ambientales normales y adversos así como los tiempos fuera y dentro de servicio de las componentes son valores medios conocidos.
- iv) El mantenimiento preventivo se inicia durante condiciones ambientales normales y no se cumple si:
 - Hay alguna interrupción ya existente en determinada parte del sistema.
 - El remover la componente origina una interrupción o una sobrecarga de otra componente en el sistema.
- v) La probabilidad de que se traslapen 2 interrupciones temporales de componentes independientes se considera despreciable.
- vi) Los cálculos de confiabilidad que se presentan presuponen que los tiempos para que ocurran las fallas y los tiempos de reparación de las componentes tienen una distribución exponencial.

CALCULO DE LOS INDICES DE CONFIABILIDAD.

Como se mencionó antes, los sistemas de distribución están formados por elementos o componentes que actúan en serie, en paralelo o en una combinación de ambas.

En una línea que contenga varias componentes en serie, la falla de cualquiera de ellas tendrá por resultado la interrupción de esa línea en el sistema, quedando fuera de servicio hasta que se pueda reemplazar o reparar la parte componente que falló.

Sin embargo, en una línea que contenga 2 o mas componentes que actúen en paralelo, ocurrirá una interrupción solo cuando todas las componentes en paralelo estén fuera de servicio o cuando la carga exceda la capacidad de las componentes que queden todavía en servicio.

La línea en paralelo quedará fuera de servicio hasta que se restaure una componente capaz de soportar la carga requerida.

Cada uno de los elementos del sistema está expuesto a una interrupción por causa de alguna de las siguientes razones:

- a) Puede ocurrir una falla fortuita o casual.
- b) Puede ocurrir una tormenta de intensidad y duración suficientes para provocar una falla de la componente.
- c) Se realice un mantenimiento preventivo que requiera la desenergización de un elemento.
- d) Puede ocurrir una sobrecarga en una componente como resultado de la interrupción de otras componentes en un sistema en paralelo

Para llevar a cabo un análisis de confiabilidad del sistema, los datos que se requieren para cada uno de los elementos son:

- Las tasas de falla en el servicio asociadas con cada uno de los incisos anteriores.
- Los tiempos de reparación asociados con las suspensiones de energía por mantenimiento y debidas a condiciones atmosféricas adversas.

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

A continuación se da una lista de algunas medidas de confiabilidad que tienen interés y significado y que pueden calcularse con los métodos descritos en este trabajo.

Ejemplo No. 1

Considere un sistema que consiste de 6 alimentadores principales a los cuales se conectan 55,000 consumidores. Los datos de interrupciones al consumidor están basados en interrupciones sostenidas o permanentes.

DATOS DEL SISTEMA

BUS	No. DE CONSUMIDORES ALIMENTADOS DESDE EL BUS
A	5,000
B	15,000
C	10,000
D	10,000
E	7,000
F	8,000
TOTAL	55,000

DATOS DE INTERRUPCIONES AL CONSUMIDOR

INTERRUPCION CASO		INTERRUPCIONES AL CONSUMIDOR	DURACION HORAS
1	A	5,000	1.0
	D	1,000*	0.2
2	C	5,000	2.0
3	B	4,000	0.5
4	D	2,000*	1.75
TOTAL DE INTERRUPCIONES		17,000	
CONSUMIDORES AFECTADOS		16,000*	

* Los casos de interrupción 1 y 4 comprenden los mismos consumidores servidos por alimentadores desde el bus D, de aquí que el caso de interrupción 4 agrega 1,000 nuevos consumidores a la lista de consumidores afectados.

Los índices de confiabilidad se definen y calculan como sigue:

a) Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema - IFIPS

Este índice se define como el número promedio de interrupciones por consumidor servido por unidad de tiempo.

Se estima este índice dividiendo el número acumulado de interrupciones por consumidor en un año entre el número de consumidores servidos.

$$\text{IFIPS} = \frac{17,000}{55,000} = 0.31 \quad \text{Interrupciones por consumidor al año}$$

b) Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Consumidor - IFIPC

Se define como el número promedio de interrupciones experimentadas por consumidor por unidad de tiempo.

Se determina dividiendo el número de interrupciones al consumidor durante un año entre el número de consumidores afectados.

Se cuenta sólo una vez cada consumidor haciendo caso omiso del número de interrupciones que el consumidor pueda haber experimentado durante el año.

$$\text{IFIPC} = \frac{17,000}{16,000} = 1.06 \quad \frac{\text{Interrupciones/año}}{\text{Consumidores afectados/año}}$$

c) Índice de Duración de la Interrupción Promedio del Sistema - IDIPS

Este índice se define como la duración de la interrupción promedio por consumidores servidos durante un año.

Se determina dividiendo la suma de todas las duraciones de interrupciones sostenidas de todos los consumidores durante el año entre el número de consumidores servidos durante ese año.

Interrupción Caso	Consumidores Interrumpidos	Duración Minutos	Minutos-Consumidor
1	A 5,000	60	300,000
	D 1,000	12	12,000
2	C 5,000	120	600,000
3	B 4,000	30	120,000
4	D 2,000	105	210,000

Interrupciones al consumidor 17,000

Minutos-Consumidor acumulados 1,242,000

$$\text{IDIPS} = \frac{1,242,000}{55,000} = 22.58 \frac{\text{Minutos}}{\text{Consumidores del sistema}}$$

d) Índice de Duración de la Interrupción Promedio del Consumidor-
IDIPC

Este índice se define como la duración de la interrupción por consumidores interrumpidos durante un año.

Se determina dividiendo la suma de todas las duraciones de las interrupciones sostenidas de los consumidores durante un período especificado entre el número de interrupciones sostenidas del consumidor durante el año.

$$\text{IDIPC} = \frac{1,242,000}{17,000} = 73 \frac{\text{Minutos}}{\text{Consumidor interrumpido}}$$

e) Índice de Disponibilidad Promedio del Servicio - IDPS

Es la relación del número total de horas en que el servicio estuvo disponible al consumidor durante un año, al total de horas demandadas del consumidor.

El total de horas demandadas del consumidor se determina como el número promedio de consumidores servidos durante 12 meses multiplicados por 8760 (No. de horas en un año).

$$\text{IDPS} = \frac{(55,000 \times 8760) - (1,242,000/60)}{55,000 \times 8760} = 0.999957$$

f) Índice de No-Disponibilidad Promedio del Servicio - INDPS

Es el valor complementario del IDPS y se usa algunas veces como medida de confiabilidad.

$$\text{INDPS} = 1 - \text{IDPS}$$

Para el caso del ejemplo:

$$\text{INDPS} = 1 - 0.999957 = 0.000043$$

De los seis índices mencionados, el más usual es el índice de disponibilidad promedio del servicio IDPS, ya que nos indica que porcentaje del tiempo, sobre un período dado, los consumidores han recibido el servicio de energía eléctrica.

METODO DE REDUCCION DE REDES

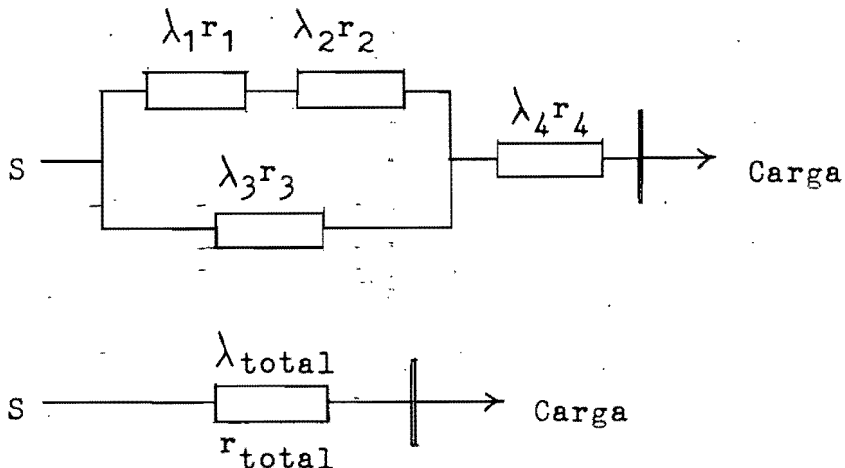
Aun cuando existen varios métodos para la evaluación de la confiabilidad de sistemas (Bibliografía 4), el procedimiento empleado en este trabajo se denomina método de reducción de redes y es útil para sistemas que contienen elementos en serie y en paralelo.

El método consiste en reducir sucesivamente las estructuras en serie y paralelo a componentes equivalentes.

El enfoque que hay que adoptar en el estudio de confiabilidad consiste en considerar al sistema como un grupo de trayectorias desde el punto de suministro de la energía S hasta los puntos de carga específicos.

Mediante la combinación sucesiva en serie y paralelo de las tasas de falla y tiempos de reparación de cada una de las componentes, se obtiene una tasa de falla equivalente (λ_{total}) y un tiempo de reparación equivalente (r_{total}) para cada uno de los buses de carga.

Este procedimiento se muestra en la Figura No. 1 :



λ_{total} = Tasa de falla equivalente

r_{total} = Tiempo de reparación equivalente

En forma general, los consumidores en cada punto de carga tendrán la siguiente confiabilidad:

$$\text{Tasa anual de falla} = \lambda_{\text{total}} \quad (\text{interrupciones/año}) \quad \dots 1$$

$$\text{Valor esperado de duración de la interrupción} = r_{\text{total}} \quad (\text{horas}) \quad \dots 2$$

Tiempo promedio total de paralización por año:

$$U = \frac{r_{\text{total}}}{\frac{r_{\text{total}}}{8760} + \frac{1}{\lambda_{\text{total}}}} \quad (\text{horas/año}) \quad \dots 3$$

8760 = Horas que contiene un año.

Probabilidad de que una interrupción dure más de t horas:

$$P (\text{Interrupción sea mayor que } t \text{ horas}) = e^{-t/r_{\text{total}}} \quad \dots 4$$

Las medidas globales de la confiabilidad del sistema pueden calcularse a partir de los resultados de confiabilidad en cada uno de los puntos de carga:

$$\bar{\lambda} = \frac{\sum_{j=1}^B C_j \lambda_{total_j}}{\sum_{j=1}^B C_j} \quad (\text{fallas/año/consumidor}) \dots 5$$

Donde:

C_j = Nº de consumidores que reciben suministro del bus j.

λ_{total_j} = Tasa de falla equivalente para el bus j.

B = Nº total de buses de carga que se están evaluando en el sistema.

$$\bar{r} = \frac{\sum_{j=1}^B C_j r_{total_j}}{\sum_{j=1}^B C_j} \quad (\text{horas/consumidor}) \dots 6$$

Donde:

r_{total_j} = Tiempo de reparación equivalente para el bus j.

$$\bar{U} = \frac{\sum_{j=1}^B C_j U_j}{\sum_{j=1}^B C_j} \quad (\text{horas/año/consumidor}) \dots 7$$

Donde:

U_j = Tiempo promedio de interrupción por año en el bus j.

λ_{\max} = El valor más grande de $\lambda_{\text{total } j}$. . . 8

r_{\max} = El valor más grande de $r_{\text{total } j}$. . . 9

Sistema serie

Como se mencionó anteriormente, las componentes de un sistema están conectadas en serie cuando la falla de cualquiera de ellas provoca la falla del sistema.

Para un sistema serie con componentes independientes, la tasa de fallas y tiempo de reparación para la componente equivalente está dada por:

$$\lambda_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i \quad \dots \quad 10$$

$$r_s = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i r_i}{\lambda_s} \quad \dots \quad 11$$

$$U_s \approx \lambda_s r_s \quad \dots \quad 12$$

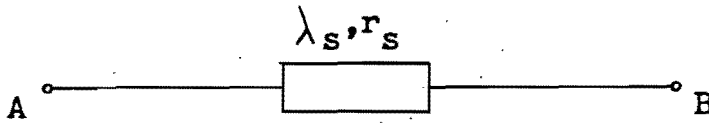
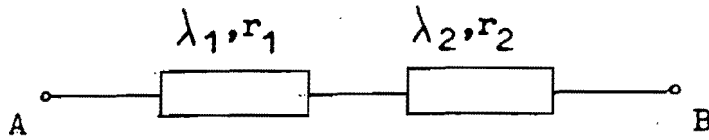
Donde: λ_i = Tasa de fallas de la componente i
 r_i = Tiempo de reparación de la componente i

Un sistema que contiene dos componentes en serie con tasas de falla λ_1 y λ_2 y tiempos de reparación r_1 y r_2 respectivamente, tiene los índices de confiabilidad mostrados en la Figura No. 2 .

Sistema en paralelo

Dos componentes se consideran en paralelo cuando una u otra pueden asegurar la operación del sistema, es decir, solamente existirá falla del sistema cuando las dos componentes fallen.

Un sistema con dos componentes en paralelo con tasas de falla λ_1 y λ_2 y tiempos de reparación r_1 y r_2 respectivamente, tendrá los índices de confiabilidad mostrados en la Figura No. 3 .

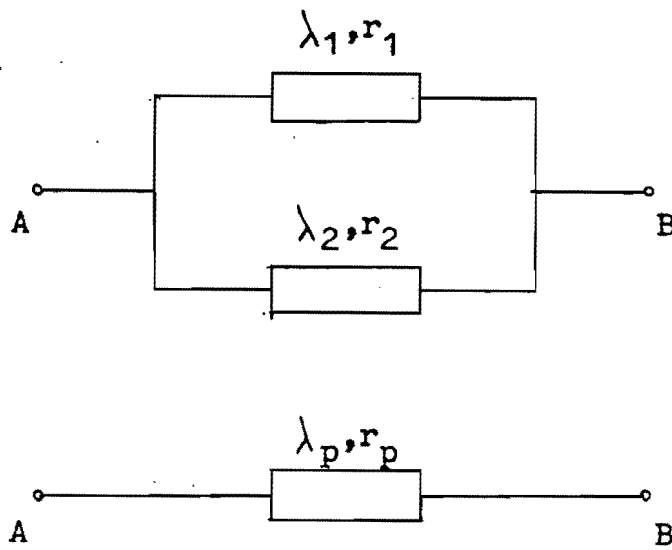


$$\lambda_s = \lambda_1 + \lambda_2 \quad (\text{Tasa de falla del sistema})$$

$$r_s = \frac{\lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2}{\lambda_1 + \lambda_2} \quad (\text{Tiempo de duración promedio de la interrupción en el sistema})$$

$$U_s \cong \lambda_s r_s \quad (\text{Tiempo de interrupción total promedio del sistema})$$

Figura No. 2



$$\lambda_p = \lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2) \quad (\text{Tasa de falla del sistema})$$

. . . 13

$$r_p = \frac{r_1 r_2}{r_1 + r_2} \quad (\text{Duración promedio de interrupción del sistema})$$

. . . 14

$$U_p \approx \lambda_p r_p \quad (\text{Tiempo de interrupción total promedio del sistema})$$

. . . 15

Figura No. 3

Para mostrar la aplicación de las ecuaciones anteriores, consideremos el siguiente ejemplo:

Ejemplo No. 2

Sea el sistema de distribución mostrado en la Figura N° 4.

Consiste de una línea de subtransmisión alimentando a 2 transformadores en una subestacion de distribución y diferentes alimentadores trifásicos conectando un determinado número de alimentadores monofásicos a los cuales se conectan los transformadores de distribución en los 7 puntos de carga PC1 a PC7.

Todas las ramas en el sistema contienen una sola componente excepto las ramas 42, 43, 44, 45, 51, 52 y 53, cada una de las cuales consiste de un alimentador monofásico y un transformador de distribución en serie.

Se muestra también en el diagrama las longitudes de los alimentadores y en cada punto de carga el número de consumidores que se conectan a éste.

La tasa de falla y el tiempo de reparación para cada componente se muestra en la Tabla N° 1 .

Cálculo de los índices:

Para el punto PC1.

Caminos en serie hacia el punto de carga: 11, 21, 31, 42.

$$\lambda_s = (5 \times 0.06) + 0.001 + (2.5 \times 0.2) + (1.5 \times 0.15) + 0.05 = 1.076$$

$$r_s = \frac{(5 \times 0.06)(0.5) + (0.001)(4) + (2.5 \times 0.2)(1.5) +$$

$$+(1.5 \times 0.15)(2.5) + (0.05)(3)}{1.076}$$

$$r_s = 1.502$$

Para el punto PC6.

Para este punto tenemos 2 caminos en paralelo formado por los alimentadores 33 y 34, entonces encontramos el equivalente de los 2:

$$\lambda_p = (1 \times 0.2)(1.2 \times 0.2) [1.5 + 1.5] = 0.144$$

$$r_p = \frac{1.5 \times 1.5}{1.5 + 1.5} = 0.75$$

Ahora tomemos todos los caminos en serie: 11, 22, 39, 46 y 52.

$$\lambda_s = (5 \times 0.06) + 0.001 + 0.144 + (1.8 \times 0.2) + (2.3 \times 0.15) + 0.05 = 1.20$$

$$\lambda_s = \frac{(5 \times 0.06)(0.5) + 0.001 \times 4 + (0.144 \times 0.75) + (1.8 \times 0.2)(1.5) +$$

$$\frac{+(2.3 \times 0.15)(2.5) + (0.05 \times 3)}{1.20} = 1.5121$$

De la misma manera resolvemos los sistemas para los puntos de carga 2, 3, 4, 5 y 7 encontrando los índices de confiabilidad mostrados en la Tabla Nº 2.

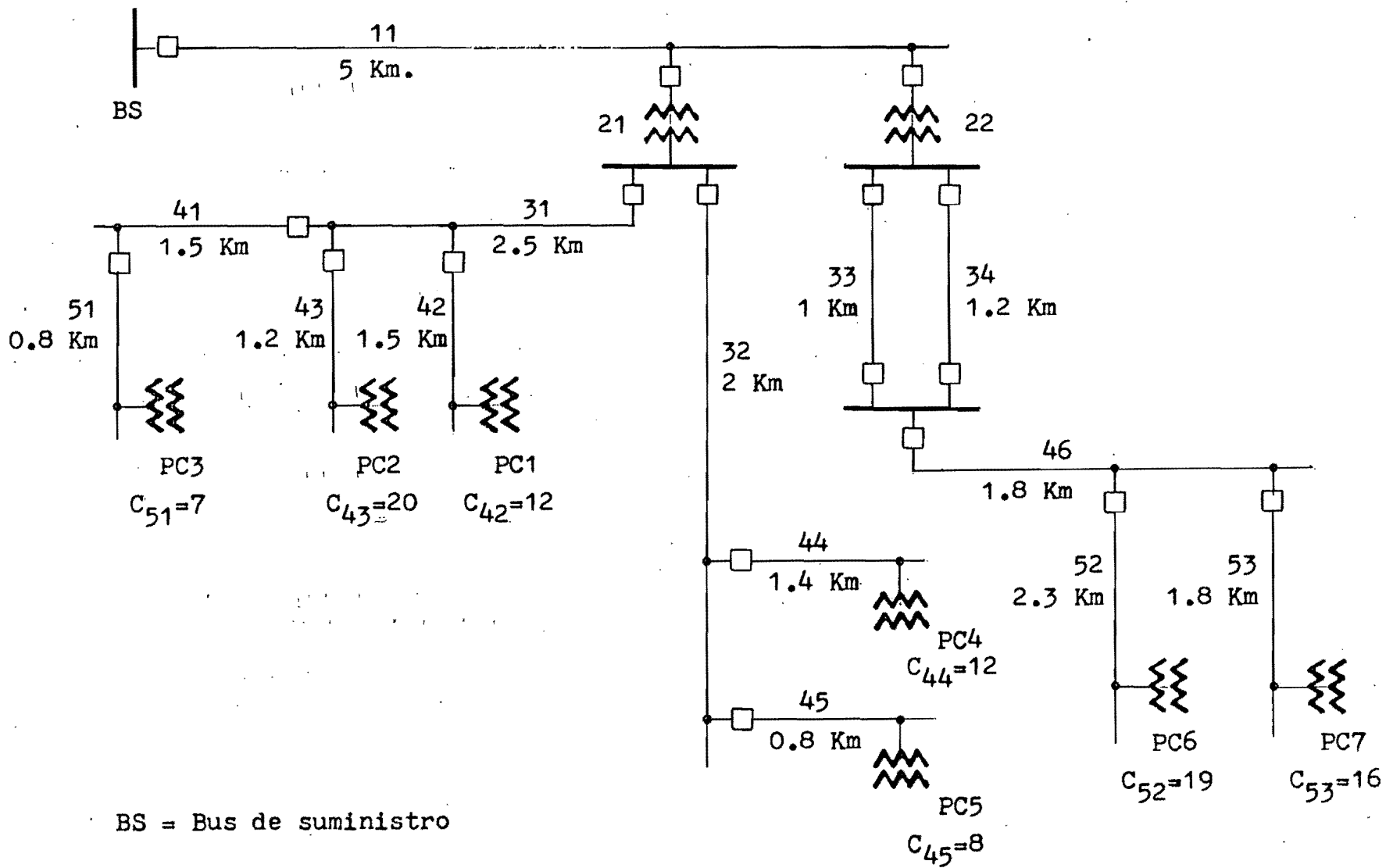


Figura Nº 4

Componente	Ramas que contiene la componente.	λ . (1/año)	r(horas)
Subtransmisión	11	0.06/ Km.	0.5
Transformador en la subestación.	21, 22	0.001	4.0
Alimentador trifásico.	31,32,33,34,41,46	0.2/ Km.	1.5
Alimentador monofásico.	42,43,44,45,51,52,53	0.15/ Km.	2.5
Transformador de distribución.	42,43,44,45,51,52,53	0.05	3.0

Tabla Nº 1. Datos de componentes

Punto de carga	Localización	Ramas en serie hacia el punto de carga	λ	r
1	42	11,21,31,42	1.076	1.502
2	43	11,21,31,43	1.031	1.4588
3	51	11,21,31,41,51	1.271	1.4194
4	44	11,21,32,44	0.961	1.487
5	45	11,21,32,45	0.871	1.3823
6	52	11,22,39,46,52	1.200	1.5121
7	53	11,22,39,46,53	1.125	1.4462

Tabla Nº 2. Indices de confiabilidad

PC	No. de consumidores	λ	r	U
1	12	1.076	1.502	1.6159
2	20	1.031	1.4588	1.5038
3	7	1.271	1.4194	1.8037
4	12	0.961	1.487	1.4288
5	8	0.871	1.3823	1.2038
6	19	1.200	1.5121	1.8141
7	16	1.125	1.4462	1.6267

$$\bar{\lambda} = \frac{(12 \times 1.076) + (20 \times 1.031) + (7 \times 1.271) + (12 \times 0.961) + (8 \times 0.871) + (19 \times 1.2) + (16 \times 1.125)}{12 + 20 + 7 + 12 + 8 + 19 + 16} = 1.0822 \text{ interrupciones/año}$$

$$\bar{r} = \frac{(12 \times 1.502) + (20 \times 1.4588) + (7 \times 1.4194) + (12 \times 1.487) + (8 \times 1.3823) + (19 \times 1.5121) + (16 \times 1.4462)}{12 + 20 + 7 + 12 + 8 + 19 + 16} = 1.4671 \text{ horas/consumidor}$$

$$\bar{U} = \frac{(12 \times 1.6159) + (20 \times 1.5038) + (7 \times 1.8037) + (12 \times 1.4288) + (8 \times 1.2038) + (19 \times 1.8141) + (16 \times 1.6267)}{12 + 20 + 7 + 12 + 8 + 19 + 16} = 1.589 \text{ horas/año/consumidor}$$

$$\lambda_{\max} = 1.271 \text{ horas}$$

$$r_{\max} = 1.512 \text{ horas}$$

CONSIDERACIONES DEL SISTEMA

En las siguientes secciones se presentan los procedimientos para combinar las tasas de falla de cada componente y los tiempos de reparación para los elementos con arreglos en serie y en paralelo.

Se considerarán los siguientes incisos:

- a) Fallas de las componentes en condiciones climatológicas fluctuantes.

Se propone un modelo de dos estados en el cual las componentes experimentan fallas ordinarias al azar en condiciones ambientales normales según una cierta tasa y falla asociada con condiciones ambientales adversas según otra tasa.

- b) Interrupciones por mantenimiento preventivo que requiere la desenergización de las componentes.
- c) Sobrecargas que excedan las capacidades nominales de las componentes debidas a la falla de otras componentes en un sistema en paralelo por condiciones ambientales normales o adversas.

El tratamiento correspondiente se da a todos los elementos tanto de arreglo en serie como en paralelo, apoyándonos en cada una de las consideraciones anteriormente citadas.

a) Falla de componentes durante condiciones ambientales normales y adversas

En general son grandes las porciones de los sistemas eléctricos de potencia que se ven sujetos a las fluctuaciones de las condiciones climatológicas.

Durante las condiciones ambientales adversas, todo equipo expuesto a las mismas tiene a menudo una tasa mucho más elevada que las que se presentan durante el curso de las condiciones ambientales normales.

Un resultado de las tasas más altas de falla es la tendencia a que existan grupos de paralización forzada durante esos períodos de condiciones adversas.

Si un clima adverso incide en un cierto número de componentes simultáneamente, son varias las fallas de componentes que pueden ocurrir durante períodos cortos de tiempo.

El fenómeno de "agrupamiento" debido a eventos comunes puede tener considerable importancia para evaluar la confiabilidad del sistema y debe tomarse en cuenta cuando se esté modelando el mecanismo de falla en los sistemas de potencia.

Algunos métodos para estimar la confiabilidad de sistemas de potencia han supuesto que para todo momento se pueden aplicar tasas constantes o tasas de falla promedio de las componentes. Esta hipótesis de fallas al azar o independientes puede arrojar como resultado una subestimación apreciable en la tasa de paros de los sistemas en paralelo.

Para ilustrar este efecto de agrupamiento, considérense 2 líneas aéreas paralelas. Si despreciamos las interrupciones por mantenimiento y por sobrecarga, hay 2 maneras por las cuales puede fallar el sistema en paralelo:

- Que ambas líneas fallen simultáneamente.

- Que una línea falle y que la segunda falle antes de que se haya terminado la reparación de la primera.

La probabilidad de que estas condiciones de traslape ocurran es mucho mayor en condiciones ambientales adversas, lo cual da como resultado que exista una tasa más elevada de interrupciones en el sistema que en el caso en que se consideran solamente fallas al azar o independientes.

Para el caso de los sistemas en serie el agrupamiento en las interrupciones durante tormentas tiene menos efecto sobre la tasa global de interrupciones del sistema, debido a que las interrupciones que se traslapan en un sistema en serie tienen el mismo resultado final que si las interrupciones ocurren solas. Además, un sistema en serie se desenergiza tan pronto como una de sus componentes falla, reduciendo la oportunidad de tener fallas traslapadas subsecuentes.

Si hacemos caso omiso de las interrupciones que se traslapan ocasionadas por un clima adverso en los sistemas en serie, tendremos una ligera sobrestimación en la tasa de interrupciones del sistema.

El modelo climatológico que se ha propuesto para incluir los efectos de las condiciones climatológicas fluctuantes se muestra en la Figura Nº 5.

En este modelo el sistema transitará al azar entre 2 posibles estados climatológicos: Clima normal y clima adverso. Correspondiendo a las transiciones entre los estados climatológicos las tasas de interrupción de las componentes que fluctuarán entre λ , la tasa de interrupción en clima normal y λ' la tasa de interrupción en clima adverso.

Mejor aún que el modelo sencillo de 2 estados descrito, un modelo más preciso incluiría tomar datos al azar de un con-

junto de tasas de interrupción en clima adverso. El argumento en favor de este tipo de modelo es que las tormentas no siempre tienen las mismas velocidades de viento, tipo de precipitación, producción de descargas eléctricas, etc. y por lo tanto no tendrían las mismas tasas de interrupción forzada.

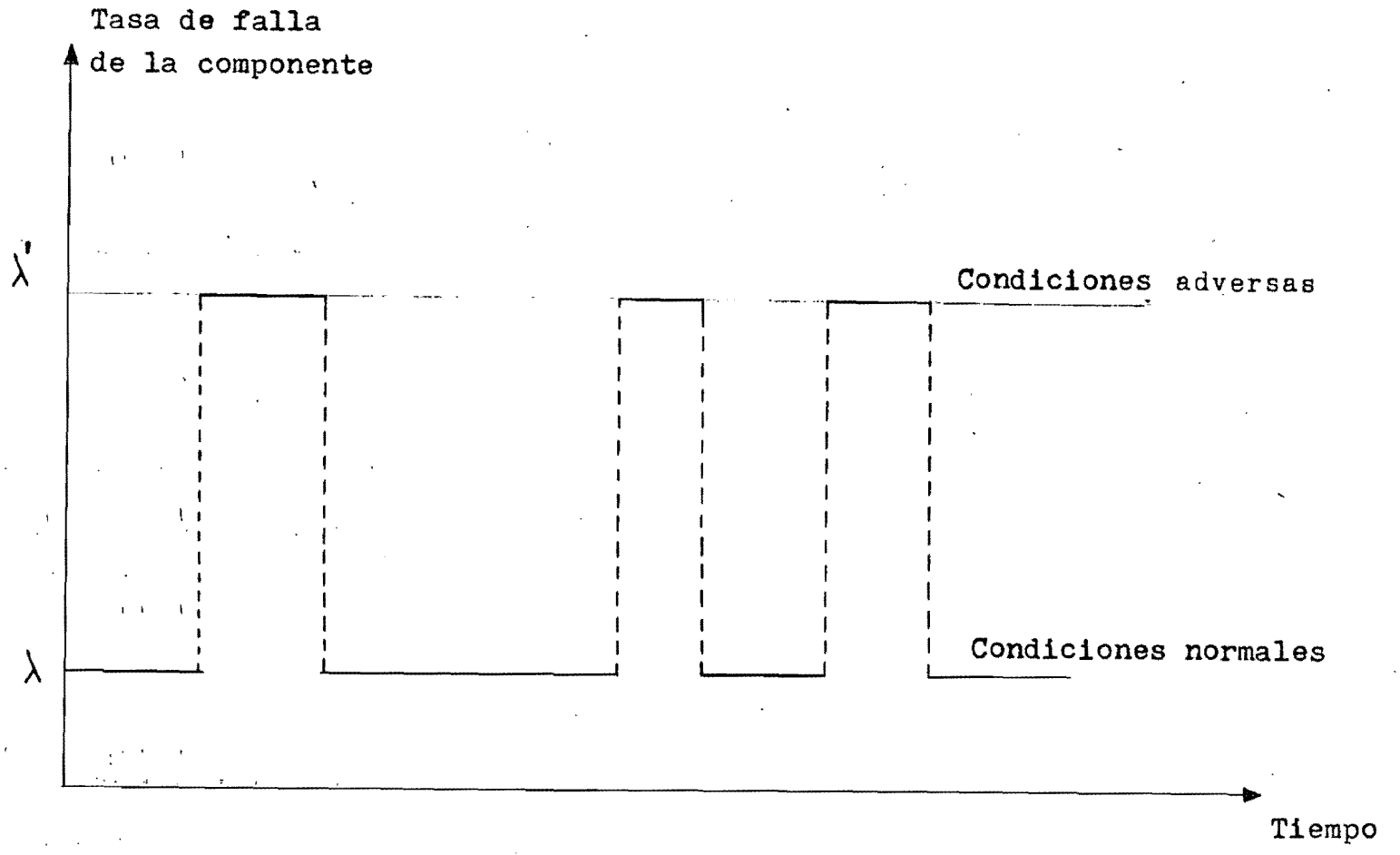
Este argumento es válido, pero el grado de refinamiento utilizado para modelar un medio ambiente que fluctúa se limita en gran medida por el grado de disponibilidad de los datos requeridos. También, parece que la precisión adicional que se gana en los cálculos de confiabilidad al identificar diferentes tipos de tormentas no justifica el esfuerzo requerido en los cálculos correspondientes.

Para utilizar el modelo climatológico de 2 estados se requieren varios tipos de datos. Primeramente, la disponibilidad de los datos de duración esperada de los períodos de clima ambiental normal y adverso.

Al analizar estos datos, preciso es correlacionar cuidadosamente las definiciones de las condiciones climatológicas que constituyen tormentas con aquellas condiciones que se ha observado que causan incremento en la tasa de fallas de las componentes.

Además de la duración de los períodos de clima normal y adverso, es del todo preciso analizar los reportes de campo para obtener el número de fallas climatológicas normales y adversas asociadas a los diferentes tipos de equipo. Dados estos datos, junto con las estadísticas sobre el número de componentes en servicio es posible estimar las tasas de falla de las componentes tanto para períodos normales como para los de condiciones adversas.

Al establecer el modelo de un medio ambiente fluctuante sobre la confiabilidad de un sistema de distribución, cabe dejar por sentadas las siguientes hipótesis:



MODELO AMBIENTAL DE DOS ESTADOS

Figura Nº 5

1. Los tiempos para que ocurra una falla y los tiempos de reparación están distribuidos exponencialmente tanto durante clima normal como durante clima adverso.

Esto es:

$$P (\text{Tiempo para que ocurra una falla durante condiciones normales} > t) = e^{-\lambda t}$$

$$P (\text{Tiempo para que ocurra una falla durante condiciones de tormenta} > t) = e^{-\lambda' t}$$

2. La duración de los períodos de clima normal y clima adverso están distribuidos exponencialmente.
3. Los tiempos de reparación son típicamente muy breves si se comparan con el tiempo para que ocurra una falla de las componentes. Los tiempos de duración de condiciones adversas son también muy cortos si se les compara con los tiempos típicos de reparación.
4. Los tiempos esperados de reparación para las fallas debidas a los climas normal y adverso son los mismos.

Se muestra a continuación una lista de parámetros y sus respectivas definiciones para el cálculo de la confiabilidad de sistemas en estas condiciones.

λ_i = Tasa de falla en clima normal de la componente i.
(fallas/año en clima normal)

λ'_i = Tasa de falla en clima adverso de la componente i.
(fallas/año en clima adverso)

r_i = Tiempo de reparación esperado para la componente i

N = Valor esperado de la duración del período de clima normal.
(años)

S = Valor esperado de la duración del período de clima borrascoso.
(años)

Para cualquier parte en particular del equipo expuesto a las condiciones fluctuantes del clima, la tasa total anual de interrupción forzada (λ_{fi}) es igual a la fracción del tiempo en que prevalecen los períodos de clima normal por la tasa de interrupciones forzadas en clima normal más la fracción del tiempo en que prevalece el clima adverso por la tasa de interrupciones forzadas en clima adverso.

$$\lambda_{fi} = \frac{N}{N+S} \lambda_i + \frac{S}{N+S} \lambda'_i \quad (\text{fallas/año}) \quad . . 16$$

Para un sistema compuesto de unidades no similares n, en serie, la tasa global de interrupciones forzadas del sistema es:

$$\lambda_{f_e} = \sum_{i=1}^n \lambda_{f_i} \quad (\text{fallas/año}) \quad . . . 17$$

En esta ecuación se presupone que es despreciable la posibilidad de que mas de una componente falle al mismo tiempo.

Si el sistema en serie actúa en paralelo con otras componentes, es necesario calcular las tasas de clima normal y de clima adverso para una componente equivalente (e) que reemplaza al sistema en serie.

Para la componente equivalente:

$$\lambda_e = \sum_{i=1}^n \lambda_i \quad (\text{fallas/año en clima normal}) \quad . . 18$$

y

$$\lambda'_e = \sum_{i=1}^n \lambda'_i \quad (\text{fallas/año en clima adverso}) \quad . . 19$$

El valor esperado de tiempos fuera de servicio para un sistema en serie, como resultado de interrupciones forzadas es:

$$r_{f_e} = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_{f_i} r_i}{\lambda_{f_e}} \quad (\text{años}) \quad . . 20$$

Son varios los métodos que se han propuesto para calcular la confiabilidad de los sistemas en paralelo, incluyendo los efectos de un medio ambiente fluctuante. El modelo más preciso, por lo menos desde el punto de vista teórico, es el pro-

ceso de Markov. Este proceso genera una serie de ecuaciones lineales que deben resolverse simultáneamente para hallar las propiedades del sistema tales como la disponibilidad media a largo plazo y la tasa de falla.

Para 2 unidades en paralelo, no idénticas, en un medio ambiente fluctuante de dos estados, este enfoque involucra la solución de ocho ecuaciones simultáneas. Una solución así es fácil de encontrar con una computadora digital pero una reconsideración del problema provee una aproximación sencilla la cual puede calcularse manualmente.

Este método aproximado arroja resultados que difieren por escasa diferencia de los que se obtienen con el método de Markov (Referencia 4 Tabla 1).

Antes de proceder a derivar dicha aproximación es preciso reconocer que si N y S son respectivamente la duración del período de clima normal y del período de clima adverso:

$$\frac{N}{N + S} = \text{Fracción del tiempo en que el clima es normal.}$$

$$\frac{S}{N + S} = \text{Fracción del tiempo en que el clima es adverso.}$$

$$\frac{1}{N + S} = \text{Número de tormentas o períodos de clima normal por unidad de tiempo.}$$

Otras notaciones utilizadas en esta aproximación son:

P_{si} = Probabilidad de que ocurra una tormenta durante la reparación de la componente i.

P_{1j} = Probabilidad de que falle la componente i durante la reparación de la componente j.

P_{ifs} = Probabilidad de que la componente i falle durante una tormenta.

* = Indica complemento: (Por ejemplo $P^* = 1 - P$)

Se dice que un sistema compuesto de 2 elementos en paralelo experimenta una falla si uno de los elementos sufre una falla y el otro elemento falla antes de que se haya reparado el primero.

Si se expone el sistema en paralelo a un medio ambiente climatológico de 2 estados, hay cuatro maneras mutuamente exclusivas conforme a las cuales el sistema puede experimentar una interrupción forzada. Estos 4 casos y la frecuencia con que ocurren se presentan a continuación:

1. La falla inicial ocurre durante un clima normal y la segunda falla también durante clima normal.

Suponiendo que los tiempos de reparación son muy cortos comparados con los períodos de clima normal, la tasa de falla debida a esta condición es:

$$\text{Tasa de falla} = \frac{N}{N + S} (\lambda_1 P_{s1}^* P_{21} + \lambda_2 P_{s2}^* P_{12}) \quad \cdot \cdot \cdot 21$$

En términos de los parámetros de las componentes, la ecuación 21 se convierte en:

$$\begin{aligned} \text{Tasa de falla} = \frac{N}{N+S} & \left[\lambda_1 \left(1 - \frac{r_1}{N} \right) (\lambda_2 r_1) + \right. \\ & \left. + \lambda_2 \left(1 - \frac{r_2}{N} \right) (\lambda_1 r_2) \right] \dots 22 \end{aligned}$$

Puesto que r_1 y r_2 son típicamente muy cortos comparados con N :

$$\begin{aligned} \text{Tasa de falla} &= \frac{N}{N+S} (\lambda_1 \lambda_2 r_1 + \lambda_2 \lambda_1 r_2) = \\ &= \frac{N}{N+S} \lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2) \dots \dots 23 \end{aligned}$$

2. La falla inicial ocurre durante un clima normal y la segunda falla ocurre durante un clima adverso.

La probabilidad de que la segunda componente falle durante condiciones ambientales adversas es:

$$1 - e^{-\lambda_i S} \cong \lambda_i S$$

Suponiendo que las duraciones de las tormentas sean cortas comparadas con los tiempos típicos de reparación, la

probabilidad de reparación de la componente que haya fallado durante la tormenta es muy pequeña. Entonces:

$$\begin{aligned} \text{Tasa de falla} &= \frac{N}{N+S} \left[\lambda_1 P_{s1} P_{2fs} + \lambda_2 P_{s2} P_{1fs} \right] \\ &= \frac{N}{N+S} \left[\lambda_1 \left(\frac{r_1}{N} \right) \lambda_2' S + \lambda_2 \left(\frac{r_2}{N} \right) \lambda_1' S \right] \dots 24 \end{aligned}$$

$$\text{Tasa de falla} = \frac{N}{N+S} \left(\frac{S}{N} \right) (\lambda_1 \lambda_2' r_1 + \lambda_1' \lambda_2 r_2) \dots 25$$

3. La falla inicial ocurre durante un clima adverso y la segunda falla ocurre durante un clima normal.

$$\begin{aligned} \text{Tasa de falla} &= \frac{1}{N+S} (P_{1fs} P_{2fs} P_{21} + P_{2fs} P_{1fs}^* P_{12}) \\ &= \frac{1}{N+S} \left[(S \lambda_1') (1 - S \lambda_2') (\lambda_2 r_1) + \right. \\ &\quad \left. + (S \lambda_2') (1 - S \lambda_1') (\lambda_1 r_2) \right] \\ &\dots 26 \end{aligned}$$

Puesto que $S \lambda_1'$ es usualmente mucho menor que 1:

$$\text{Tasa de falla} = \frac{N}{N + S} \left(\frac{S}{N} \right) (\lambda_1' \lambda_2 r_1 + \lambda_2' \lambda_1 r_2) \quad \dots 26A$$

4. La falla inicial ocurre durante un clima adverso y la segunda falla ocurre también durante clima adverso.

$$\begin{aligned} \text{Tasa de falla} &= \frac{1}{N + S} (P_{1s} P_{2s} + P_{2s} P_{1s}) \\ &= \frac{1}{N + S} \left[(s \lambda_1') (s \lambda_2') + \right. \\ &\quad \left. (s \lambda_2') (s \lambda_1') \right] \quad \dots 27 \end{aligned}$$

$$\text{Tasa de falla} = \frac{N}{N + S} \left(\frac{2S^2}{N} \lambda_1' \lambda_2' \right) \quad \dots 28$$

Para derivar una tasa equivalente de falla en clima normal λ_e y una tasa equivalente de falla en clima adverso λ_e' para el sistema en paralelo, cada una de las 4 condiciones se asigna a una de las 2 componentes.

Para hacerlo así, la naturaleza del clima cuando falla la segunda componente (esto es, siempre que el resultado sea la falla del sistema) determina si un término contribuye, o no a la tasa de interrupción forzada en clima normal o en clima adverso.

Teniendo en mente el hecho de que la tasa equivalente de interrupción forzada para el sistema en paralelo será de la forma:

$$\lambda_{fe} = \frac{N}{N+S} \lambda_e + \frac{S}{N+S} \lambda'_e \quad \dots 16$$

más los resultados de las ecuaciones 23 y 26A, la tasa de interrupción forzada en clima normal es:

$$\lambda_e = \lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2) + \frac{S}{N} (\lambda'_1 \lambda_2 r_1 + \lambda'_2 \lambda_1 r_2) \quad \dots 29$$

(falla/año en clima normal)

De manera similar las ecuaciones 25 y 28 arrojan una tasa de interrupción forzada en clima adverso según la siguiente ecuación:

$$\lambda'_e = \frac{N}{S} \left[\frac{S}{N} (\lambda_1 \lambda'_2 r_1 + \lambda_2 \lambda'_1 r_2) + 2 \frac{S^2}{N} \lambda'_1 \lambda'_2 \right] \dots 30$$

(falla/año en clima adverso)

Dado que los tiempos para la falla de las componentes están distribuidos exponencialmente y que los tiempos de reparación de las componentes están distribuidas independientemente y exponencialmente, el valor que cabe esperar del tiempo fuera de servicio del sistema en paralelo como resultado de

las interrupciones del sistema ocasionadas por el traslape de interrupciones forzadas de las componentes es:

$$r_{fe} = \frac{1}{\frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2}}$$

$$r_{fe} = \frac{r_1 r_2}{r_1 + r_2} \quad (\text{años}) \quad \dots 31$$

Para el caso de dos componentes iguales en paralelo donde

$$\lambda = \lambda_1 = \lambda_2$$

$$\lambda' = \lambda'_1 = \lambda'_2$$

$$r = r_1 = r_2$$

$$\lambda_{fe} = A + B \quad \dots 32$$

Donde:

$$A = 2 \lambda r \frac{N}{N+S} \left(\lambda + \frac{S}{N} \lambda' \right)$$

$$B = 2 \lambda' \frac{S}{N+S} \left(\lambda' S + \lambda r \right)$$

$$r_{fe} = \frac{r}{2} + \frac{B}{A+B} \cdot S \quad \dots 32A$$

b) Interrupciones por mantenimiento.

Además de las fallas fortuitas, la mayoría de las partes que componen un sistema se sacan periódicamente del servicio para su mantenimiento.

Para representar el efecto de las interrupciones por mantenimiento sobre la confiabilidad global del sistema, se establecen las siguientes hipótesis:

1. Los paros por mantenimiento ocurren al azar durante los períodos de clima normal y no se sacan las componentes para mantenimiento si:
 - Al hacerlo ocasionaría que las componentes restantes en un sistema en paralelo se sobrecargarán.
 - No pudieran terminarse las maniobras de mantenimiento antes de que variaran las condiciones ambientales.
2. Los tiempos fuera de servicio por mantenimiento están distribuidos exponencialmente.

Además de las hipótesis anteriores, se requieren los siguientes parámetros de confiabilidad para representar a las interrupciones por mantenimiento:

λ_i'' = Tasa de interrupción por mantenimiento de una componente (Paro por mantenimiento/año calendario)

r_i'' = Valor esperado de tiempo fuera de servicio por mantenimiento (Años).

Componentes en serie

La tasa equivalente de interrupciones por mantenimiento para varias componentes conectadas en serie normalmente se considera como la suma de las tasas de interrupción por mantenimiento de cada una de las componentes.

$$\lambda_e'' = \sum_{i=1}^n \lambda_i'' \quad (\text{interrupciones/año})$$

. . . 33

Esta expresión de la tasa equivalente de interrupción por mantenimiento puede considerarse un tanto pesimista ya que son varias las componentes en serie que pueden programarse para darles mantenimiento en forma simultánea.

El valor esperado de tiempo fuera de servicio para un sistema serie como resultado de interrupciones por mantenimiento está dado por la siguiente expresión:

$$r_e'' = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i'' r_i''}{\sum_{i=1}^n \lambda_i''} \quad (\text{años}) \quad . . . 34$$

El valor esperado de tiempo fuera de servicio por mantenimiento para n componentes en serie será la media ponderada de los tiempos fuera por mantenimiento de las componentes individuales con las tasas de interrupción actuando como una función que sirve de contrapeso.

Componentes en paralelo

La tasa esperada de interrupción por mantenimiento para 2 unidades que actúan en paralelo se puede dar de manera aproximada mediante la siguiente expresión:

$$\lambda_e'' = \lambda_1'' (\lambda_2 r_1'') + \lambda_2'' (\lambda_1 r_2'') \quad . . 35$$

Tal y como lo representa la expresión anterior, un sistema en paralelo experimentará una interrupción debido a maniobras de mantenimiento si una de las componentes se saca del servicio para dicho fin y la segunda componente experimenta una interrupción forzada antes de que la primera pueda volver a entrar en servicio.

Esta expresión también supone que el mantenimiento se lleva a cabo sólo durante períodos de clima normal.

El valor esperado del tiempo fuera de servicio de un sistema en paralelo cuando una interrupción forzada de una de las componentes se traslapa con un paro por mantenimiento de la otra componente es:

$$r_e'' = \left(\frac{\lambda_1'' \lambda_2 r_1''}{\lambda_1'' \lambda_2 r_1'' + \lambda_2'' \lambda_1 r_2''} \right) \left(\frac{r_2 r_1''}{r_2 + r_1''} \right) + \left(\frac{\lambda_2'' \lambda_1 r_2''}{\lambda_1'' \lambda_2 r_1'' + \lambda_2'' \lambda_1 r_2''} \right) \left(\frac{r_1 r_2''}{r_1 + r_2''} \right)$$

. . . 36

El razonamiento que se utilizó para derivar r_e'' se puede explicar si se considera el primer término de la expresión. El primer factor de este término corresponde a la fracción de interrupción en el sistema donde se involucra la interrupción por mantenimiento, en el cual la componente 2 falla mientras la componente 1 está fuera por mantenimiento. El segundo factor da el tiempo esperado en que el sistema está fuera de servicio cuando la componente 2 falla mientras la componente 1 está fuera por mantenimiento.

El segundo término de la expresión para obtener r_e'' se determina de manera análoga en la que la interrupción forzada de

la componente 1 se traslapa con la interrupción por mantenimiento de la componente 2.

Para un sistema de dos componentes en paralelo con tasas de falla y tiempos de reparación iguales, las ecuaciones 35 y 36 se reducen a:

$$\lambda_e'' = 2 \lambda \lambda'' r'' \quad \dots 37$$

$$r_e'' = \frac{r r''}{r + r''} \quad \dots 38$$

Donde:

$$\lambda = \lambda_1 = \lambda_2$$

$$\lambda'' = \lambda_1'' = \lambda_2''$$

$$r = r_1 = r_2$$

$$r'' = r_1'' = r_2''$$

c) Interrupciones por sobrecarga.

Hasta este punto, en la determinación de las tasas de falla de las componentes en serie y en paralelo se han considerado únicamente las interrupciones forzadas o independientes y las interrupciones por mantenimiento.

Además de los factores antes mencionados, hay que considerar el caso en que un sistema de distribución experimenta un paro por sobrecarga cuando otro circuito falla.

A menos que un sistema en paralelo sea totalmente redundante o 100% redundante, es decir, que cada componente en paralelo del sistema tenga una capacidad mayor o igual a la carga más elevada que se pueda presentar, siempre existirá la posibilidad de interrupciones por sobrecarga.

Un sistema totalmente redundante es muy confiable pero también es relativamente caro en virtud de las altas capacidades de las componentes. Es obvio que el costo del sistema puede disminuirse con sólo reducir las capacidades de las componentes en paralelo pero esto significa disminuir la confiabilidad en cierto grado.

Se presenta aquí un método que permite la estimación de la reducción de la confiabilidad del sistema causada por interrupciones por sobrecarga en sistemas en paralelo que tienen menos del 100% de redundancia.

La probabilidad de que una interrupción por sobrecarga provoque una interrupción del sistema en algún punto del mismo, se relaciona con:

- El ciclo de carga anual en el punto en cuestión.
- Las capacidades de las líneas de suministro.
- La distribución de tiempos de reparación para las componentes cuya falla puede precipitar la condición de sobrecarga.

El primer paso para calcular la probabilidad de una interrupción por sobrecarga, es desarrollar una familia de curvas relacionando la probabilidad de que una componente pueda llevar las cargas de contingencia como una función de la duración de dicha contingencia.

Considérese un punto de carga en un sistema de distribución cuyo suministro se hace mediante 3 líneas A, B y C, como se ve en la Figura Nº 6.

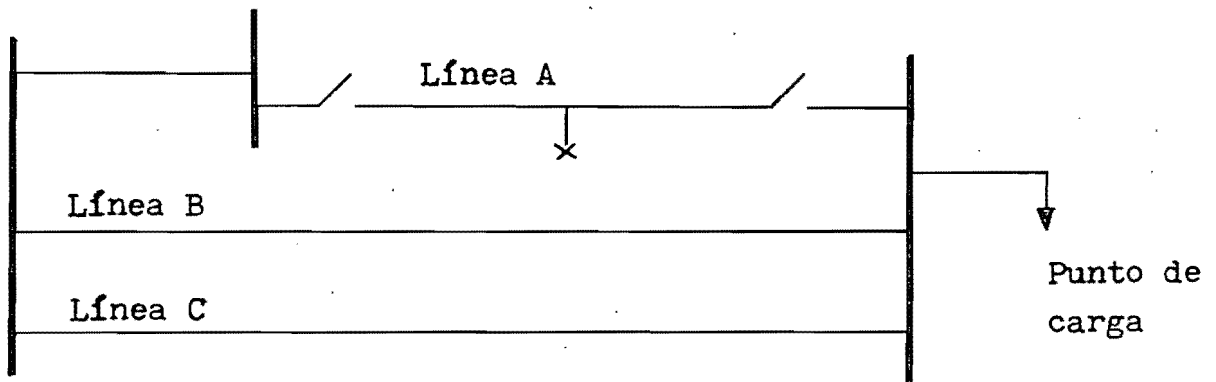


Figura Nº 6

Si la línea A falla, entonces debe contarse con las líneas B y C para que lleven la carga requerida hacia ese punto si se pretende evitar una interrupción del servicio. La probabilidad de que B y C suministren con éxito la carga contingente para una duración dada, puede hallarse muestreando al azar la curva de carga anual del punto en cuestión para intervalos de tiempo iguales a la duración de la interrupción.

Si la capacidad de la componente no es constante todo el año en virtud de las condiciones ambientales, es necesario muestrear el ciclo anual de carga por temporadas.

Dicha muestra se considera adecuada si la carga requerida no excede la capacidad de las líneas disponibles B y C durante el intervalo muestreado.

La probabilidad de llevar con éxito la carga contingente es entonces la relación entre el número de muestras exitosas y el número total de muestras tomadas. Si se repite este procedimiento para intervalos de interrupción de 0 a 24 horas, se puede trazar una curva que relacione la probabilidad de llevar con éxito la carga contingente con la duración de la interrupción.

En la Figura Nº 7 se muestra una familia típica de estas "curvas de contingencia".

La capacidad en por unidad a la que se hace referencia en cada una de las curvas es una medida de la redundancia del sistema y se define como la capacidad de las líneas de suministro disponibles dividida entre la carga máxima de contingencia que se puede requerir lleven dichas líneas.

En un sistema de 2 elementos en paralelo, la carga de contingencia pico para las componentes disponibles es simplemente la suma de las cargas pico normales en los 2 elementos. En sistemas más complejos la carga de contingencia pico sólo se puede hallar mediante un análisis de flujos de carga.

Como es de esperar, la probabilidad de llevar con éxito la carga de contingencia para una duración dada, aumenta a medida que disminuye el factor de carga y crece la variabilidad. Esto es debido a que la carga está por debajo de la capacidad de la componente por períodos más prolongados.

También es interesante hacer notar que, para los ciclos típicos de carga, a menudo se da un punto de ruptura muy bien definido en la probabilidad de llevar con éxito la carga contingente a medida que disminuye el porcentaje de redundancia. Esto se de -

muestra por la diferencia en probabilidad que hay entre las curvas de contingencia del 80 y 70% en la Figura N° 7.

Si las duraciones de las interrupciones fueran constantes, la probabilidad de éxito o de falla podría leerse directamente de las "curvas de contingencia", dada una duración de dichas contingencias. Sin embargo, la longitud que representa la duración de la interrupción se distribuye aproximadamente de manera exponencial. Tomando ésto en cuenta, la probabilidad de una interrupción total una vez que ocurre la contingencia es:

$$P = 1 - \int_0^{\infty} Q(x)dM(x) \quad \dots \dots \dots 39$$

Donde:

Q(x) = Probabilidad de que las componentes en operación lleven con éxito la carga de contingencia para un tiempo x.

M(x) = 1 - e^{-x/ri} = Probabilidad de que la reparación de la componente fallada se termine dentro del tiempo x.

Puesto que sería difícil obtener una función continua para Q(x), la ecuación 39 se puede escribir en forma discreta como se indica a continuación:

$$P = 1 - \sum_j^{\infty} Q(x_j) [M(x_j) - M(x_{j-1})] \quad \dots \dots 40$$

En esta forma se pueden leer valores para Q(x_j) en las "curvas de contingencia". Para curvas típicas de contingencia, la pro-

babilidad de una interrupción durante una condición de sobrecarga permanece aproximadamente constante para una duración - de la interrupción mayor de 24 horas. La ecuación 40 puede entonces escribirse de la siguiente manera:

$$P = 1 - \left\{ \sum_{j=1}^{24} Q(x_j) \left[M(x_j) - M(x_{j-1}) \right] \right\} - Q(24)M(24) \quad \dots 41$$

$Q(x_j)$ se lee de las "curvas de contingencia" para $x_j = 0, 1, \dots$ 24 horas.

Si el tiempo de reparación de la componente fallada se distribuye exponencialmente con tiempo medio fuera de r años, la ecuación 41 se convierte en:

$$P = 1 - \sum_{j=1}^{24} Q(x_j) \left[e^{-(j-1)/8760r} - e^{-j/8760r} \right] - Q(24)e^{-24/8760r} \quad \dots 42$$

Con la expresión anterior para estimar la probabilidad de una interrupción por sobrecarga una vez que ocurre una contingencia, las tasas de interrupción del sistema pueden aproximarse como se indica a continuación.

Considérese un sistema compuesto por los elementos 1 y 2 en paralelo. Si la interrupción por mantenimiento de una componente no da lugar a una interrupción por sobrecarga, las tasas de interrupción en clima normal y en clima adverso serán:

$$\lambda_{oe} = \lambda_1 P_2 + \lambda_2 P_1 \quad (\text{Interrupciones por sobrecarga/año de clima normal}) \quad \dots 43$$

$$\lambda'_{oe} = \lambda'_1 P_2 + \lambda'_2 P_1 \quad (\text{Interrupciones por sobrecarga/año de} \\ \text{clima ambiental adverso}) \quad \dots 44$$

Donde:

P_1 = Probabilidad de que la componente 1 no pueda llevar la carga de contingencia.

Con base en el examen del agrupamiento de paros debidos a las condiciones climatológicas, la conclusión es que la tasa global de interrupción (λ_{ofe}) debida a sobrecargas sería:

$$\lambda_{ofe} = \frac{N}{N + S} \lambda'_{oe} = \frac{S}{N + S} \lambda'_{oe} \quad \dots 45$$

(Interrupciones por sobrecarga/año)

La expresión para las tasas de interrupción por sobrecarga sobrestima ligeramente dichas tasas puesto que algunas interrupciones forzadas de las componentes se traslapan provocando así la falla del sistema. Estas fallas no están sujetas a interrupción por sobrecarga. Sin embargo, este error en la aproximación de λ_{ofe} debe ser pequeño porque el número de interrupciones forzadas que se traslapan es pequeño comparado con el número total de interrupciones forzadas de las componentes.

El cálculo de la tasa de interrupción por sobrecarga para el caso de 3 o más componentes en paralelo puede realizarse de manera muy semejante a sistemas de 2 componentes. Por ejemplo, en un sistema de 3 componentes, la tasa de interrupción por sobrecarga en clima normal se puede calcular de manera aproximada como se indica a continuación:

$$\lambda_{oe} = \lambda_1 P_{2,3} + \lambda_2 P_{1,3} + \lambda_3 P_{1,2} + \lambda_{1,2} P_3 + \lambda_{1,3} P_2 + \lambda_{2,3} P_1$$

. . . 46

(Interrupción por sobrecarga/año de clima normal)

Donde:

λ_i = Tasa de falla en clima normal de la i ésima componente.

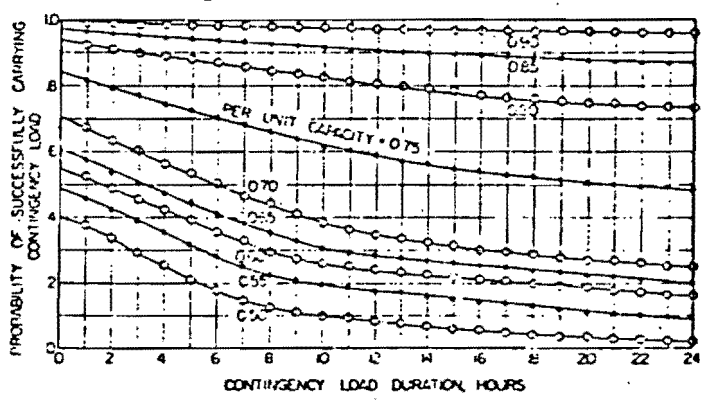
$\lambda_{i,j}$ = Tasa de falla en clima normal de la componente equivalente compuesta de las componentes i y j en paralelo.

P_i = Probabilidad de que la componente i ésima no pueda llevar carga cuando otras componentes están fuera de servicio.

$P_{i,j}$ = Probabilidad de que las componentes i y j no puedan llevar carga cuando otras componentes están fuera de servicio.

Se pueden escribir expresiones similares para la tasa de paros en clima adverso (λ'_{oe}) y para la tasa de falla global (λ_{ofe}) debidas a sobrecargas en un sistema de 3 componentes en paralelo.

Las ecuaciones 44 y 45 corresponden a 2 componentes en paralelo.



Probabilidad de que pueda llevarse con éxito la carga de contingencia.

Figura Nº 7

(Fuente: Referencia 1)

TASAS DE INTERRUPCION TOTAL DE UNA COMPONENTE EQUIVALENTE
Y SU DURACION.

Antes de poder realizar una reducción serie-paralelo para obtener la confiabilidad en varios puntos de carga, deberá identificarse cada trayectoria de suministro y el equipo que forma parte de cada trayectoria deberá reemplazarse con una componente equivalente.

La tasa total de interrupción de dichas componentes equivalentes forzosamente tiene que incluir los efectos de las interrupciones forzadas, por mantenimiento y por sobrecarga, como ya se ha visto anteriormente.

Componentes en serie

Para las componentes en serie las interrupciones por sobrecarga carecen de sentido. En consecuencia, la tasa total de interrupción sería la suma de las tasas de interrupciones forzadas y por mantenimiento de las componentes que forman esa trayectoria.

$$\lambda_{\text{total}} = \lambda_{fe} + \lambda_e'' = \sum_{i=1}^n \left(\frac{N}{N+S} \lambda_i + \frac{S}{N+S} \lambda_i' \right) + \sum_{i=1}^n \lambda_i''$$

. . . 47

(fallas/año)

El valor esperado de la duración de la interrupción sería:

$$r_{\text{total}} = \frac{\lambda_{fe} r_{fe} + \lambda_e'' r_e''}{\lambda_{\text{total}}} \quad (\text{ años }) \quad . . . 48$$

Componentes en paralelo

Para 2 componentes en paralelo la tasa total de interrupción

debida a todos los tipos de interrupción (forzadas que se traslapan, por mantenimiento y por sobrecarga) pueden obtenerse sumando los valores hallados para cada tipo de interrupción. Esto se debe a que cada uno de los mecanismos de falla se considera mutuamente exclusivo.

$$\lambda_{\text{total}} = \lambda_e + \lambda'_e + \lambda''_e + \lambda_{\text{ofe}} \quad (\text{fallas/año}) \quad \dots 49$$

El valor esperado para el tiempo fuera de servicio del sistema formado por 2 componentes en paralelo, como resultado de todos los tipos de paros, incluyendo los debidos a sobrecargas, es:

$$r_{\text{total}} = \frac{\lambda_e r_e + \lambda'_e r'_e + \lambda''_e r''_e + \lambda_{f1} P_2 r_1 + \lambda_{f2} P_1 r_2}{\lambda_{\text{total}}} \quad \dots 50$$

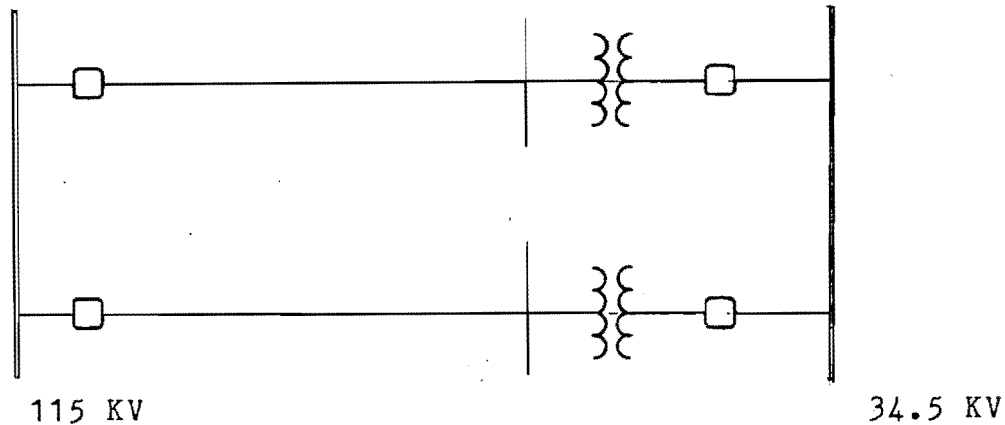
(años)

Si 3 o más componentes están en paralelo, parece ser que, para características típicas pueden tratarse de dos en dos, ésto es, se combinan 2 y la equivalente de éstas se combina con la tercera.

Esta simplificación ciertamente implica un cierto grado adicional de independencia entre 3 o más componentes no considerado cuando únicamente 2 componentes están en paralelo.

Ejemplo No. 3

Sea el sistema de subtransmisión mostrado en la figura:



Calcular la tasa de fallas y tiempo de interrupción del bus de 34.5 KV para cada uno de los siguientes casos:

- Interrupciones debidas al traslape de interrupciones sostenidas de las componentes.
- Interrupciones debidas al traslape de interrupciones sostenidas con interrupciones por mantenimiento de las componentes.
- Interrupciones debidas al traslape de interrupciones temporales con interrupciones sostenidas de las componentes.
- Interrupciones debidas al traslape de interrupciones temporales con interrupciones por mantenimiento de las componentes.

Suponga el bus de 115 KV confiable 100%

DATOS DE LAS COMPONENTES:

Interrupciones sostenidas.

	Fallas/año	Tiempo promedio de reparación (horas)
Línea 115 KV	0.519	9
Interruptor 115 KV	0.0066	3 x 24
Transformador	0.0126	14 x 24
Interruptor 34.5 KV	0.0050	2 x 24
Bus 34.5 KV	0.0113	4

Interrupciones por mantenimiento.

	Interrupciones/año	Tiempo promedio de interrupción (horas)
Línea 115 KV	4	8.2
Interruptor 115 KV	1.5	8.0
Transformador	2	8.0
Interruptor 34.5 KV	1.5	4.0

Interrupciones temporales.

	Fallas/año	Tiempo promedio de restauración (minutos)
Línea 115 KV	2.898	5.0
Transformador	0.005	60.0
Bus 34.5 KV	0.0156	5.0

SOLUCION:

a) Utilizando las ecuaciones 10 y 11, la tasa de interrupción y la duración esperada de la interrupción para una de las trayectorias en serie del sistema (Interruptor 115 KV, línea 115 KV, transformador e interruptor 34.5 KV) están dadas por:

$$\lambda_s = 0.0066 + 0.519 + 0.0126 + 0.005 = 0.5432 \text{ fallas/año}$$

$$r_s = \frac{(0.0066 \times 72) + (0.519 \times 9) + (0.0126 \times 336) + (0.005 \times 48)}{0.5432} = 17.71 \text{ horas}$$

La segunda trayectoria en serie del sistema tendrá los mismos parámetros.

Utilizando las ecuaciones 13 y 14 calculamos las tasas de falla y tiempo de duración para las dos trayectorias en paralelo:

$$\lambda_p = 0.5432 \times 0.5432 \left[\frac{17.71 + 17.71}{8760} \right] = 0.0012 \text{ fallas/año}$$

$$r_p = \frac{17.71 \times 17.71}{17.71 + 17.71} = 8.86 \text{ horas}$$

El bus de 34.5 KV es una componente en serie con la componente equivalente en paralelo calculada, por lo que tenemos:

$$\lambda_{SL} = 0.0012 + 0.0113 = 0.0125 \text{ fallas/año}$$

$$r_{SL} = \frac{(0.0012 \times 8.86) + (0.0113 \times 4)}{0.0125} = 4.46 \text{ horas}$$

$$U_{SL} \approx \lambda_{SL} r_{SL} = 0.0125 \times 4.46 = 0.0558 \text{ horas/año}$$

b) Utilizando las ecuaciones 33 y 34, la tasa de interrupción por mantenimiento y la duración esperada de la interrupción para una de las trayectorias en serie está dada por:

$$\lambda'' = 1.5 + 4 + 2 + 1.5 = 9 \text{ interrupciones/año}$$

$$r'' = \frac{(1.5 \times 8) + (4 \times 8.2) + (2 \times 8) + (1.5 \times 4)}{9} =$$

$$r'' = 7.42 \text{ horas}$$

La tasa de interrupción y el tiempo de duración para la segunda trayectoria en serie son las mismas.

Con las ecuaciones 37 y 38 podemos determinar la tasa de interrupción por mantenimiento y el tiempo de duración de la interrupción para las dos trayectorias en paralelo:

$$\lambda_{mL}'' = 2 \times 0.5432 \times 9 \times \frac{7.42}{8760} = 0.0083 \text{ fallas/año}$$

$$r_{mL}'' = \frac{17.71 \times 7.42}{17.71 + 7.42} = 5.23 \text{ horas}$$

De acuerdo con las ecuaciones 49 y 50, la tasa de interrupción global anual será:

$$\lambda_{SL} + \lambda_{mL}'' = 0.0125 + 0.0083 = 0.0208 \text{ fallas/año}$$

La duración esperada de la interrupción global será:

$$\frac{(0.0125 \times 4.46) + (0.0083 \times 5.23)}{0.0208} = 4.76 \text{ horas}$$

El tiempo de interrupción promedio global será:

$$0.0208 \times 4.76 = 0.099 \text{ horas/año}$$

c) La tasa de interrupción temporal y la duración esperada de la interrupción de una de las trayectorias en serie está dada por:

$$\lambda_T = 0.0 + 2.898 + 0.005 + 0.0 = 2.903 \text{ interrupciones/año}$$

$$r_T = \frac{(2.898 \times 5) + (0.005 \times 60)}{2.903} = 5.1 \text{ minutos}$$

Los mismos parámetros de interrupción temporal se aplican a la segunda trayectoria con elementos en serie.

La tasa de interrupción del sistema debida al traslape de interrupciones temporales con interrupciones sostenidas de las componentes es:

$$\lambda_{tL} = 2 \times 2.903 \times 0.5432 \frac{17.71}{8760} = 0.0064 \text{ interrupciones/año}$$

El tiempo de restauración del traslape debido a interrupción temporal es de 5 minutos (Tiempo para restaurar una de las trayectorias en serie).

d) Para un sistema de dos trayectorias iguales en paralelo, la tasa de interrupción temporal debida al traslape de interrupción temporal con interrupciones por mantenimiento de las componentes será:

$$\lambda_{tL}'' = 2 \times 2.903 \times 9 \times \frac{7.42}{8760} = 0.0443 \text{ interrupciones/año}$$

El tiempo de restauración del traslape en este caso es de 5 minutos.

Si desearamos calcular la tasa de interrupción temporal total debida al traslape de interrupciones temporales con interrupciones sostenidas y con interrupciones por mantenimiento, tendríamos:

$$\lambda_{TL} = \lambda_{tL} + \lambda_{tL}'' = 0.0064 + 0.0443 = 0.0507 \text{ interrupciones/año}$$

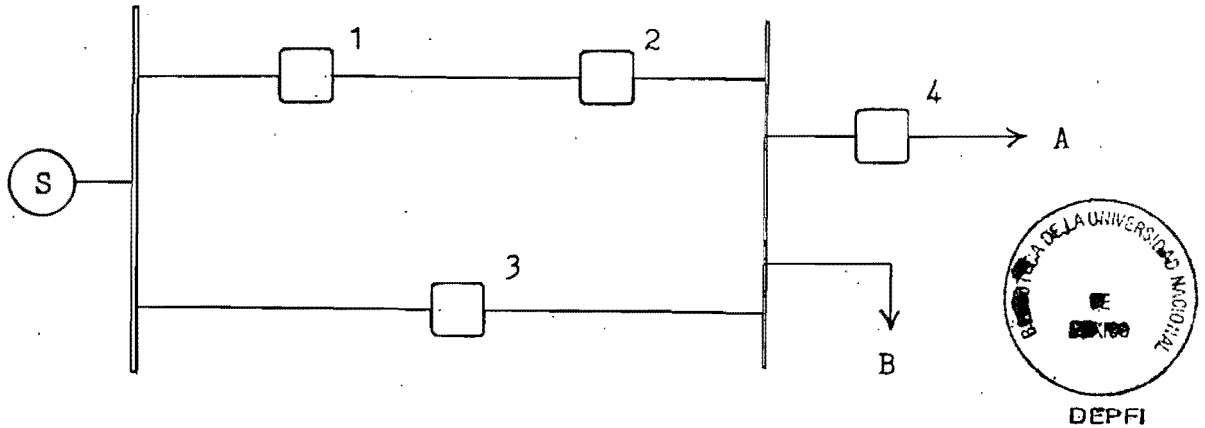
El tiempo de restauración para interrupciones temporales es de 5 minutos.

La tasa de interrupción temporal global será la suma de λ_{TL} con la tasa de interrupción temporal del bus de 34.5 KV:

$$\lambda = 0.0507 + 0.0156 = 0.0663 \text{ fallas/año}$$

Ejemplo No. 4

Para mostrar la aplicación de las ecuaciones descritas en este trabajo, considere el siguiente sistema formado por 4 componentes:



El alimentador A tiene un consumidor y el alimentador B tiene dos consumidores. La fuente de suministro S se considera 100% confiable.

Las características de las componentes que forman el sistema son las siguientes:

$\lambda_1 = \lambda_2 = \lambda_3 = \lambda_4 = 0.4$ fallas por año en condiciones ambientales normales.

$\lambda'_1 = \lambda'_2 = \lambda'_3 = \lambda'_4 = 20$ fallas por año en condiciones ambientales adversas.

$\lambda''_1 = \lambda''_2 = \lambda''_3 = 2$ interrupciones por mantenimiento por año.

$r_1 = r_2 = r_3 = r_4 = 8.76 \text{ horas} = 10^{-3} \text{ años}$

$r''_1 = r''_2 = r''_3 = 8.76 \text{ horas} = 10^{-3} \text{ años}$

$\lambda_4'' = r_4'' = 0.0$ ya que no tienen significado como parámetros de mantenimiento para la componente 4 (Constituyen una interrupción para el consumidor en el alimentador A).

Las capacidades de las componentes 1, 2 y 3, son el 90% de la carga de contingencia pico que en un momento dado se requiere que lleven.

Los valores esperados para los períodos de condiciones ambientales adversas y normales son:

$$S = 1.25 \text{ horas} = 1.43 \times 10^{-4} \text{ años}$$

$$N = 191 \text{ horas} = 2.18 \times 10^{-2} \text{ años}$$

SOLUCION:

El primer paso en los cálculos es combinar todas las componentes en serie para encontrar una componente equivalente. En este caso combinamos la 1 y la 2 para encontrar una equivalente e_1 .

$$\lambda_{e_1} = \lambda_1 + \lambda_2 = 0.8 \text{ fallas/año en condiciones ambientales normales.}$$

$$\lambda'_{e_1} = \lambda'_1 + \lambda'_2 = 40.0 \text{ fallas/año en condiciones ambientales adversas.}$$

$$\lambda''_{e_1} = \lambda''_1 + \lambda''_2 = 4.0 \text{ interrupciones por mantenimiento/año}$$

La tasa global de interrupciones forzadas para el elemento equivalente e_1 será:

$$\lambda_{f_{e_1}} = \lambda_{f_1} + \lambda_{f_2} = \frac{N}{N+S} \lambda_1 + \frac{S}{N+S} \lambda'_1 + \frac{N}{N+S} \lambda_2 + \frac{S}{N+S} \lambda'_2$$

$$\lambda_{f_{e_1}} = 1.054 \text{ interrupciones forzadas/año}$$

Los valores esperados para los tiempos de reparación por interrupción forzada y por mantenimiento para la componente e_1 serán:

$$r_{f_{e_1}} = \frac{\sum_{i=1}^2 \lambda_{f_i} r_i}{\lambda_{f_{e_1}}} = 10^{-3} \text{ años}$$

$$r_{e_1}'' = \frac{\sum_{i=1}^2 \lambda_i'' r_i''}{\lambda_{e_1}''} = 10^{-3} \text{ años}$$

El siguiente paso es hacer todas las reducciones posibles de las componentes en paralelo. En este paso la componente 3 y la componente equivalente e_1 se combinan para formar la componente equivalente e_2 .

Las tasas de interrupción forzada y por mantenimiento serán:

$$\lambda_{e_2} = \lambda_3 \lambda_{e_1} (r_3 + r_{f_{e_1}}) + \frac{S}{N} (\lambda_3' \lambda_{e_1} r_{f_{e_1}} + \lambda_{e_1}' \lambda_3 r_{f_3})$$

$$\lambda_{e_2} = 8.50 \times 10^{-4} \text{ fallas/año en condiciones ambientales normales.}$$

$$\lambda_{e_2}' = \frac{N}{S} \left[\frac{S}{N} (\lambda_3 \lambda_{e_1}' r_3 + \lambda_{e_1} \lambda_3' r_{f_{e_1}}) + 2 \frac{S^2}{N} \lambda_3' \lambda_{e_1}' \right]$$

$$= 0.261 \text{ fallas/año en condiciones ambientales adversas.}$$

$$\lambda_{e_2}'' = \lambda_3'' \lambda_{e_1} r_3'' + \lambda_{e_1}'' \lambda_3 r_{e_1}'' = 3.20 \times 10^{-3} \text{ interrupciones por mantenimiento/año.}$$

Entonces la tasa de interrupción forzada global para la equivalente e_2 será:

$$\lambda_{f_{e_2}} = \frac{N}{N+S} \lambda_{e_2} + \frac{S}{N+S} \lambda_{e_2}' = 2.55 \times 10^{-3} \text{ interrupciones forzadas/año}$$

Los valores esperados de tiempos de reparación para el traslape de interrupciones forzadas y por mantenimiento serán:

$$r_{f_{e_2}} = \frac{r_3 r_{f_{e_1}}}{r_3 + r_{f_{e_1}}} = 5 \times 10^{-4} \text{ años}$$

Con la ecuación 36 podemos calcular el valor de r_{e_2}'' :

$$r_{e_2}'' = 5 \times 10^{-4} \text{ años.}$$

En este cálculo, el primer factor del primer término de la ecuación es la fracción de la interrupción del sistema en la cual la componente e_1 falla mientras la componente 3 está fuera por mantenimiento.

El segundo factor del primer término da el tiempo fuera esperado cuando la componente e_1 falla mientras la componente 3 está fuera por mantenimiento.

Debido a que las dos ramas en paralelo no son redundantes, deberá calcularse la tasa de falla debida a interrupción por sobrecarga.

Aplicando las curvas de contingencia de la Figura No. 7, las probabilidades de que las componentes 3 y e_1 puedan llevar con éxito las cargas de contingencia son:

$$P_{e_1} = 1 - \sum_{i=1}^{24} Q(x_j) \left[e^{-(j-1)/8760r_3} - e^{-j/8760r_3} \right] - Q(24) e^{-24/8760r_3} = 0.019$$

$$P_3 = 1 - \sum_{i=1}^{24} Q(x_j) \left[e^{-(j-1)/8760r_{e_1}} - e^{-j/8760r_{e_1}} \right] - Q(24) e^{-24/8760r_{e_1}} = 0.019$$

Entonces la tasa de interrupción por sobrecarga de la componente e_2 durante condiciones ambientales normales y adversas será:

$$\lambda_{of_{e_2}} = \frac{N}{N+S} (\lambda_{e_1} P_3 + \lambda_3 P_{e_1}) + \frac{S}{N+S} (\lambda'_{e_1} P_3 + \lambda'_3 P_{e_1})$$

$$\lambda_{of_{e_2}} = 0.03 \text{ interrupciones por sobrecarga/año}$$

La tasa de interrupción total para la componente equivalente e_2 debida a todos los modos de falla es:

$$\lambda_{T_{e_2}} = \lambda_{f_{e_2}} + \lambda_{e_2} + \lambda_{of_{e_2}} = 3.575 \times 10^{-2} \text{ interrupciones/año}$$

El valor esperado de reparación para la componente e_2 considerando todos los tipos de interrupciones es:

$$r_{Te_2} = \frac{\lambda_{fe_2}}{\lambda_{Te_2}} r_{fe_2} + \frac{\lambda_{e_2}''}{\lambda_{Te_2}} r_{e_2}'' + \frac{\lambda_{f_3} P_{e_1}}{\lambda_{Te_2}} r_3 + \frac{\lambda_{fe_1} P_3}{\lambda_{Te_2}} r_{e_1}$$

$$r_{Te_2} = 0.936 \times 10^{-3} \text{ años} = 8.2 \text{ horas}$$

El consumidor en el alimentador B experimentará la misma tasa de interrupción total y la restauración tal y como se calculó para la componente equivalente e_2 :

El tiempo fuera total promedio por año para el consumidor en el alimentador B será:

$$U_B = \frac{r_{Te_2}}{r_{Te_2} + \frac{1}{\lambda_{Te_2}}}$$

$$U_B = 0.293 \text{ horas/año}$$

La probabilidad de que cualquier interrupción dure mas de 24 horas es:

$$P(\text{B esté fuera mas de 24 horas}) = e^{-24/r_{Te_2}}$$

$$P = 0.053$$

Los índices de confiabilidad para el consumidor en A se encuentran haciendo una reducción serie de las componentes 4 y la equivalente e_2 para formar una equivalente e_3 :

$$\lambda_{Te_3} = \lambda_{fe_3} + \lambda_{e_3}'' = \lambda_{fe_2} + \lambda_{f_4} + \lambda_{e_2}'' + \lambda_4''$$

$$= 0.562 \text{ interrupciones/año}$$

$$r_{Te_3} = \frac{\lambda_{fe_3} r_{fe_3} + \lambda_{e_3}'' r_{e_3}''}{\lambda_{Te_3}}$$

Donde:

$$r_{fe_3} = \frac{\lambda_{fe_2} r_{e_2} + \lambda_{f_4} r_4}{\lambda_{fe_3}}$$

$$r_{e_3}'' = r_{e_2}''$$

$$r_{Te_3} = 8.71 \text{ horas}$$

El tiempo fuera total promedio por año para el consumidor en A será:

$$U_A = \frac{r_{Te_3}}{r_{Te_3} + \frac{1}{\lambda_{Te_3}}} = 4.9 \text{ horas/año}$$

y la probabilidad de que A esté fuera de servicio mas de 24 horas:

$$P = e^{-24/r_{Te_3}} = 0.064$$

Los índices de confiabilidad del sistema en conjunto son:

a) Número promedio de interrupciones por consumidor por año:

$$\bar{\lambda} = \frac{(1 \times 0.562) + (2 \times 3.575 \times 10^{-2})}{3} = 0.211$$

$$\bar{\lambda} = 0.211 \text{ interrupciones/año}$$

b) Tiempo promedio de restauración por consumidor:

$$\bar{r} = \frac{(1 \times 8.71) + (2 \times 8.2)}{3} = 8.37$$

$$\bar{r} = 8.37 \text{ horas}$$

c) Tiempo de interrupción total promedio por consumidor por año:

$$\bar{U} = \frac{(1 \times 4.9) + (2 \times 0.293)}{3} = 1.83$$

$$\bar{U} = 1.83 \text{ horas}$$

d) Máximo número esperado de interrupciones experimentado por cualquier consumidor, por año:

$$\lambda_{\max} = \lambda_{T_{e_3}} = 0.562$$

$$\lambda_{\max} = 0.562 \text{ interrupciones/año}$$

e) Máximo tiempo esperado de restauración experimentado por un consumidor:

$$r_{\max} = r_{T_{e_3}} = 8.71$$

$$r_{\max} = 8.71 \text{ horas}$$

REFERENCIAS

1. Cooper, J. H. and Shortley, P. B., " Reliability Procedures for Subtransmission and Distribution Systems ".
IEEE Tutorial Course: Probability Analysis of Power System Reliability, Text 71M30-PWR, 1971, pp. 58-65.

2. Billinton, R., " Distribution System Reliability Evaluation "
IEEE Tutorial Course: Power System Reliability Evaluation,
Text 82 EHO 195-8-PWR, pp. 42-50.

3. Billinton, R., Power System Reliability Evaluation.
A short post experience course at the Imperial College of science and technology. April 1975.
Section 3. Distribution Systems.

4. Billinton, R. and Grover, M. S., " Quantitative Evaluation of Permanent Outages in Distribution Systems ".
IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 94, pp. 733-741, May/Jun 1975.

5. Billinton, R. and Grover, M.S., " Reliability Assessment of Transmission and Distribution Schemes ".
IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 94, pp. 724-732, May/Jun 1975.

6. Billinton, R., " Power System Reliability Evaluation ".
Ed. Gordon & Breach, New York, N. Y., 1970

7. Billinton, R., Ringlee, R. J., and Wood, A. J. " Power System Reliability Calculations "
M. I. T. Press. 1973

8. Endrenyi, J., " Reliability Modeling in Electric Power Systems ". Section 12. Distribution System Reliability. Ed. John Wiley & Sons Ltd. New York, N. Y., 1978

BIBLIOGRAFIA

1. Todd, Z. G., " A Probability Method for Transmission and Distribution Outage Calculations ".
IEEE Transactions, PAS, July 1964. pp. 695-701
2. Gaver, D. P., Montmeat, F. E. and Patton, A. D.
" Power System Reliability I - Measures of Reliability and Methods of Calculation ".
IEEE Transactions, PAS, July 1964, pp. 727-737.
3. Billinton, R. and Bollinger, K. E. " Transmission System Reliability Evaluation Using Markov Processes ".
IEEE Transactions, PAS, Feb. 1968. pp. 538-547.
4. IEEE Recommended Practice for Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems.
IEEE Standard 493, 1980.