

RESUMEN

En este trabajo se presenta un método para la evaluación de índices de confiabilidad del sistema conjunto generación-transmisión que podrá ser utilizado tanto en la planificación, como en la operación de los sistemas eléctricos de potencia.

Se ha desarrollado un método que asocia tanto la evaluación de contingencias, como la consideración del nivel de demanda en el cálculo de dichos índices.

El método se ilustra por su aplicación a tres sistemas, dos sistemas de 5 y 24 barras respectivamente y finalmente el método se aplica al Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano.

INTRODUCCION

Es hace poco tiempo que ha comenzado a existir un gran interés en la evaluación de la confiabilidad de los sistemas de generación y transmisión en forma conjunta, debido principalmente al impacto que las fallas en los equipos de estos sistemas pueden representar para la economía del país. Los métodos que se aplican para esta evaluación están todavía en un proceso de desarrollo ya que existen varias dificultades entre las que se destacan: dificultades conceptuales, de modelaje, computacionales y las referentes a la consecución de los datos necesarios.¹

En el contexto de este estudio, el sistema conjunto de transmisión-generación, será definido como aquel formado por el sistema de generación y la red de alto voltaje extendida hasta los puntos de transferencia a voltajes menores. Existen diferentes criterios mediante los cuales un estado del sistema puede ser juzgado como falla², en general el sistema es considerado en falla cuando se ocasionan colapsos, fallas en cascada o interrupciones incontrolables. Si bien hay una falta de una definición precisa para clasificar cada estado del sistema como suceso o falla, se adoptarán las siguientes condiciones como causas de falla:

1. No hay suficiente generación disponible en el sistema para satisfacer la demanda.
2. La continuidad de alimentación a un punto de carga es interrumpida.
3. Las líneas de transmisión están sobrecargadas.
4. Los voltajes de las barras están fuera de sus límites.

La forma en la cual las fallas de las unidades de generación o líneas de transmisión dan lugar a fallas del sistema están indicadas en la figura 1.

Dado que las fallas de los componentes del sistema van a ser tratadas como independientes, se empleará el método de los estados de mínimo corte para el cálculo de los índices de confiabilidad.³

El primer paso en este método es realizar el análisis de los efectos de las fallas (AEF). Este paso básicamente enumera aquellos eventos que consisten en fallas de componentes que resultan en una falla del sistema. En la práctica este debe ser realizado hasta algún nivel de contingencia, usualmente el segundo o tercero, dado que la contribución de contingencias de

mayor orden son invariablemente despreciables comparadas con contingencias de menor orden. El resultado de este paso es una lista de los conjuntos mínimos de corte encontrados.

El segundo paso en el método empleado es el cálculo de los índices de confiabilidad usando la lista de los estados mínimos de corte que fueron hallados en el paso anterior.

En la determinación de los estados mínimos de corte se deben reflejar tanto las fallas de los componentes del sistema, así como el nivel de la demanda para definir el conjunto mínimo de componentes cuya falla sobre un determinado nivel de demanda puede resultar en cualquier condición de falla en el sistema. La determinación de estos estados mínimos de corte requiere en general que los cálculos físicos sean realizados con el flujo de carga considerando tanto las fallas de los componentes, así como los niveles de la demanda. Además, se requiere efectuar la selección y evaluación sistemática de los estados de falla, esta enumeración está estructurada de manera de minimizar el número de fallas que necesitan ser investigadas en detalle, esto se consigue evaluando únicamente aquellas que son suficientemente severas para causar problemas.

Esquemáticamente el método presentado en este estudio consiste de los siguientes pasos:

1. Selección de contingencias.
2. Evaluación de las contingencias seleccionadas.
3. Cálculo de los índices de confiabilidad.

Estos métodos de evaluación de la confiabilidad del sistema conjunto generación-transmisión pueden ser utilizados para realizar análisis comparativos. En un análisis comparativo, los méritos relativos en confiabilidad de una alternativa son comparados con la de la otra, en tales comparaciones el valor verdadero del índice de confiabilidad empleado no es tan crítico y esto se debe a la limitada disponibilidad de datos históricos y a los simplificadores que se hacen para reducir la complejidad de los cálculos.

Una aplicación más sofisticada sería la comparación de los índices calculados con valores históricos o valores patrón. Sin embargo, para el cálculo de estos índices los datos deberían ser lo suficientemente precisos para producir resultados significativos, pero tales datos son muy difíciles de obtener, por otro lado la metodología empleada en los cálculos debería ser también excepcionalmente precisa dado que los resultados deben ser comparados con valores históricos o patrones de desempeño.

Finalmente este tipo de métodos puede ser utilizado para comparar los ahorros producto de la adopción de un sistema más confiable con los costos de proporcionar dicha confiabilidad.

Los esfuerzos para construir modelos de confiabilidad para el sistema conjunto generación-transmisión, son recientes y en el actual momento algunos métodos están todavía en desarrollo, éstos incluyen tanto métodos analíticos, como de simulación. Una de las primeras descripciones de un método analítico es la

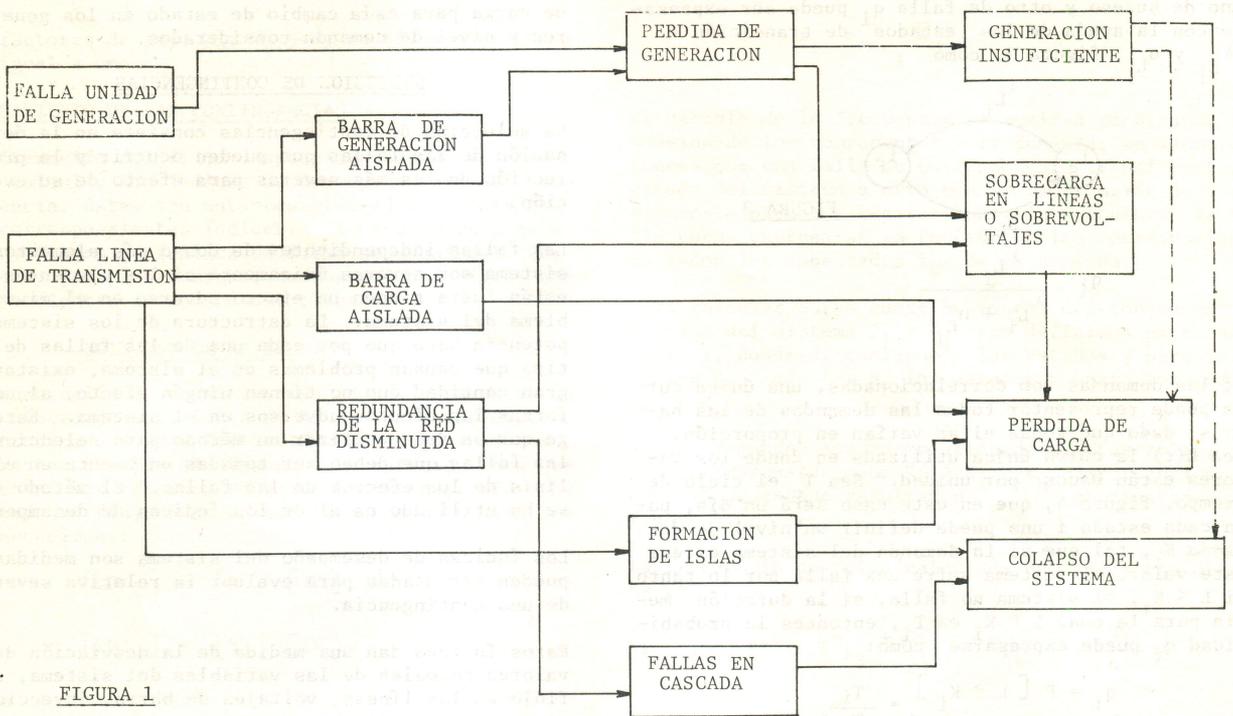


FIGURA 1

referencia 4 en donde no se incluye la selección de contingencias como parte de la metodología. La referencia 5 es quizá el método más nuevo en esta clase de modelos, sin embargo no se incluye aquí el nivel de demanda del sistema para la evaluación de los estados mínimos de corte y en el cálculo de los índices de confiabilidad.

El presente estudio trata de unificar tanto la evaluación de contingencias, así como el nivel de demanda en el cálculo de los conjuntos mínimos de corte y los índices de confiabilidad y ésta es su mayor contribución.

A continuación se describen los modelos matemáticos empleados para representar todos los factores relevantes del sistema conjunto generación-transmisión.

MODELO DE FALLA DE LOS COMPONENTES

MODELO DE FALLA DE LAS UNIDADES DE GENERACION

Con el propósito de calcular la frecuencia y duración de falla del sistema tratado, los modelos serán definidos en función de diagramas de transición de estado. En el caso de las unidades generadoras, la probabilidad de falla de una unidad i está dada por su indisponibilidad \bar{A}_i que puede ser expresada como la relación entre los índices de falla λ_i y reparación u_i y se expresa por la siguiente ecuación:

$$\bar{A}_i = \frac{\lambda_i}{\lambda_i + u_i}$$

El diagrama de transición para este caso se representa en la figura 2.

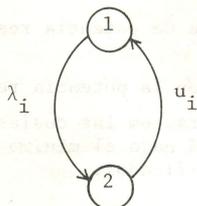


FIGURA 2

MODELO DE FALLA PARA LAS LINEAS DE TRANSMISION

En las líneas de transmisión con apenas un circuito la probabilidad de falla del sistema es modelado por dos estados como en el caso de las unidades de generación.

Sin embargo, la mayor contribución al cálculo de los índices de confiabilidad es debida a la falla conjunta de dos o más componentes o sea una línea de transmisión y una unidad de generación o dos unidades de generación o transmisión, etc.

Estas fallas pueden ser independientes o dependientes. La falla de dos o más componentes se considera independiente cuando la falla de un componente no afecta la probabilidad de falla de cualquiera de los otros componentes. Se considerará que todas las fallas tratadas aquí son independientes.

MODELO DE LA DEMANDA

En el sistema tratado existe un gran número de combinaciones de fallas de líneas y generadores, para cada una de estas combinaciones existe una demanda máxima que cada barra puede suplir sin violar las condiciones consideradas como causa de falla.

En realidad, todas las demandas en las barras cambian continuamente. Como consecuencia de eso, un determinado estado del sistema puede representar suceso para una condición de carga y falla para otra. Una falla de una línea durante la cual alguna otra línea resulta sobrecargada en períodos de demanda máxima puede no tener el mismo efecto cuando la demanda es mínima.

En general, una probabilidad q_i puede ser asignada al estado i del sistema, la cual es definida como

$$q_i = P [\text{falla del sistema} \mid \text{sistema está en el estado } i]$$

Por tanto q_i indica la proporción del tiempo para el cual el estado i es un estado de falla del sistema. Si el estado i es dividido en dos subestados,

uno de sucesos y otro de falla q_i puede ser expresado con la ayuda de los estados de transición λ_{L_i} y u_{L_i} , figura 3, como

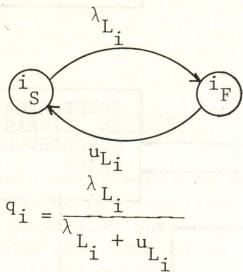


FIGURA 3

Si las demandas son correlacionadas, una única curva puede representar todas las demandas de las barras, dado que todas ellas varían en proporción.

Sea $L(t)$ la curva única utilizada en donde los valores están dados por unidad. Sea T_c el ciclo de tiempo, figura 4, que en este caso será un día, para cada estado i uno puede definir un nivel de demanda K_i , tal que si la demanda del sistema excede este valor, el sistema sufre una falla por lo tanto si $L < K_i$, el sistema no falla, si la duración media para la cual $L > K_i$ es T_i , entonces la probabilidad q_i puede expresarse como:

$$q_i = P [L > K_i] = \frac{T_i}{T_c}$$

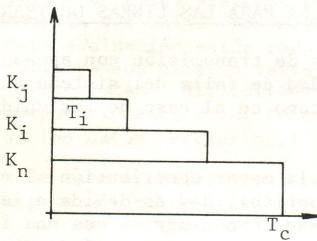


FIGURA 4

y las tasas λ_{L_i} y u_{L_i} serán dadas por:

$$\lambda_{L_i} = \frac{1}{T_c - T_i}, \quad u_{L_i} = \frac{1}{T_i}$$

El nivel K_i puede ser determinado por un estudio de flujo de carga del sistema en el estado i , comenzando con condiciones de demanda máxima para luego disminuir la demanda hasta que la falla del sistema sea eliminada.

DESPECHO DE GENERACION

Los flujos en las líneas de transmisión están relacionados con el despacho de las unidades de generación, por lo tanto hay necesidad de conocer el despacho de estas unidades en la curva de carga.

Para esto se emplea el modelo de la referencia 7 para colocar las unidades de generación bajo la curva parabólica de carga.

Este despacho de las unidades cambia cuando se produce cualquier falla de las unidades de generación. El criterio adoptado es el de minimización de los costos de operación.

Esto incrementa marcadamente la dificultad de calcular los índices de confiabilidad dado que se incrementa el número de estados posibles del sistema, lo que conlleva a la necesidad de recalculer los flujos

de carga para cada cambio de estado en los generadores y nivel de demanda considerados.

SELECCION DE CONTINGENCIAS

La selección de contingencias consiste en la determinación de las fallas que pueden ocurrir y la preselección de las más severas para efecto de su evaluación.

Las fallas independientes de dos o más elementos del sistema son severas únicamente si los elementos que están fuera tienen un efecto adverso en el mismo problema del sistema. La estructura de los sistemas de potencia hace que por cada una de las fallas de este tipo que causan problemas en el sistema, existan una gran cantidad que no tienen ningún efecto, al no reforzar los efectos adversos en el sistema. Esto exige que se deba utilizar un método para seleccionar las fallas que deben ser tomadas en cuenta en el análisis de los efectos de las fallas. El método que se ha utilizado es el de los índices de desempeño.

Los índices de desempeño del sistema son medidas que pueden ser usadas para evaluar la relativa severidad de una contingencia.

Estos índices dan una medida de la desviación de los valores normales de las variables del sistema, como flujo en las líneas, voltajes de barra, inyecciones de potencia en las barras, etc.

Debido al débil acoplamiento entre las ecuaciones de potencia real y reactiva, se han empleado dos índices diferentes que son:

1. INDICE DE DESEMPEÑO PARA POTENCIA REAL

El índice de la ecuación da una medida de las sobrecargas en las líneas.

$$PI_{MW} = \sum_{\alpha} W_P \left(\frac{P_{\ell}}{P_{\ell}^{\max}} \right)^2$$

Donde:

- W_P Factor de peso de Potencia Real.
- P_{ℓ} Flujo real en la línea
- P_{ℓ}^{\max} Capacidad límite de Potencia Real en la línea
- α Conjunto de las líneas sobrecargadas.

2. INDICE DE DESEMPEÑO PARA POTENCIA REACTIVA

Este índice está dado por la ecuación

$$PI_{VQ} = \sum_{\beta} W_V \frac{|V_i - V_i^{\lim}|}{V_i^{\lim}} + \sum_{\gamma} W_Q \frac{|Q_i - Q_i^{\lim}|}{Q_i^{\lim}}$$

Donde:

- V_i Magnitud del voltaje en la barra i .
- V_i^{\lim} Magnitud límite del voltaje en la barra i .
- W_V Factor de peso en el voltaje.
- Q_i Inyección de potencia reactiva en la barra i .
- Q_i^{\lim} Inyección límite de potencia reactiva en la barra i .
- W_Q Factor de peso en la potencia reactiva.
- β Conjunto de barras en las cuales la magnitud del voltaje está bajo el mínimo o está sobre el máximo especificados.

Y Conjunto de barras en las cuales la potencia reactiva está bajo el mínimo o está sobre el máximo especificados.

$$P [\bar{c}_I] = \bar{p}_i = \prod_{\alpha \in C_I} \bar{A}_\alpha q_i$$

Los factores de peso W_P , W_V y W_Q se fijaron en un valor igual a uno.

y

$$P [g_I] = p_i = \prod_{\alpha \in C_I} \bar{A}_\alpha \prod_{\beta \in \bar{C}_I} A_\beta q_i$$

ORDENAMIENTO DE LAS CONTINGENCIAS

Una iteración del flujo desacoplado rápido es usado para calcular los índices de desempeño para cada contingencia, éstas son entonces ordenadas en base a sus correspondientes índices. El ordenamiento para sobrevoltajes se realiza de forma separada del ordenamiento para sobrecargas, dado que los índices correspondientes no son correlacionados.

El cálculo de la frecuencia se realiza combinando los modelos de los componentes y la demanda, se asume entonces que una falla de un componente transfiere el estado del sistema a otro con un valor mayor de q y viceversa para las reparaciones, la frecuencia de falla puede expresarse en función de las contribuciones de todos los subestados i_F de la demanda.

SOLUCION DE LA RED

La enumeración de contingencias adoptada requiere un gran número de soluciones de la red para las diferentes condiciones de falla de líneas, de generadores y diferentes niveles de demanda. Lo que significa que se deben usar técnicas de solución rápidas. Se ha adoptado el flujo desacoplado rápido que se basa en las ecuaciones:

Para calcular estas contribuciones, dos conjuntos de estados del sistema J_i y H_i son definidos para cualquier i, donde J_i contiene los estados j para los cuales $q_j < q_i$ y H_i los estados h para los cuales $q_h > q_i$.

Si las demandas son correlacionadas, estas relaciones pueden expresarse como $K_i > K_j > K_h$, ver figura 4, el espacio de estado resultante i se ilustra en la figura 5.

$$[\Delta P/V] = [B'] [\Delta \theta]$$

La frecuencia de falla calculada en base a ese diagrama es:

y

$$[\Delta Q/V] = [B''] [\Delta V]$$

$$F_F = \sum_{i \in I} \bar{p}_i q_i \left[u_{L_i} + \sum_{j \in J_i} u_{i,j} \left(1 - \frac{q_j}{q_i} \right) \right]$$

Donde $\Delta \theta, \Delta V$ Son las correcciones en los ángulos y voltajes respectivamente.

Pueden ser calculados además los mismos índices para cada barra del sistema utilizando los conceptos anteriores, siempre que en éstas exista alguna de las condiciones de falla mencionadas en la sección 2.

$\Delta P, \Delta Q$ Desajustes en las potencias activas y reactivas respectivamente.

SISTEMAS ESTUDIADOS

B', B'' Matrices del sistema (Su definición precisa consta en la referencia 9).

Se ha escrito un programa para computador digital que ha sido usado para calcular índices de confiabilidad de los siguientes sistemas:

La fórmula de corrección de Sherman-Morrison se ha empleado para obtener soluciones al flujo de carga para condiciones de contingencia de la red. En vez de reconstruir y refactorizar una fórmula simple de corrección es usada para ajustar la solución base y representar efectivamente la contingencia.

1. Sistema de 6 barras, (referencia 10).
2. Sistema de 24 barras, (referencia 11)
3. Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano, 25 barras.

Esencialmente los factores de corrección pueden ser calculados utilizando la matriz de admitancia factorizada original; contingencias múltiples pueden ser representadas aplicando las fórmulas sucesivamente y actualizando el vector solución a cada paso.

1. SISTEMA DE 5 BARRAS

El diagrama unifilar, los datos de las líneas, de las unidades de generación y falla de los componentes constan en la referencia 10.

El flujo desacoplado rápido ha sido también provisto de un factor de escalamiento para obtener soluciones en casos de flujos de carga no convergentes.

El número de barras de generación, de líneas y el total de unidades de generación en este sistema son 2, 6 y 16 respectivamente. Los límites de voltaje para este sistema se asumieron en 1.05 y 0.95 pu.

INDICES DE CONFIABILIDAD

2. SISTEMA DE 24 BARRAS

Para el cálculo de los índices de confiabilidad se utiliza el concepto de los estados de mínimo corte. Si se define g_I como un estado de mínimo corte, C_I como el conjunto de componentes que fallan en g_I , \bar{C}_I como el conjunto que no fallan en g_I , C_I el evento que todos los componentes en el conjunto C_I han fallado y G_I el conjunto de los estados del sistema donde el evento C_I ha ocurrido se puede demostrar que:

El diagrama unifilar, los datos de las líneas, de las unidades de generación y falla de los componentes constan en la referencia 11.

$$\bar{P}_F = \sum_I P [\bar{c}_I] \geq P_F \geq \sum_I P [g_I] = P_F$$

El número de barras de generación, de líneas y el total de unidades de generación son 10, 35 y 32 respectivamente. Los límites de voltaje para este sistema se asumieron en 1.05 y 0.95 pu.

donde I es el conjunto de los índices de los estados de mínimo corte y P_F la probabilidad de falla del sistema.

3. SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DE 25 BARRAS

Dado que todos los componentes son considerados independientes, entonces:

El diagrama unifilar de este sistema se muestra en la figura 6. Los datos de falla de las unidades de generación, se dan en la Tabla 1, así como los datos de falla de las líneas de generación en la Tabla 2. El número de barras de generación, de líneas y total de unidades de generación son 10, 32 y 59 respectivamente. Los límites de voltaje para este sistema se asumieron

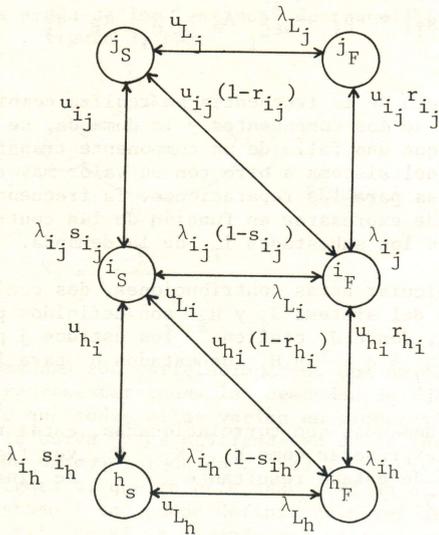


FIGURA 5

$$r_{i,j} = q_j/q_i$$

$$s_{i,j} = (1 - q_i)/(1 - q_j)$$

$$r_{h,i} = q_i/q_h$$

$$s_{i,j} = (1 - q_h)/(1 - q_i)$$

RESULTADOS

Todos los estudios fueron realizados para una curva de carga de 5 niveles (ver figura 4), se asume que en cada uno de los niveles la demanda permanece constante. Los resultados obtenidos después de la aplicación del método propuesto sigue a continuación:

1. SISTEMA DE 5 BARRAS

En este sistema existen 16 unidades de generación, que han sido agrupadas por unidades del mismo tipo, dando como resultado un total de 10 elementos que son 6 líneas y 4 centrales de generación, lo que significa que existen 2^{10} estados que deben ser evaluados para cada uno de los 5 niveles de la representación de la curva de carga, o sea $2^{10} \times 5 = 5120$ estados.

En la aplicación del método propuesto se evaluaron tanto contingencias simples de las centrales de generación y contingencias simples de las líneas de transmisión, como contingencias dobles de una línea y una unidad de generación, los órdenes mayores de contingencias no se considerarán. El método enumeró 66 estados, de los cuales 15 resultaron estados sin falla. Los índices de confiabilidad obtenidos para cada una de las barras constan en la Tabla 3.

Los índices totales del sistema constan en la Tabla 4.

2. SISTEMA DE 24 BARRAS

En este sistema existen 32 unidades de generación, que han sido agrupadas por unidades del mismo tipo dando como resultado 14 centrales de generación, como se considera la contingencia de una sola unidad

a la vez, algunas de ellas no producen ningún efecto, por lo que se han considerado solamente 3 contingencias de las unidades de generación, así se tienen un total de 39 elementos, que son, 35 líneas y 3 centrales, lo que significa que existen 2^{39} estados que deben ser evaluados para cada uno de los 5 niveles de representación de la curva de carga o sea $\approx 10^{12}$ estados. En la aplicación del método propuesto se evaluaron las mismas clases de contingencias utilizadas en el ejemplo anterior.

El método enumeró 71 estados de los cuales 11 resultaron estados sin falla. Los índices de confiabilidad obtenidos para cada una de las barras constan en la Tabla 3 y los índices totales en la Tabla 4.

3. SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DE 25 BARRAS

En este sistema existen 59 unidades de generación, que han sido agrupadas por unidades del mismo tipo, dando como resultado 15 centrales de generación, se han considerado solamente 2 contingencias de las unidades de generación que son Paute y Pisayambo, así se tiene un total de 34 elementos que son 32 líneas y 2 centrales, lo que significa que existen $2^{34} \times 5 \approx 10^{11}$ estados. En la aplicación del método propuesto se enumeró 87 estados, de los cuales 11 resultaron estados sin falla, los índices de confiabilidad obtenidos para cada una de las barras constan en la tabla 3 y los índices totales en la tabla 4.

CONCLUSIONES

El uso de los métodos de selección de contingencias así como considerar sólo las fallas hasta el segundo nivel dan como consecuencia un número de estados enumerados que es mucho menor al del número original de estados.

Por otro lado, los índices calculados toman en cuenta tanto la falla de los elementos del sistema, así como el nivel de demanda que permite evaluar dichos índices con la ayuda de los estados de mínimo corte.

Este método permite comparar esquemas alternativos desde el punto de vista de confiabilidad y por tanto puede ser una herramienta útil tanto en la planificación, como en la operación de los Sistemas Eléctricos de Potencia.

REFERENCIAS

- [1] Endrenyi J. et AL, Bulk Power System Reliability Assessment - Why and How Part I: Why?, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. Vol PAS-101, N° 9 September 1982.
- [2] Endrenyi J., Reliability Modeling in Electric Power Systems. J. Wiley and Sons, Chichester 1978.
- [3] Patton A.D. et AL, Power System Reliability Evaluation, International Journal of Electrical Power and Energy Systems. October 1979.
- [4] Billinton R. et AL, Composite Generation and Transmission System Reliability Evaluation Paper N° A 78 237-0 IEEE PES Winter Meeting. New York, January 1978.
- [5] Reppen, Analytical Approach to System Reliability Assessment: Contingency Enumeration, Parte de la referencia 1
- [6] Nina G. Determinacao da Confiabilidade da Capacidade de Geracao de Sistemas Hidrotermoeletricos. Tesis COPPE, Febrero 1981.

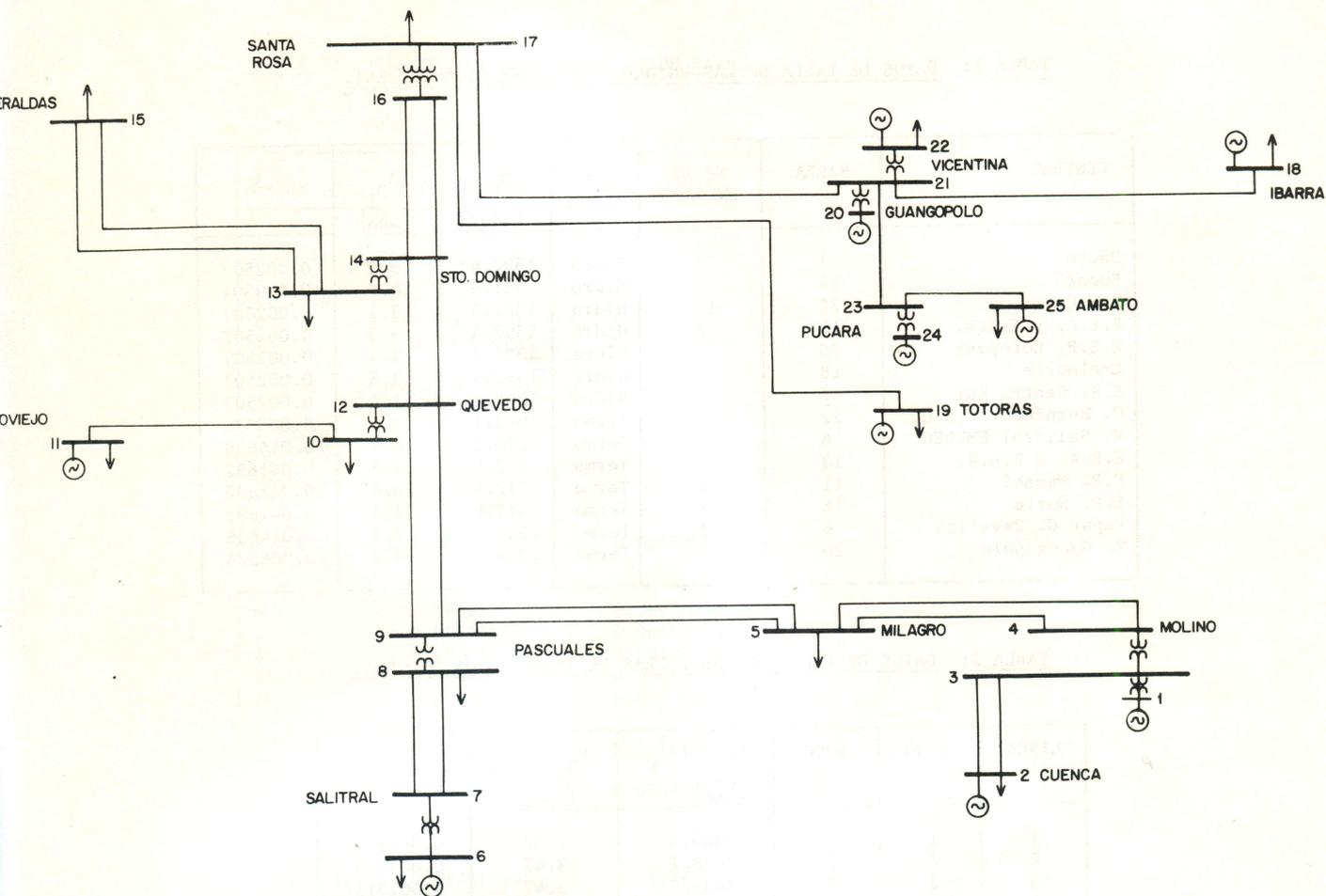


FIGURA 6

- | | |
|---|---|
| <p>[7] Nina G. Un Sistema Integrado para la Planificación de la Operación, Jornadas en Ingeniería Eléctrica y Electrónica. Junio 1984.</p> <p>[8] Albuyeh F et AL, Reactive Power Considerations in Automatic Contingency Selection.</p> <p>[9] B. Stott, O. Alsac, Fast Decoupled Load Flow, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-92 pp. 859-869, May/June 1974.</p> <p>[10] R. Billinton, MP. Bhavaraju. Transmission Planning using a Reliability Criterion-Part 1. A Reliability Criterion. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol PAS-89 N° 1 pp. 28-34 January 1970.</p> | <p>[11] IEEE Reliability Test System. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. Vol PAS-98 N° 6. Nov/Dec. 1979.</p> <p>[12] INECEL. Resultados Operativos de las Centrales del Sistema Nacional Interconectado. Período 1980-1984. Informe Interno INECEL.</p> <p>[13] INECEL. Informe de Resultados de Operación. Año 1982. Informe SME/002/AEC/002/Feb.83.</p> <p>[14] INECEL. Informe de Resultados de Operación. Año 1983. Informe SME/001/AEC/001/Feb.84.</p> <p>[15] INECEL. Informe de Resultados de Operación. Período En-Dic 1984. SME/003/AEC/002/Feb.85.</p> |
|---|---|

BIOGRAFIA

NINA, GALO. Graduado de Ingeniero Eléctrico, especialización Potencia en Marzo de 1979 en la ESPOL. Master en Ciencias en la U.F.R. J. Brasil en Ing. de Sistemas (Optimización). Desde Mayo de 1981 trabaja en el Dpto. de Planificación Operativa de la DOSNI -INECEL. en la Facultad de Post-Grado en Ing. Sistemas de la Politécnica del Ejército.

TABLA 1: DATOS DE FALLA DE LAS UNIDADES DE GENERACION DEL SNI.

CENTRAL	BARRA	Nº DE UNIDADES	TIPO	M_{U_i} [año]	M_{D_i} [año]	\bar{A}_i
Paute	1	5	Hidro	1392.4	3.5	0.002507
Pucarã	24	2	Hidro	751.9	14.8	0.019304
E.E.Q.	22	13	Hidro	1392.4	3.5	0.002507
E.E.A. y E.E.R.	19	8	Hidro	1392.4	3.5	0.002507
E.E.P. Cotopaxi	25	2	Hidro	1392.4	3.5	0.002507
Emelnorte	18	5	Hidro	1392.4	3.5	0.002507
E.R. Centro Sur	2	6	Hidro	1392.4	3.5	0.002507
G. Hernández E.E.Q.	22	4	Termo	1018.1	8.6	0.008376
V. Salitral EMELEC	6	1	Termo	1245.5	18.5	0.014636
E.E.A. y E.E.R.	19	2	Termo	312.6	13.6	0.041692
E.R. Manabí	11	4	Termo	312.6	13.6	0.041692
E.R. Norte	18	1	Termo	312.6	13.6	0.041692
Vapor G. Zevallos	6	1	Termo	1245.5	18.5	0.014636
T. Guangopolo	20	4	Termo	1018.1	8.6	0.008376

TABLA 2: DATOS DE FALLA DE LAS LINEAS DE TRANSMISION DEL SNI.

LINEA	NODO	NODO	$M_{U_i} = 1/\lambda_i$ [año]	$M_{D_i} = 1/u_i$ [año]	\bar{A}_i
1	1	3	2369.3	4.32	0.001820
2	2	3	2638.7	3.47	0.001313
3	2	3	2638.7	3.47	0.001313
4	3	4	2369.3	4.32	0.001820
5	4	5	2369.9	3.71	0.001563
6	4	5	2369.9	3.71	0.001563
7	5	9	3384.9	3.37	0.000995
8	5	9	3384.9	3.37	0.000995
9	6	7	1975.5	6.20	0.003129
10	7	8	3384.9	3.88	0.001145
11	7	8	3384.9	3.88	0.001145
12	8	9	1972.5	9.13	0.004607
13	9	12	2369.3	4.35	0.001833
14	9	12	2369.3	4.35	0.001833
15	10	12	1821.0	5.60	0.003066
16	10	11	1580.9	4.47	0.002820
17	12	14	1391.8	6.28	0.004492
18	12	14	1391.8	6.28	0.004492
19	13	14	1579.0	6.33	0.003993
20	13	15	1182.1	6.32	0.005318
21	13	15	1182.1	6.32	0.005318
22	14	15	1579.9	5.44	0.003431
23	14	16	1579.9	5.44	0.003431
24	16	17	1691.3	6.14	0.003617
25	17	19	1976.2	5.42	0.002735
26	17	21	1976.2	5.42	0.002735
27	20	21	1976.2	5.42	0.002735
28	21	22	1976.2	5.42	0.002735
29	21	23	1579.6	5.77	0.003640
30	21	18	1478.4	6.11	0.004116
31	23	24	2155.0	4.98	0.002306
32	23	25	1821.0	5.64	0.003088

TABLA 3: INDICES DE CONFIABILIDADE DE BARRA

BARRA	PROBABILIDADE	FRECUENCIA
1. Sistema de 5 barras		
1, 3, 5	-	-
2	0.00002035	0.00010074
4	0.00142669	0.01576481
2. Sistema de 24 barras		
1,15,16	-	-
17,18,19	-	-
20,21,22	-	-
2,3,4,5	-	-
9,10,11	0.00400436	0.00493980
12,13,23	-	-
6	0.00527797	0.00663218
7	0.00384990	0.00467151
8	0.00351890	0.00424156
14	0.0046251	0.00063733
24	0.00049894	0.00070242
3. Sistema Nacional Interconectado		
1	0.00103894	0.00592422
2,3,4,	-	-
5,7,8,	-	-
9,10,12,	-	-
13,14,15,	0.01731196	0.11726323
16,17,21,	-	-
23	-	-
6	0.01909957	0.13065138
11	0.01892277	0.12667811
18	0.01966721	0.13470098
19,20,22	0.01887468	0.12780830
24	0.01862855	0.12559676
25	0.01907653	0.12953940

TABLA 4: INDICES DE CONFIABILIDADE TOTALES

P_{-F}	\bar{P}_F	F_{-F}	\bar{F}_F
1. Sistema de 5 barras			
0.00144704	0.00163907	0.01586555	0.01799905
2. Sistema de 24 barras			
0.00560897	0.00590450	0.00706212	0.00743473
3. Sistema Nacional Interconectado			
0.03187387	0.05856217	0.21567294	0.39544445