

## ANALISIS DE CONTINGENCIAS

El algoritmo descrito en el presente artículo forma parte de un programa de investigación que la sección de potencia del Departamento de Ingeniería Eléctrica está desarrollando con el objeto de implementar una moderna y eficaz infraestructura computacional que sirva para efectuar estudios avanzados en análisis de sistemas eléctricos de potencia.

**Autores: Jaime Alemán Casas**  
**Profesor Asociado**  
**Ingeniero Electricista**  
**Msc. Potencia Eléctrica**

**Fernando Aljure, Luis Camargo, Ramiro Vergara**  
**Estudiantes de proyecto de grado 1980**  
**Departamento de Ingeniería Eléctrica**

La seguridad en la operación de sistemas de potencia es uno de los temas en los que se ha trabajado con mayor interés en los últimos tiempos. Una ayuda invaluable en el problema de la seguridad es el Análisis de Contingencias.

Las contingencias que pueden afectar el sistema son de dos tipos:

1. Contingencias que producen cambios en la topología de la red, tales como las salidas o entradas de líneas y/o transformadores.

2. Contingencias en nodos, que son las que involucran cambios de generación y/o carga en los barrajes del sistema.

El análisis de contingencias consta de un algoritmo capaz de calcular la nueva situación del sistema en estado estacionario, una vez ocurrida cualquier contingencia. Esta situación está especificada esencialmente por los valores de los voltajes y los ángulos en los nodos.

El método usado tradicionalmente en el análisis de contingencias ha sido el Flujo de Cargas A.C.; sin embargo, la alta exactitud de este mé-

todo no es indispensable para dicho análisis. De esta manera es posible pensar en un método que presente ventajas en velocidad, haciéndose funcional tanto para estudios de planeamiento como para los de operación.

A continuación se explicarán tres algoritmos implementados para tal fin, dentro del programa de proyectos de grado del área de potencia del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Nacional<sup>1,2</sup>.

### CONCEPTOS BASICOS

Cualquier red de potencia eléctrica puede representarse por ecuaciones de nodos, expresadas en forma matricial como: (1)

$$Y \cdot V = I \quad (1)$$

Donde:

Y: Matriz de Admitancia Nodal.  
 V: Vector de voltajes en los nodos  
 I: Vector de inyecciones de corrientes nodales.

En sistemas de potencia reales no es exacto utilizar la formulación nodal

(Ecuación (1)), puesto que los generadores y las cargas se comportan como fuentes y extracciones de potencia y no de corriente. Una formulación que modela el sistema con fuentes de potencia es el Flujo de Cargas, que en su versión de Newton-Raphson desacoplada rápida (2, 3), se expresa como:

$$\Delta P/V = B' \cdot \Delta \theta \quad (2)$$

$$\Delta Q/V = B'' \cdot \Delta V \quad (3)$$

Donde:

$\Delta P$  y  $\Delta Q$ : Vectores de corrección de las potencias activas y reactivas, respectivamente.

$\Delta \theta$ : Vector de corrección de ángulos en los nodos.

$\Delta V$ : Vector de corrección de magnitudes de voltajes nodales.

$B'$  y  $B''$ : Matrices de susceptancia, derivadas de B con la "desarticulación" del nodo compensador y de todos los nodos generadores respectivamente.

B: Matriz de susceptancia nodal, correspondiente a la competente imaginaria de Y.

Con los dos modelos anteriores, la solución para contingencias nodales es inmediata y consiste en cambiar algunos elementos del vector independiente resolviendo luego la ecuación para la nueva situación del sistema. La inversión matricial, necesaria en este proceso, es solo aparente ya que las matrices de coeficientes Y y B poseen muchos elementos iguales a cero, permitiendo la aplicación de técnicas modernas de solución para matrices dispersas, (4, 5, 6, 7). Sin embargo, los cambios que modifican la topología de la red involucran un replanteamiento de la matriz de coeficientes del sistema, lo que implica una gran cantidad de operaciones adicionales en un nuevo proceso de formación y factorización, (5, 6).

La aplicación del "Teorema de Compensación" permite hallar la solu- ▶

ción para este tipo de cambios con base en la matriz de coeficientes existente antes de las modificaciones. Se enuncia a continuación el Teorema en términos de la formulación nodal del sistema de potencia (Ecuación (1)) y para un solo cambio en la topología de la red; sin embargo, es aplicable a cualquier tipo de ecuaciones lineales y puede ser extendido a algunos sistemas no lineales (8).

Suponiendo la situación estacionaria:

$$Y V^{(0)} = I^{(0)} \quad (4)$$

Donde el superíndice "o" indica la situación antes del cambio.

La nueva situación del sistema, después del cambio, está dada por:

$$V = V^{(0)} - I_{km} V^{(km)} \quad (5)$$

Donde:

$V^{(km)}$ : Vector de Impedancia de barras existentes entre los nodos de contingencia k y m, hallado de:

$$Y V^{(km)} = I^{(km)} \quad (6)$$

Donde los elementos de  $I^{(km)}$  son ceros, exceptuando los elementos k y m que son +1 y -1, respectivamente.

$I_{km}$ : Corriente que, inyectada entre los nodos en contingencia k y m, simula la modificación que sufre el elemento del sistema y que se evalúa como:

$$I_{km} = \frac{-V_{km}^{(0)}}{Z_t - Z_b} \quad (7)$$

Donde:

$V_{km}^{(0)}$ : Diferencia de voltajes entre los nodos k y m, evaluada antes del cambio.

$Z_t$ : Impedancia de Thévenin, vista desde los nodos k y m.

$Z_b$ : Modificación de la impedancia original del elemento del sistema, dada por la condición de la contingencia.

cambios, convierte la ecuación (6) en:

$$V = V^{(0)} - I_{km1} V^{(km_1)} - I_{km_2} V^{(km_2)} - \dots - I_{kmb} V^{(km_b)} \quad (8)$$

## MODELOS Y ALGORITMOS

Los tres algoritmos para análisis de contingencias que se describen a continuación, fueron implementados en lenguaje FORTRAN, para un computador IBM 360/44, disponible en el Centro de Cálculo Electrónico de la Universidad.

### 1. Algoritmo 1. (Método de Compensación).

Este algoritmo se basa en la formulación nodal (Ecuación (1)), resolviendo cualquier tipo de contingencia con la aplicación directa del Teorema de Compensación. Debido a que éste no está en capacidad de simular cambios sobre elementos activos, el algoritmo requiere modelos particulares para ellos.

Para representar los generadores se usa un modelo obtenido a partir de las susceptancias sincrónicas ( $-jB_s$ ), con la creación de nodos ficticios atrás de sus barrajes terminales, de acuerdo con la figura 1.

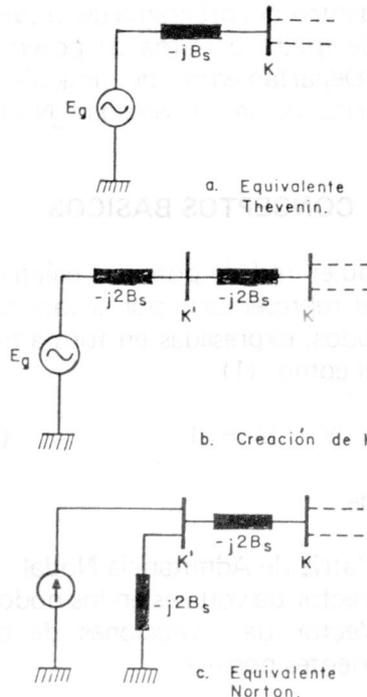


Fig. 1 Modelaje de los Generadores

Los modelos que representan las cargas, son los equivalentes Ward, que las transforman en admitancias, como se muestra en la figura 2.

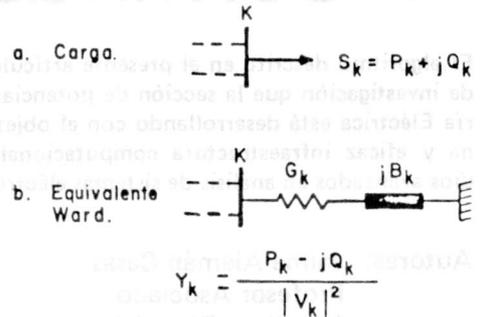


Fig. 2 Modelaje de las Cargas

De esta forma, al modificar apropiadamente los elementos pasivos  $-jB_s$  y  $Y_k$  (Figs. 1 y 2 respectivamente), se pueden simular cambios en generación y carga. Este algoritmo modela las líneas con equivalentes complejos y los transformadores por sus admitancias equivalentes, (1, 9).

### 2. Algoritmo 2. (Solución Nodal Directa).

Este algoritmo también se basa en la formulación nodal (Ecuación (1)), pero difiere del anterior en el tratamiento de las contingencias por cambios en las condiciones nodales y, por lo tanto, en las representaciones (modelos) de los generadores y de las cargas.

En este caso los diferentes elementos activos del sistema (generadores y cargas), se consideran como fuentes y extracciones de corrientes en los nodos correspondientes; mientras que las líneas y los transformadores se modelan como en el método anterior.

De esta manera, el algoritmo resuelve primero todas las contingencias nodales por medio de la ecuación (1), toma la respuesta de este paso como nueva situación de arranque

y, finalmente resuelve las contingencias que modifican la topología de la red, por medio de la aplicación del teorema de compensación.

### 3. Algoritmo 3. (Flujo de Cargas D.C.). (2)

La formulación básica a la que obedece este algoritmo corresponde al denominado "Flujo de Cargas D.C.", cuyo planteamiento se deriva del método desacoplado de "Newton-Raphson", del cual solo se toma la segunda ecuación (3), sin tener en cuenta la primera (2). De esta forma, el Flujo D.C. sólo tiene en cuenta los parámetros reactivos de los diferentes elementos del sistema (Matriz B) los flujos de potencia activa que circulan por ellos y los ángulos de los voltajes en los nodos, a la vez que mantiene constantes las magnitudes de éstos, de acuerdo con la situación previa a las contingencias.

Los elementos activos del sistema (generadores y cargas) se modelan con fuentes y extracciones de potencia activa. En cuanto al proceso de solución, de manera similar al anterior, este algoritmo resuelve primero todas las contingencias nodales con una interacción del Flujo D.C.; es decir, resolviendo la ecuación (2). Posteriormente, toma la respuesta de este paso como nueva situación de arranque y, finalmente evalúa las contingencias que modifican la topología de la red (Salidas de líneas y/o transformadores) utilizando el Teorema de Compensación, planteado especialmente para la formulación del Flujo de Cargas D.C.

Los resultados de la selección automática de contingencias se muestran en la tabla 1, como una lista ordenada de índices de sensibilidad.

Este algoritmo calcula, adicionalmente, los índices de sensibilidad para cualquier grupo de contingencias simuladas de acuerdo con las ecuaciones (12) y (13) del Apéndice 1 de este artículo. Así mismo, posee un subprograma capaz de cla-

sificar ordenadamente, del mayor al menor, los índices de sensibilidad calculados para las salidas sencillas de cada una de las líneas del sistema, evaluadas como contingencias individuales de un modo automático y secuencial. Esta técnica es conocida como "Selección Automática de Contingencias", (10, 11).

## RESULTADOS

Cada uno de los algoritmos fue probado para tres sistemas diferentes. Aquí se incluyen los resultados de cada uno de ellos para el sistema

Otro sistema de pruebas al que fueron sometidos los algoritmos, fue el sistema colombiano interconectado a 115 KV, 220 KV y 500 KV, previsto para el año 1983. Para este sistema, a pesar de su tamaño (94 nodos y 170 líneas), los algoritmos demostraron tener un comportamiento análogo.

En ambas pruebas, los algoritmos fueron de 4 a 7 veces más rápidos, para contingencias típicas, que el Flujo A.C. Entre ellos el algoritmo 3 (Flujo de Carga D.C.) sobresalió por su velocidad.

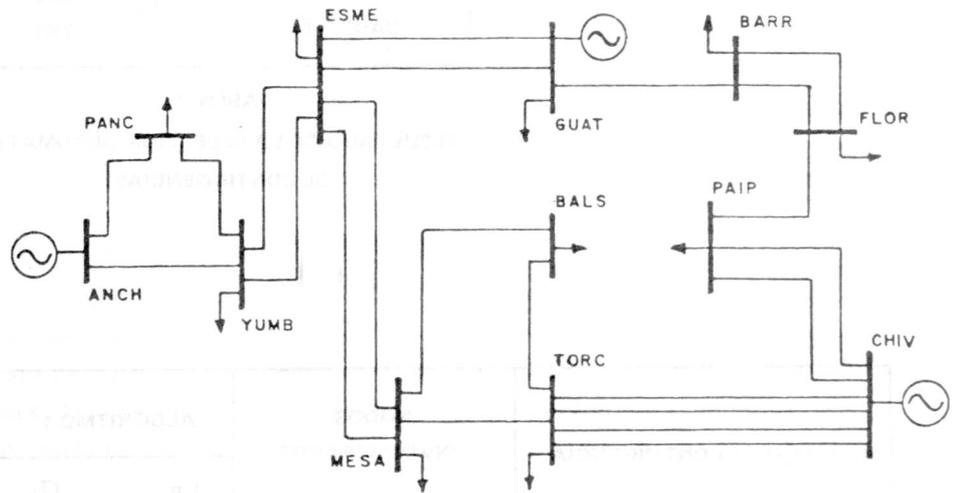


Fig. 3 Diagrama unifilar del sistema de 220 kV.

de pruebas más pequeño: de 12 nodos y 24 líneas, correspondiente al sistema colombiano interconectado a 220 KV y cuyo diagrama unifilar se muestra en la figura 3.

El Análisis comparativo fue hecho con respecto al Flujo de Cargas A.C. desacoplado rápido, implementado por el Ing. Lucio Flórez en el Centro de Cálculo Electrónico de la Universidad.

Para diferentes contingencias se calcularon los flujos en las líneas empleando los tres algoritmos propuestos. Los resultados y su comparación con el flujo de cargas A.C. están en las tablas 2 y 3.

## APENDICE I

Una vez evaluados los efectos de cada grupo de contingencias que se presenten en forma simultánea, es importante establecer el efecto que cada uno de ellos produce sobre el estado del sistema. Una manera de establecer tal gravedad, desde el punto de vista de los incrementos de los flujos de potencia activa por las líneas del sistema, es el índice de sensibilidad  $J_{MW}$ , definido como: (11)

$$J_{MW} = \sum_{L=1}^{N_L} \frac{W_L \left[ \frac{P_L}{P_L^{\max}} \right]^{2n}}{2n} \quad (9)$$

LINEA	INDICE
FLOR – PAIP	6.17
CHIV – TORC	4.63
BALS – TORC	4.24
CHIV – PAIP	4.19
ESME – YUMB	4.18
ESME – MESA	4.17
ANCH – PANC	4.15
ANCH – YUMB	4.12
ESME – GUAT	4.09
BARR – GUAT	4.04
MESA – TORC	3.98
BALS – MESA	3.94
PANC – YUMB	3.93
BARR – FLOR	3.92
CASO – BASE	3.91

TABLA 1  
RESULTADO DE LA SELECCION AUTOMATICA  
DE CONTINGENCIAS

No.	TIPO DE CONTINGENCIA	NODOS INVOLUCRADOS	ALGORITMO 1		ALGORITMO 2		ALGORITMO 3	
			$\epsilon_R$	$\sigma_E$	$\epsilon_R$	$\sigma_E$	$\epsilon_R$	$\sigma_E$
(1)	SALIDA DE LINEA	ESME – GUAT	4.09	3.25	1.35	1.32	1.53	2.59
(2)	AUMENTO DE CARGA ( 40 MW )	MESA	12.66	10.01	1.6	1.07	1.83	1.82
(3)	SALIDA DOBLE DE LINEA	CHIV – TORC CHIV – PAIP	–	–	1.73	1.42	0.91	0.7
(4)	SALIDA DE GENERACION ( 100 MW )	ANCH	–	–	7.59	8.57	1.48	0.85

TABLA 2  
ERRORES DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS CON LOS ALGORITMOS PROPUESTOS.  
EN TODOS LOS CASOS SE ASUME COMO "EXACTA" LA SOLUCION DADA POR EL  
FLUJO DE CARGAS A. C.

$\epsilon_R$  : ERROR RELATIVO MEDIO. ( % )  
 $\sigma_E$  : DESVIACION "STANDARD";

LINEA	FLUJO DE POTENCIA ( MW. )											
	CONTINGENCIA (1)			CONTINGENCIA (2)			CONTINGENCIA (3)			CONTINGENCIA (4)		
	Flujo A. C.	Alg. 3	Alg. 2	Flujo A. C.	Alg. 3	Alg. 2	Flujo A. C.	Alg. 3	Alg. 2	Flujo A. C.	Alg. 3	Alg. 2
ANCH - PANC	176.8	176.5	179.1	176.8	176.5	179.1	176.7	176.5	184.7	132.9	130	169.6
BALS - TORC	156.2	155.3	155.8	167.2	170.3	170.3	152.8	152.8	163.8	194.6	190.2	188.0
CHIV - PAIP	90.7	89.3	90.2	98.5	99.5	99.2	189.9	187.4	188.0	110.6	108.9	105.6
CHIV - TORC	196.9	196.5	196.5	203.0	205.0	204.6	262.4	257.5	263.1	218.0	216.0	212.1
ESME - GUAT	101.9	102.2	98.8	58.3	58.3	58.8	54.4	53.5	55.7	69.1	68.4	73.4
FLOR - PAIP	106.8	104.9	104.6	121.2	122.9	122.7	113.8	112.3	115.0	143.5	139.7	138.4

TABLA 3

VALORES DE FLUJO EN LAS LINEAS (CALCULADOS POR TRES METODOS DIFERENTES)  
PARA LAS CONTINGENCIAS DESCRITAS EN LA TABLA 2

Es importante anotar que en los resultados de las Tablas 2 y 3 es posible hallar errores relativos más altos en las líneas débilmente cargadas; sin embargo, son de tan poca importancia para el sistema que no se han tenido en cuenta.

La Tabla 4 muestra cómo el mantener un valor constante de voltaje antes y después de la contingencia, constituye una aproximación válida.

NODO	V O L T A J E ( K V. )				
	ANTES DE LA CONTING	DESPUES DE LA CONTINGENCIA			
		CONT (1)	CONT (2)	CONT (3)	CONT (4)
ANCH	242.0	242.0	242.0	242.0	242.0
BALS	221.0	219.1	212.0	220.1	217.3
BARR	231.0	231.0	231.0	231.0	231.0
CHIV	242.0	242.0	242.0	242.0	242.0
ESME	233.7	228.7	230.4	233.3	229.6
FLOR	227.7	227.9	226.1	227.7	227.1
GUAT	242.0	242.0	242.0	242.0	242.0
MESA	224.7	222.4	216.4	223.6	220.6
PAIP	236.9	237.2	229.9	236.8	236.0
PANC	229.1	228.2	228.5	229.0	228.0
TORC	224.4	221.1	212.9	221.0	219.5
YUMB	230.2	228.9	229.4	230.1	228.5

TABLA 4

VOLTAJES NODALES ANTES Y DESPUES DE LAS CONTINGENCIAS, PARA  
LOS CUATRO CASOS DESCRITOS EN LA TABLA 2

◀ Donde:

- $N_L$ : Número de líneas del sistema.
  - $W_L$ : Factor de ponderación para la línea L.
  - n: Exponente especificado.
  - $P_L$ : Flujo de potencia activa por la línea L.
  - $P_L^{\max}$ : Máximo flujo de potencia activa permisible para la línea L.
- Se han encontrado como valores apropiados.

$$W_L = 1 \text{ para } L = 1, 2, \dots, N_L$$

$$n = 1$$

para pruebas efectuadas en tiempo real, (11)

De manera adicional, si se consideran las expresiones aproximadas para los flujos de potencia:

$$P_L = \frac{V_K \cdot V_m}{X_L} \text{sen} \delta_L \quad (10)$$

$$P_L^{\max} = \frac{V_K \cdot V_m}{X_L} \text{sen} \delta_L^{\max} \quad (11)$$

Donde:

$K$  y  $m$ : Nodos terminales de la línea L.

$X_L$ : Reactancia de la línea.

$\delta_L$ : Diferencia angular de los voltaje entre los nodos  $k$  y  $m$ .

La ecuación (9) se convierte en:

$$J_{MW} = \frac{1}{K \delta} \sum_{L=1}^{N_L} \text{sen}^2 \delta_L \quad (12)$$

Donde:

$$K_\delta = \frac{1}{2 \text{sen}^2 \delta_L^{\max}} \quad (13)$$

Es de anotar que la diferencia angular máxima de las líneas  $\delta_L^{\max}$  es un parámetro que debe definirse en forma previa para cada sistema.

## APENDICE II

Con base en los desarrollos teóricos, las pruebas y los resultados obtenidos para cada uno de los algoritmos implementados, los autores proponen el siguiente método para análisis de Contingencias de estado estacionario.

Dada la fórmula de una red eléctrica, como:  $Y \cdot V = I$  (14)

Donde:

- $Y = G + jB$ : Matriz de admitancia nodal.
- $V = E + jF$ : Vector Nodal de Voltajes.
- $I = C + jD$ : Vector Nodal de Inyecciones de Corriente.

Efectuando el producto complejo indicado en (14) y tomando su parte real, se llega a la expresión:

$$BF = GE - C \quad (15)$$

De otra parte, dos estados diferentes de un sistema de potencia, definidos para una topología determinada, convierte la ecuación (15) en.

$$B \Delta F = G \Delta E - \Delta C \quad (16)$$

Si la variación existente entre los dos estados ha sido producida por una contingencia, la modificación en la componente real de los voltajes,  $\Delta E$ , es muy pequeña. Esta característica, unida al hecho de que en un sistema de potencia la matriz de conductancia  $G$  es muy débil numéricamente, permite despreciar el factor  $G \Delta E$  de la ecuación (16), convirtiéndola en.

$$B' \Delta F = \Delta C \quad (17)$$

Donde los elementos de la matriz  $B'$  corresponden al negativo de los elementos de  $B_2$  con el desacople del nodo compensador, tal como se define para el Flujo de Cargas A.C. (2) Así mismo, el vector  $\Delta C$  es evaluado a partir de la expresión:

$$\Delta C_K = \frac{1}{[V_K^{(0)}]^2} \left( E_K^{(0)} (P_K - P_K^{(0)}) + j F_K^{(0)} (Q_K - Q_K^{(0)}) \right) \quad (18)$$

Donde el sub índice (o) indica la situación precontingencia.

Una vez hallado, para la simulación de cualquier tipo de contingencia, el vector incógnita  $\Delta F$ , calcular el vector nodal de ángulos, de elementos:

$$\Theta_K = \text{Arctan} \left[ \frac{F_K^{(0)} + \Delta F_K}{E_K^{(0)}} \right] \quad (19)$$

Es de anotar el paralelismo existente entre la formulación del método propuesto y la del Flujo de Carga D.C. Por esta razón se recomienda su implementación de manera casi idéntica a la del Flujo D.C., tal como se expuso en el numeral 3 de la sección Modelos y Algoritmos de este Artículo. Así mismo, se recomienda la implementación de las opciones necesarias para la adición de la Selección Automática de Contingencias, aprovechando la disponibilidad de la respuesta de ángulos nodales, requerida por esta técnica, (Ver Apéndice I) ■

## BIBLIOGRAFIA

1. Elgerd, O. *Electric Energy System Theory, an Introduction*. McGraw-Hill, New York, 1971.
2. Stott, B. *Review of Load Flow Calculations Methods*. Proceedings of the IEEE, Vol. 62. 1974.
3. Stott, B. *Fast Decoupled Load Flow*. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS 91. Sep/1972.
4. Stott, B. *A brief Resume of Sparse Power System Network Solutions Methods*. Seminario Sobre Centros de Control, Medellín. 1979.
5. Reid, J. *Large Sparse Sets of Linear Equations. by Optimally Ordered Triangular Factorization*. Proceedings of the IEEE, Vol. 55. Nov/1967.
7. Sato, N., Tinney, W. *Techniques for Exploiting the Sparsity of the Network Admittance Matrix* IEEE. Transactions on Power Apparatus Systems, Vol. PAS 82. Dec/1963.
8. Tinney, W. *Compensation Methods for Network Solutions by Optimally Ordered Triangular Factorization*. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS 91. Jan/1972.
9. Stevenson, W. *Sistemas Eléctricos de Potencia*. McGraw-Hill, Bogotá. 1979.
10. Wollenberg B., Ejebe G. *Automatic Contingency Selection*. IEEE Transactions on Power Apparatus and

Systems, Vol. PAS 98, Number 1.  
Jan/Feb. 1979.

11. Irisarri G., Sasson A., Levner D. *Automatic Contingency Selection for on-line Security Analysis Real Time Tests*. IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS 98, Numbers. Sep/Oct/1979.
12. Aljure, F., Camargo, L., Vergara, R. *Análisis de Contingencias en Sistemas de Potencia*. Departamento de Ingeniería Eléctrica. Universidad Nacional de Colombia, Bogotá. 1980.