

Universidad Nacional de Ingeniería

Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica



Evaluación de la Confiabilidad de Sistemas
Generación - Transmisión de Energía
Eléctrica Mediante el Método
de Probabilidad Condicional

TESIS

Para Optar el Título Profesional de

INGENIERO ELECTRICISTA

Carlos Alberto Castillo Prada

Promoción - 1981 - I

Lima - Perú

1986

EVALUACION DE LA CONFIABILIDAD DE SISTEMAS

GENERACION-TRANSMISION DE ENERGIA ELECTRICA

MEDIANTE EL METODO DE PROBABILIDAD CONDICIONAL

TITULO: "EVALUACION DE LA CONFIABILIDAD DE SISTEMAS DE GENERACION-TRANSMISION DE ENERGIA ELECTRICA MEDIANTE EL METODO DE PROBABILIDAD CONDICIONAL"
AUTOR CARLOS ALBERTO CASTILLO PRADA
ESPECIALIDAD ELECTRICIDAD
TITULO AL QUE OPTA INGENIERO ELECTRICISTA
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
LIMA - PERU 1985

RESUMEN

El presente trabajo describe una técnica basada en el método de probabilidad condicional, que permite evaluar los índices de confiabilidad de los diferentes puntos de carga de un sistema de potencia, considerando salidas de servicio de unidades de generación y componentes de transmisión.

La definición de riesgos de pérdida de carga incluye niveles de tensión inaceptables, sobrecarga de circuitos y capacidad de generación inadecuada. La técnica es bastante general y cualquier condición de operación puede ser incluida.

En el Capítulo I se muestra la importancia del estudio y la secuencia lógica de evaluación seguida en todo análisis de confiabilidad. En el Capítulo II se desarrollan los modelos matemáticos requeridos para representar al sistema.

El Capítulo III describe el método utilizado en el estudio y como antecedentes muestra dos métodos basados en el criterio único de continuidad. En el Capítulo IV se propone simplificaciones que no a

fectan considerablemente la precisión de los resultados, y que son necesarias para reducir esfuerzo computacional.

El Capítulo V muestra el método de cálculo de flujo de carga seleccionado, y el Capítulo VI describe la recopilación y el tratamiento estadístico de los datos del sistema.

En el Capítulo VII se dan las definiciones de los índices de confiabilidad más usados, y finalmente, en el Capítulo VIII se describe el programa computacional desarrollado en base a la teoría expuesta, y el Capítulo IX muestra los ejemplos de aplicación.

CONTENIDO

	<u>Pág.</u>
INTRODUCCION	1
CAPITULO I: EL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD EN EL PLANTEAMIENTO DE SISTEMAS ELECTRICOS	4
1.1 Importancia del Estudio de Confiabilidad de un Sistema Eléctrico	4
1.2 Evaluación de la Confiabilidad de un Sistema Eléctrico	6
1.3 Alcance del Estudio a Tratar.	9
CAPITULO II: MODELOS REPRESENTATIVOS PARA EL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD	14
2.1 Desarrollo de Modelos	14
2.2 Modelo Representativo de los Estados de un Componente	15
2.3 Modelo Representativo de la Carga del Sistema.	23

CAPITULO III: EVALUACION DE LA CONFIABILIDAD DE SISTEMAS GENERACION-TRANSMISION	27
3.1 Antecedentes	27
3.1.1 Método de Probabilidades	28
3.1.2 Método de Frecuencia y Duración	29
3.1.3 Método de Procesos de Markov	32
3.2 Método de Probabilidad Condicional	33
CAPITULO IV: SIMPLIFICACIONES REQUERIDAS EN SISTE MAS ELECTRICOS GRANDES	42
4.1 Finalidad	42
4.2 Selección de Estados del Sistema	43
4.3 Configuración del Sistema de Generación en Barra Unica	44
4.4 Simplificación de la Red de Transmisión.	48
CAPITULO V: METODO DE CALCULO DE FLUJO DE CARGA	50
5.1 Selección del Método de Cálculo	50
5.2 Método de Cálculo de Flujo de Carga Desaco plado Rápido	52
5.3 Técnica de Reducción de Requerimientos de Me moria.	58
5.4 Técnica de Eliminación de Gauss y Ordenamien to Optimo.	60

CAPITULO VI: ANALISIS Y DETERMINACION DE DATOS PARA EL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD	62
6.1 Datos Requeridos para el Estudio	62
6.1.1 Datos Determinísticos	62
6.1.2 Datos Estocásticos	63
6.2 Tratamiento Estadístico de Datos Estocásticos	63
6.2.1 Sistema de Generación	63
6.2.2 Sistema de Transmisión	65
CAPITULO VII: INDICES DE CONFIABILIDAD	71
7.1 Indices de Confiabilidad de Puntos de Carga	71
7.2 Indices de Confiabilidad del Sistema	73
CAPITULO VIII: PROGRAMA COMPUTACIONAL PARA EVALUAR INDICES DE CONFIABILIDAD DE SISTEMAS GENERACION-TRANSMISION DE ENERGIA ELECTRICA	75
8.1 Fundamento y Características del Programa	75
8.1.1 Fundamento	75
8.1.2 Características	76
8.2 Descripción General del Programa	77
8.2.1 Programa Principal	77
8.2.2 Subprogramas	77

	<u>Pág.</u>	
8.3	Entrada de Datos	81
8.3.1	Estructura de la Entrada de Datos	81
8.3.2	Descripción y Formatos de los Datos de Entrada	81
8.4	Resultados del Programa	90
CAPITULO IX: APLICACIONES DEL PROGRAMA DESARROLLADO		93
CONCLUSIONES		108
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS		112
APENDICES		116
A.	Definición de Términos	117
B.	Reglas Básicas de Probabilidades	120
C.	Función de Distribución Exponencial de Proba bilidades	124
D.	Procesos de Markov	129
E.	Listado del Programa Computacional Desarro llado	134
F.	Ejemplo de Salida del Programa Computacional Desarrollado	160

ESQUEMAS

1. Diagrama de Flujo Simplificado del Programa de Evaluación de Confiabilidad de Sistemas Generación-Transmisión.
2. Esquema de la Red Eléctrica del Caso de Aplicación N° 1.
3. Esquema de la Red Eléctrica del Caso de Aplicación N° 2.

INTRODUCCION

Siendo la energía eléctrica un elemento básico del desarrollo económico y social de un país, la confiabilidad del servicio se convierte en un aspecto de especial interés para los responsables de la planificación y operación de los sistemas de potencia.

Hoy en día, el desarrollo de un plan de equipamiento de un sistema de potencia que cumpla con los requerimientos de la demanda, de la mejor forma técnica y al menor costo, requiere hacer uso de una serie de técnicas, que de una u otra forma, están dentro del área de optimización y programación matemática.

Conforme un sistema crece y llega a ser más complejo, las decisiones empíricas llegan a ser menos óptimas y menos económicas. Ante la necesidad de contar con índices factibles de comparación en la toma de decisiones para el planeamiento de una red eléctrica, y al existir varias fuentes de incertidumbres en los parámetros requeridos, se hacen necesarios los estudios de confiabilidad utilizando métodos probabilísticos.

Mientras que la última meta en un estudio de confiabilidad puede ser la evaluación del sistema entero y la determinación de todos los índices de confiabilidad, esta tarea parece ser bastante ambiciosa en el presente. El número de componentes involucrados y su numerosa y compleja interrelación requeriría modelos analíticos que son

bastante complicados para ser resueltos sin excesivo tiempo de computación y esfuerzo. En el estado actual de desarrollo, las evaluaciones de confiabilidad son conducidas separadamente para cada parte principal del sistema, generación, transmisión y distribución. Esto también asegura mayor flexibilidad en el criterio de selección de fallas y permite hacer asunciones apropiadas.

Una vez que se ha decidido que una evaluación de confiabilidad es requerida, es necesario definir el método a usar y que índices calcular.

Los modelos de confiabilidad probabilísticos para sistemas con puestos Generación-Transmisión, se han desarrollado recientemente, varios métodos y programas están aún en la etapa de desarrollo. Mientras que en Norteamérica los investigadores se han inclinado por los métodos analíticos, en Europa se han aplicado exitosamente programas de simulación.

Los métodos de simulación probabilística, comunmente designados como Método Montecarlo, se basa en el análisis de eventos seleccionados aleatoriamente, y tiene como características principales, la flexibilidad de modelación, y una relativa insensibilidad del esfuerzo computacional con las dimensiones y complejidad del sistema bajo análisis.

Los métodos analíticos pueden dar explicación de la interrelación entre los diversos fenómenos de interés, a través de modelos matemáticos específicos para cada componente del sistema. Computacionalmente, requiere esfuerzos crecientes con la dimensión y complejidad del sistema.

Los procedimientos normalmente utilizados en el planeamiento de los sistemas eléctricos del país, pueden ser asociados más directamente con los métodos analíticos, ya que se basan fundamentalmente, en la selección y análisis de un conjunto de contingencias que se consideran como relevantes en el desempeño del sistema eléctrico. Por esta razón, se ha creído conveniente enmarcar el presente trabajo dentro de estas técnicas.

El objetivo principal del trabajo es presentar una técnica basada en el método de probabilidad condicional, para evaluar la confiabilidad de sistemas compuestos Generación-Transmisión.

La técnica seleccionada no se limita a considerar solamente el criterio de continuidad entre fuente de generación y punto de carga, sino que se extiende a considerar criterios de calidad de servicio, es decir, que se obtengan tensiones aceptables, suficiente capacidad de generación, y que los circuitos no se hallen sobrecargados. El método es bastante flexible y cualquier condición de operación puede ser incluida.

Adicionalmente, se establece una metodología que permite determinar, a partir de los datos de campo, los parámetros necesarios para construir los modelos matemáticos de los componentes del sistema.

Se espera que el presente trabajo, sirva como punto de partida para el desarrollo de metodologías más avanzadas, dada la importancia que irán adquiriendo los estudios de confiabilidad en el planeamiento de la expansión de los sistemas eléctricos.

CAPITULO I

EL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD EN EL PLANEAMIENTO DE SISTEMAS ELECTRICOS

1.1 Importancia del Estudio de Confiabilidad de un Sistema Eléctrico

El gran desarrollo industrial y el aumento de los niveles de vida, provocan que la sociedad moderna exija cada vez más, que el abastecimiento de energía eléctrica sea continuo y libre de interrupciones. Esta exigencia hace que los ingenieros se esfuercen por obtener sistemas relativamente libre de fallas, lo cual en realidad no es físicamente posible, debido a la ocurrencia de fallas aleatorias, las cuales están generalmente fuera del control de los operadores del sistema. Sin embargo, la probabilidad de ocurrencia de las interrupciones de servicio puede ser reducida, por el uso de mejores componentes o por un diseño más redundante del sistema.

Redundancia en un sistema de generación significa tener una mayor capacidad instalada de generación que la normalmente requerida, este exceso de capacidad es una reserva para casos de emergencia. Redundancia en un sistema de transmisión significa tener enlaces sobredimensionados entre subestaciones, o enlaces donde no son requeridos en el diseño básico, esta capacidad de transmisión extra es utilizada para evitar sobrecargas bajo condiciones de operación anormales. Redundancia en subestaciones y sistemas de distribución significa duplicar ciertos componentes y aplicar esquemas de barras más sofisticados, para reducir las posibilidades de interrupción de carga.

Es cierto que para mejorar la confiabilidad de un sistema, o dicho en otras palabras, reducir los costos de interrupciones de servicio, se requiere un mayor monto en las inversiones. También es cierto que un sistema muy confiable ocasiona inversiones excesivas y costos de operación altos, lo cual es reflejado en la estructura tarifaria. Es evidente por lo tanto que las restricciones económicas y de confiabilidad pueden ser competitivas, y esto puede llevar a decisiones difíciles en las fases de planeamiento y operación.

Es necesario por lo tanto, obtener un balance óptimo entre lo ganado por una confiabilidad más alta, y el costo de proveerla. La manera de lograr ésto, es graficando el costo incremental de confiabilidad contra el costo representativo ocasionado por las interrupciones de servicio, teniendo como referencia el nivel de confiabilidad. En la figura 1, se muestran curvas típicas obtenidas, bajo la consideración de un conjunto de premisas aceptables.

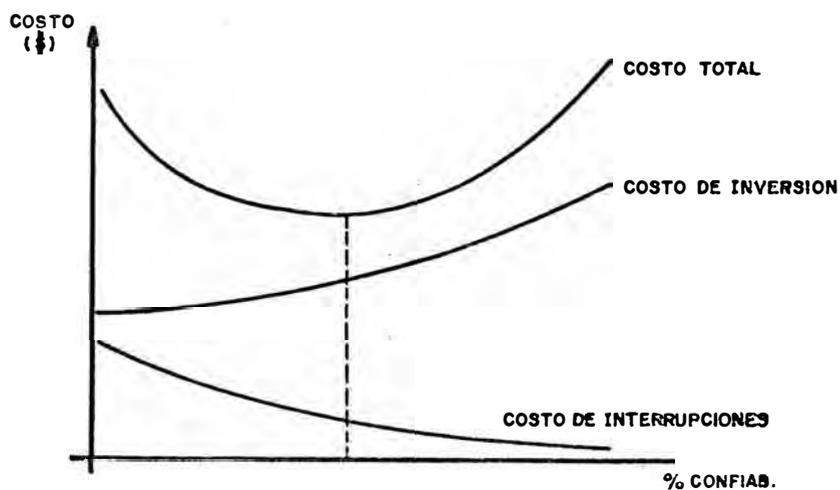


FIGURA 1. RELACION ENTRE COSTO Y CONFIABILIDAD

Antes de tomar una decisión sobre cualquier esquema de refuerzo o expansión, es necesario tener conciencia de la existencia de alguna conformidad entre la confiabilidad de las varias partes del sistema. No tiene sentido reforzar arbitrariamente una parte fuerte del sistema donde áreas débiles aún existen. En consecuencia, se requiere un balance entre generación, transmisión y distribución. Esto no significa que la confiabilidad de cada uno debería ser igual. Razones para diferentes niveles de confiabilidad son justificadas, por ejemplo, debido a la importancia de una carga en particular, ya que las fallas de generación y transmisión pueden causar salidas de servicio dispersas en el sistema, mientras que las fallas de distribución son muy localizadas.

Las evaluaciones de confiabilidad a largo plazo asisten en el planeamiento a largo plazo; las predicciones de confiabilidad a corto plazo se realizan para asistir en decisiones de operación diaria.

La evaluación de confiabilidad es una característica importante e integral del planeamiento, diseño y operación de todos los sistemas de ingeniería.

1.2 Evaluación de la Confiabilidad de un Sistema Eléctrico

La confiabilidad se ha logrado hasta ahora, en base a la subjetividad y experiencia cualitativa de los ingenieros de diseño y operación, es decir, basados solamente en el conocimiento funcional de un sistema. Criterios típicos son:

En planeamiento de capacidad de generación: capacidad instalada igual a la máxima demanda esperada más un porcentaje fijo de la misma.

- En planeamiento de redes: construir un número mínimo de circuitos para un grupo de cargas, el número mínimo depende de la máxima demanda del grupo.

Aunque estos y otros criterios similares, han sido desarrollados a fin de tener en cuenta las fallas de ocurrencia aleatoria, ellos son inherentemente determinísticos. (Referencia 1)

La evaluación de confiabilidad está relacionada con el comportamiento futuro de un componente o sistema, por lo tanto, el problema no puede ser definido como determinístico, sino como de naturaleza estocástica, en otras palabras, varía aleatoriamente con el tiempo. Una evaluación completa de un proceso estocástico puede ser realizado solamente usando técnicas probabilísticas. Sin embargo, debe notarse que solamente la teoría de probabilidades no puede predecir la confiabilidad o la seguridad de un sistema. La evaluación requiere un entendimiento completo del sistema, su diseño, la manera como opera, la manera como falla, su medio ambiente y los esfuerzos a los cuales está sujeta. Es en este aspecto de la evaluación de confiabilidad que los juicios del ingeniero son importantísimos. La teoría de probabilidades es solamente una herramienta disponible para el ingeniero, a fin de transformar su conocimiento del sistema en una predicción de su probable comportamiento futuro.

Aspectos probabilísticos típicos de un sistema de potencia son:

- a) La tasa de salidas de servicio forzadas de las unidades de generación, la cual es una función del tamaño de la unidad, y por lo tanto un porcentaje de reserva fijo no puede asegurar un riesgo consistente.

- b) La tasa de salidas de servicio forzadas de una línea aérea es una función de la longitud, diseño, localización y medio ambiente, por lo tanto un riesgo consistente de interrupción de abastecimiento no puede ser asegurado construyendo un número mínimo de circuitos.
- c) Todas las decisiones de planeamiento y operación están basadas en las técnicas de proyección de carga. Estas técnicas no pueden predecir la carga exactamente, por lo tanto, existen incertidumbres en la proyección. Esto impone factores estadísticos los cuales deberían ser evaluados probabilísticamente.

Una simple técnica o fórmula de confiabilidad para todo propósito no existe. La aproximación usada y la fórmula resultante, si existe, dependen del problema y las premisas que se asuman. Muchas asunciones tienen que ser hechas en todas las aplicaciones de teoría de estadística y probabilidades. La validez de los análisis de confiabilidad de un sistema, está directamente relacionado a la validez del modelo usado para representarlo.

Un sistema de potencia moderno es complejo, altamente integrado y muy grande. Aún instalaciones de cómputo grandes no son lo suficientemente poderosas para poder analizar de una manera completa, realista y exhaustiva todo el sistema en conjunto. Sin embargo, el sistema puede ser dividido en subsistemas apropiados (generación, transmisión, distribución), los cuales se analizan separadamente. Esto asegura mayor flexibilidad en el criterio de selección de fallas, y permite hacer asunciones apropiadas.

La confiabilidad de un sistema de abastecimiento eléctrico, ha

sido definido como la probabilidad de proveer a los usuarios con un servicio contínuo de calidad satisfactoria. Las restricciones de calidad se refieren a los requerimientos de que la frecuencia y la tensión del sistema deben de permanecer dentro de las tolerancias prescritas. El grado real de confiabilidad experimentado por un cliente, por supuesto, variará de localización en localización.

1.3 Alcance del Estudio a tratar

Los pasos principales que se siguen en un estudio real de confiabilidad, se pueden resumir en los siguientes:

- a) Definir el sistema:
 - Lista de componentes a ser incluidos.
 - Recopilar los datos necesarios de falla de componentes.
- b) Definir los criterios de falla del sistema.
- c) Especificar las características requeridas en la construcción de modelos.
- d) Desarrollar el modelo del sistema.
- e) Realizar análisis de efectos de falla y computar los índices de confiabilidad del sistema.
- f) Analizar y evaluar los resultados.

Nuestro estudio está orientado a la evaluación de la confiabilidad de sistemas generación-transmisión, extendiéndose hasta los puntos de transferencia de carga a niveles de tensión más bajos, no considerando la confiabilidad de componentes de subestaciones y del sistema de distribución. No hay una gran variedad, por lo tanto, en los tipos de componentes involucrados, y por otro lado, los criterios de falla del sistema son definidos en términos de varios factores.

Como guía general, un sistema de potencia se considera en falla, si el servicio en las barras de carga es interrumpido o su calidad llega a ser inaceptable, entendiéndose por calidad una tensión y frecuencia tolerables. Tales condiciones aparecen si cualquiera de los siguientes eventos ocurre:

- a) No hay suficiente generación disponible en el sistema para abastecer la demanda de carga.
- b) La continuidad de abastecimiento a un punto de carga es interrumpido.
- c) Líneas de transmisión o transformadores de potencia están sobrecargados.
- d) Las tensiones de barras están fuera de las tolerancias permitidas.

Algunos estudios no consideran las tensiones de barra tan críticas como las sobrecargas de líneas, y el criterio de tensión es omitido; sin embargo, para propósito del presente análisis si se tomarán en cuenta. Una falla por cualquiera de los criterios mencionados anteriormente, no significa generalmente el colapso del sistema entero; es concebible que por ejemplo, una condición de sobrecarga pueda desarrollar una secuencia en cascada de eventos que finalmente resulten en la caída del sistema, pero es mucho más probable que tal situación sería salvada por apertura de interruptores, reprogramación del despacho de la generación, o cortes de carga. Fallas del sistema así definidas son meramente eventos indeseables los cuales forman una base para el cálculo de los índices de confiabilidad.

Los posibles efectos de estas fallas en términos de las violacio

nes descritas por los criterios de falla del sistema, son mostrados en el árbol de fallas de la figura 2.

Basados en las relaciones de esta figura, se muestra un proceso lógico de evaluación de estados del sistema en la figura 3. En este esquema, los estados hallados con insuficiente generación (Cuadro A) no son adicionalmente probados contra los otros criterios. Las cargas de líneas y tensiones de barra son determinados por un análisis de flujo de carga. Varios índices de falla pueden ser preparados en base a una revisión barra por barra de pérdida de carga (Cuadro B), línea por línea de sobrecargas (Cuadro C), y barra por barra de tensiones insatisfactorias (Cuadro D), y finalmente, los índices de confiabilidad del sistema total. (Referencia 3)

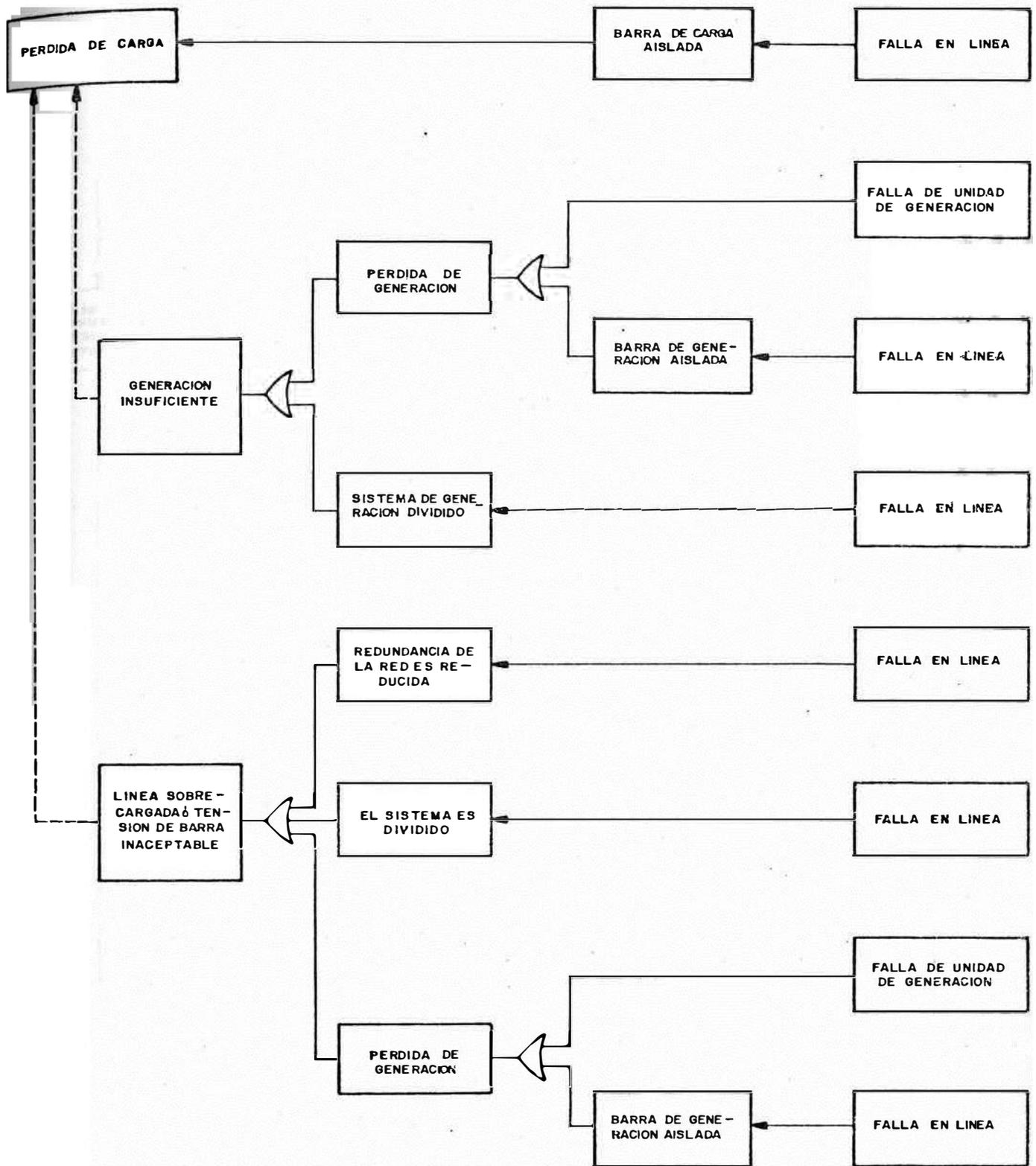


FIGURA No.2

EFFECTS OF FAILURES OF COMPONENTS AND CAUSES OF FAILURE OF THE SYSTEM IN A SYSTEM GENERATION TRANSMISSION

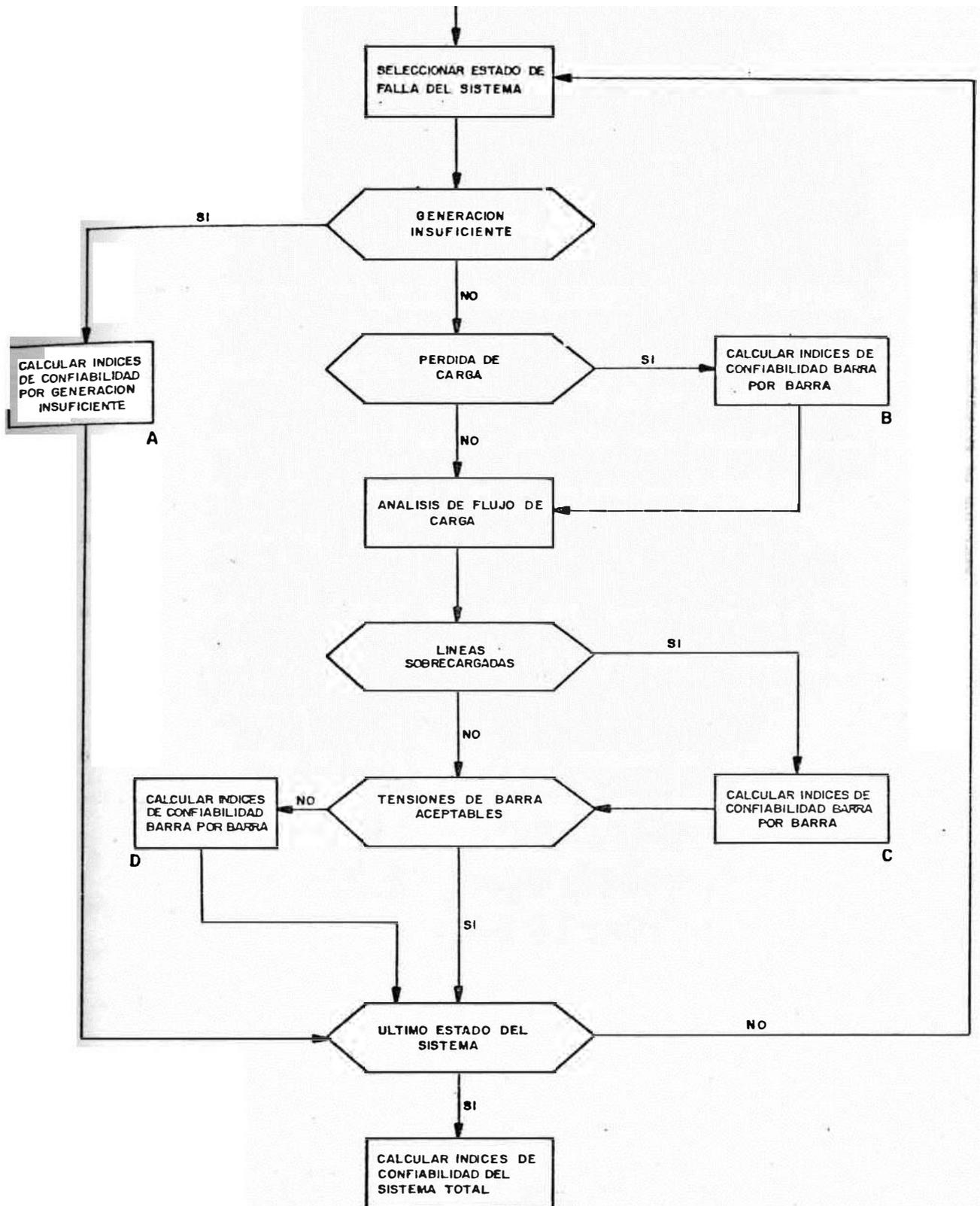


FIGURA No 3 DIAGRAMA DE BLOQUES SIMPLIFICADO DEL PROCESO DE EVALUACION DE ESTADOS

CAPITULO II

MODELOS REPRESENTATIVOS PARA EL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD

2.1 Desarrollo de Modelos

En el desarrollo de un modelo analítico para evaluar la confiabilidad de una porción cualquiera de un sistema de potencia, se debe tener en cuenta lo siguiente:

- a) El modelo seleccionado dependerá del número y variedad de componentes del sistema, y de los posibles estados de operación normal y en falla.
- b) Los criterios de falla del sistema dependen de la porción del sistema de potencia que está bajo estudio. Estos criterios son los que determinan el método de análisis de efecto de fallas a ser aplicado, y la complejidad del análisis depende en gran medida de ellos. El hecho que un sistema falle bajo uno de los criterios, no significa necesariamente que el sistema ha colapsado. Una falla del sistema, meramente indica una condición seleccionada en forma arbitraria pero juiciosa, basados en el cual pueden ser establecidos valores numéricos como índices de confiabilidad del sistema.
- c) Las consideraciones que se asuman, establecen en cierta forma las reglas de juego. Estas pueden ser hechas en diversas áreas, tales como en la representación de efectos ambientales, modelo de carga del sistema, mantenimiento programado, fallas de causa co

mún, etc. Ellas establecen qué efectos, cantidades o estados - pueden ser omitidos.

- d) La selección de la mejor técnica o aproximación, resulta del estudio de los siguientes aspectos:
- Tamaño y estructura del sistema.
 - Independencia de componentes.
 - Reparabilidad.
 - Distribución de los tiempos de falla y reparación.
 - Modos de falla de los componentes.
 - Efectos de rutinas de operación.
 - Efectos ambientales.
- e) En la construcción del modelo, se debe tener en cuenta apropiadamente todas las interacciones entre componentes, factores ambientales y carga. Las relaciones dependientes deben ser reconocidas y apropiadamente incorporadas.

En la práctica, los parámetros que son normalmente asociados con la evaluación de confiabilidad, son descritos por distribuciones proabilísticas. Esto puede ser fácilmente apreciado al considerarse que todos los componentes de un tipo dado, construcción, manufactura y condiciones de operación, no fallarán después del mismo tiempo de operación, sino que fallarán en diferentes tiempos en el futuro. Ahora bien, estas distribuciones probabilísticas no pueden ser determinadas desde un conocimiento de la geometría del componente o sistema, sino que debe ser deducido de pruebas de muestreo, o de una colección de datos asociados con la operación de los mismos.

2.2 Modelo Representativo de los Estados de un Componente

La probabilidad que un componente dado falle dentro de un cierto

tiempo especificado, o sobreviva más allá del mismo, es una función del tiempo, y obedece por consiguiente a una distribución probabilística. Si la construcción, o condición de operación cambia, o si los componentes son obtenidos de diferentes fabricantes, la distribución que describe los tiempos para que ocurra una falla es también probable que cambie, causando diferentes valores de probabilidad de falla dentro de un tiempo especificado. Similarmente, los tiempos de reparación, bajo la consideración que el sistema ha fallado, no son constantes y obedecen a una distribución probabilística.

La función más extensamente usada en evaluaciones de confiabilidad es conocida como función de riesgo, aunque dependiendo de las circunstancias consideradas, es referida como tasa de transición, tasa de fallas, etc. (Referencia 2)

En términos de fallas, la función de riesgo, designada como $\lambda(t)$, es una medida de la frecuencia a la cual ocurren las fallas. Su valor, es dependiente del número de fallas ocurridas en un período de tiempo dado y el número de componentes expuestos a fallar, según la siguiente definición,

$$\lambda(t) = \frac{\text{Número de fallas por unidad de tiempo}}{\text{Número de componentes expuestos a fallas}} \quad (2.1)$$

Las funciones de riesgo son frecuentemente clasificadas de acuerdo a la tendencia de incrementarse, decrecer, o permanecer constante en el tiempo. Mientras que hay varios componentes cuyas fallas pueden ser descritas por una sola tendencia, la mayoría exhibe patrones de falla donde la función de riesgo asociada, está compuesta de segmentos que representan dos o las tres tendencias.

Hay muchas maneras de representar matemáticamente una función de riesgo, una aproximación frecuentemente usada es seleccionar un modelo apropiado de la familia Weibull de distribuciones de vida. La forma general de la función de riesgo Weibull es,

$$\lambda(t) = K t^{\beta - 1} \quad t > 0 \quad (2.2)$$

donde K y β son constantes. La función se incrementa si $\beta > 1$, permanece constante si $\beta = 1$, y decrece si $0 < \beta < 1$

Verificaciones experimentales, muestran que una función de riesgo característica de muchos dispositivos, es como la mostrada en la figura 4. (Referencia 2)

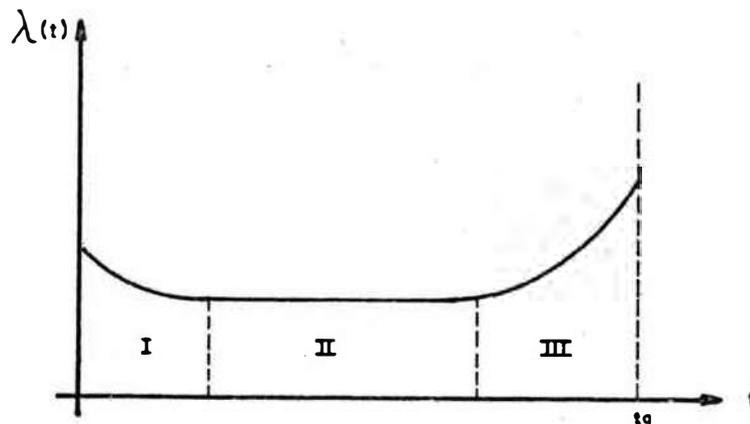


FIGURA 4. FUNCION DE RIESGO DEL TIPO BAÑERA

En el gráfico se distinguen claramente tres secciones: un período inicial con una tasa de riesgo decreciente, una sección central donde $\lambda(t)$ es aproximadamente constante, y un período final donde la tasa es fuertemente creciente. La forma resultante de la curva es la razón por la cual se le conoce como función de riesgo de tipo bañera

ra. Un componente con una función de riesgo en forma de bañera, puede ser considerado como estando expuesto a tres tipos de fallas, cada una con su propia distribución.

En el período inicial, llamado el período de prueba o el período de mortalidad infante, el tipo de falla dominante es debido a errores en el diseño o fabricación, y desde que es esperado que estos errores se detecten y eliminen en un período inicial de operación, la función de riesgo asociada puede ser asumida como que decrece rápidamente. En el período de vida intermedia, no se espera acumulación extraordinaria de fallas y, por lo tanto, las así llamadas fallas casuales, que tienen una tasa de riesgo comparativamente baja y constante, dominan. En la vejez, las fallas por desgastamiento toman lugar, experiencias muestran que éstas tienen una tasa siempre creciente y, por lo tanto, una función de riesgo creciente debe ser asociada con ellas.

Los componentes de un sistema de potencia y dispositivos mecánicos, pueden permanecer dentro del período de vida útil por el total de su vida económicamente factible, por un constante y cuidadoso mantenimiento preventivo.

La función de distribución correspondiente a una función de riesgo constante, es la función de distribución exponencial, aplicable solamente en el período de vida útil de un componente. Ella es usada en los problemas de evaluación de confiabilidad, sin verificarse si la tasa de fallas es constante o independiente del tiempo, usualmente por tres razones: simplificación de modelos en sistemas grandes, la limitación e insuficiencia de datos estadísticos, y si el interés es solamente con valores de estados límites (estado estable) de probabi

lidad de sistema, la distribución fundamental pierde su significado y los resultados son idénticos para cualquier distribución usada. La última justificación es inapropiada si valores de probabilidades dependientes del tiempo están siendo evaluadas.

Una propiedad importante de esta distribución, es que la confiabilidad es constante para iguales períodos de operación a través de la vida útil del componente.

Expresado en otras palabras, la probabilidad de falla en cualquier intervalo de tiempo t , es independiente del tiempo de operación anterior al intervalo, y es dependiente solamente de la longitud del período de tiempo considerado t .

Un componente, el cual está esencialmente en continua demanda, tiende a permanecer relativamente largos períodos en servicio, seguido por períodos mucho más cortos fuera de servicio. La permanencia fuera de servicio puede ser causada por una salida programada, o por una salida forzada. Nuestro interés recae sobre los períodos con salidas forzadas.

Esta consideración nos permite representar un componente por un modelo de dos estados de existencia, el estado en operación y el estado en falla. El componente alterna entre estos dos estados como se ilustra en la figura 5. Las líneas de flujo dirigidas sirven para mostrar la posible transición entre estados.

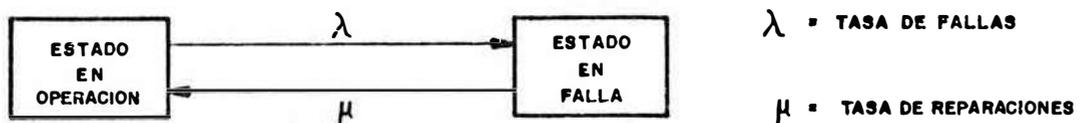


FIGURA 5. MODELO DE DOS ESTADOS

Los parámetros λ y μ , son referidos como tasas de transición de estados, desde que ellos representan la frecuencia a la cual el componente transita de un estado a otro.

Este concepto de tasa de transición, lleva a la definición,

$$\text{Tasa de transición} = \frac{\text{Número de veces que ocurre la transición desde un estado a otro}}{\text{Tiempo de residencia en el estado origen}}$$

Si la probabilidad o disponibilidad instantánea en el tiempo t , para un modelo de dos estados, se define como $P_D(t)$, y se asume que el componente está en operación en $t = 0$, se tiene que $P_D(0) = 1$.

Intuitivamente se percibe que $P_D(t)$ decrece con el tiempo t , pero se estabilizará en algún valor fijo A , como se muestra en la figura 6.

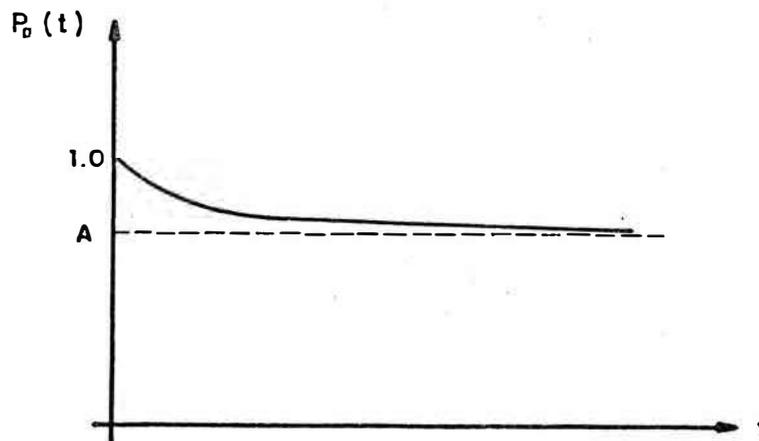


FIGURA 6. DISPONIBILIDAD COMO FUNCION DEL TIEMPO

Usando las técnicas de Markov, se pueden evaluar las probabilidades de residencia en cada uno de los estados del modelo del componente. Para nuestro modelo de dos estados, se tiene que $P_1(t)$ son las probabilidades de encontrarse en el estado en operación y estado en falla, respectivamente, como una función del tiempo, dado

que el componente empezó en $t = 0$ en el estado en operación.

$$P_D(t) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} + \frac{\lambda}{\lambda + \mu} e^{-(\lambda + \mu)t} \quad (2.3)$$

$$P_I(t) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} + \frac{\mu}{\lambda + \mu} e^{-(\lambda + \mu)t} \quad (2.4)$$

En la mayoría de las aplicaciones prácticas, el tiempo en que decrece $P_D(t)$ es relativamente pequeño comparado con el tiempo total de operación involucrado. Por lo tanto, el interés se centra usualmente en las probabilidades de estado estable, disponibilidad (A) e indisponibilidad (U)

$$A = P_D(00) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \quad (2.5)$$

$$U = P_I(00) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad (2.6)$$

Los valores de estado estable, llegan a ser independientes del estado inicial del componente. (Referencia 4)

Los dos estados del componente, y sus transiciones asociadas pueden ser mostrados cronológicamente en un gráfico sobre el eje tiempo. Los valores medios de los tiempos en operación y en falla, pueden ser usados para dar el funcionamiento promedio de los dos estados del componente. Esto se muestra en la figura 7.

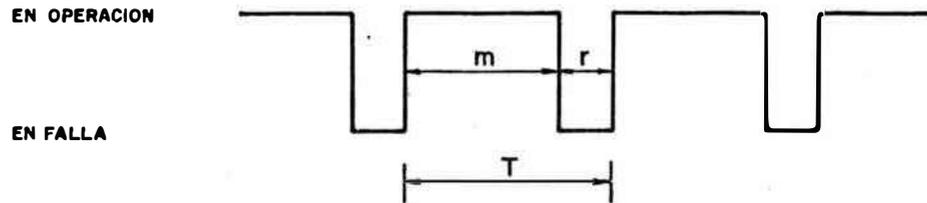


FIGURA 7. DIAGRAMA DE TIEMPO MEDIO DE OPERACION (m) Y DE REPARACION (r)

En el diagrama, m es el tiempo medio de operación del componente, r es el tiempo medio de reparación del componente, y T es el ciclo de tiempo medio del proceso.

Podemos definir las siguientes relaciones:

$$m = 1/\lambda \quad (2.7)$$

$$r = 1/\mu \quad (2.8)$$

$$T = m + r = 1/f \quad (2.9)$$

Donde f, es igual a la frecuencia de encontrar un estado del componente.

A y U pueden ser escritas en términos de m, r, T y f, de la siguiente manera:

$$A = \frac{\mu}{\lambda + \mu} = \frac{m}{m + r} = \frac{m}{T} = \frac{1}{\lambda T} = \frac{f}{\lambda} \quad (2.10)$$

$$U = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} = \frac{r}{m + r} = \frac{r}{T} = \frac{1}{\mu T} = \frac{f}{\mu} \quad (2.11)$$

De estas ecuaciones, se puede ver que la frecuencia de encontrar uno de los dos estados a la larga es dado por,

$$f = \lambda \cdot A = \mu \cdot U \quad (2.12)$$

En general, la frecuencia de encontrar cualquier estado, es dada por el producto de la probabilidad de estar en ese estado y la tasa de salida del mismo, o por el producto de la probabilidad de no estar en el estado y la tasa de entrada al mismo.

2.3 Modelo Representativo de la Carga del Sistema

De todos los modelos de carga desarrollados hasta ahora, uno de los más difundidos es el conocido como Curva de Duración de Carga (CDC).

La curva de duración de carga, es una de las herramientas más importantes en el análisis de sistemas de potencia eléctrica. Ella ha sido utilizada para varios propósitos, tal como estimar el costo de operación de un sistema de potencia, predecir el total de energía liberada por cada unidad de generación, y calcular índices de confiabilidad. (Referencia 7)

Por definición, la curva de duración de carga es una función cu

ya abscisa especifica el número de horas, en un período dado, usualmente un año, durante el cual la demanda de potencia de los clientes iguala o excede el nivel de demanda asociado a la ordenada. Denotando por P la demanda variable, y por p un valor particular de la demanda, $T(p)$ es el número de horas durante el cual $P \geq p$.

$$T(p) = \left\{ t : P \geq p \right\} \quad (2.13)$$

Una curva de duración de carga típica, es dada en la figura 8.

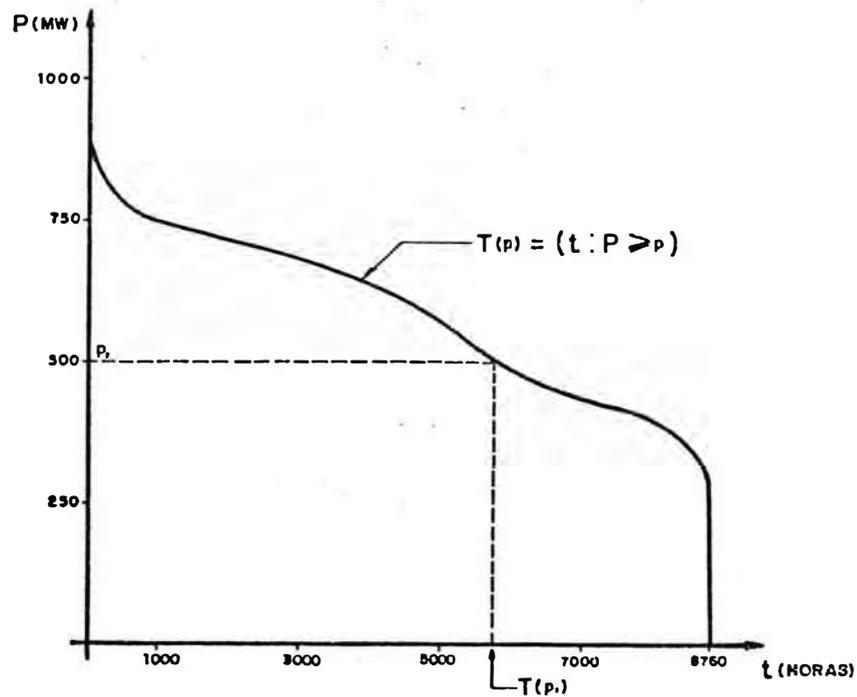


FIGURA 8. CURVA DE DURACION DE CARGA ANUAL

Normalizando la variable tiempo, el valor de cualquier punto sobre la abscisa puede ser tomado como la probabilidad que la carga co

rrespondiente será igualada o excedida. Invertiendo los ejes, la curva puede ser interpretada como la función de densidad probabilística complementaria de la demanda de potencia de los clientes. La función de densidad acumulativa (FDC), denotada por $F(p)$, es así dada por

$$F(p) = 1 - t(p) \quad (2.14)$$

donde $t(p)$, es la proporción de tiempo durante el cual $P \geq p$, y es igual al valor normalizado de $T(p)$, v.g., en el caso de una curva de duración de carga anual $t(p) = T(p)/8760$.

La función de densidad de carga $f(p)$, es obtenida diferenciando $F(p)$.

$$f(p) = \frac{dt(p)}{dp} = -t'(p) \quad (2.15)$$

Estas funciones son mostradas en la figura 9.

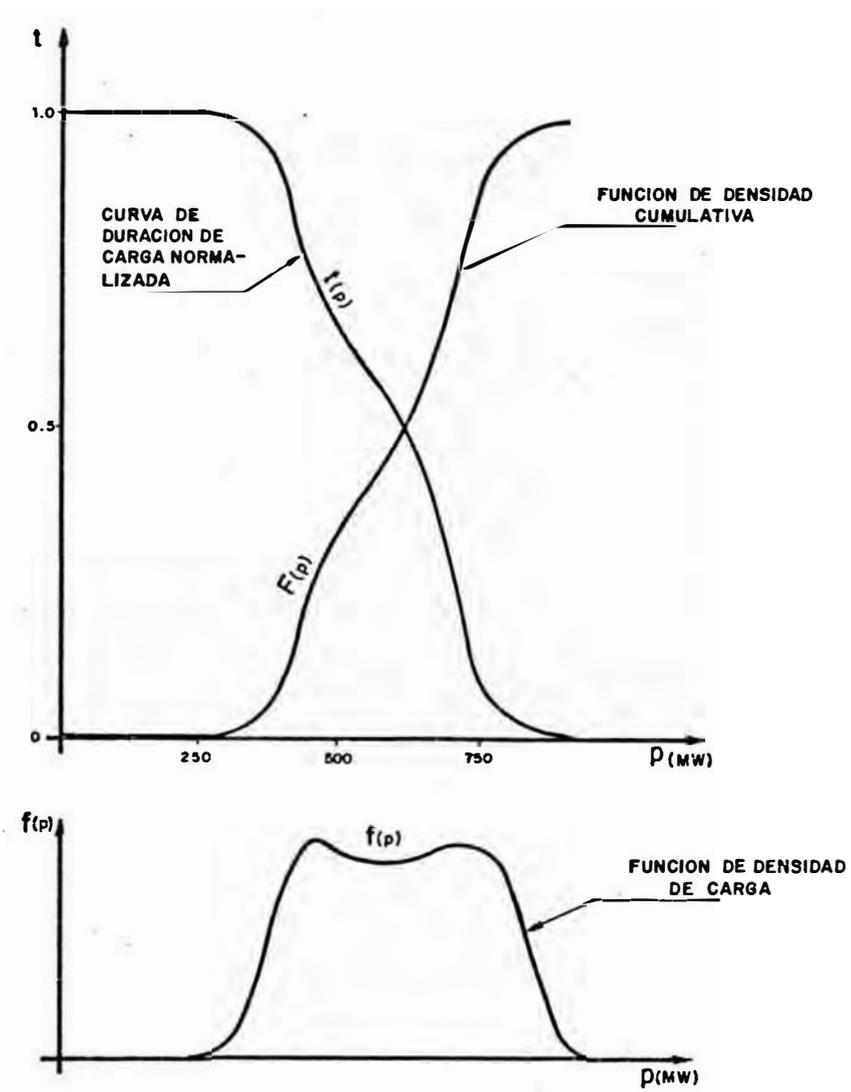


FIGURA 9 . CURVA DE DURACION DE CARGA COMO UNA FUNCION DE DENSIDAD PROBABILISTICA

CAPITULO III

EVALUACION DE LA CONFIABILIDAD DE SISTEMAS GENERACION-TRANSMISION

3.1 Antecedentes

El sistema de transmisión debe ser cuidadosamente relacionado con el sistema de generación, para permitir el movimiento de la energía desde estas fuentes, a los puntos en los cuales las instalaciones de distribución o sub-transmisión pueden proveer un enlace directo y generalmente radial con los clientes.

Nuestro objetivo es evaluar la confiabilidad de abastecimiento en los puntos de carga, considerando salidas de servicio forzadas en las instalaciones de generación y transmisión.

Una posible aproximación, es hacer un diagrama Booleano de la configuración de la red, entonces nuestro problema se reduciría a una simple conclusión de continuidad o interrupción de abastecimiento, con respecto a un punto en particular. Esta aproximación es fácilmente adaptable a configuraciones serie-paralelo, pero llega a ser complicada y virtualmente impracticable cuando se aplica a redes mallas con varios puntos de alimentación.

El simple criterio de continuidad no es aceptable en la actualidad, desde que la completa redundancia de componentes no es económicamente factible en un sistema de potencia moderno. La definición de pérdida de continuidad puede ser extendido para incluir una pérdida

de calidad. Esta pérdida de calidad incluiría condiciones inaceptables, tales como, capacidad de generación inadecuada, sobrecargas de equipos, tensiones muy bajas, que indicarían las deficiencias del sistema. Los clientes pueden ser servidos con tensiones bajas, pero esto debería ser considerado como un último recurso, más que un criterio de diseño. (Referencia 9)

A continuación describiremos brevemente los métodos que proveen una medida de continuidad más que de calidad de servicio, ellos analizan las condiciones simultáneas que deben existir para el flujo de potencia en las combinaciones serie-paralelo de los componentes de un sistema. Los métodos son muy diferentes en concepto y en el grado en que la teoría de probabilidades es aplicada.

3.1.1 Método de Probabilidades

El método está basado en la aplicación sistemática del teorema de probabilidad total, obteniendo una probabilidad de interrupción de servicio en los puntos de carga del sistema, interpretando la Indisponibilidad de líneas, dada por su tasa de salida forzada, como la probabilidad de encontrar una línea fuera de servicio en régimen permanente.

La aplicación es bastante directa y es basada en cuatro principios relativamente simples:

a) Un componente opera solamente en dos estados, disponible e Indisponible. Mantenimiento no es considerado. Si las probabilidades respectivas son p y q , entonces

$$p + q = 1.0 \quad (3.1)$$

b) Las fallas de componentes son asumidas a ser independientes, y por lo tanto, la probabilidad de fallas simultáneas es dada por el producto de las respectivas probabilidades.

c) En un sistema serie, todos los componentes tienen que estar disponibles para que el flujo de potencia llegue hasta el punto de recepción. En el caso de dos componentes

$$\begin{aligned} P_S &= P_1 \cdot P_2 \\ \text{y} \quad Q_S &= 1 - P_S = 1 - P_1 \cdot P_2 \\ &= 1 - (1 - q_1) (1 - q_2) \\ &= q_1 + q_2 - q_1 \cdot q_2 \end{aligned} \quad (3.2)$$

como q_1 y q_2 son usualmente muy pequeños, el producto $q_1 \cdot q_2$ puede ser omitido.

d) En un sistema paralelo, todos los enlaces tienen que fallar para que no fluya potencia hasta el punto de recepción. En un sistema de dos componentes

$$\begin{aligned} Q_p &= q_1 \cdot q_2 \quad (3.3) \\ \text{y} \quad P_p &= 1 - Q_p = 1 - q_1 \cdot q_2 \quad (3.4) \end{aligned}$$

3.1.2 Método de Frecuencia y Duración

El método considera también sistemas serie-paralelo para unir las fuentes de generación a las barras de carga, pero provee la duración y frecuencia de salida en los puntos requeridos, haciendo ciertas asunciones específicas en relación a las distribuciones proba

bilísticas de los tiempos de falla y de reparación de los componentes.

Los cálculos de confiabilidad que se presentan aquí, asumen que los tiempos para que ocurra una falla (recíproco de la tasa de fallas) y tiempos de reparación son exponencialmente distribuidos.

Esta técnica utiliza cuatro ecuaciones para calcular la tasa de falla promedio del sistema, y el tiempo medio de reparación del sistema, con las tasas de falla y tiempos de reparación de los componentes individuales. (Referencia 6)

Dos de estas ecuaciones son usadas para reducir dos componentes paralelos en un componente equivalente, y las otras dos ecuaciones son usadas para reducir un grupo de componentes serie en un equivalente. Las reducciones serie-paralelo son repetidas hasta que, una tasa de fallas y un tiempo medio de reparación son obtenidos para el sistema entero, o para cada punto de carga.

Para combinar dos componentes en paralelo con tasas de falla λ_1 y λ_2 y tiempos de reparación r_1 y r_2 , respectivamente, las ecuaciones son como sigue:

Tasa de fallas,

$$\lambda_p = \frac{\lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2)}{1 + \lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2} \quad (3.5)$$

Tiempo medio de reparación,

$$r_p = \frac{r_1 \cdot r_2}{r_1 + r_2} \quad (3.6)$$

Tiempo de salida total promedio,

$$D_p = \lambda_p \cdot r_p \quad (3.7)$$

Para combinar un grupo de componentes en serie, las ecuaciones son como sigue:

Tasa de fallas,

$$\lambda_s = \lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3 + \dots + \lambda_n = \sum_1^n \lambda_i \quad (3.8)$$

Tiempo medio de reparación,

$$r_s = \frac{\sum_1^n \lambda_i r_i}{\sum_1^n \lambda_i} \quad (3.9)$$

Tiempo de salida total promedio,

$$D_s = \lambda_s \cdot r_s$$

La disponibilidad del sistema es determinada con la siguiente ecuación

$$A = \frac{1/\lambda}{1/\lambda + r} \quad (3.10)$$

donde,

A = Disponibilidad

$1/\lambda$ = Tiempo medio para que ocurra una falla del sistema.

r = Tiempo medio de reparación del sistema.

3.1.3 Método de Procesos de Markov

En esta técnica, primero se definen los estados posibles del sistema, en base a la configuración de los componentes en el sistema mismo. Luego se construye un diagrama espacio-estado, mostrando las tasas de salida desde cada estado. La matriz diferencial para el sistema puede ser escrita de la inspección del diagrama espacio-estado, y las probabilidades de estado se determinan resolviendo la matriz. (Referencia 4)

La disponibilidad del sistema, es determinada sumando las probabilidades de todos los estados que resulten en una operación satisfactoria del sistema,

$$A = \sum_{\substack{i=\text{estado} \\ \text{satisfactorio}}} P_i \quad (3.11)$$

donde P_i , es la probabilidad de hallarse en el estado i .

La frecuencia promedio y duración de falla del sistema, puede ser determinado de las probabilidades de estado por una técnica recursiva.

La ecuación para determinar la frecuencia y duración de falla son,

$$\text{Frecuencia} = \sum_{\substack{j=\text{estado} \\ \text{en falla}}} P_j \times \left[\begin{array}{l} \text{Suma de tasa de salida del} \\ \text{estado } j \text{ a todos los estados} \\ \text{excepto los estados en} \\ \text{falla.} \end{array} \right] \quad (3.12)$$

$$\text{Duración} = \frac{(1 - A)}{\text{Frecuencia}} \quad (3.13)$$

3.2 Método de Probabilidad Condicional

En casi todas las aplicaciones probabilísticas de evaluación de confiabilidad, se asume que las fallas de los componentes dentro de un sistema son eventos independientes. Sin embargo, es enteramente posible que fallas de componentes puedan resultar en falla del sistema en un sentido condicional. Esto puede ocurrir en sistemas que no son completamente redundantes. Si la carga es considerada como una variable aleatoria, y descrita por una distribución probabilística, entonces una pérdida de servicio en cualquier barra o nodo debido a fallas de componentes, está condicionada a que la carga exceda o no el valor hasta el cual no se produce sobrecarga de equipos, o se puede mantener un nivel de tensión satisfactorio en el punto de carga.

Si el criterio de buen servicio en un punto de carga es simplemente continuidad, los índices de confiabilidad son obtenidos directamente combinando los estados del sistema que no proveen continuidad; y la probabilidad condicional de falla en el punto de carga es 1 ó 0 para los posibles estados. Sin embargo, una red de potencia no se diseña usando un simple criterio de continuidad en todos los puntos de carga. Aún cuando exista continuidad entre la fuente de energía y la carga bajo un estado cualquiera, puede haber una probabilidad condicional finita de pérdida de carga en los puntos de carga.

Las probabilidades de pérdida de carga, generalmente diferentes para las diferentes condiciones de salida de servicio de componentes y llamadas "probabilidades condicionales", son esencialmente una función de la distribución de la carga en el punto de carga, y la capacidad de la red para abastecer la carga con tensiones satisfactorias y

sin sobrecargas de circuitos. (Referencia 8)

Este método de evaluación de confiabilidad, consiste en evaluar las probabilidades condicionales de pérdida de carga, con el sistema en diferentes estados, y ponderando estas probabilidades por las probabilidades de los estados del sistema. La suma ponderada de las probabilidades de pérdida de carga, proveen un índice de confiabilidad para las diferentes barras de carga en una red eléctrica.

Las ecuaciones y expresiones necesarias se deducen en lo que sigue.

Si la ocurrencia de un evento A, es dependiente de un número N de eventos B_j, los cuales son mutuamente excluyentes (sólo uno de los eventos B_j puede ocurrir al mismo tiempo), entonces la probabilidad de ocurrencia del evento A será:

$$P(A) = \sum_{j=1}^N P(A/B_j) \cdot P(B_j) \quad (3.14)$$

Si la ocurrencia de A, es dependiente de solamente dos eventos mutuamente excluyentes del conjunto B, designados como B_x y B_y, respectivamente, tenemos

$$P(A) = P(A/B_x) \cdot P(B_x) + P(A/B_y) \cdot P(B_y) \quad (3.15)$$

Si el evento A, representa que el sistema falla

$$P(\text{Falla el sistema}) = P(\text{Falla el sistema si ocurre } B_x) \cdot P(B_x) + P(\text{Falla el sistema si ocurre } B_y) \cdot P(B_y) \quad (3.16)$$

La situación complementaria es de forma similar

$$P(\text{No falla el sistema}) = P(\text{No falla el sistema si ocurre } B_x) \cdot P(B_x) \\ + P(\text{No falla el sistema si ocurre } B_y) \cdot P(B_y)$$

Consideremos un sistema simple compuesto de una planta de generación y dos líneas paralelas de transmisión, alimentando una carga, tal como el mostrado en la figura 10.

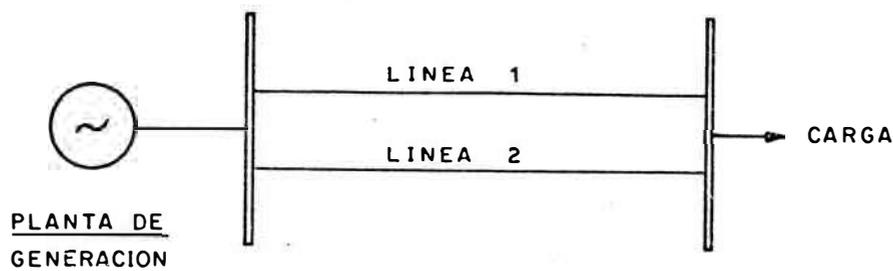


FIGURA 10. SISTEMA SIMPLE GENERACION-TRANSMISION

Definamos:

P_g = Probabilidad de tener capacidad de generación inadecuada.

P_c = Probabilidad de tener transmisión inadecuada: $P_c(1)$, $P_c(2)$ son las probabilidades que la carga excederá la capacidad de transmisión de las líneas 1 y 2, respectivamente, y $P_c(1,2)$ es la probabilidad que la carga excederá la capacidad combinada de las líneas 1 y 2.

A_1, U_1 = Probabilidad de línea 1 disponible e indisponible res

pectivamente.

A_2, U_2 = Probabilidad de línea 2 disponible e indisponible respectivamente.

Q_s = Probabilidad que falle el sistema.

De la ecuación (3.16) tenemos:

$$Q_s = Q_s \text{ (L1 en servicio)} \cdot A_1 + Q_s \text{ (L1 fuera de servicio)} \cdot U_1 \quad (3.17)$$

Para L1 en servicio, dado que L1 está disponible

$$Q_s = Q_s \text{ (L2 en servicio)} \cdot A_2 + Q_s \text{ (L2 fuera de servicio)} \cdot U_2 \quad (3.18)$$

Para L1 y L2 en servicio, dado que L1 y L2 están disponibles

$$Q_s = P_g + P_c(1, 2) - P_g \cdot P_c(1, 2)$$

Se ha asumido que las probabilidades de deficiencia de capacidad de generación y transmisión son independientes.

Para L1 en servicio y L2 fuera de servicio

$$Q_s = P_g + P_c(1) - P_g \cdot P_c(1)$$

Por lo tanto, dado que L1 está en servicio en ecuación (3.18),

$$Q_s = (P_g + P_c(1, 2) - P_g \cdot P_c(1, 2)) \cdot A_2 + (P_g + P_c(1) - P_g \cdot P_c(1)) \cdot U_2$$

Si L1 es dado fuera de servicio

$$Q_s = Q_s(\text{L2 en servicio}) \cdot A_2 + Q_s(\text{L2 fuera de servicio}) \cdot U_2$$

$$= (P_g + P_c(2) - P_g \cdot P_c(2)) \cdot A_2 + U_2$$

Para el sistema completo, en ecuación (3.17) tenemos:

$$Q_s = A_1 \left[A_2 (P_g + P_c(1, 2) - P_g \cdot P_c(1, 2)) + U_2 (P_g + P_c(1) - P_g \cdot P_c(1)) \right] + U_1 \left[A_2 (P_g + P_c(2) - P_g \cdot P_c(2)) + U_2 \right]$$

En forma desarrollada,

$$Q_s = A_1 \left[A_2 (P_g + P_c(1, 2) - P_g \cdot P_c(1, 2)) + A_1 \cdot U_2 (P_g + P_c(1) - P_g \cdot P_c(1)) \right] + U_1 \cdot A_2 (P_g + P_c(2) - P_g \cdot P_c(2)) + U_1 \cdot U_2$$

Si las dos líneas son idénticas, esto se reduce a

$$Q_s = A^2 (P_g + P_c(1, 2) - P_g \cdot P_c(1, 2)) + 2 A \cdot U (P_g + P_c(1) - P_g \cdot P_c(1)) + U^2 \quad (3.19)$$

donde,

A^2 = Probabilidad que ambas líneas están disponibles

$2AU$ = Probabilidad que una sola línea está disponible.

U^2 = Probabilidad que ambas líneas están indisponibles.

La solución para este sistema simple, podría haber sido obtenido directamente de la expansión binomial de $(A + U)^2$, cada término ponderado por la probabilidad de generación y transmisión inadecuadas.

La probabilidad de pérdida de carga Q_k en la barra K en una red de transmisión, puede ser expresado como,

$$Q_k = \sum_j \left[P(B_j) \cdot (P_{gj} + P_{lj} - P_{gj} \cdot P_{lj}) \right] \quad (3.20)$$

donde,

B_j Un estado j del sistema consistiendo de algunos componentes disponibles y los otros no-disponibles

P_{gj} = Probabilidad que la salida de servicio de capacidad de generación excede la capacidad de reserva.

P_{lj} = Probabilidad que la carga en la barra K, excederá la máxima carga que puede ser abastecida en la barra en el estado j, sin producir pérdida de continuidad y calidad.

$P(B_j)$ = Probabilidad en estado estable de la existencia del estado B_j

Los componentes del sistema pueden incluir líneas de transmisión, transformadores, interruptores de potencia, etc., a cualquier detalle deseable.

Bajo cada condición de salida de servicio o estado del sistema, hay una máxima carga en cada barra que puede ser abastecida, sin violar el criterio de calidad de servicio. La probabilidad que la carga excederá este máximo, puede ser determinado de la distribución probabilística de carga que describa la barra en cuestión. Estas máximas cargas que pueden ser abastecidas en las diferentes barras, son

determinadas por análisis de flujo de carga, en cada uno de los posibles estados del sistema.

Es también posible determinar un índice de confiabilidad en cualquier barra del sistema, en términos de una frecuencia esperada o promedio. La frecuencia de ocurrencia de un estado, es igual al producto de las probabilidades de existencia del estado y las tasas de salida del mismo.

Si la salida de servicio de unidades de generación, y las variaciones de carga son consideradas en términos de probabilidades solamente y no en términos de frecuencia de ocurrencia, entonces la frecuencia esperada de falla en una barra K , F_k , es dada por

$$F_k = \sum_j \left[F(B_j) (P_{gj} + P_{lj} - P_{gj} P_{lj}) \right] \quad (3.21)$$

donde $F(B_j)$ es la frecuencia de ocurrencia del estado B_j .

Si las tasas de salida asociadas, con los estados de cada una de las unidades de generación y los estados del modelo de carga para cada barra se incluyeran, la evaluación llega a ser extremadamente complicada.

Si M componentes son disponibles y los restantes N componentes son no-disponibles, en un estado B_j del sistema, la probabilidad en estado estable es calculado por la regla del producto de probabilidades.

$$P(B_j) = \left[\prod_{i \in M} A_i \right] \left[\prod_{i \in N} U_i \right] \quad (3.22)$$

donde,

A_i = Probabilidad de tener disponible el componente i , $i \in M$

U_i = Probabilidad de tener indisponible el componente i , $i \in N$

La frecuencia de encontrar el estado B_j estará dada por,

$$F(B_j) = P(B_j) \cdot \left[\sum_{i \in M} \lambda_i + \sum_{i \in N} \mu_i \right] \quad (3.23)$$

donde,

λ_i = Tasa de fallas del componente i

μ_i = Tasa de reparación del componente

Las ecuaciones (3.20) y (3.21), consideran las facilidades de generación como todas conectadas a una misma barra. Luego, el programa de generación usado en los análisis de flujo de carga, no se modifica para incluir la salida de unidades individuales. La asunción hecha es que generación adecuada es disponible, y que cualquier pérdida de calidad es debido a la salida de servicio de líneas o transformadores, o si la indisponibilidad total de generación excede la capacidad de reserva del sistema.

Esta asunción no es requerida, si las unidades de generación son consideradas individualmente juntas, con las líneas de transmisión y transformadores para determinar cada condición de salida B_j . El programa de generación en los flujos de carga, es entonces modificado para cada condición de salida de unidades de generación. El número de condiciones de salida individuales en este caso puede ser mucho más grande que aquellos considerando (3.20) o (3.21). Esta aproximación es, sin embargo, más precisa desde que las tensiones de barra y cargas de líneas son afectadas por el programa de generación.

Las ecuaciones para este caso pueden ser obtenidas directamente de la ecuación (3.14).

$$Q_k = \sum_j [P(B_j) \cdot P_{1j}] \quad (3.24)$$

$$F_k = \sum_j [F(B_j) \cdot P_{1j}] \quad (3.25)$$

Debería ser notado sin embargo, que la ecuación (3.25) no incluye una componente de frecuencia debido a las transiciones entre los estados del modelo de carga.

CAPITULO IV

SIMPLIFICACIONES REQUERIDAS EN SISTEMAS ELECTRICOS GRANDES

4.1 Finalidad

Uno de los más grandes problemas en la evaluación de la confiabilidad de sistemas de potencia, no lo es tanto la dificultad de modelar el sistema, si no el enorme esfuerzo computacional requerido en la mayoría de los estudios. Este requerimiento es consecuencia en parte, del gran tamaño del sistema y de la gran cantidad de estados resultantes que deben ser evaluados, y en parte, de la complejidad del análisis de efectos de fallas necesario para evaluar cada estado. Por tales razones, en todas las técnicas de estudio se proponen simplificaciones y reducciones que no afecten considerablemente la precisión de los resultados.

Para el estudio propuesto, tenemos en consideración lo siguiente:

- El aspecto de análisis de efecto de fallas, puede ser controlado, en alguna extensión, por la adecuada selección de una técnica de flujo de carga.
- La cantidad de estados a ser evaluados, puede ser reducida obviando los estados con probabilidad de ocurrencia despreciable, y excluyendo aquellos, que por experiencia sobre el sistema no provocan pérdidas de carga.
- La representación de la capacidad de generación puede ser simplifi

cada, considerando la probabilidad de que el sistema total de generación sea inadecuado para abastecer la carga total, e ignorando el efecto de salida de unidades individuales sobre los flujos de carga en la red.

El tiempo de cómputo puede ser reducido en el análisis, ignorando ciertos niveles bajos de carga, si se sabe de antemano por experiencias, que estos niveles de carga serán satisfechos por la red modificada en cada estado.

Aspectos sobre estas consideraciones, serán expuestos en lo que resta de este capítulo.

4.2 Selección de Estados del Sistema

Debido a la gran cantidad de estados posibles del sistema, se hace necesario limitar su número, lo cual puede hacerse seleccionando de alguna manera las contingencias que deben incluirse en el estudio.

La manera más directa y simple, de especificar las contingencias que deben ser consideradas, se logra seleccionando aquellas salidas de servicio que crean condiciones severas dentro del sistema, y eliminando aquellas cuyo impacto sobre el sistema es pequeña.

Una aproximación muy útil es considerar todas aquellas condiciones de salida de servicio que resultan de eventos independientes, y tienen una probabilidad de ocurrencia excediendo algún valor mínimo. La selección de este valor probabilístico debe de estar basado en estudios preliminares del sistema, o en criterios de planeamiento.

Otra manera, de truncar el número de estados del sistema, es asumiendo que las probabilidades de los estados que representan un nú

mero grande de salidas simultáneas, son despreciables en comparación con las probabilidades de los estados con un número de salidas simultáneas más bajo; por ejemplo, una vez que los estados de salidas simple y doble están evaluados, es innecesario considerar los estados de salidas triple y más grandes, porque sus probabilidades de ocurrencia son despreciables en comparación. Sin embargo, no siempre esto es cierto, por lo que debe tenerse precaución, especialmente en sistemas grandes, en decidir que estados pueden ser omitidos.

La indisponibilidad asociada con una línea de transmisión, es normalmente mucho menor que la asociada con una unidad de generación, por lo tanto, un nivel de contingencia de orden más alto debe ser usado cuando las unidades de generación son consideradas individualmente.

4.3 Configuración del Sistema de Generación en Barra Única

La representación del sistema de generación puede ser simplificada, considerando la probabilidad de que la generación total sea insuficiente para abastecer la carga total del sistema, e ignorando el efecto de salidas individuales de unidades sobre los flujos en la red, como si estuvieran todas conectadas a una barra única. Esta aproximación ahorra tiempo de computación, y podría proveer resultados razonablemente precisos en sistemas, donde la capacidad de generación está bien distribuída en la red. (Referencia 1)

En realidad, la aproximación que haremos, es la manera convencional en que se evalúa la confiabilidad de un sistema de generación, en el cual se mide la suficiencia total de la generación del sistema.

El parámetro básico requerido, es la probabilidad de indisponibilidad U de las unidades de generación (para un modelo de 2 esta

dos), históricamente conocida como FOR (Forced Outage Rate).

El FOR es una aproximación de U , y puede ser evaluado en un período de tiempo bastante largo mediante la expresión,

$$\text{FOR} = \frac{\text{horas fuera de servicio forzado}}{\text{horas en servicio} + \text{horas fuera de servicio forzado}} \quad (4.1)$$

Este parámetro es una buena aproximación, aún si se considera el mantenimiento preventivo, ya que el estado de mantenimiento mismo no contribuye a fallas del sistema. Esto puede ser asumido, si el mantenimiento es realizado en fines de semana, durante condiciones de baja carga.

En base a los FORs de las unidades, se elabora el modelo de capacidad de generación del sistema, conocido como Tabla Probabilística de Capacidad Fuera de Servicio, la cual contiene los posibles estados de capacidad fuera de servicio para el grupo de unidades dado, con sus correspondientes probabilidades de existencia.

Consideremos el siguiente sistema,

<u>UNIDAD</u>	<u>CAPACIDAD (MW)</u>	<u>FOR (U)</u>	<u>A</u>
1	10	0.02	0.98
2	10	0.02	0.98
3	20	0.02	0.98

Los posibles estados del sistema de generación serán los siguientes, cuyo número será 2^n , donde n es el número de unidades.

ESTADO	1	2	3	4	5	6	7	8
UNIDAD 1	A	U	A	A	U	U	A	U
UNIDAD 2	A	A	U	A	U	A	U	U
UNIDAD 3	A	A	A	U	A	U	U	U
CAPACIDAD INDISPONIBLE	0	10	10	20	20	30	30	40

Las probabilidades asociadas con cada estado se calculan asumiendo eventos independientes. Existirá un número de estados de capaacidad idénticos, que pueden ser combinados usando las siguientes ecuaciones, donde i refiere a los estados idénticos y K refiere a cada estado combinado.

$$\text{Capacidad de estado } K = C_k = C_i$$

$$\text{Disponibilidad del estado } K = A_k = A_i$$

La tabla probabilística de capacidad fuera de servicio sería la siguiente, la cual muestra las probabilidades individuales y acumuladas de cada estado.

ESTADO N°	CAPACIDAD INDISPONIBLE	CAPACIDAD DISPONIBLE	PROBABILIDAD INDIVIDUAL	PROBABILIDAD ACUMULADA
1	0	40	$(.98)(.98)(.98) = 0.941192$	1.000000
2	10	30	$2(.98)^2(.02) = 0.038416$	0.058808
3	20	20	$(.98)^2(.02) + (.98)(.02)^2 = 0.019600$	0.020392
4	30	10	$2(.98)(.02)^2 = 0.000784$	0.000792
5	40	0	$(.02)(.02)(.02) = 0.000008$	0.000008

La tabla probabilística de capacidad fuera de servicio puede ser obtenida en la forma convencional, pero ello llevaría mucho tiempo de computación, 2^n estados para un sistema de n unidades. Una técnica adecuada para fines de programación, es la llamada técnica recursiva, en la cual las unidades son adicionadas secuencialmente para producir el modelo final. (Referencia 12)

La probabilidad acumulada de un estado particular de capacidad fuera de servicio, de X MW, después que una unidad de C MW y FOR U se adiciona, es dada por el siguiente algoritmo.

$$P(X) = (1-U) \cdot P'(X) + U \cdot P'(X-C). \quad (4.2)$$

donde,

$P'(X)$, $P(X)$ denota la probabilidad acumulada del estado de capacidad fuera de servicio de X MW, antes y después que la unidad es adicionada.

Las condiciones iniciales requeridas son:

$$\begin{aligned} P'(X) &= 1.0 && \text{para } X \leq 0.0 \\ P'(X) &= 0.0 && \text{para } X > 0.0 \end{aligned}$$

Algunos estados tienen una probabilidad acumulada muy baja, lo cual nos permite limitar o truncar la extensión de la tabla hasta un nivel considerable. Así por ejemplo, truncamos la extensión de la tabla para valores menores a 10^{-6} .

Teniendo la tabla probabilística de capacidad fuera de servicio, puede evaluarse el riesgo de pérdida de carga para cualquier nivel de carga. Por ejemplo, para el sistema de tres unidades dado, si se tie

ne un nivel de carga de 35 MW, el riesgo de perder carga será, 0.058808, que corresponde a tener una capacidad de 10 MW indisponible.

Si se hace estas evaluaciones durante todo un período completo, se tendría el índice de confiabilidad en generación llamado LOLP (Probabilidad de pérdida de carga).

4.4 Simplificación de la Red de Transmisión

Una manera adicional de reducir el número de estados posibles del sistema, es reduciendo la cantidad de elementos existentes en el modelo. Esto no quiere decir que se eliminen elementos, sino que se llegue a representar un grupo de componentes, como uno solo que tenga el mismo comportamiento probabilístico. Esto es muy necesario cuando se tienen elementos en serie, ya que la salida de servicio de uno de ellos, provoca la salida del grupo. Por ejemplo, el equipo de transformación usado para conectar la unidad de generación al sistema, es usualmente considerado como parte de la unidad de generación compuesta; los interruptores en los extremos de una línea se consideran como parte de ella misma.

Cada sección de línea en un sistema real, puede ser representado por un solo elemento combinando correctamente las tasas de falla de las configuraciones serie-paralelo de los equipos dentro de cada sección.

Consideremos el sistema serie unidad de generación-transformador, mostrado en la figura 11.

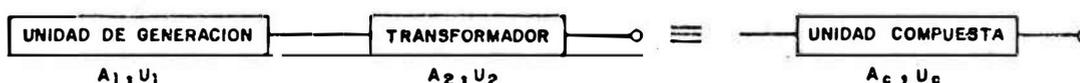


FIGURA 11. UNIDAD DE GENERACION COMPUESTA

Las probabilidades de la unidad compuesta son dadas por,

$$A_c = A_1 \cdot A_2 \quad (4.3)$$

$$U_c = U_1 + U_2 - U_1 U_2 \quad (4.4)$$

Para la sección de línea interruptor-línea de transmisión, mostrada en la figura 12, las tasas equivalentes son dadas por,

$$\lambda_c = \lambda_1 + \lambda_2 \quad (4.5)$$

$$r_c = \frac{\lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2}{\lambda_1 + \lambda_2} \quad (4.6)$$

Estos resultados se obtienen aplicando las ecuaciones dadas en el Capítulo III (Ver 3.1.2)



FIGURA 12. SECCION DE LINEA COMPUESTA

CAPITULO V

METODO DE CALCULO DE FLUJO DE CARGA

5.1 Selección del Método de Cálculo

Existen muchas técnicas de cálculo de flujo de carga en sistemas de potencia.

Cada una de ellas tiene sus propias características que las diferencian entre si en velocidad, precisión y requerimientos de memoria en un computador; resultando ventajosas para algunos casos y desventajosas para otros.

Desde que en las evaluaciones de confiabilidad, el cálculo de flujo de carga tiene que ser repetido para cada estado que es examinado en el proceso de análisis de efecto de fallas, la eficiencia de la evaluación completa depende en gran medida del algoritmo de flujo de carga empleado.

Para una red cualquiera de N nodos, la relación entre la corriente de nodo \bar{I}_k y tensión de nodo \bar{V}_k , es dada por la ecuación lineal,

$$\bar{I}_k = \sum_{m=1}^N \bar{Y}_{km} \bar{V}_m \quad (5.1)$$

donde Y_{km} es un elemento de la matriz de admitancia y la rayita superior indica cantidades complejas.

La potencia compleja en el nodo K es dada por:

$$P_k + j Q_k = \bar{V}_k \sum_{m=1}^N \bar{Y}_{km} \bar{V}_m \quad (5.2)$$

donde P_K y Q_K son, respectivamente, la potencia activa y reactiva entrando en el nodo K, "*" significa la conjugada compleja, y $j = \sqrt{-1}$.

El problema de cálculo de flujo de potencia consiste en resolver un sistema de (N-1) ecuaciones de la forma de (5.2), con ciertas condiciones adicionales. Desde que las ecuaciones son no-lineales, debe emplearse un método iterativo de solución numérica.

Dos métodos iterativos son los más conocidos. El más simple, llamado técnica de GAUSS-SEIDEL, y el más poderoso y complejo llamado método de NEWTON-RAPHSON. La primera técnica requiere poca memoria, pero su convergencia es muy lenta, la segunda converge rápidamente, en cuatro o cinco iteraciones, pero requiere bastante memoria y realiza mayor número de operaciones aritméticas.

Para el estudio de confiabilidad, se requiere una técnica rápida, aunque la precisión no sea muy alta, y que sus requerimientos de memoria sean moderados. Muchos métodos han sido propuestos, de los cuales los llamados algoritmos de flujo de potencia desacoplados parecen ser los de la variedad más útil.

Nosotros haremos uso del llamado "Flujo de carga desacoplado rápido", que combina muchas de las ventajas de los buenos métodos existentes. El algoritmo es más simple, más rápido y quizás más confiable que el método de Newton-Raphson, y tiene menos requerimientos de memoria.

Aparte de las ventajas ofrecidas por una buena elección del método de cálculo de flujo de carga, existen también algunas técnicas para el ahorro de tiempo y memoria que pueden ser incorporadas en el proceso computacional.

5.2 Método de Cálculo de Flujo de Carga Desacoplado Rápido

El método desacoplado rápido, es una formulación híbrida del método convencional Newton-Raphson de forma polar. La característica principal está, en que toma ventaja del desacoplamiento entre las relaciones: flujo de potencia activa-ángulo de tensión y flujo de potencia reactiva-magnitud de tensión, existente en las redes de transmisión de potencia. (Referencia 19)

Las ecuaciones básicas, son derivadas de la ecuación (5.2), la cual también se puede escribir de la siguiente forma:

$$P_k + jQ_k = \sum_{m=1}^N \bar{Y}_{km} V_k V_m e^{j(\theta_k - \theta_m - \alpha_{km})} \quad (5.3)$$

Separando las partes reales e imaginarias,

$$P_k = \sum_{m=1}^N Y_{km} V_k V_m \cos(\theta_k - \theta_m - \alpha_{km}) \quad (5.4)$$

$$Q_k = \sum_{m=1}^N Y_{km} V_k V_m \text{Sen}(\theta_k - \theta_m - \alpha_{km}) \quad (5.5)$$

Ahora, si $\bar{Y}_{km} = G_{km} + jB_{km}$, tenemos:

$$P_k = V_k \sum_{m=1}^N V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \text{Sen} \theta_{km}) \quad (5.6)$$

$$Q_k = V_k \sum_{m=1}^N V_m (G_{km} \text{ Sen } \theta_{km} - B \text{ Cos } \theta_{km}) \quad (5.7)$$

donde

$$\theta_{km} = \theta_k - \theta_m$$

Estas ecuaciones representan el balance de la potencia activa y reactiva, respectivamente, en la barra K.

En el método tradicional Newton-Raphson, las ecuaciones de flujo de carga, (5.6) y (5.7), son escritas en la forma $F(X) = 0$ y resueltas por la aplicación formal del algoritmo de Newton,

$$F(X^k) = -J(X^k) \cdot \Delta X^{k+1} \quad (5.8)$$

donde el Jacobiano $J(X^k)$ de la ecuación matricial, representaría la relación linealizada entre cambios en el ángulo y magnitud de tensión, y cambios en la potencia activa y reactiva.

La ecuación general obtenida será

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ J & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta v/v \end{bmatrix} \quad (5.9)$$

donde,

$$H_{km} = \partial P_k / \partial \theta_m$$

$$N_{km} = \partial P_k V_m / \partial V_m$$

$$J_{km} = \partial Q_k / \partial \theta_m$$

$$L_{km} = \partial Q_k V_m / \partial V_m$$

Aplicando el principio de desacoplamiento MW- θ /MVAR-V, las submatrices de acoplamiento $[N]$ y $[J]$ de la ecuación (5.9), se pue

den despreciar, resultando que:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \end{bmatrix} \quad (5.10)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta V/V \end{bmatrix} \quad (5.11)$$

donde:

$$H_{km} = L_{km} = V_k V_m (G_{km} \text{ Sen } \theta_{km} - B_{km} \text{ Cos } \theta_{km}), \text{ para } m \neq k$$

$$H_{kk} = -B_{kk} V_k^2 - Q_k$$

$$L_{kk} = -B_{kk} V_k^2 + Q_k$$

Estas ecuaciones, pueden ser resueltas alternativamente, como un método desacoplado, reevaluando $\begin{bmatrix} H \end{bmatrix}$ y $\begin{bmatrix} L \end{bmatrix}$ en cada iteración, pero pueden hacerse aún simplificaciones adicionales físicamente justificables.

En sistemas de potencia, las siguientes asunciones son casi siempre válidas:

$$\text{Cos } \theta_{km} \approx 1$$

$$G_{km} \text{ Sen } \theta_{km} \ll B_{km}$$

$$\theta_k \ll B_{kk} V_k^2$$

Así que una buena aproximación de (5.10) y 5.11) sería:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V \cdot B' & V \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \end{bmatrix} \quad (5.12)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V \cdot B'' & V \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta V/V \end{bmatrix} \quad (5.13)$$

En estas ecuaciones, los elementos de las matrices $\begin{bmatrix} B' \end{bmatrix}$ y $\begin{bmatrix} B'' \end{bmatrix}$

son estrictamente elementos de $[-B]$. El proceso de desacoplamiento y la forma final del algoritmo son ahora completados por:

- a) Omitiendo en $[B']$ la representación de aquellos elementos de la red que afectan predominantemente el flujo de reactivos, tales como reactancias Shunt, y posición de taps de transformadores fuera de la nominal.
- b) Omitiendo en $[B'']$ el efecto de desplazamiento de ángulo de los transformadores fase cuadratura.
- c) Llevando los términos V del lado izquierdo en (5.12) y (5.13) sobre los lados izquierdos de las ecuaciones; y sacando la influencia del flujo de reactivos en el cálculo de $[\Delta\theta]$ en ecuación (5.12), poniendo todos los términos V del lado derecho iguales a 1 p. u. Notar que los términos V sobre los lados izquierdos de (5.12) y (5.13), afectan el comportamiento de las funciones definidas y no el acoplamiento.
- d) Omitiendo las resistencias serie en el cálculo de los elementos de $[B']$, lo cual resultaría en la matriz de flujo de carga de aproximación DC.

Con las modificaciones de arriba, las ecuaciones finales del método desacoplado rápido son:

$$[\Delta P/V] = [B'] [\Delta\theta] \quad (5.14)$$

$$[\Delta Q/V] = [B''] [\Delta V] \quad (5.15)$$

Las matrices $[B']$ y $[B'']$ son reales, esparsas, y tienen las es

estructuras de $[H]$ y $[L]$, respectivamente; ellas contienen sólo admitancias de redes, por lo tanto son constantes, y necesitan ser evaluadas una sola vez al inicio del estudio. $[B'']$ es simétrica, y $[B']$ también será simétrica si no se tiene transformadores fase cuadratura, o son tomados en cuenta por medios alternativos.

La inmediata atracción de las ecuaciones (5.14) y (5.15) es que, usando los factores constantes $[B']$ y $[B'']$, pueden obtenerse rápidamente repetidas soluciones para $[\Delta\theta]$ y $[\Delta V]$, hasta llegar a una solución exacta, es decir, cuando $[\Delta P/V]$ y $[\Delta Q/V]$ son cero.

La mejor manera de resolver (5.14) y (5.15), es hacerlo alternativamente, siempre usando el valor de tensión más reciente. Cada ciclo de iteración, tendrá entonces una solución de $[\Delta\theta]$ para actualizar $[\theta]$, y luego una solución de $[\Delta V]$ para actualizar $[V]$. Las pruebas de convergencia usarán entonces, criterios separados:

$$\max |\Delta P| \leq c_p, \quad \max |\Delta Q| \leq c_q$$

donde,

$$\max |\Delta P|, \quad \max |\Delta Q| = \text{elemento absoluto más grande de } [\Delta P] \text{ y } [\Delta Q], \text{ respectivamente.}$$

El diagrama de flujo del proceso es mostrado en la figura 13.

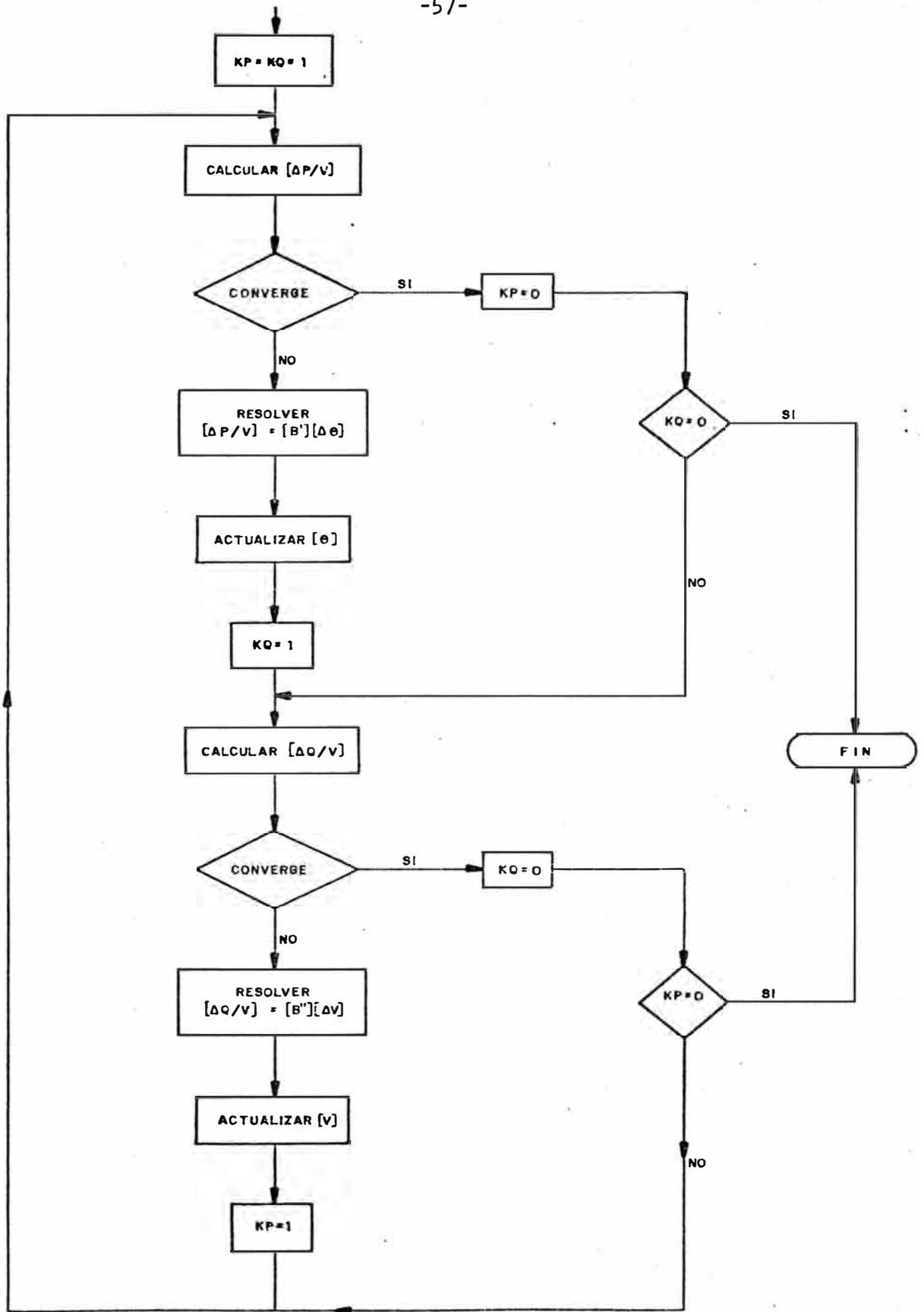


FIGURA No 13 DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROCESO ITERATIVO DEL FLUJO DE CARGA DESACOPPLADO RAPIDO

5.3 Técnica de Reducción de Requerimientos de Memoria

El grado de esparcidad mostrado por las matrices típicas de sistemas de potencia, puede ser aprovechado, en ventaja del proceso computacional. (Referencia 16)

Consideremos la siguiente matriz, con una esparcidad S del 55.6%.

$$Y = j \begin{vmatrix} 15 & -10 & -5 & 0 & 0 & 0 \\ -10 & 10 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -5 & 0 & 25 & -12 & 8 & 0 \\ 0 & 0 & -12 & 12 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -8 & 0 & 23 & -15 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -15 & 15 \end{vmatrix} \quad (5.16)$$

$$S = \frac{Z}{n} = \frac{20}{36} = 0.556 \quad \text{p. u.}$$

donde,

Z = número de ceros

n = número de filas o columnas

Si tuviéramos que almacenar directamente la matriz Y de la ecuación (5.16), 20 de los 36 elementos serían cero. En una matriz muy grande, donde cerca del 95% de los elementos serían cero, obviamente se estaría haciendo un uso ineficiente de memoria del computador. Se necesita emplear algún método que compacte la matriz tal que,

1. Elementos cero no sean incluidos.
2. Se tenga una identificación completa de posición.

Para lograr ésto, consideremos los vectores,

$$YDIAG = [15, 10, 25, 12, 23, 15]$$

$$YOFFD = [-10, -5, -10, -5, -12, -8, -12, -8, -15, -15]$$

El primer vector contiene ordenadamente los elementos de la diagonal, el segundo los que están fuera de la diagonal, con todos los ceros excluidos. Para identificar la posición propia de los elementos del último vector, se necesitan dos vectores más:

$$IROW = [1, 3, 4, 7, 8, 10]$$

$$ICOL = [2, 3, 1, 1, 4, 5, 3, 3, 6, 5]$$

El vector IROW identifica donde cada fila empieza en el vector YOFFD. Por ejemplo, la fila 3 empieza con el elemento fuera de la diagonal -5, el cual es el cuarto elemento en YOFFD.

El vector ICOL identifica la posición de columna de cada elemento en YOFFD. Por ejemplo, el cuarto elemento de arriba, -5, es posicionado en la primera columna.

Veamos el ahorro de memoria. Los vectores YDIAG y IROW contienen n elementos cada uno, y los vectores YOFFD y ICOL, $n^2 - n - Z$ elementos cada uno, para un número total de

$$= 2n + 2(n^2 - n - Z) = 2(n^2 - Z) \quad (5.17)$$

$$= 2n^2(1 - S) \quad \text{elementos} \quad (5.18)$$

El ahorro de memoria no es muy expresivo para matrices pequeñas. Para el ejemplo $E_T = 32$. Sin embargo para una matriz de orden $n=100$ y una esparcidad de 95 por ciento, E_T será igual a 1000. Esto debe

compararse con $n^2 = 10,000$, la memoria requerida sin este empaquetamiento; o con $n(n+1)/2 = 5050$ si la matriz fuera simétrica.

5.4 Técnica de Eliminación de Gauss y Ordenamiento Optimo

Un considerable ahorro de tiempo puede ser alcanzado, al realizar la inversión necesaria para resolver las ecuaciones matriciales, usando el método conocido como "Eliminación de Gauss" sobre una matriz ordenada óptimamente. El método extendido a un caso n-dimensional transforma las matrices Jacobianas en una matriz triangular superior de la forma,

$$Y = \begin{bmatrix} 1 & a_{12} & \dots & \dots & \dots & a_{1n} \\ 0 & 1 & a_{23} & \dots & \dots & a_{2n} \\ 0 & 0 & 1 & \dots & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0 & 0 & \dots & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (5.18)$$

Las variables desconocidas pueden entonces ser resueltas en secuencia inversa por sustitución progresiva. Si la matriz original es tuvo totalmente llena, el método de eliminación de Gauss no ofrecería ninguna gran ventaja computacional sobre la aproximación de inversión directa. Las ventajas llegan a ser aparentes, cuando el método de E-G es combinado con el ordenamiento óptimo de la matriz esparsa.

Consideremos la matriz 8 x 8 mostrada en la figura 14. Cada punto negro indica un elemento no-cero. La matriz tiene una esparcidad de 73%. La figura 14.b, muestra la misma matriz pero con la mitad de las filas reordenadas. El proceso de reordenamiento es bastante sim

ple, al hacer tanto como sea posible, que los elementos no-cero sean localizados a la derecha de la diagonal principal. Claramente, la matriz reordenada puede ser triangularizada en menos operaciones que la original. En este caso no se necesita transformaciones a ser realizadas en las primeras seis filas las cuales ya aparecen en la forma de seada.

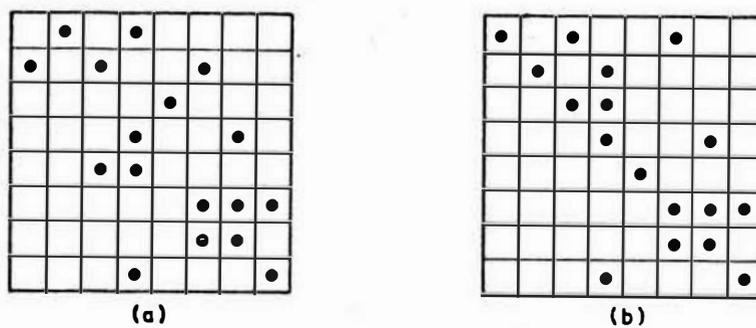


FIGURA 14. MATRIZ DE GRAN ESPARCIDAD

CAPITULO VI

ANALISIS Y DETERMINACION DE DATOS PARA EL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD

6.1 Datos requeridos para el estudio

Los datos requeridos para el estudio de confiabilidad de sistemas Generación-Transmisión, pueden ser divididos en dos grupos: datos determinísticos y datos estocásticos.

6.1.1 Datos Determinísticos

Este grupo está compuesto por datos provenientes tanto del sistema mismo como de los componentes reales.

Los datos de componentes incluyen parámetros conocidos, tales como impedancias y susceptancias de líneas, capacidad de carga de líneas, parámetros de generadores y otros factores similares normalmente utilizados en estudios de flujo de carga convencional.

Los datos del sistema, más difíciles de incluir, tienen en cuenta la respuesta del sistema bajo ciertas condiciones de salida de servicio de componentes. Estos datos son muy importantes en un estudio de confiabilidad Generación-Transmisión. El modelo en el computador debe comportarse de manera similar al sistema real, o los resultados no serán apreciados.

Se requiere también, el programa de mantenimiento del sistema, el cual puede ser de gran influencia o no en el estudio, se

gún el sistema sea completamente redundante o nó. En un sistema no-redundante, aunque dependiendo de la topología de la red, el estado de mantenimiento ocasiona necesariamente pérdidas de carga.

6.1.2 Datos Estocásticos

Este grupo de datos es de naturaleza aleatoria, y normalmente comprende los parámetros de falla y reparación de los elementos individuales que conforman el sistema.

Dada la existencia de eventos originados por una causa externa con efecto de fallas múltiples, donde los efectos no son con secuencia unos de otros, se hace necesario tener un segundo y tercer nivel de datos de entrada, que incluya este comportamiento del sistema.

Un ejemplo obvio de una salida de causa común es la falla de una torre de transmisión que soporta dos o más circuitos de transmisión. El efecto de estas salidas sobre los índices de confiabilidad puede ser significativa al compararse con el efecto de salidas independientes de segundo orden u órdenes más altos.

6.2 Tratamiento Estadístico de Datos Estocásticos

6.2.1 Sistema de Generación

El patrón de fallas de una unidad de generación, es descrito por su tasa de salidas forzadas (FOR), la cual es definida de la siguiente manera:

$$FOR = \frac{\sum \text{Horas fuera de servicio forzado}}{\sum \text{Horas fuera de servicio forzado} + \sum \text{Horas en servicio}} \times 100\% \quad (6.1)$$

donde, las horas fuera de servicio forzado corresponden al tiempo en horas durante el cual una unidad no está disponible debido a una salida forzada, y las horas en servicio son el número total de horas que la unidad está realmente conectada a la barra de la estación. Por supuesto, debe excluirse las horas de mantenimiento, ya que el mantenimiento mismo no contribuye a las fallas. (Referencia 3)

El FOR se evalúa sobre un largo período de tiempo, utilizando los reportes y estadísticas del comportamiento de cada unidad, desde el momento en que fue puesto en servicio, si fuera posible. A falta de datos, el FOR es estimado de valores típicos dados por diversos estudios, o son tomados directamente de datos proporcionados por el fabricante.

Una unidad con salidas de servicio parciales se puede reducir fácilmente, con una buena aproximación, al modelo de dos estados, incrementando las horas fuera de servicio forzado, por un total de tiempo aproximado llamado EFOH (Horas fuera de servicio forzado equivalente). Esta duración se obtiene multiplicando las horas de salida parciales, por la fracción de reducción de capacidad correspondiente; y totalizando luego estos productos. Por ejemplo, una unidad operando forzosamente a 60% de su capacidad por 80 horas tiene una duración fuera de servicio forzado equivalente de $80 \times 0.4 = 32$ horas.

Es muy útil tener en cuenta, en la evaluación del patrón de falla de cada unidad de generación, los siguientes factores que lo afectan directamente:

Cada tipo de unidad es caracterizado por un FOR típico. Las unidades hidráulicas generalmente tienen los FORs más pequeños, siguién

dole las de combustible fósil, las nucleares, la de bombeo y las turbinas de gas, en ese orden creciente.

El incremento de sofisticación, y el grado más alto de automatización asociado con las unidades más grandes, usualmente incrementan el FOR.

El FOR varía con el fabricante, aún para unidades del mismo tipo y tamaño, debido a diferentes tecnologías y procesos de producción. El FOR varía con el envejecimiento del equipo.

El mantenimiento programado es una de las maneras más baratas y más efectivas para decrecer el FOR de una unidad.

Mantener un adecuado inventario de partes de reserva, es esencial para regresar las unidades a servicio en el tiempo más corto posible. Tiempos de reparación más cortos implica FOR más pequeños.

Errores humanos son responsables de muchas salidas forzadas. El planeamiento apropiado de la operación, la existencia de programas de mantenimiento, y un atento control, mejoran el FOR de la unidad

6.2.2 Sistema de Transmisión

Dos tipos básicos de índices de los componentes del Sistema de Transmisión son requeridos, las tasas de salida de servicio y las duraciones de las mismas, las cuales pueden provenir de salidas forzadas de causa persistente o de causa transitoria. La tasa de salidas de servicio es dada normalmente en salidas por componente por año, y la duración de las mismas en años.

Las salidas forzadas de causa persistente ocasionan que el componente afectado sea reparado o reemplazado antes que pueda retornar a servicio, las salidas forzadas de causa transitoria son corregidas por una operación de recierre o por reemplazo de un fusible,

restaurándose el componente afectado a servicio.

El tratamiento estadístico que se aplica a los datos de las líneas de transmisión, es bastante diferente que el utilizado para los datos de los otros componentes del sistema, a saber transformadores, interruptores, etc. En razón a esta distinción, primero estimaremos los índices de falla de las líneas, y luego la de los otros componentes.

Las líneas de transmisión tienen como parámetro resaltante su longitud, o más precisamente su exposición al medio ambiente, el cual tiene una influencia importante en su funcionamiento. Esto nos hace pensar en obtener resultados en base a esta característica. Los datos de campo requeridos aparte de la longitud de las líneas son:

Tensión, tipo de construcción, localización geográfica y otras características propias de cada línea.

Número total de salidas de servicio de cada tipo de cada línea por año.

Lista de duraciones de salidas de servicio para cada tipo de salida para cada línea.

El primer paso para la estimación de la tasa de salidas es separar las líneas de transmisión en grupos, de acuerdo a las características que se crean influyan sobre la tasa de salidas. Por ejemplo, nivel de tensión, tipo de estructura u otra.

Luego, para un tipo de salidas dado, se estima el número de salidas por año para cada línea del grupo, y se grafican en un par de ejes coordenados, teniendo como abscisa los kilómetros de exposi

ción respectivos. El resultado será un diagrama disperso tal como el mostrado en la figura 15.

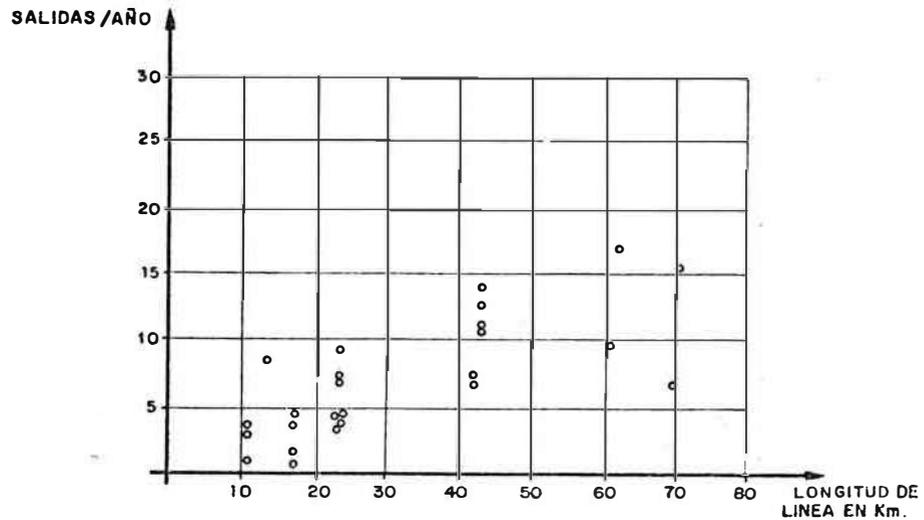


FIGURA 15 DIAGRAMA DE DISPERSION

Es deseable considerar solamente los datos de líneas cuya longitud de exposición no cambia durante un año y para las cuales un registro de salidas anuales completas fueron disponibles.

La frecuencia de salidas no es necesariamente uniforme sobre un año, ni el número de salidas sufridas por una línea es directamente proporcional a la exposición. Por lo tanto, nuestro próximo paso es determinar una relación funcional entre línea expuesta y salidas por año. Esto puede ser hecho usando una técnica estadística llamada análisis de regresión. (Referencia 14)

Una interpretación visual del diagrama disperso, nos dará una idea de la función que mejor se ajusta a los datos. Una buena aproximación para la mayoría de los casos, es considerar una relación lineal entre línea de transmisión expuesta y salidas por año.

La ecuación de regresión asociada será:

$$\hat{Y} = A + BX \quad (6.2)$$

donde \hat{Y} es el número estimado de salidas por año para una línea que tiene X Kms de exposición, y A y B son los parámetros de la recta de regresión. Usando el método de mínimos cuadrados, A y B pueden ser obtenidos de los "n" puntos dato para un grupo particular de líneas, de las siguientes expresiones:

$$B = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} \quad (6.3)$$

$$A = \bar{y} - B\bar{x} \quad (6.4)$$

donde x_i , y_i son Kms de exposición y salidas por año respectivamente, para el i -ésimo punto dato, y

$$\bar{x} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n} \quad (6.5)$$

$$\bar{y} = \frac{\sum_{i=1}^n y_i}{n} \quad (6.6)$$

Esta técnica de Diagrama disperso-Análisis de regresión de estimar las tasas de salidas futuras para líneas de transmisión, es muy ventajosa por las siguientes razones:

El diagrama de dispersión provee un chequeo visual fácil sobre la homogeneidad del funcionamiento de líneas dentro de un grupo homo

géneo supuesto. Las líneas que se salen significativamente de la tendencia general puede entonces ser estudiado para decidir si deberían incluirse en el grupo o no.

El método de regresión no asume que las salidas por año son directamente proporcional a la exposición de línea, una asunción muy pobre en algunos casos.

El método de regresión provee medios para hacer proposiciones de confianza acerca de las tasas de salida de líneas.

Para estimar las duraciones media de salidas asociadas con las salidas forzadas, se agrupan los datos según los criterios usados para estimar las tasas de salida. Una vez hecho esto, la duración media de salida r , para un tipo particular de salida y grupo de líneas, puede ser estimado con la siguiente expresión,

$$\hat{r} = \frac{\sum_{i=1}^n t_i}{n} \quad (6.7)$$

donde \hat{r} es el estimado de r , t_i es el tiempo de la i -ésima duración de salida, y n es el número de duraciones de salida en la muestra.

Es necesario considerar la posibilidad de utilizar o descartar aquellos puntos datos con duraciones extremadamente altos o bajos con respecto a los datos restantes, pero basados en criterios bien fundamentados.

Los otros componentes del sistema de transmisión, no dependen tan fuertemente de la exposición como las líneas. Estos componentes no serán incluidos en nuestro estudio, pero daremos los lineamientos de cálculo.

En primer lugar se determinan grupos de componentes dentro de cada clase de componente, basados en características que su puestamente influyen las duraciones y tasas de salidas.

Los datos de campo requeridos para estos componentes son:

Número total de años de operación experimentados por cada componente durante el período de datos reunidos.

Número total de salidas de cada tipo para cada componente durante el período de datos reunidos.

Lista de duraciones de salida para cada tipo de salida para cada componente.

Asumiendo que las duraciones de períodos de tiempo entre salidas de servicio son exponencialmente distribuidas, el estimado de la tasa de salida " λ " en salidas por componente por año para un tipo dado de salidas y clase de componentes, puede ser hallado con la siguiente expresión:

$$\hat{\lambda} = \frac{f}{T} \quad (6.8)$$

donde f es el número de salidas del tipo dado, observado durante el período de datos reunidos para la clase de componente bajo consideración, y T es el número de años de operación experimentado por la clase de componente durante el mismo período.

El cálculo de la duración media de salida de servicio, se hace de la misma manera como se describió para las líneas de transmisión

CAPITULO VII

INDICES DE CONFIABILIDAD

7.1 Indices de Confiabilidad de Puntos de Carga

Los índices básicos estimados en un estudio de confiabilidad son, la probabilidad y la frecuencia de fallas en los diferentes puntos de carga, pero índices adicionales pueden ser creados de estos valores genéricos.

Los índices de punto de carga son extremadamente valiosos en el diseño de sistemas, y en la comparación de configuraciones alternativas. También son útiles como índices de entrada en la evaluación de confiabilidad del sistema de distribución, el cual es alimentado por el punto de carga en estudio.

Con el fin de facilitar el desarrollo de las ecuaciones de índices adicionales, se modificará ligeramente la notación hasta ahora usada.

J es una condición de salida de servicio o estado de la red del sistema

P_j es la probabilidad de existencia del estado j

F_j es la frecuencia de ocurrencia del estado j .

P_{kj} es la probabilidad que la carga en la barra k excederá la máxima carga que puede ser abastecida en la misma, en el estado j del sistema.

X = incluye todos los estados que resultan en un aislamiento de la barra k en cuestión; o los estados que resultan en sobrecargas de líneas que son aliviadas por rechazo de carga en la barra k , o que producen tensiones inaceptables en la barra k .

L_{kj} = es la carga no abastecida en la barra k , que resulta aislada en el estado j ; o la carga rechazada en la barra k para aliviar las líneas sobrecargadas en el estado j .

F_j es la duración en horas de la interrupción de carga en una barra k , en el estado j del sistema.

a) Probabilidad de pérdida de carga

$$Q_k = \sum_{j \in X} P_j \cdot P_{kj}$$

b) Frecuencia de estados con pérdida de carga

$$F_k = \sum_{j \in X} F_j \cdot P_{kj}$$

c) Número esperado de interrupciones de carga

$$NEIC_k = \sum_{j \in X} F_j$$

d) Valor esperado de pérdida de carga

$$PEC_k = \sum_{j \in X} L_{kj} \cdot F_j$$

b) Índice de severidad o de duración equivalente

$$IPES = \frac{\sum_k^n PEEK}{L_M} \quad \text{MW-hr/MW-año}$$

c) Valor esperado de pérdida de carga por interrupción en el sistema

$$PECPIS = \frac{\sum_k^n PEC_k}{\sum_k^n NEIC_k} \quad \text{MW/Inter.}$$

d) Probabilidad de pérdida de carga (LOLP).- Considerando el sistema de transmisión 100% confiable, el índice LOLP es definido como el número esperado de horas en un período de estudio, en el cual la capacidad de generación disponible del sistema es insuficiente para abastecer la carga (Referencia 13)

$$LOLP = \sum_{i \in Y} (t_i - t_{i-1}) P_i$$

donde

$i \in Y$ = incluye todos los estados en la tabla probabilística de capacidad fuera de servicio que resulta en una pérdida de carga.

P_i = es la probabilidad acumulada de la capacidad fuera de servicio del estado i .

t_i = es la duración del evento de pérdida de carga asociado con la capacidad fuera de servicio del estado i , con $t = 0$ y t_{\max} = período de estudio.

e) Valor esperado de pérdida de energía

$$\begin{aligned} PEE_k &= \sum_{JEX} L_{kj} \cdot D_{kj} \cdot F_j \\ &= \sum_{JEX} L_{kj} \cdot P_j \cdot 8760 \end{aligned}$$

f) Duración esperada de interrupción de carga

$$\begin{aligned} DEPC_k &= \sum_{JEX} D_{kj} \cdot F_j \\ &= \sum_{JEX} P_j \cdot 8760 \end{aligned}$$

Valores promedios por interrupción de carga son obtenidos, dividiendo las expresiones correspondientes por el número esperado de interrupciones de carga NEIC.

7.2 Indices de Confiabilidad del Sistema

Los índices individuales de puntos de carga, pueden ser agrupados para llegar a obtener un grupo de índices del sistema, que puedan proveer una evaluación total de la suficiencia del mismo.

a) Índice de interrupción de carga del sistema

$$IIS = \frac{\sum_k^n PEC_k}{L_M} \quad \text{MW/MW-año}$$

donde, L_M es la carga máxima anual del sistema.

CAPITULO VIII

PROGRAMA COMPUTACIONAL PARA EVALUAR INDICES DE CONFIABILIDAD DE SIS-

TEMAS GENERACION-TRANSMISION DE ENERGIA ELECTRICA

8.1 Fundamento y Características del Programa

8.1.1 Fundamento

Basados en los conceptos desarrollados en los capítulos precedentes, se elaboró un programa de computación digital, para la "Evaluación de Indices de Confiabilidad de Sistemas Generación-Transmisión de Energía Eléctrica".

El programa se concreta a la obtención de índices de confiabilidad de abastecimiento en puntos de carga, considerando salidas de servicio forzadas en las instalaciones de generación y transmisión, valiéndose de la técnica establecida en la sección 3.2 del Capítulo III.

La máxima carga que puede ser abastecida en las diferentes barras sin violar ninguno de los criterios de falla, son determinados por análisis de flujo de carga en diferentes niveles decrecientes de carga, para cada una de las configuraciones del sistema. Este cálculo requiere un programa de despacho de generación.

Los criterios de falla que se consideran son los establecidos en la sección 1.3 del Capítulo I.

El programa evalúa todos los estados posibles con uno y dos componentes fuera de servicio, obviando aquellas configuraciones que tienen una probabilidad de existencia menor que un cierto valor dado.

Un resumen final muestra los índices de confiabilidad promedios representativos del sistema en estudio.

8.1.2 Características

El programa está escrito en lenguaje FORTRAN IV, nivel H. Consta de un programa principal y 31 subprogramas, y tiene aproximadamente 2,200 instrucciones. El listado correspondiente se muestra en el Apéndice E.

El programa se encuentra dimensionado para:

80 Barras

100 Enlaces

40 Transformadores con ajuste automático bajo carga de posición de taps.

40 Barras tipo PVQ

50 unidades de generación

3 curvas características de duración de carga normalizadas.

Con estas características el programa requiere una capacidad de 328 K Bytes de memoria.

El programa goza de gran flexibilidad; ha sido desarrollado y probado en una computadora IBM-4381.

8.2 Descripción General del Programa

8.2.1 Programa Principal

El Programa Principal está compuesto casi en su totalidad por instrucciones de llamada a ejecución de subprogramas. Aquí se estructura el proceso desarrollado asignando valores a los parámetros de decisiones de secuencia y, solicitando la ejecución de cada subprograma en el orden establecido.

Ordena la simulación de configuraciones con enlaces fuera de servicio del sistema en estudio, y verifica la existencia de posibles errores en el proceso que obliguen a parar el programa.

El diagrama de flujo correspondiente se muestra en el esquema N° 1.

8.2.2 Subprogramas

Describiremos solamente los subprogramas de mayor envergadura.

INPUT.- El subprograma INPUT lee los datos necesarios para el análisis de flujo de carga, y todos los parámetros requeridos para la construcción de los modelos probabilísticos.

Los datos leídos son almacenados en vectores unidimensionales y luego ordenados convenientemente, de tal manera que son fáciles de acceder y procesar. Previamente al ordenamiento, se realiza las operaciones necesarias para tener la matriz de admitancias de la red, según los modelos adoptados para cada elemento.

Si no se respeta la estructura de datos descrita en la

sección 8.3, se imprime un mensaje indicando el error cometido.

VINICI.- Almacena algunos valores de entrada que pueden ser modificados por las rutinas de control: tensiones en barras de tipo PV ó PVQ, posición inicial de taps en transformadores, la potencia activa generada por cada unidad de generación, y los indicadores de evaluación de índices de confiabilidad. Inicializan las variables involucradas con estos valores cuando le es solicitado.

CONFIA.- Obtiene la Tabla Probabilística de Capacidad Fuera de Servicio del sistema de generación, haciendo uso de la técnica recursiva dada en la sección 4.3 del Capítulo IV. Almacena los estados de capacidad con sus respectivas probabilidades acumuladas en vectores unidimensionales.

DCONF.- Obtiene los parámetros A_T y S_T , básicos para el cálculo de las probabilidades de existencia de los estados del sistema, ya que reducen considerable esfuerzo computacional:

$$A_T = \prod_{j=1}^N A_j$$

$$S_T = \sum_{j=1}^N \lambda_j$$

donde,

N = Número total de componentes

A_j = Probabilidad de tener disponible el componente j

λ_j = Tasa de fallas del componente j .

Realiza las evaluaciones correspondientes para las barras especificadas como de dependencia radial, ya que su evaluación previa es conveniente para la reducción de cálculos en el programa.

FACTOR.- Construye y almacena en vectores unidimensionales las matrices Jacobianas modificadas B' y B'' , utilizadas en el análisis de flujo de carga. Solicita la ejecución de los subprogramas necesarios para la triangularización de dichas matrices.

FACT 1.- Almacena la estructura de las matrices B' y B'' en arreglos unidimensionales, considerando sólo los elementos necesarios.

FACT 2.- Simula topológicamente la reducción de las matrices B' y B'' y realiza el ordenamiento de los índices pivotes.

FACT 3.- Almacena los valores de los elementos de las matrices B' y B'' en correspondencia con el orden establecido por FACT 2, ejecutando luego el cálculo de acuerdo a un algoritmo de Bi-factorización.

FACT 4.- Obtiene los vectores $[\Delta\theta]$ y $[\Delta V]$ en cada iteración del algoritmo usado, multiplicando la inversa bi-factorizada de las matrices de FACT 3 por los vectores MISMATCH $[\Delta P]$ y $[\Delta Q]$ respectivamente.

LFLOW.- Resuelve las ecuaciones de flujo de carga obteniendo los valores de magnitud y ángulo de tensión, que cumplen con las condiciones impuestas bajo la tolerancia especificada.

Verifica la convergencia del proceso iterativo en forma

independiente, tanto para la potencia activa como reactiva y, realiza los ajustes requeridos por las variables controladas llamando los subprogramas necesarios.

TAPTRA.- Realiza los ajustes de posición de taps de los transformadores que controlan barras a una tensión específica.

PVQBUS.- Chequea la generación de potencia reactiva de las barras tipo PVQ con los límites permitidos, modificando la magnitud de tensión si fuera necesario, para evitar la violación de esta condición.

OUTPUT.- Chequea la existencia de una solución del flujo de carga realizado.

Verifica que todas las variables controladas estén dentro de los límites permitidos, y codifica la existencia de violaciones de los criterios de fallas impuestos al programa.

Realiza la impresión de resultados para el caso base, e imprime las violaciones de criterios para las otras configuraciones.

SEOUT.- Almacena los datos del enlace sacado fuera de servicio, y modifica la matriz de admitancias como consecuencia de ello.

SEMOD.- Integra de nuevo a los arreglos y a la matriz de admitancias, el enlace que fué puesto fuera de servicio.

CARGA.- Actualiza las cargas activas y reactivas de todas las barras del sistema, en el nivel de carga que se le especifica que.

DESPAC.- Actualiza el despacho de generación en las unidades que se encuentran involucradas en el programa de despacho dado.

EVIND.- Evalúa los índices parciales de confiabilidad de abastecimiento de cada barra del sistema, para las configuraciones con salidas de servicio simples o dobles generadas en el programa.

MULTIP.- Calcula los índices parciales de confiabilidad de las barras del sistema, para las configuraciones con salidas de servicio triples pedidas al programa.

SISIND.- Evalúa los índices de confiabilidad del sistema, e imprime todos los resultados finales.

8.3 Entrada de Datos

8.3.1 Estructura de la Entrada de Datos

Los datos necesarios para el programa están ordenados en diez (10) grupos, separados por tarjetas de control (aquellas que tienen un asterisco en la primera columna), las cuales indican la naturaleza de los datos que siguen después de ellas. La figura N° 16 muestra la estructura de la entrada de datos.

Todos los grupos indicados son obligatorios, debiéndose colocar al menos la tarjeta de control si no existiesen los datos correspondientes. Después del último grupo de tarjetas de datos, deberá ir la tarjeta de control *FIN para indicar el fin de los datos.

8.3.2 Descripción y Formatos de los Datos de Entrada

La descripción de cada grupo detalla los formatos requeridos por las tarjetas que comprende, e incluye notas referentes a su

preparación.

GRUPO 1

Contiene los comentarios que se consideren necesarios.

Tarjeta 1.- Tarjetas necesarias

Columna	Contenido	Tipo
1-80	Comentarios	Alfanumérico

Nota:

Es recomendable centrar los comentarios dentro de las 80 columnas para que aparezcan adecuadamente en la impresión.

GRUPO 2

Contiene datos generales al programa referentes al análisis de flujo de carga, tolerancias y limitación de configuraciones.

Tarjeta de Control.-

Columna	Contenido	Tipo
1-8	*DATOS	Alfanumérico

Tarjeta de Datos.-

Columna	Contenido	Tipo
1-5	Error de convergencia: MISMATCH (MW/MVAR)	F5.0
6-9	Máximo número de iteraciones	14
10-13	Potencia de base (MVA)	F4.0
14-16	Tolerancia máxima en desviación de tensión (%)	F3.0
20-27	Probabilidad mínima de configuración	F8.8

GRUPO 3

Contiene datos referentes a las unidades de generación del sistema.

Tarjeta de Control.-

Columna	Contenido	Tipo
1-8	*GENERAC	Alfanumérico

Tarjeta de Datos.- Una por cada unidad de generación

Columna	Contenido	Tipo
1-8	Nombre de unidad de generación	Alfanumérico
9-14	Potencia activa de generación en MW	F6.0
15-20	FOR de la unidad (p.u.)	F6.0

GRUPO 4

Contiene datos correspondientes a la barra de referencia

Tarjeta de Control.-

Columna	Contenido	Tipo
1-8	*BAR REF	A. fanumérico

Tarjeta de Datos.-

Columna	Contenido	Tipo
1-8	Nombre de barra de referencia	Alfanumérico
9-14	Tensión de la barra en KV	F6.0
15-20	Potencia activa de carga máxima en MW	F6.0
21-26	Potencia reactiva de carga máxima en MVAR	F6.0
27-32	Valor mínimo de potencia reactiva de generación (MVAR)	F6.0

Columna	Contenido	Tipo
33-38	Valor máximo de potencia reactiva de generación (MVAR)	F6.0
39-44	Tensión base en KV	F6.0
45-45	Indice del modelo de carga a elegir	

GRUPO 5

Contiene los datos referentes a todas las barras del sistema, excluyendo la barra de referencia.

Tarjeta de Control.-

Columna	Contenido	Tipo
1-8	*BARRAS	Alfanumérico

Tarjeta de Datos.- Una por cada barra del sistema.

Columna	Contenido	Tipo
1-8	Nombre de la barra	Alfanumérico
9-14	Tensión de la barra en KV	F6.0
15-20	Potencia activa generada en MW	F6.0
21-26	Potencia reactiva generada en MVAR	F6.0
27-32	Potencia activa de carga máxima en MW	F6.0
33-38	Potencia reactiva de carga máxima en MVAR	F6.0
39-44	Valor mínimo de potencia reactiva de generación (MVAR)	F6.0

Columna	Contenido	Tipo
45-60	Valor máximo de potencia reactiva de generación (MVAR)	F6.0
61-66	Tensión base en KV	F6.0
67-67	Indice del modelo de carga a elegir	

Nota aclaratoria:

El programa asume automáticamente el tipo de barra de acuerdo a los siguientes criterios:

- 1) Si no se indica la tensión, la barra será PQ.
- 2) Si se indica la tensión de la barra, ésta puede ser:

PV si no se especifican los límites de potencia reactiva

PVQ Cuando los límites se han indicado.

GRUPO 6

Contiene los datos referentes a enlaces entre barras.

Tarjeta de Control.-

Columna	Contenido	Tipo
1-8	*ENLACES	Alfanumérico

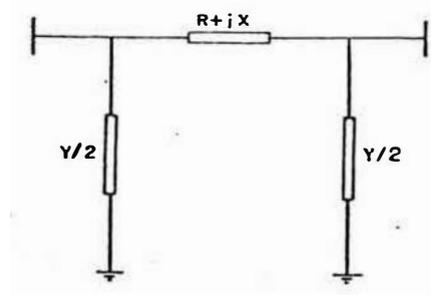
Tarjeta de Datos.- Una por cada línea que sirve de enlace entre barras, por cada transformador que existiese en el sistema y por cada conexión shunt.

Columna	Contenido	Tipo
1-8	Nombre de la barra de salida	Alfanumérico
9-16	Nombre de la barra de llegada	Alfanumérico
17-23	Resistencia en p.u.	F7.5
24-30	Reactancia en p. u.	F7.5
31-37	Susceptancia en p. u.	F7.5

Columna	Contenido	Tipo
38-41	Valor inicial del Tap en %	F4.1
42-45	Límite inferior del valor del tap en %	F4.1
46-49	Límite superior del valor del tap en %	F4.1
50-54	Tensión en p. u.	F5.4
55-57	Tolerancia en %	F3.1
58-61	Límite crítico en AMP	I4
62-66	Longitud en Kms.	F5.1
67-71	Tasa de salidas forzadas (fallas/año)	F5.3
72-76	Duración media de salidas (Hrs)	F5.3
77-77	Inhibidor de contingencia	

Notas aclaratorias:

- El circuito equivalente considerado para el caso de las líneas es el siguiente:



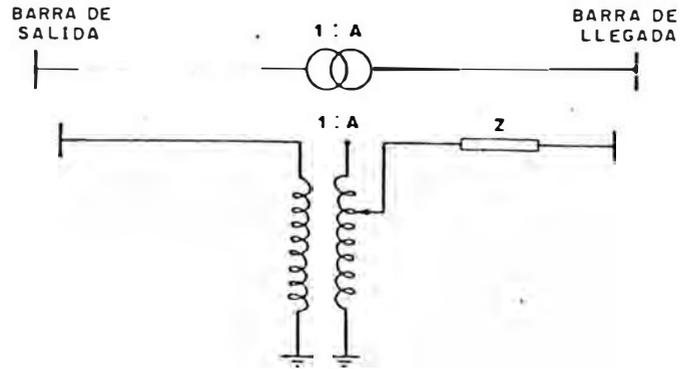
Donde:

R = Resistencia

X = Reactancia

Y = Susceptancia total

- En el caso de los transformadores, el circuito equivalente utilizado es el siguiente:



El inhibidor de contingencia, siempre que sea diferente de cero, evita que el enlace sea sacado fuera de servicio en las diferentes configuraciones del sistema.

GRUPO 7

Contiene los datos referentes a las tres curvas de duración de carga normalizadas aceptables.

Tarjeta de Control.-

Columna	Contenido	Tipo
1-8	#CARGAS	Alfanumérico

Tarjeta de Datos.-

Columna	Contenido	Tipo
	Número de datos por modelo	13

Tarjeta de Datos.- Las siguientes tarjetas se repiten para cada curva de duración de carga normalizada

Tarjeta 1.- Datos decrecientes de potencia en p. u. Formato: (10F7.5)

Tarjeta 2.- Datos crecientes de duración de potencia en p. u.

Formato: (10F7.5)

GRUPO 8

Contiene los datos correspondientes al programa de despacho de generación.

Tarjeta de Control.-

Columna	Contenido	Tipo
1-8	*DESPACH	Alfanumérico

Tarjeta de Datos.- Una por cada especificación de despacho de generación.

Columna	Contenido	Tipo
1-8	Nombre de unidad de generación	Alfanumérico
9-14	Potencia asignada a la unidad de generación en MW	F6.0
15-20	Demanda del sistema en MW, bajo la cual se tiene esta asignación de potencia.	F6.0

GRUPO 9

Contiene los datos correspondientes a barras de dependencia radial y que requieren evaluación previa en el programa.

Tarjeta de Control.-

Columna	Contenido	Tipo
1-8	*SALIDAS	Alfanumérico

Tarjeta de Datos.- Una por cada barra especificada.

Columna	Contenido	Tipo
1-8	Nombre de barra	Alfanumérico
9-9	Indicador de dependencia 1 depende de enlace simple 2 depende de enlace doble	11

Columna	Contenido	Tipo
	3 depende de enlace triple	
10-17	Nombre de barra de salida del primer enlace	Alfanumérico
18-25	Nombre de barra de llegada del primer enlace	Alfanumérico
26-33	Nombre de barra de salida del segundo enlace	Alfanumérico
34-41	Nombre de barra de llegada del segundo enlace	Alfanumérico
42-49	Nombre de barra de salida del tercer enlace	Alfanumérico
50-57	Nombre de barra de llegada del tercer enlace	Alfanumérico

GRUPO 10

Contiene los datos referentes a las pruebas de salidas de servicio triples pedidas al programa. Se finaliza este grupo colocando una tarjeta con la especificación *FIN en las primeras columnas.

Tarjeta de Control.-

Columna	Contenido	Tipo
1-8	*MULTIPL	Alfanumérico

Tarjeta de Datos.- Una tarjeta por cada prueba pedida.

Columna	Contenido	Tipo
1-8	Nombre de barra de salida del primer enlace	Alfanumérico
9-16	Nombre de barra de llegada del primer enlace	Alfanumérico

Columna	Contenido	Tipo
17-24	Nombre de barra de salida del segundo enlace	Alfanumérico
25-32	Nombre de barra de llegada del segundo enlace	Alfanumérico
33-40	Nombre de barra de salida del tercer enlace	Alfanumérico
41-48	Nombre de barra de llegada del tercer enlace	Alfanumérico

8.4 Resultados del Programa

Las salidas del programa muestran los siguientes resultados:

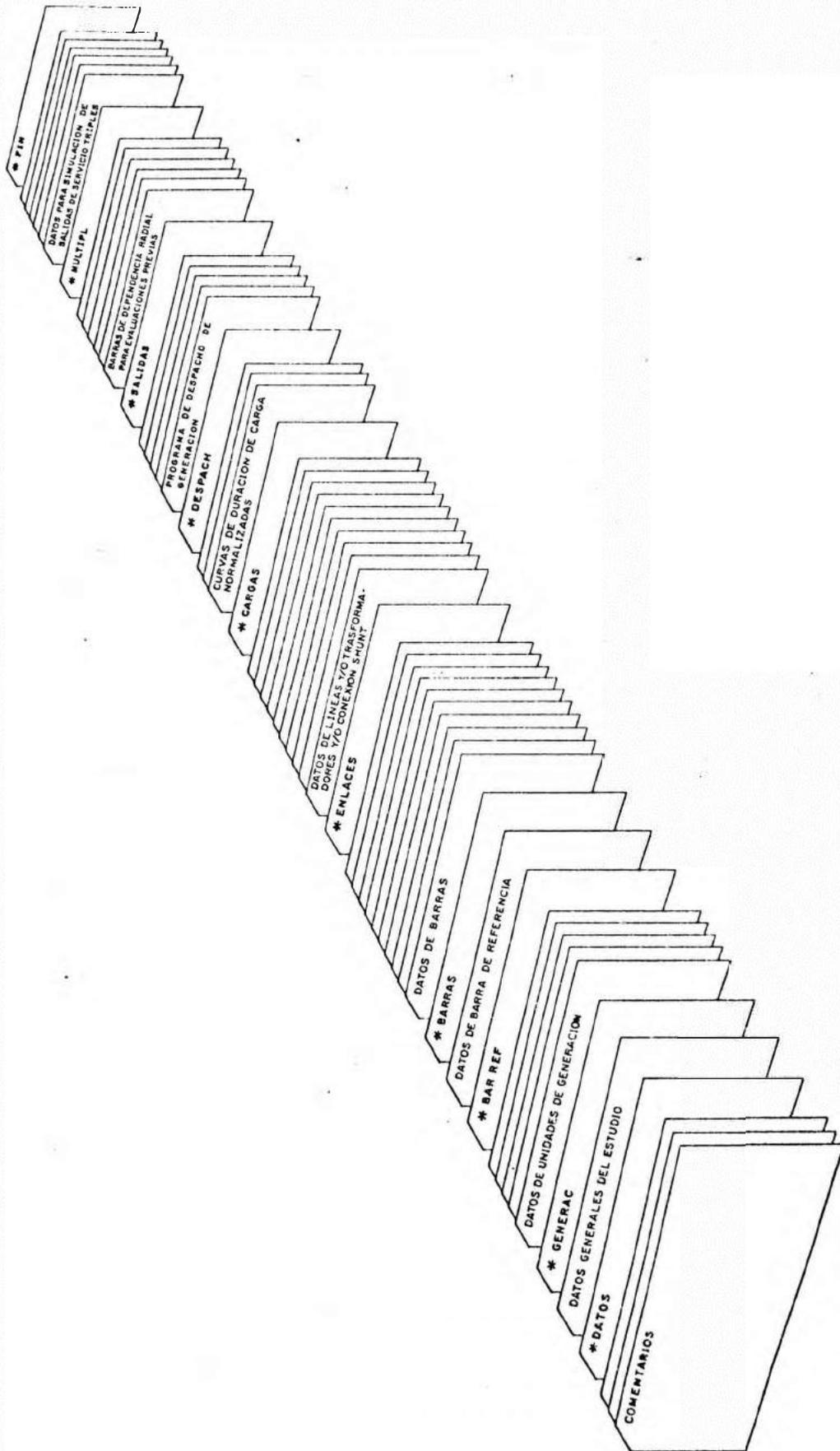
- a) Título del programa, los comentarios del estudio, y los datos generales.
- b) Todos los datos del sistema en estudio con los encabezamientos y títulos respectivos.
- c) Todos los resultados del análisis de flujo de carga para el caso base.
- d) La tabla probabilística de salidas de capacidad del sistema de generación.
- e) Todas las configuraciones que violan los criterios de falla, y el nivel de carga en el cual caen dentro de las condiciones impuestas.
- f) Los índices de confiabilidad de puntos de carga para cada una de las barras del sistema. Se consideran todos los índices mencionados en la sección 7.1 del Capítulo VII.
- g) Los índices de confiabilidad del sistema, definidos en la sec-

ción 7.2 del Capítulo VII.

Una muestra de la salida del programa puede verse en el Apéndice F, la cual corresponde al caso N° 1 de las aplicaciones descritas en el siguiente capítulo.

Si existiese algún error dentro de la ejecución del programa, se imprime un mensaje, el cual tiene un código numérico, cuya significación describimos a continuación:

<u>CODIGO</u>	DESCRIPCION
	Se omitió el grupo correspondiente al sistema de generación.
2	No se encontró el grupo de barras del sistema en el lugar esperado.
3	Nombre de enlace leído no es compatible con el sistema..
4	Unidad dada en grupo de despacho no existe en el arreglo de barras de generación.
5	Barra especificada como de dependencia radial para evaluación previa, no existe en el arreglo de barras.



ESTRUCTURA DE ENTRADA DE DATOS

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA
EVALUACION DE LA CONFIABILIDAD DE SISTEMAS GENERACION-TRANSMISION DE
ENERGIA ELECTRICA MEDIANTE EL METODO DE PROBABILIDAD CONDICIONAL

Figura
Nº 15

CAPITULO IX

APLICACIONES DEL PROGRAMA DESARROLLADO

Con la finalidad de mostrar la aplicación del programa desarrollado, y ver la incidencia que tienen los sistemas de generación y transmisión en la cuantificación de la confiabilidad del suministro eléctrico, se presenta el estudio de dos sistemas diferentes.

El primero de ellos corresponde al sistema de prueba analizado en la referencia 1 (Capítulo VI), y el segundo es el sistema propuesto en la referencia 23 por el IEEE (Reliability Test System-RTS) para comparar metodologías de evaluación de confiabilidad.

Aparte de calcular los índices de confiabilidad descritos en el Capítulo VII, en el primer caso se comparan planes de expansión del sistema, y en el segundo caso se ve la influencia que tiene sobre los resultados, el valor mínimo aceptable de la probabilidad de ocurrencia de estado.

A continuación se describe detalladamente la aplicación a cada sistema.

SISTEMA N°

Se trata básicamente de un sistema de generación hidro-térmico y una red de 110 KV. cuya configuración se muestra en el esquema N° 2,

y los datos de la misma en las tablas Nos. 1, 2 y 3.

La curva de duración de carga normalizada se representa por medio de una línea recta decreciente desde el 100% al 40%, y aproximada por 10 pasos probabilísticos iguales de 0.1 cada uno.

En vista que en los datos del problema no se señala la tensión de generación, ni el programa de despacho de generación, se optó por definir un punto de operación aceptable para el sistema, eligiéndose una tensión de 110 KV. para la barra swing y de 115 KV. para las barras tipo PV-Q. Por otro lado, el programa de despacho se consideró proporcional a los niveles de carga establecidos para el estudio.

Adicionalmente, para efecto del estudio y bajo las diferentes configuraciones planteadas, no se realiza redespacho de generación para tratar de salvar problemas de sobrecarga, con el fin de tener un mayor acentuamiento de los puntos débiles del sistema.

En la tabla N° 4 se muestran los resultados obtenidos bajo la consideración de un error de convergencia máximo de 0.1 (MW/MVAR) y de una probabilidad de existencia de estado mínima de 10^{-7} , lo cual representará el caso base.

Los resultados muestran que la barra 2 es la de mayor confiabilidad del sistema, y esto lo justifica su generación local. La barra 5 es la más alejada de las fuentes de generación y alimentada radialmente, resultando ser la menos confiable y de mayor número de interrupciones esperadas.

De acuerdo a la configuración del sistema se espera una pérdida de carga de 12.2 MW/interrupción y una energía dejada de vender de

4,445.7 MW-H/año, lo que representa el 0.5% de la demanda de energía anual y una pérdida de \$ 200,056.50 considerando la tarifa promedio actual de 0.045 \$ /KW-H.

Si se considera que el sistema de transmisión es 100% confiable, la probabilidad de pérdida de carga debida al sistema de generación es 0.000027. Esta alta confiabilidad nos anticipa su poca influencia en los resultados finales, lo que se confirma al realizar el estudio con el sistema de generación 100%, obteniendo los mismos resultados de la tabla N° 4.

Si reforzáramos el sistema adicionando un nuevo enlace entre la barra 2 y la barra 4, se obtienen los resultados mostrados en la tabla N° 5. Estos resultados muestran un notable aumento de la confiabilidad del sistema, lo cual indica la gran influencia que puede tener esta línea en el sistema. La pérdida esperada de energía en este caso es de 142.6 MW-H/año, aproximadamente el 0.01% de la demanda de energía anual, representando una pérdida de \$ 6,417.00 (calculada con la tarifa mencionada).

La tabla N° 6 muestra los resultados en el caso que el refuerzo se instalara entre las barras 4 y 5. La adición de este enlace solamente mejorará la confiabilidad de suministro de la barra 5, que es la barra menos cargada. Esto ocasiona una pérdida esperada de energía de 4347.19 MW-H/año, valor similar al del caso base.

Si se considera un plan de expansión que tome en cuenta las líneas que unen las barras 2-4 y 4-5 respectivamente, se obtiene los resultados mostrados en la tabla N° 7. En ella se puede ver que el suministro en barras de carga se torna altamente confiable, al punto

BARRA	NUMERO DE UNIDADES	CAP. DE CADA UNIDAD (MW)	TIPO DE UNIDAD	FOR P.U.
1	2	20.	TERMICA	0.100
	2	76.	TERMICA	0.020
2	2	20.	TERMICA	0.100
	2	76.	TERMICA	0.020
7	3	100.	TERMICA	0.040
13	3	197.	TERMICA	0.050
15	5	12.	TERMICA	0.020
	1	155.	TERMICA	0.040
16	1	155.	TERMICA	0.040
18	1	400.	NUCLEAR	0.120
21	1	400.	NUCLEAR	0.120
22	6	50.	HIDRAUL.	0.010
23	2	155.	TERMICA	0.040
	1	350.	TERMICA	0.080

TABLA N° 8 DATOS DE GENERACION, SISTEMA 2

que la energía anual dejada de vender es solamente 40.23 MW-H/año, lo que representa una pérdida de sólo \$ 1810.40.

SISTEMA N° 2

El sistema de prueba RTS (Reliability Test System) del IEEE fué propuesto por el Subcomité de Aplicaciones de Métodos Probabilísticos del IEEE en 1979, a fin de permitir a los Ingenieros de Sistemas de Potencia evaluar el funcionamiento y la calidad de las diferentes metodologías de evaluación de confiabilidad.

La configuración del sistema es mostrada en el esquema N° 3, y los datos correspondientes en las tablas Nos. 8, 9 y 10.

La capacidad de generación es de 3,405 MW y la máxima carga del sistema es 2,850 MW, obteniéndose una reserva de 555 MW si las pérdidas fueran despreciadas.

El sistema tiene 10 barras con generación activa y una barra con un condensador sincrónico, se considera que todas estas barras son de tensión controlada, sin embargo la referencia no proporciona información respecto al programa de tensiones. A fin de no particularizar el estudio y simplificar el problema, todas las tensiones en barras controladas se asumen a un valor de 1.0 p.u. Hacemos constar que éste no es el mejor programa de tensiones, ya que cuando se analiza el flujo de carga del caso base, algunas barras controladas generan potencia reactiva y otras absorben potencia reactiva; adicionalmente, las barras de generación 15 y 16 no pueden mantener sus tensiones en 1.0 p.u. debido a que requieren más reactivos de los que pueden generar.

Adicionalmente, se consideró la posición de los taps de los transformadores a un valor fijo de 1.0, la variación permisible de tensión en barras de carga entre 0.9 p.u. y 1.1 p.u. en cualquiera de los dos niveles; y la capacidad nominal de los enlaces como la capacidad máxima de transporte, a saber 175 MVA para las líneas de 138 KV, 500 MVA para las líneas de 230 KV y 400 MVA para los transformadores.

Se asumió que la carga pico es constante durante el año, ubicándonos en el lado pesimista del análisis, permitiendo detectar fácilmente los principales puntos débiles del sistema; además, el tiempo de computación es pequeño.

La tabla N° 11 muestra los resultados obtenidos para un error de convergencia máximo de 0.1 (MW/MVAR) y una probabilidad de existencia de estado mínima de 10^{-7} .

Los valores obtenidos indican que la barra 6 y la barra 8 son los puntos más débiles del sistema. La contingencia que más problemas causa al sistema, es la salida del cable 6-10.

Si se considera el sistema de transmisión 100% confiable y sin pérdidas, la probabilidad de pérdida de carga debida al sistema de generación es 0.095530; considerando pérdidas de transmisión del orden de 1.5% se tiene 0.1089782. Esto demuestra una gran sensibilidad en la confiabilidad del sistema de generación y su influencia en el suministro eléctrico de las barras de carga.

Es casi imposible analizar todos los estados de un sistema de potencia, a menos que sea muy pequeño. En el presente análisis se consideran solamente los estados que tienen una probabilidad de ocu

rrerencia más grande que una tolerancia dada. Se demuestra, sin embargo, que los índices de confiabilidad tienden a saturarse después de un cierto nivel de tolerancia. Esto puede verse claramente en la figura N° 17, en la cual se ha graficado algunos índices del sistema versus la tolerancia probabilística de ocurrencia de un estado.

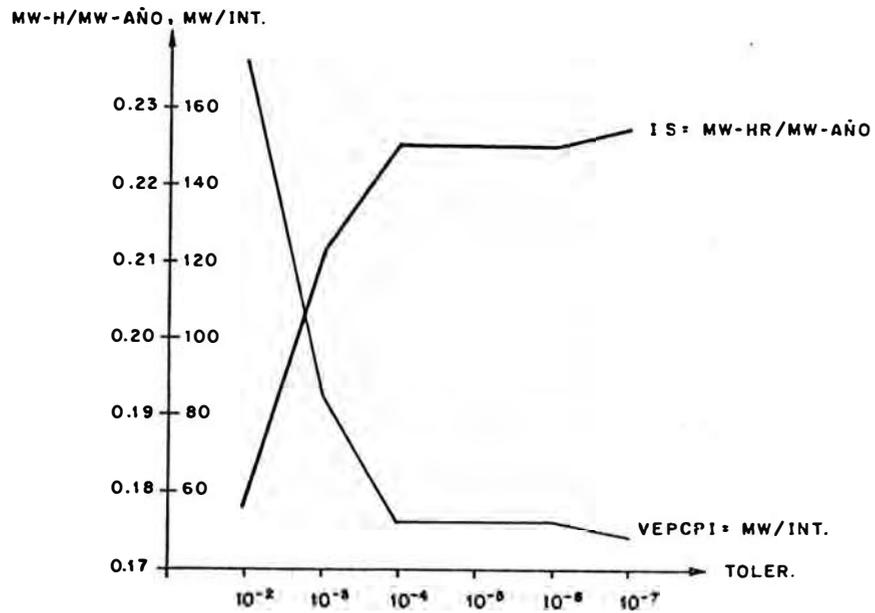


FIGURA 17. INDICES DEL SISTEMA VS. TOLERANCIA PROBABILISTICA

BARRA	NUMERO DE UNIDADES	CAP. DE CADA UNIDAD (MW)	TIPO DE UNIDAD	FOR P.U.
1	4	20.	TERMICA	0.015
2	7	5.	HIDRAUL.	0.005
	1	15.	HIDRAUL.	0.005
	4	20.	HIDRAUL.	0.005

TABLA N° 1 DATOS DE GENERACION, SISTEMA 1

BARRA	MAX. DEM. (MW)	FACTOR DE POTENCIA	GENERACION EN MAX. DEM. (MW)	LIMITES DE GENERAC. REACT. (MVAR)
1	0.0	1.0	SWING	-10.0 A 10.0
2	20.0	1.0	110.0	0.0 A 30.0
3	85.0	1.0		
4	40.0	1.0		
5	10.0	1.0		

* TOLERANCIA MAXIMA EN DESVIACION DE TENSION 5 %

TABLA N°2 DATOS DE CARGAS, SISTEMA 1

LINEA	LONGITUD (KMS)	IMPEDANCIA P.U.	SUSCEPTANCIA P.U.	TASA DE FALLAS (ANO)	DURAC. DE FALLAS (HRS)
1,6	30.0	0.0342+J0.1800	0.0212	1.5	10.0
2,7	100.0	0.1140+J0.6000	0.0704	5.0	10.0
3	80.0	0.0912+J0.4800	0.0564	4.0	10.0
4,5,8	20.0	0.0228+J0.1200	0.0142	1.0	10.0

* CAPACIDAD MAXIMA DE TRANSMISION DE LINEAS, 374 A. CONDUCTOR TIPO 795 ACSR 54/7

TABLA N°3 DATOS DE LINEAS, SISTEMA 1

INDICES DE CONFIABILIDAD POR BARRA DE CARGA

I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I
I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I
I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I
I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I
I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I
I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I
I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I
I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I
BARRA002	0.000003	0.005085	0.0051	0.061	0.30	0.025	12.000	59.626	4.969	
BARRA003	0.005457	4.891459	12.1011	278.838	2733.81	118.859	23.042	225.914	9.822	
BARRA004	0.005457	4.890658	12.0966	131.566	1288.24	118.837	10.876	106.496	9.824	
BARRA005	0.006598	5.919643	13.1293	43.460	423.37	128.848	3.310	32.246	9.814	

INDICES DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA

INDICE DE INTERRUPCION DE CARGA (MW/MW-ANO) : 2.83058

INDICE DE SEVERIDAD O DE DURACION EQUIVALENTE (MW-HR/MW.ANO) : 27.723

VALOR ESPERADO DE PERDIDA DE CARGA POR INTERRUPCION (MW/INT.) : 12.159

TABLA N° 4 INDICES DE CONFIABILIDAD-CASO BASE, SISTEMA 1

INDICES DE CONFIABILIDAD POR BARRA DE CARGA

I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I
I BARRAS	I PROBABIL.	I FRECUENC.	I NUMERO	I PERDIDA	I PERDIDA	I DURACION	I PERDIDA	I PERDIDA	I DURACION	I PERDIDA	I PERDIDA	I DURACION
I	I DE CARGA	I DE CARGA	I ESFERAD.	I DE CARGA	I DE ENERG.	I INTERRUP.	I CARGA /	I ENERGIA/	I MEDIA /	I	I	I
I	I DE CARGA	I DE CARGA	I INTERRUP.	I ESPERADA	I ESPERADA	I ESPERADA	I INTERRUP.	I INTERRUP.	I INTERRUP.	I	I	I
I	I	I	I	I MJ/ANO	I MJ-H/ANO	I HRS	I MJ	I MJ-H	I HRS	I	I	I
I-----I	I-----I	I-----I	I-----I	I-----I	I-----I	I-----I	I-----I	I-----I	I-----I	I-----I	I-----I	I-----I
I BARRA002	I 0.000003	I 0.005085	I 0.0051	I 0.061	I 0.30	I 0.025	I 12.000	I 59.626	I 4.969	I	I	I
I BARRA003	I 0.000057	I 0.099704	I 0.2344	I 5.233	I 26.01	I 1.164	I 22.330	I 110.969	I 4.969	I	I	I
I BARRA004	I 0.000054	I 0.074415	I 0.2253	I 2.522	I 12.53	I 1.120	I 11.193	I 55.617	I 4.969	I	I	I
I BARRA005	I 0.001197	I 1.138972	I 1.2736	I 11.093	I 103.35	I 11.152	I 8.710	I 81.149	I 6.756	I	I	I

INDICES DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA

INDICE DE INTERRUPCION DE CARGA (MJ/MJ-ANO) : 0.11903

INDICE DE SEVERIDAD O DE DURACION EQUIVALENTE (MJ-HR/MJ-ANO) : 0.894

VALOR ESPERADO DE PERDIDA DE CARGA POR INTERRUPCION (MJ/INT.) : 10.882

TABLA N° 5 INDICES DE CONFIABILIDAD-DOBLE ENLACE BARRA2-BARRA4,
SISTEMA 1

INDICES DE CONFIABILIDAD POR BARRA DE CARGA

I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I
I BARRAS	I PROBABIL. I PERDIDAS	I FRECUENC. I FERDIDAS	I NUMERO I ESPERAD. I	I PERDIDA I DE CARGA	I PERDIDA I DE ENERG.	I DURACION I INTERRUP.	I PERDIDA I CARGA /	I PERDIDA I ENERGIA/	I DURACION I MEDIA /	I	I
I	I DE CARGA	I DE CARGA	I INTERRUP.	I ESPERADA	I ESPERADA	I ESPERADA	I INTERRUP.	I INTERRUP.	I INTERRUP.	I	I
I	I	I	I	I MJ/ANO	I MJ-H/ANO	I HRS	I MJ	I MJ-H	I HRS	I	I
I-----I	I-----I	I-----I	I-----I	I-----I	I-----I	I-----I	I-----I	I-----I	I-----I	I-----I	I-----I
I BARRA002	I 0.000003	I 0.005085	I 0.0051	I 0.061	I 0.30	I 0.025	I 12.000	I 59.626	I 4.969	I	I
I BARRA003	I 0.005457	I 4.900324	I 12.1390	I 200.176	I 2737.41	I 118.915	I 23.081	I 225.505	I 9.796	I	I
I BARRA004	I 0.005455	I 4.897440	I 12.1390	I 131.767	I 1287.79	I 118.915	I 10.855	I 106.087	I 9.796	I	I
I BARRA005	I 0.005455	I 4.898309	I 12.1300	I 32.951	I 321.99	I 118.870	I 2.716	I 26.545	I 9.800	I	I

INDICES DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA

INDICE DE INTERRUPCION DE CARGA (MJ/MJ-ANO) : 2.77463

INDICE DE SEVERIDAD O DE DURACION EQUIVALENTE (MJ-HR/MJ-ANO) : 27.112

VALOR ESPERADO DE PERDIDA DE CARGA POR INTERRUPCION (MJ/INT.) : 12.220

TABLA N° 6 INDICES DE CONFIABILIDAD-CON ENLACE BARRA4-BARRAS,
SISTEMA 1

INDICES DE CONFIABILIDAD POR BARRA DE CARGA

I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I
I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I
I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I
I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I
I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I
I BARRA002	I 0.000003	I 0.005085	I 0.0051	I 0.061	I 0.30	I 0.025	I 12.000	I 59.626	I 4.969		
I BARRA003	I 0.000050	I 0.087939	I 0.2252	I 5.046	I 25.07	I 1.119	I 22.407	I 111.298	I 4.966		
I BARRA004	I 0.000050	I 0.087939	I 0.2252	I 2.375	I 11.80	I 1.119	I 10.544	I 52.376	I 4.966		
I BARRA005	I 0.000051	I 0.090194	I 0.2275	I 0.616	I 3.06	I 1.130	I 2.709	I 13.455	I 4.966		

INDICES DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA

INDICE DE INTERRUPCION DE CARGA (MW/1000-ANO) : 0.05099

INDICE DE SEVERIDAD O DE DURACION EQUIVALENTE (MWH-1000/MW.ANO) 0.253

VALOR ESPERADO DE PERDIDA DE CARGA POR INTERRUPCION (MW/INT.) 11.857

TABLA N° 7 INDICES DE CONFIABILIDAD CON DOBLE ENLACE BARRA2-BARRA4 Y ENLACE BARRA4-BARRAS, SISTEMA 1

BARRA	MAXIMA DEMANDA (MW)	DEMANDA (MVAR)	GENERACION EN MAX. DEM. (MW)	LIMITES DE GENERAC. REACT. (MVAR)
1	103.0	22.0	192.0	-50.0 A 80.0
2	97.0	20.0	192.0	-50.0 A 80.0
3	180.0	37.0		
4	74.0	15.0		
5	71.0	14.0		
6	136.0	28.0		
7	125.0	25.0	290.0	0.0 A 180.0
8	171.0	35.0		
9	175.0	36.0		
10	195.0	40.0		
11				
12				
13	265.0	54.0	591.0	0.0 A 240.0
14	194.0	39.0		
15	317.0	64.0	215.0	-50.0 A 110.0
16	100.0	20.0	155.0	-50.0 A 80.0
17				
18	333.0	68.0	400.0	-50.0 A 200.0
19	181.0	37.0		
20	128.0	26.0		
21			400.0	-50.0 A 200.0
22			300.0	-60.0 A 96.0
23			SWING	-125.0 A 310.0
24				

* TOLERANCIA MAXIMA EN DESVIACION DE TENSION 5 %

TABLA N°9 DATOS DE CARGAS, SISTEMA 2

LINEA ENV REC	LONGITUD (KMS)	IMPEDANCIA P.U.	SUSCEPTANCIA P.U.	TASA DE FA- LLAS(ANO)	DURAC. DE FALLAS(HRS)	CAPACIDAD (AMP)
I 1 2	3.0	0.0026+J0.0139	0.4611	.24	16.0	730
I 1 3	55.0	0.0546+J0.2112	0.0572	.51	10.0	730
I 1 5	22.0	0.0845+J0.0229	0.0229	.33	10.0	730
I 2 4	33.0	0.0328+J0.1267	0.0343	.39	10.0	730
I 2 6	50.0	0.0497+J0.1920	0.0520	.48	10.0	730
I 3 9	31.0	0.0308+J0.1190	0.0322	.38	10.0	730
I 3 24		0.0023+J0.0839		0?	768.0	1673
I 4 9	27.0	0.0268+J0.1037	0.0281	.36	10.0	730
I 5 10	23.0	0.0228+J0.0883	0.0239	.34	10.0	730
I 6 10	16.0	0.0139+J0.0605	2.4590	.33	35.0	730
I 7 8	16.0	0.0159+J0.0614	0.0166	.30	10.0	730
I 8 9	43.0	0.0427+J0.1651	0.0447	.44	10.0	730
I 8 10	43.0	0.0427+J0.1651	0.0447	.44	10.0	730
I 9 11		0.0023+J0.0839		.02	768.0	1673
I 9 12		0.0023+J0.0839		0?	768.0	1673
I 10 11		0.0023+J0.0839		.02	768.0	1673
I 10 12		0.0023+J0.0839		.02	768.0	1673
I 11 13	33.0	0.0061+J0.0476	0.0999	.40	11.0	1255
I 11 14	29.0	0.0054+J0.0418	0.0879	.39	11.0	1255
I 12 13	33.0	0.0061+J0.0476	0.0142	.40	11.0	1255
I 12 23	67.0	0.0124+J0.0766	0.0142	.52	11.0	1255
I 13 23	60.0	0.0111+J0.0865	0.1818	.49	11.0	1255
I 14 16	27.0	0.0050+J0.0389	0.0818	.38	11.0	1255
I 15 16	12.0	0.0022+J0.0173	0.0364	.33	11.0	1255
I 15 21	34.0	0.0063+J0.0490	0.1030	.41	11.0	1255
I 15 21	34.0	0.0063+J0.0490	0.1030	.41	11.0	1255
I 15 24	36.0	0.0067+J0.0519	0.1091	.41	11.0	1255
I 16 17	18.0	0.0033+J0.0259	0.0545	.35	11.0	1255
I 16 19	16.0	0.0030+J0.0231	0.0485	.34	11.0	1255
I 17 18	10.0	0.0018+J0.0144	0.0303	3?	11.0	1255
I 17 22	73.0	0.0135+J0.1053	0.2212	.54	11.0	1255
I 18 21	18.0	0.0033+J0.0259	0.0545	.35	11.0	1255
I 18 21	18.0	0.0033+J0.0259	0.0545	.35	11.0	1255
I 19 20	27.5	0.0051+J0.0396	0.0833	.38	11.0	1255
I 19 20	27.5	0.0051+J0.0396	0.0833	.38	11.0	1255
I 20 23	15.0	0.0028+J0.0216	0.0455	.34	11.0	1255
I 20 23	15.0	0.0028+J0.0216	0.0455	.34	11.0	1255
I 21 22	47.0	0.0067+J0.0678	0.1424	.45	11.0	1255

TABLA N°10 DATOS DE LINEAS, SISTEMA 2

INDICES DE CONFIABILIDAD POR BARRA DE CARGA

I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I
I	BARRAS	PROBABIL.	FRECUENC.	NUMERO	PERDIDA	PERDIDA	DURACION	PERDIDA	PERDIDA	DURACION	I
I	I	DE CARGA	DE CARGA	ESPERAD.	DE CARGA	DE ENERG.	INTERRUP.	CARGA /	ENERGIA/	MEDIA /	I
I	I	DE CARGA	DE CARGA	INTERRUP.	ESPERADA	ESPERADA	ESPERADA	INTERRUP.	INTERRUP.	INTERRUP.	I
I	I	I	I	I	MW/ANO	MW-H/ANO	HRS	MW	MW-H	HRS	I
I-	-I-	-I-	-I-	I-	I-	I-	I-	I-	I-	I-	I
I	BARRA001	I 0.000002	I 0.002473	I 0.0025	I 0.016	I 0.10	I 0.016	I 6.480	I 40.947	I 6.319	I
I	BARRA002	I 0.000002	I 0.002473	I 0.0025	I 0.014	I 0.09	I 0.016	I 5.820	I 36.776	I 6.319	I
I	BARRA003	I 0.000003	I 0.003957	I 0.0040	I 0.043	I 0.26	I 0.024	I 10.800	I 64.662	I 5.987	I
I	BARRA004	I 0.000002	I 0.002787	I 0.0028	I 0.034	I 0.18	I 0.017	I 12.280	I 66.313	I 6.166	I
I	BARRA005	I 0.000002	I 0.002407	I 0.0024	I 0.027	I 0.15	I 0.015	I 11.382	I 62.312	I 6.325	I
I	BARRA006	I 0.001910	I 0.882651	I 0.8827	I 7.312	I 137.39	I 16.734	I 8.284	I 155.658	I 18.958	I
I	BARRA007	I 0.000002	I 0.002150	I 0.0021	I 0.016	I 0.10	I 0.014	I 7.500	I 48.654	I 6.487	I
I	BARRA008	I 0.000348	I 0.313810	I 0.3138	I 53.316	I 518.46	I 3.045	I 169.898	I 1652.154	I 9.704	I
I	BARRA009	I 0.000002	I 0.002480	I 0.0025	I 0.026	I 0.17	I 0.016	I 10.500	I 66.676	I 6.350	I
I	BARRA010	I 0.000002	I 0.002480	I 0.0025	I 0.029	I 0.18	I 0.016	I 11.700	I 74.296	I 6.350	I
I	BARRA011	I 0.000002	I 0.003562	I 0.0036	I 0.0	I 0.0	I 0.022	I 0.0	I 0.0	I 6.080	I
I	BARRA012	I 0.000002	I 0.002150	I 0.0021	I 0.0	I 0.0	I 0.014	I 0.0	I 0.0	I 6.487	I
I	BARRA013	I 0.000002	I 0.002480	I 0.0025	I 0.039	I 0.25	I 0.016	I 15.900	I 100.967	I 6.350	I
I	BARRA014	I 0.000003	I 0.003916	I 0.0039	I 0.110	I 0.63	I 0.024	I 28.123	I 160.094	I 6.023	I
I	BARRA015	I 0.000003	I 0.003907	I 0.0039	I 0.074	I 0.45	I 0.024	I 19.020	I 114.592	I 6.025	I
I	BARRA016	I 0.000003	I 0.004574	I 0.0046	I 0.027	I 0.16	I 0.027	I 6.000	I 35.653	I 5.942	I
I	BARRA017	I 0.000002	I 0.003213	I 0.0032	I 0.0	I 0.0	I 0.020	I 0.0	I 0.0	I 6.147	I
I	BARRA018	I 0.000002	I 0.002150	I 0.0021	I 0.043	I 0.28	I 0.014	I 19.980	I 129.616	I 6.487	I
I	BARRA019	I 0.000004	I 0.005317	I 0.0053	I 0.059	I 0.34	I 0.031	I 10.860	I 63.799	I 5.875	I
I	BARRA020	I 0.000003	I 0.003974	I 0.0040	I 0.031	I 0.18	I 0.024	I 7.680	I 46.197	I 6.015	I
I	BARRA021	I 0.000002	I 0.002150	I 0.0021	I 0.0	I 0.0	I 0.014	I 0.0	I 0.0	I 6.487	I
I	BARRA022	I 0.000002	I 0.003160	I 0.0032	I 0.0	I 0.0	I 0.019	I 0.0	I 0.0	I 6.159	I
I	BARRA024	I 0.000003	I 0.004371	I 0.0044	I 0.0	I 0.0	I 0.026	I 0.0	I 0.0	I 5.937	I

INDICES DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA

INDICE DE INTERRUPCION DE CARGA (MW/MW-ANO) 0.02107
 INDICE DE SEVERIDAD O DE DURACION EQUIVALENTE (MW-HR/MW.ANO) 0.227
 VALOR ESPERADO DE PERDIDA DE CARGA POR INTERRUPCION (MW/INT.): 48.485

CONCLUSIONES

1. En el presente trabajo se definen y describen los algoritmos básicos para la evaluación de confiabilidad de sistemas Generación-Transmisión, y se desarrolló un programa computacional que utiliza el método de probabilidad condicional.
2. El método de probabilidad condicional se presenta como una metodología adecuada para evaluar los índices de confiabilidad en los diferentes puntos de carga de un sistema de potencia, considerando salidas de servicio forzadas de unidades de generación y componentes de transmisión, de tal manera que se pueden hacer comparaciones entre planes alternativos de expansión.
3. Esta metodología no-determinística, produce índices cuantitativos de confiabilidad basada en modelos probabilísticos no-eléctricos y en ciertos criterios de falla de operación del sistema. No sólo se utiliza el simple criterio de continuidad, sino que se extiende para incluir criterios de pérdida de calidad.
4. Lo que evaluamos en un estudio de este tipo es la suficiencia del sistema. Por lo tanto, es importante que los índices calculados sean interpretados estrictamente desde este punto de vista, y no se le de un significado físico que no existe. Se evalúan tanto los índices de punto de carga como los índices del sistema. Ellos no se reemplazan entre sí, se complementan y

sirven normalmente para funciones enteramente diferentes.

5. La eficiencia del programa computacional depende en gran medida del algoritmo de flujo de carga elegido; ya que éste es requerido para cada configuración del sistema y en los diferentes niveles de carga especificados. La técnica llamada Flujo de Carga Desacoplado Rápido, se muestra muy ventajosa para este tipo de estudios, ya que es rápido, del tipo AC, y se adapta fácilmente a las nuevas técnicas computacionales de matrices.
6. A fin de reducir el tiempo de cómputo, las aproximaciones o simplificaciones propuestas son muy útiles, debido a que el error que se introduce no es de consideración, cuando se les elige adecuadamente. Por otro lado, los índices de falla actualmente no pueden ser determinados tan precisamente como se quisiera, ni tal precisión muchas veces es requerida. En algunas aplicaciones es suficiente saber el orden correcto de magnitud de ellos.
7. El método presentado se limita a evaluar la confiabilidad de un sistema eléctrico en régimen permanente, y puede utilizarse para el planeamiento a mediano y largo plazo. Un estudio que incluya el comportamiento en régimen transitorio, llamado también análisis de seguridad, comprende adicionalmente aspectos de estabilidad, colapso por tensión del sistema, y salida de elementos en cascada.
8. La evaluación de la confiabilidad de sistemas compuestos Generación-Transmisión es un problema bastante complejo, y probablemente una de las áreas menos desarrolladas aún. El problema

central no está tanto en la construcción de modelos matemáticos apropiados, sino en hallar la manera de balancear la precisión con el esfuerzo computacional. En sistemas grandes hay muchos estados que deben ser analizados, y la evaluación de un estado simple puede envolver varios cálculos de flujo de cargas; si se intenta controlar el volumen de computaciones haciendo muchas simplificaciones, la precisión de los resultados se verá afectada. Todo ello involucra una apreciación física de la manera en que el sistema real debe funcionar bajo condiciones de salidas de servicio, y un conocimiento realista de lo que representan los índices calculados.

9. Se pone de manifiesto la necesidad de tener una estadística de tallada por un período suficientemente largo, del comportamiento de cada elemento del sistema en estudio. La importancia de esta información radica en que los resultados dependen fundamentalmente de los parámetros de falla, los mismos que si no están suficientemente estimados, pueden llevar a resultados erróneos. Dada la deficiencia de datos encontrada en los sistemas existentes en nuestro país, se recomienda llevar una estadística dedicada y bien definida de lo que significa cada disturbio del sistema.
10. Los resultados obtenidos al aplicar la metodología desarrollada, muestran que si el sistema de generación tiene una probabilidad de pérdida de carga (LOLP) muy baja, poca influencia tendrá en los resultados globales del sistema eléctrico, y la confiabilidad de suministro en un punto de carga dependerá totalmente de las redes de transmisión. En otros sistemas, la dispo

nibilidad de capacidad de generación es preponderante, y la contribución de las redes de transmisión a los índices de falla es insignificante.

11. En nuestro medio, todavía se viene utilizando métodos determinísticos para el planeamiento de los sistemas eléctricos. Sin embargo, debido a la complejidad que han alcanzado los sistemas, se se hace imperativo el uso de herramientas matemáticas con las que se pueda analizar con más detalle su comportamiento. Por otro lado, las restricciones financieras que se imponen actualmente a los planes de expansión, crea la necesidad de optimizar el uso de las instalaciones considerando el criterio de confiabilidad. En ese sentido, la metodología propuesta contribuye modestamente al análisis de la confiabilidad de sistemas eléctricos.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

1. R. Billinton, R. Allan
"Reliability Evaluation of Power Systems", Pitman Advanced Publishing Program, London, 1984.
2. R. Billinton, R. Allan
"Reliability Evaluation of Engineering Systems: Concepts and Techniques", Pitman Books Limited, 1983.
3. J. Endrenyi
"Reliability Modeling in Electric Power Systems", John Wiley & Sons, Toronto, 1978.
4. R. Billinton, K. Bollinger
"Transmission System Reliability Evaluation Using Markov Processes", IEEE Trans., Vol. PAS-87, pp 538-547, February 1968.
5. J. D. Hull, R. J. Ringlee, A. J. Wood
"Frequency and Duration Models for Reliability Calculations, Part I Generation System Model", IEEE Trans., Vol. PAS-87, pp 1787-1796, September 1968.

6. D.P. Gaver, F. E. Montmeat, A. D. Patton
"Power System Reliability I - Measures of Reliability and Methods of Calculation", IEEE Trans., Vol PAS-83, pp 727-637, July 1964.
7. J. Vardi, J. Zahavi, B. Avi-Itzhak
"The Combined Load Duration Curve and Its Derivation", IEEE Trans., Vol. PAS-96, pp 978-983, May/June 1977.
8. R. Billinton
"Composite System Reliability Evaluation", IEEE Trans., Vol. PAS-88, pp 276-281, April 1969.
9. R. Billinton, M.P. Bhavaraju
"Transmission Planning Using a Reliability Criterion, Part I: A Reliability Criterion", IEEE Trans., Vol. PAS-89, January 1970.
10. R. Billinton, M.P. Bhavaraju
"Transmission Planning Using a Reliability Criterion, Part II: Transmission Planning", IEEE Trans., Vol. PAS-90, January/February 1971.
11. M.P. Bhavaraju, R. Billinton
"Transmission System Reliability Methods", IEEE Trans., Vol. PAS 91, pp 628-637. March/April 1972.

12. R. Billinton, C. L. Wee, G. Hamoud
"Digital Computer Algorithms for the Calculation of Generating Capacity Reliability Indices", IEEE Trans., Vol. PAS-101, pp 203-211, January 1982.

13. Working Group on Performance Records for Optimizing System Design
"Reliability Indices for Use in Bulk Power Supply Adequacy Evaluation", IEEE Trans., Vol. PAS-97, pp 1097-1103, July/Aug. 1978.

14. A. D. Patton
"Determination and Analysis of Data for Reliability Studies", IEEE Trans. Vol. PAS-87, pp 84-100, January 1968.

15. César Montalván
"Flujo de Potencia Linealizado", Tesis para optar el título de Ingeniero M.E., U. N. San Luis Gonzaga de Ica, 1974.

16. Olle I. Elgerd
"Electric Energy Systems Theory: An Introduction", Mc Graw-Hill Book Company, Tokio, 1983.

17. W. F. Tinney, C. E. Hart
"Power Flow Solution by Newton's Method", IEEE Trans., Vol. PAS-86, pp 1449-1460, November 1967.

18. B. Stott
"Decoupled Newton Load Flows", IEEE Trans., Vol. PAS-91, pp
1955-1957, September/October 1972.
19. B. Stott, O. Alsac
"Fast Decoupled Load Flow", IEEE Trans., Vol. PAS-93, pp 859-
869, May/June 1974.
20. Electrolima
"Programa de Estudio de Flujo de Carga", 1974.
21. Glenn W. Stagg, Ahmed H. El-Abiad
"Computer Method in Power System Analysis", Mc Graw-Hill Book
Company, New York, 1968.
22. D. D. Mc Craken, W. S. Dorn
"Métodos Numéricos y Programación Fortran", John Wiley & Sons,
New York, 1964.
23. Reliability Test System Task Force of the Application of Proba
bility Methods Subcommittee
"IEEE Reliability Test System", IEEE Trans., Vol. PAS-98, Nov./
Dec. 1979.