

Miranda, Ander J.; Peña, Eliana; Rojas, Teddy

Simulador de sistemas de potencia con esquemas de control de generadores
recomendados por la IEEE
Ingeniería UC, Vol. 15, Núm. 2, agosto-sin mes, 2008, pp. 88-99
Universidad de Carabobo
Venezuela

Disponible en: <http://redalyc.uaemex.mx/src/inicio/ArtPdfRed.jsp?iCve=70712715011>



Ingeniería UC
ISSN (Versión impresa): 1316-6832
farteaga20@gmail.com
Universidad de Carabobo
Venezuela

¿Cómo citar?

Número completo

Más información del artículo

Página de la revista

Simulador de sistemas de potencia con esquemas de control de generadores recomendados por la IEEE

Ander J. Miranda, Eliana Peña, Teddy Rojas

*Universidad de Carabobo. Escuela de Ingeniería Eléctrica. Dpto. de Sistemas y Automática,
Valencia, Venezuela*

Email: anderjosemiranda@gmail.com

Resumen

Este trabajo resume el desarrollo de un programa computacional realizado en lenguaje de programación Matlab 7.0 de un simulador de la dinámica de los sistemas de potencia con la inclusión de los modelos de los esquemas de control de excitación de los generadores recomendados por la IEEE. En el desarrollo del simulador se usó el algoritmo de Runge Kutta 4, cuyo intervalo de integración puede ser modificado por el usuario, por lo tanto éste puede variar la exactitud y, por ende, la velocidad de ejecución de las simulaciones. El simulador realiza cálculos de flujo de potencia, simulaciones de fallas eléctricas con o sin los esquemas de excitación de los generadores, entre otros tipos de cálculos. El simulador no tiene limitada la cantidad de barras o nodos que puede simular de un sistema de potencia.

Palabras clave: Sistemas de potencia, programación en MATLAB, fallas trifásicas, modelos de sistemas de excitación de generadores.

Power systems simulator with schemes of generators excitation control recommended by the IEEE

Abstract

This paper summarizes the development of a computer program realized in Matlab 7.0 programming language of a simulator of dynamics power systems by including models of generators excitation control recommended from the IEEE. In the development of the simulator Runge Kutta 4 algorithm was used, which integration interval can be affect by the user, so it may change the accuracy and thus the execution speed of simulations. The simulator performs power flow calculations, three-phase faults simulation with or without generators excitation schemes, among other computing tasks. The simulator does not have restrictions on the number of bar or nodes that can simulate a power system.

Keywords: Power systems, programming in MATLAB, three-phase faults, excitation systems models of generators.

1. INTRODUCCIÓN

Un sistema de potencia es una red formada por unidades de generación de energía eléctrica, líneas de transmisión, transformadores, cargas, incluyendo el equipo eléctrico asociado, conectado eléctricamente o mecánicamente a esta red.

El estudio de la estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia está relacionado con la potencia máxima que puede entregar una central eléctrica o los

generadores de la misma, sin pérdida de sincronismo de los mismos, por lo tanto para cada sistema existe un máximo flujo posible de energía de transferencia por unidad de tiempo sin causar pérdidas de estabilidad, es decir hay un límite máximo de potencia a transmitir, más allá del cual no se puede mantener el sincronismo de los generadores, denominado límite de estabilidad. El estudio de la estabilidad de los sistemas de potencia trata del problema de mantener el sincronismo de los generadores interconectados cuando ocurra un cambio repentino o una secuencia de cambios en uno o más de

los parámetros del sistema, es decir cuando ocurra algún tipo de perturbación, esto implica que las posiciones angulares de los rotores de las máquinas, relativas entre sí, tiendan a permanecer constantes cuando no haya perturbaciones o se hacen constantes cuando cesa la perturbación, como se muestra en la figura 1.

Actualmente los sistemas eléctricos de potencia funcionan en condiciones cercanas a los límites de estabilidad [1] debido a varios factores como: la complejidad creciente que han alcanzado, al aumento de interconexiones, al uso de nuevas tecnologías y la necesidad de operar el sistema al límite económico [2-7].

Los sistemas distribuidos de potencia han incrementando en complejidad como consecuencia fundamental de tres factores: distintas fuentes primarias de energía (pilas de combustible, baterías, generadores electromecánicos, etc.), mayor número de cargas electrónicas, requisitos más exigentes de las mismas y consideraciones globales como la fiabilidad, gestión de fallos y gestión dinámica de la potencia. Todo esto hace que el diseño, la evaluación de distintas arquitecturas y políticas de control, de estos sistemas, sean difíciles de cuantificar abordándolo de forma analítica [7]. La simulación se convierte en estos casos en una herramienta fundamental de apoyo al diseño [3, 8].

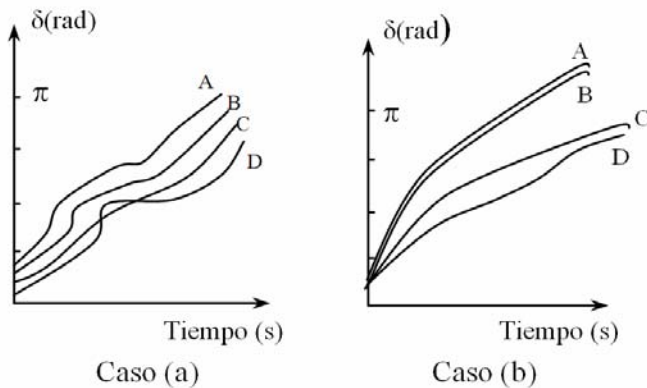


Figura 1. Curvas de Oscilación de un sistema de cuatro máquinas. Caso (a) es estable y el caso (b) es inestable.

Los primeros programas computacionales realizaban la simulación de la estabilidad de los sistemas de potencia aplicando el modelo clásico, el cual es válido para un tiempo del orden de un segundo o menos [9], proporcionando sólo ciertos datos preliminares útiles en la identificación aproximada de los sistemas, esto se debe a que actualmente existen sistemas con grandes interconexiones que presentan períodos

oscilatorios que duran más de un segundo, además el método clásico de análisis de la estabilidad de los sistemas de potencia no considera el efecto de los sistemas de excitación de los generadores durante dichos períodos, eso también es cuestionable, ya que los modernos sistemas de control de excitación de hoy en día son muy rápidos [1,7].

En este trabajo se desarrolló un programa computacional en el lenguaje de programación de MATLAB 7.0, que consiste en un simulador del funcionamiento dinámico de los sistemas de potencia ante una falla eléctrica trifásica tomando en cuenta los efectos de los modelos de esquemas de control de excitación de los generadores, planteados por la IEEE (año 2005) en la estabilidad del sistema, también se realizaron simulaciones de fallas eléctricas aplicando el análisis del método clásico de sistemas de potencia (no incluyen los esquemas de excitación) tomados de [7], el cual trata del estudio de los mismos, para finalmente realizar una comparación de los resultados obtenidos de las simulaciones.

2. MODELOS MATEMÁTICOS DEL SIMULADOR

A continuación se muestran algunos modelos matemáticos usados en el desarrollo de la programación del simulador planteado.

2.1 Modelo matemático de la máquina sincrónica

Se utilizó el modelo denominado modelo de dos ejes [7]. Los efectos transitorios están determinados por los dos circuitos del rotor: circuito de campo en el eje directo (eje d) y el circuito equivalente en el eje de cuadratura (eje q). Las ecuaciones de este modelo se describen a continuación:

$$E + X_d I_d = E'_q + X'_d I_d \quad (1)$$

$$E_d + X_q I_q = E'_d + X''_q I_q \quad (2)$$

$$\tau'_{qo} \dot{E}'_d = -E'_d - (X_q - X''_q) I_q \quad (3)$$

$$\tau''_{qo} = \tau'_{qo} = \frac{L_q}{r_o} \quad (4)$$

$$\dot{E}'_q = \frac{E_{FD} - E}{\tau'_{do}} \quad (5)$$

Todas las ecuaciones anteriores, excepto la ecuación (3), se representan en el diagrama de bloques, que se ilustra en la Figura 2. Para completar la modelación de la máquina síncrona se debe determinar la ecuación del par:

$$T_e = E'_d I_d + E'_q I_q - (L'_q - L'_d) I_d I_q \quad (6)$$

Con las ecuaciones de estado (7) y (8) se obtiene el diagrama de bloques del par de la máquina síncrona, mostrada en la Figura 3.

$$j\tau \dot{w} = T_m - Dw - [E'_d I_d + E'_q I_q - (L'_q - L'_d) I_d I_q] \quad (7)$$

$$\dot{\delta} = w - 1 \quad (8)$$

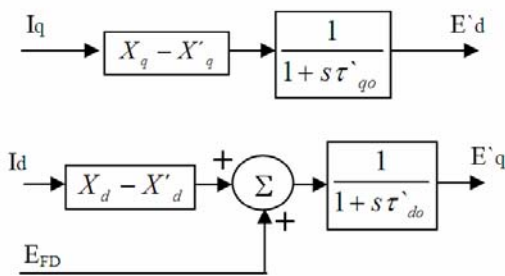


Figura 2. Diagrama de bloques del modelo de dos ejes de la máquina síncrona, sin inclusión del par.

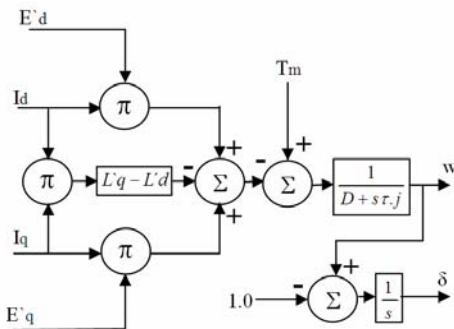


Figura 3. Diagrama de bloques según el modelo de dos ejes del par de la máquina síncrona.

El diagrama de bloques completo del modelo utilizado de la máquina síncrona es la unión de los diagramas de bloques de las Figuras 2 y 3.

2.2 Modelo matemático de las líneas de transmisión

Se utilizó el modelo π (Figura.4), el cual es el que usualmente se utiliza para representar a las líneas de transmisión de longitud corta y media [9], si se considera utilizar el simulador para estudios de estabilidad de sistemas de potencia que

posean líneas de transmisión clasificadas como de longitud larga se han de representar en tantas secciones del modelo π como sea necesario, para que el modelo matemático sea el adecuado.

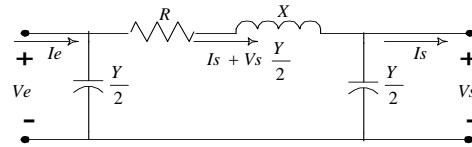


Figura 4. Equivalente circuital del modelo matemático de las líneas de transmisión según el modelo π

2.3. Modelo matemático del transformador

El transformador es el elemento del sistema de potencia que se encarga de transformar los voltajes y corrientes de un nivel a otro. Se utilizó el modelo π , el cual permite representar un transformador con relación de transformación fuera de la nominal (con cambiador de tomas) [8, 9]. En la Figura. 5 se muestra el equivalente circuital de este modelo. La ecuación matricial representativa del modelo del transformador esta dada por:

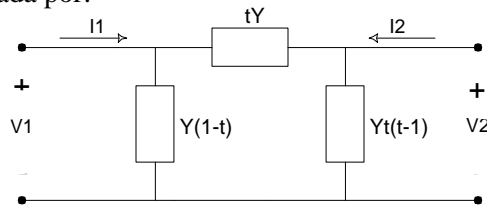


Figura 5. Equivalente circuital del modelo matemático del transformador según el modelo π

2.4. Modelo matemático de las cargas eléctricas

El modelo usado está descrito como cargas de potencia constante en condiciones de régimen permanente (previa a la perturbación), pero en condiciones transitorias las cargas se modelan como una admitancia a tierra, como se muestra en la Figura. 6.

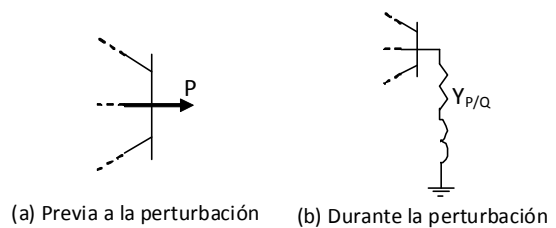


Figura 6. Equivalente circuital del modelo matemático de las cargas eléctricas

2.5. Modelo matemático de los sistemas de excitación

El objetivo principal de los sistemas de excitación es mantener el voltaje terminal o de salida de las máquinas sincrónicas e inclusive de algunos otros puntos de la red a valores prácticamente constantes bajo diferentes condiciones de carga, en la Figura 7 se representa el diagrama de bloques general de los componentes de los sistemas de excitación [7]. *El Excitador* puede ser un generador de corriente directa acoplado al eje del generador o al eje de un motor de inducción o excitadores de tecnología del estado sólido que se alimentan de los terminales del generador a través de circuitos rectificadores.

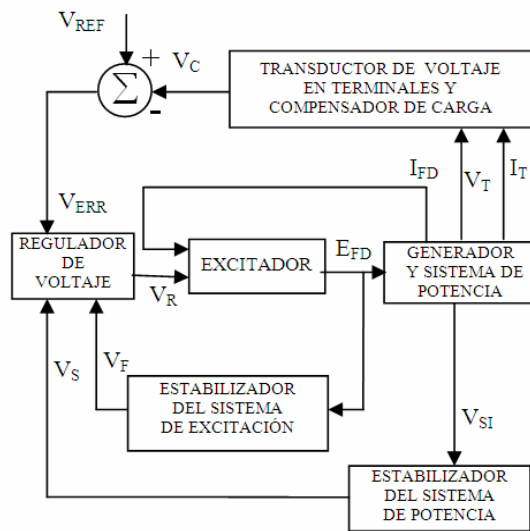


Figura 7. Representación general de un sistema de excitación.

La importancia de los sistemas de excitación en la estabilidad de los sistemas de potencia ha sido la causa por la cual se han realizado estudios de representaciones matemáticas de los mismos. La IEEE en el año de 1968, desarrolló modelos de los sistemas de excitación, pero con la aparición de nuevos sistemas de excitación mejorados que no pueden ser representados por los modelos anteriores, motivó al grupo de trabajo en modelos computacionales de sistemas de excitación de la I.E.E.E. presentar en febrero de 1981 un informe de modelación matemática de dichos sistemas. El continuo mejoramiento de los sistemas de control de excitación, impulsó al grupo de trabajo en sistemas de excitación de la I.E.E.E. a realizar una representación más actualizada [5], la cual se publicó en el informe del 19 de Marzo de 1992, luego en el año 2005 realizaron una revisión de dichos modelos

[4], finalmente los sistemas de excitación se clasificaron basándose en su fuente de potencia de excitación utilizada, resultando tres tipos generales:

1. Sistemas de Excitación Tipo DC, utilizan un generador DC como fuente de potencia, existen tres modelos: DC1A, DC2A y DC3A.
2. Sistemas de Excitación Tipo AC, que utilizan alternadores con rectificadores para producir la corriente directa necesaria por el campo del generador. Fueron divididos en seis modelos: AC1A, AC2A, AC3A, AC4A, AC5A y AC6A.
3. Sistemas de Excitación Tipo ST, donde la potencia del sistema de excitación se suministra a través de transformadores y rectificadores. Están divididos en tres modelos: ST1A, ST2A y ST3A.

Motivado a que la IEEE presentó los modelos de excitación de los generadores en diagramas de bloques, se tuvo que desarrollar las ecuaciones de estado de todos los modelos, con el fin de incluirlas en la programación en MATLAB. A continuación se muestran, con fines ilustrativos, las ecuaciones de estado desarrolladas a partir del modelo de excitación tipo AC3 (Figura 8).

$$V_{FE} = K_D I_{FD} + K_E x_1 + x_1 S_E(x_1) \quad (10)$$

$$T_E \dot{x}_1 = x_2 K_R E_{FD} - V_{FE} \quad (11)$$

$$aux2 = \frac{V_{FEMAX} - K_D I_{FD}}{K_E + S_E(x_1)} \quad (12)$$

$$\text{Si } x_1 < V_{EMIN} \quad x_1 = V_{EMIN} \quad (13)$$

$$\text{Si } x_1 > aux2 \quad x_1 = aux2 \quad (14)$$

$$T_A \dot{x}_2 = K_A (x_3 - x_4) - x_2 \quad (15)$$

$$\text{Si } x_2 < V_{AMIN} \quad x_2 = V_{AMIN} \quad (16)$$

$$\text{Si } x_2 > V_{AMAX} \quad x_2 = V_{AMAX} \quad (17)$$

$$T_B \dot{x}_3 = (V_{REF} + V_S - V_C)(1 - T_C / T_B) - x_3 \quad (18)$$

$$\text{Si } x_3 < V_{UEL} \quad x_3 = V_{UEL} \quad (19)$$

$$\text{Si } E_{FD} > E_{FDN} \quad K_F = K_H \quad (20)$$

$$T_F \dot{x}_4 = K_F F_{EX} \dot{x}_1 - x_4 \quad (21)$$

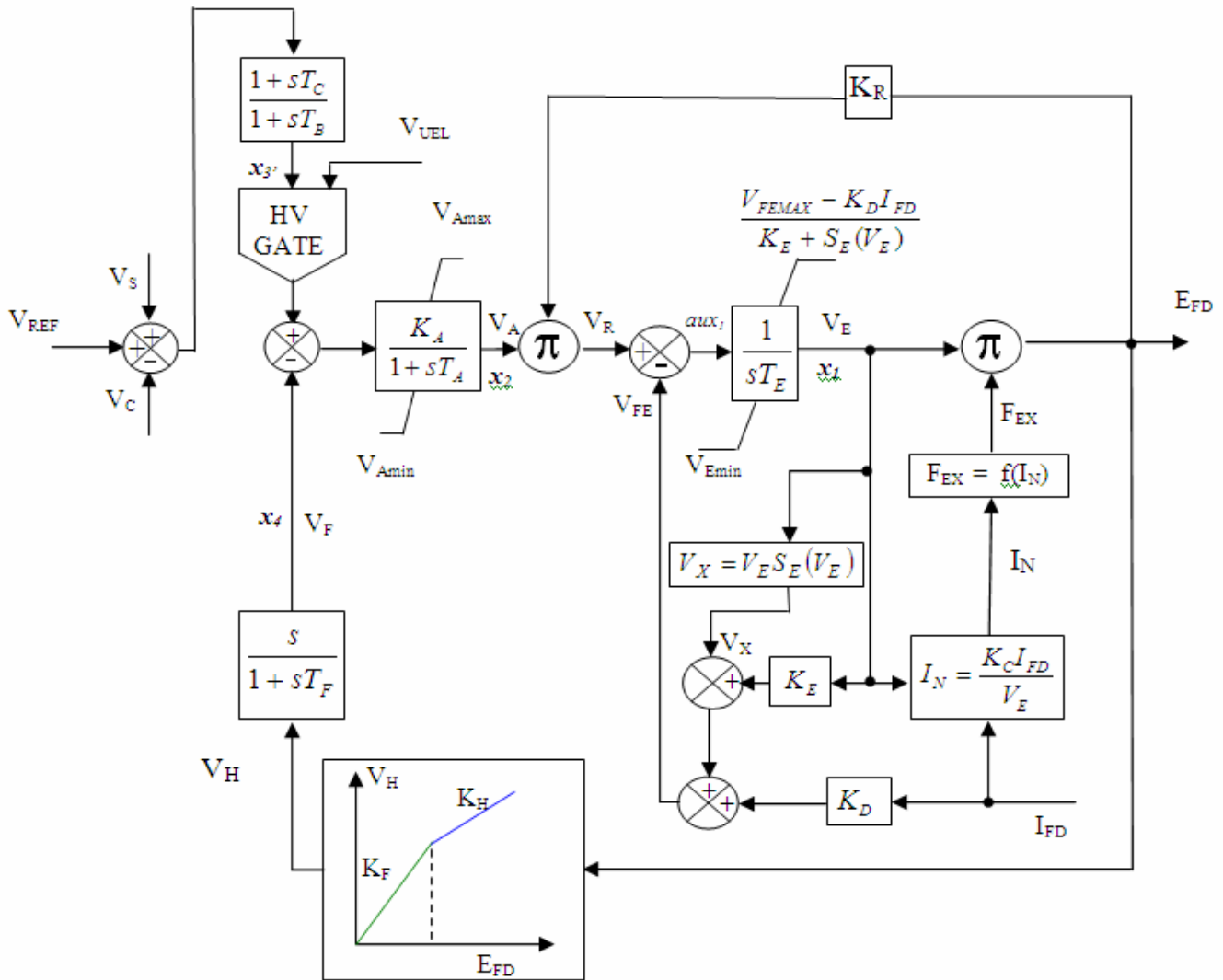


Figura 8. Modelo del Sistema de Excitación de los generadores tipo AC3A recomendado por la IEEE, con indicación de las variables de estado definidas: x_1 , x_2 , x_3' y x_4 .

3. SIMULACIONES NUMÉRICAS

El sistema seleccionado para el estudio de la estabilidad mediante simulaciones se muestra en Figura 9, el cual se tomó del texto clásico de estudio estabilidad de los sistemas de potencia: “Power System Control and Stability” cuyos autores son: Anderson & Fouad [7]. Se eligió este sistema por contener una cantidad variada de elementos que conforman un sistema de potencia y por ser un sistema ampliamente usado para el análisis de estabilidad aplicando el método clásico de análisis.

Para la simulación computacional del sistema de la Figura 9, se tomó el intervalo de integración de

1/240 segundos, con un tiempo de estudio de 2 segundos.

En el desarrollo del simulador se usó el algoritmo de Runke Kutta 4 [6], cuyo intervalo de integración puede ser modificado directamente por el usuario desde las interfaces gráficas que se programaron en el simulador, por lo tanto éste puede variar la exactitud y, por ende, la velocidad de ejecución de las simulaciones.

El sistema de potencia estudiado (Figura 9) posee tres generadores, nueve barras, seis líneas de transmisión y tres transformadores. Se desea simular una falla trifásica franca (impedancia de falla = $0 + j0$)

Miranda, Peña y Rojas

cerca de la barra 7 sobre la línea que conecta a las barras 5 y 7. En todas las gráficas obtenidas por el simulador, se muestra mediante una línea vertical el tiempo de despeje de la falla eléctrica (TD) y un número sobre cada curva, colocada por el simulador, indicando el generador al cual pertenece (ver Figura 10).

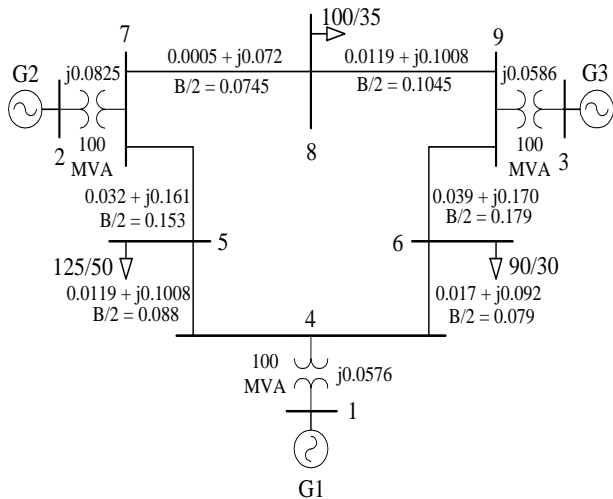


Figura 9. Diagrama unifilar tomado del libro "Power System Control and Stability" de Anderson & Fouad.

Los datos de los generadores [7] se muestran en la Tabla 1. En el estudio de este sistema se considera la potencia base igual a 100 MVA.

3.1 Simulaciones realizadas aplicando el modelo clásico de análisis de estabilidad de los sistemas de potencia

En la Figura.10 se muestran las gráficas obtenidas de las simulaciones aplicando el análisis clásico de los sistemas de potencia, dichas gráficas son: ángulos de potencia, diferencia de ángulos, velocidad y potencia activa de los generadores del sistema.

Observando la gráfica de los ángulos de potencia y la de diferencia de ángulos de potencia (Figura 10) se concluye que el sistema es estable, ya que la tendencia de la separación angular se mantiene, es decir no tiende a aumentar.

En la Figura 11 se muestran cuatro gráficas adicionales, las cuales son: potencia reactiva, potencia mecánica, tensión y corriente en terminales de los generadores del sistema, éstas se incluyeron en este trabajo para ilustrar parte de los resultados adicionales

que puede realizar el simulador, ya que para el análisis de la estabilidad del sistema es suficiente con las cuatro primeras gráficas. En todas las gráficas obtenidas por el simulador se muestra mediante una línea vertical el tiempo de despeje de la falla eléctrica (TD).

Tabla 1. Parámetros de los generadores para el sistema de la Figura 9 tomado de [7].

Generador número	1	2	3
MVA Nominales	247.5	192.0	128.0
KV Nominales	16.5	18.0	13.8
Factor de Potencia	1.0	0.85	0.85
Tipo	Hidro	Vapor	Vapor
Velocidad (rad/seg)	180	3600	3600
Reactancia del eje directo X_d (p.u)	0.1460	0.8958	1.3125
Reactancia transitoria de eje directo X'_d (p.u)	0.0608	0.1198	0.1813
Reactancia del eje en cuadratura X_q (p.u)	0.0969	0.8645	1.2578
Reactancia transitoria del eje en cuadratura X'_q (p.u)	0.0969	0.1969	0.25
Reactancia de dispersión X_l (p.u)	0.0336	0.0521	0.0742
Constante de tiempo en circuito abierto T'_{do} (seg)	8.96	6.00	5.89
Constante de tiempo en circuito abierto T'_{qo} (seg)	0	0.535	0.600
Constante de amortiguamiento D (p.u)	0	0	0

3.2. Simulaciones realizadas aplicando el modelo no clásico de análisis de estabilidad de los sistemas de potencia

En esta sección se presentan las simulaciones del sistema de potencia de la Figura 9 perturbado por el cortocircuito [7], (impedancia de falla = $0 + j0$) cerca de la barra 7 sobre la línea que conecta a las barras 5 y 7; la falla es despejada en 5 ciclos (0.083 segundos) mediante apertura trifásica de la línea 5-7.

En estas simulaciones (simulación 1 y 2) se incluyen los modelos matemáticos de los esquemas de control de excitación de los generadores recomendados por la IEEE.

Se realizaron corridas computacionales del programa donde se incluyeron los modelos de excitación

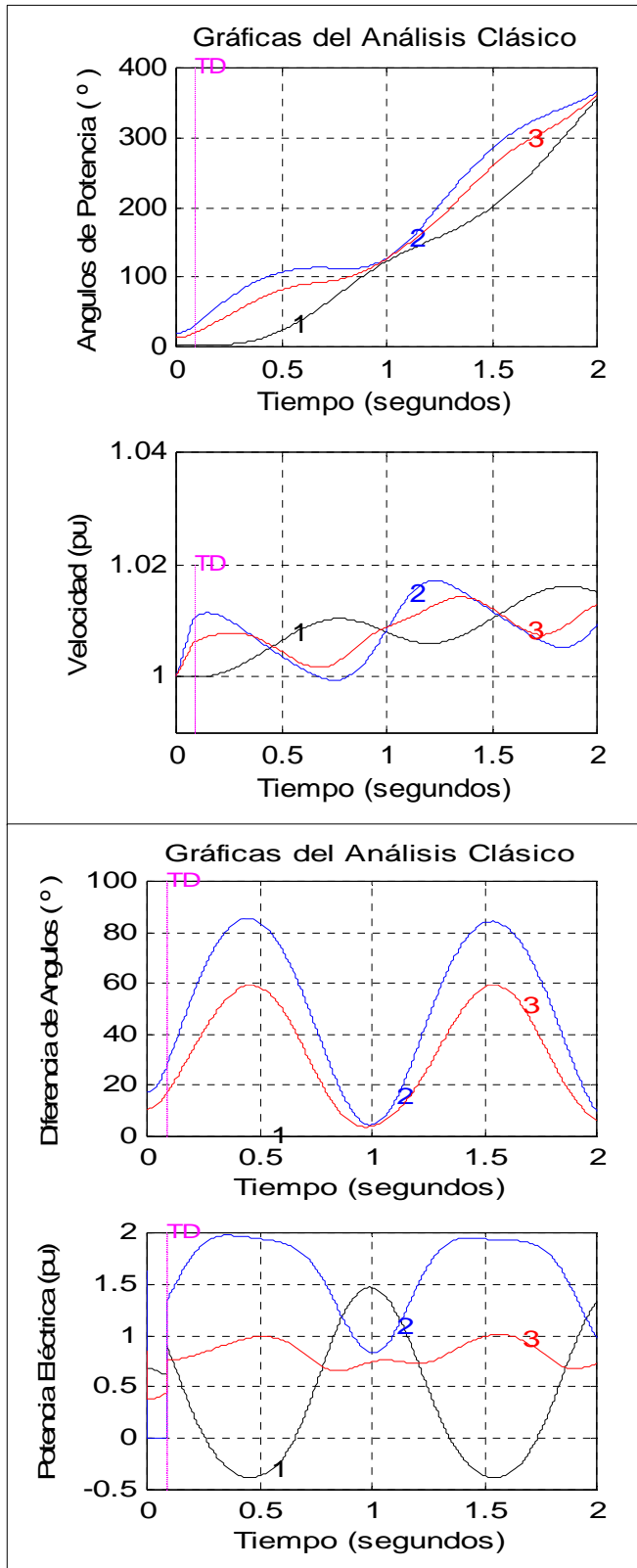


Figura 10. Gráficas gráfica de los ángulos de potencia y la de diferencia de ángulos.

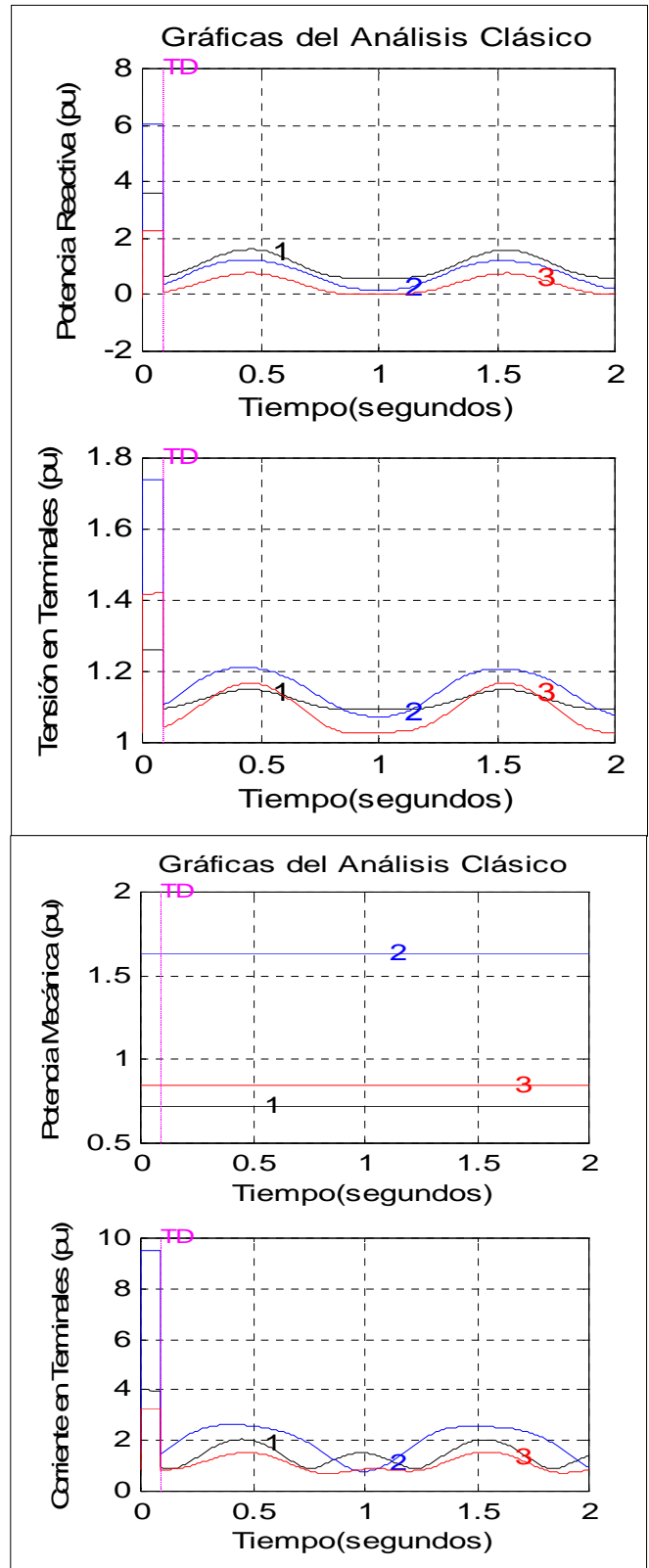


Figura 11. Gráficas de potencia reactiva, potencia mecánica, tensión y corriente en terminales de los generadores.

solamente en algunos generadores del sistema (simulación 1) y luego se incorporaron a todos los generadores diferentes tipos de sistemas de excitación (simulación 2), con la finalidad de realizar un análisis comparativo de la influencia de estos esquemas en la estabilidad del sistema de potencia.

3.3.1 Simulación 1

En esta corrida del programa se realizaron las siguientes combinaciones:

- *Generador de la Barra 1:* Modelo del sistema de excitación: tensión constante (análisis clásico)
- *Generador de la Barra 2:* Modelo del sistema de excitación tipo DC1A.
- *Generador de la Barra 3:* Modelo del sistema de excitación: tensión constante (análisis clásico)

En la Tabla 2, se muestran los valores ajustados de los parámetros del modelo del sistema de excitación usado en la barra 2. Los resultados de la simulación se muestran en las Figuras 12 y 13. Observe que la estabilidad del sistema ha mejorado ya que la gráfica de diferencia angular (Figura 12) tiende a disminuir, a diferencia del análisis clásico de estabilidad donde la diferencia angular no tiende a disminuir sino a mantenerse.

Tabla 2. Datos de los parámetros del sistema de excitación

Parámetros del modelo tipo DC1A					
<i>Aex</i>	<i>Bex</i>	<i>Ka</i>	<i>Ke</i>	<i>Kf</i>	<i>Ta</i>
0.0032	1.4924	5.5	1.0	0.1	0.06
<i>Tb</i>	<i>Tc</i>	<i>Te</i>	<i>Tf</i>	<i>Vrmin</i>	<i>Vrmax</i>
0.01	0	0.46	1.0	-0.9	1.0

Parámetros del limitador de baja excitación							
<i>K</i>	<i>Kpe</i>	<i>Kpt</i>	<i>Kvp</i>	<i>Kvt</i>	<i>Tpt</i>	<i>Vpmin</i>	<i>Vpmax</i>
0.6	0.68	2	0.11	0.96	0.6	3.37	-9.87
Parámetros del Transductor					<i>Rc</i>	<i>Xc</i>	<i>Tr</i>
					0	0	0

Parámetros del estabilizador de sistema de potencia								
<i>Ks</i>	<i>T1</i>	<i>T2</i>	<i>T3</i>	<i>T4</i>	<i>T5</i>	<i>T6</i>	<i>Vsmin</i>	<i>Vsmax</i>
3.15	0.76	0.1	0.76	0.1	10	0.01	-0.09	0.09

3.3.2 Simulación 2

En esta corrida del programa se realizaron las siguientes combinaciones:

- *Generador de la Barra 1:* Modelo del sistema de excitación: tipo DCA3

- *Generador de la Barra 2:* Modelo del sistema de excitación tipo AC3A.
- *Generador de la Barra 3:* Modelo del sistema de excitación tipo ST1A

Tabla 3. Parámetros del modelo de excitación tipo DC3A usado en el generador de la barra 2.

Parámetros del modelo tipo DC3A					
<i>Aex</i>	<i>Bex</i>	<i>Ke</i>	<i>Kv</i>	<i>Te</i>	<i>Trh</i>
$3.28 \cdot 10^{-10}$	6.08	0.05	0.05	0.5	20
<i>Vrmin</i>	<i>Vrmax</i>				
0	1.0				

Tabla 4. Parámetros del modelo de excitación tipo AC3A usado en el generador de la barra 2.

Parámetros del modelo tipo AC3A					
<i>Aex</i>	<i>Bex</i>	<i>Ka</i>	<i>Kc</i>	<i>Kd</i>	<i>Ke</i>
0.0001	1.5617	2.5	0.104	0.499	1.0
<i>Kf</i>	<i>Kh</i>	<i>Kr</i>	<i>Efdn</i>	<i>Ta</i>	<i>Tb</i>
0.143	0.05	3.77	2.36	0.013	0.01
<i>Te</i>	<i>Tf</i>	<i>Vamin</i>	<i>Vamax</i>	<i>Vemin</i>	<i>Vfemax</i>
1.17	1.0	-0.95	1.0	0.79	1.6

Parámetros del Limitador de baja excitación							
<i>K</i>	<i>Kpe</i>	<i>Kpt</i>	<i>Kvp</i>	<i>Kvt</i>	<i>Tpt</i>	<i>Vpmin</i>	<i>Vpmax</i>
0.6	0.68	2	0.11	0.96	0.6	3.37	-9.87

Parámetros del Estabilizador					Transductor		
<i>Ks</i>	<i>T1</i>	<i>T2</i>	<i>T3</i>	<i>T4</i>	<i>Rc</i>	<i>Xc</i>	<i>Tr</i>
3.15	0.76	0.1	0.76	0.1	0	0	0
<i>T5</i>	<i>T6</i>	<i>Vsmin</i>	<i>Vsmax</i>				
10	0.01	-0.09	0.09				

Los valores ajustados de los parámetros de los modelos de sistema de excitación usados en esta simulación se muestran en las Tablas 3, 4 y 5. Los resultados de la simulación se muestran en las Figuras 14, 15 y 16.

Tabla 5. Parámetros del modelo de excitación tipo ST1A usado en el generador de la barra 3.

Parámetros del modelo tipo ST1A					
<i>Ka</i>	<i>Kc</i>	<i>Kf</i>	<i>Klr</i>	<i>Ilr</i>	<i>Ta</i>
20	0.083	0	4.54	4.4	0.01
<i>Tb</i>	<i>Tb1</i>	<i>Tc</i>	<i>Tc1</i>	<i>Tf</i>	<i>Vamin</i>
1.0	0.01	1.0	0	0.01	-7.5
<i>Vamax</i>	<i>Vimin</i>	<i>Vimax</i>	<i>Voel</i>	<i>Vrmin</i>	<i>Vrmax</i>
7.5	-9.99	9.99	3.0	-6.0	6.43

Parámetros del Limitador de baja excitación							
<i>K</i>	<i>Kpe</i>	<i>Kpt</i>	<i>Kvp</i>	<i>Kvt</i>	<i>Tpt</i>	<i>Vpmin</i>	<i>Vpmax</i>
0.6	0.68	2	0.11	0.96	0.6	3.37	-9.87

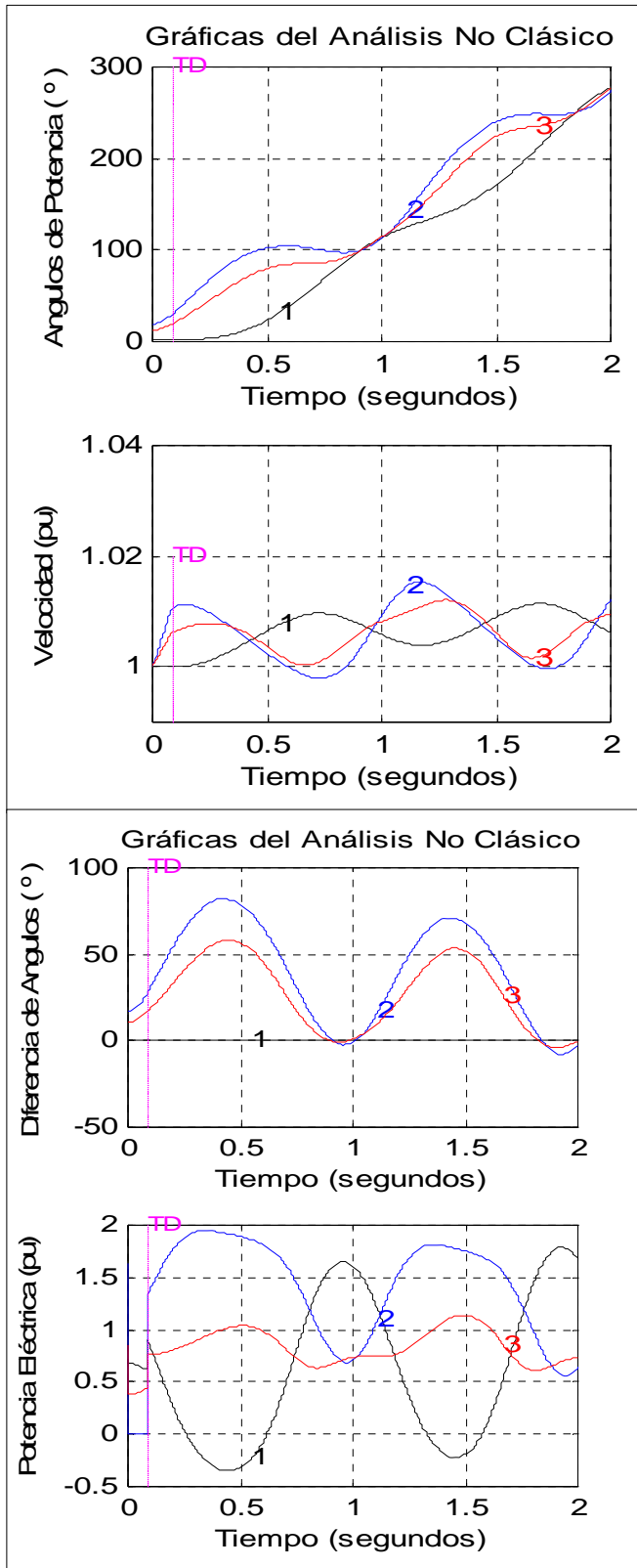


Figura 12. Primeras 4 gráficas obtenidas aplicando el método no clásico al sistema de la Figura 8. (simulación 1).

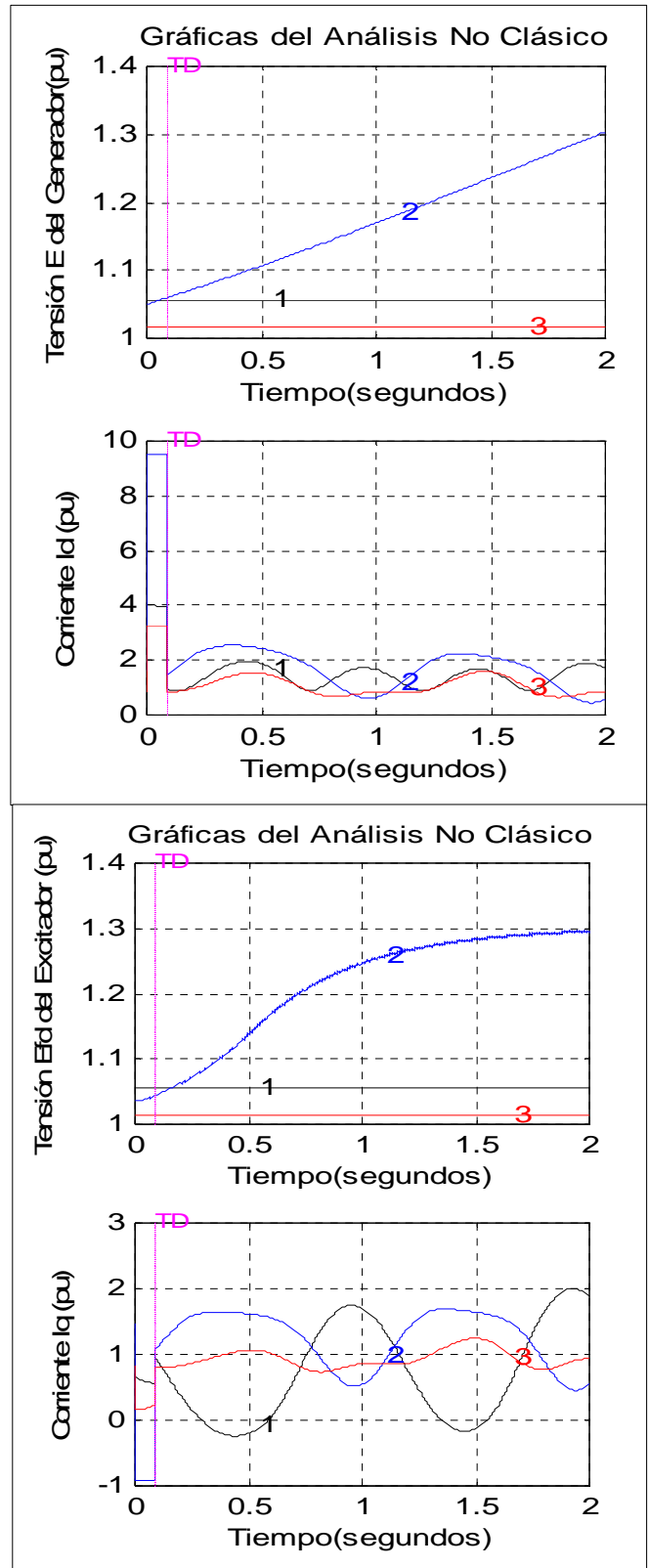


Figura 13. Segundas 4 gráficas obtenidas aplicando el método no clásico al sistema de la Figura 8. (simulación 1).

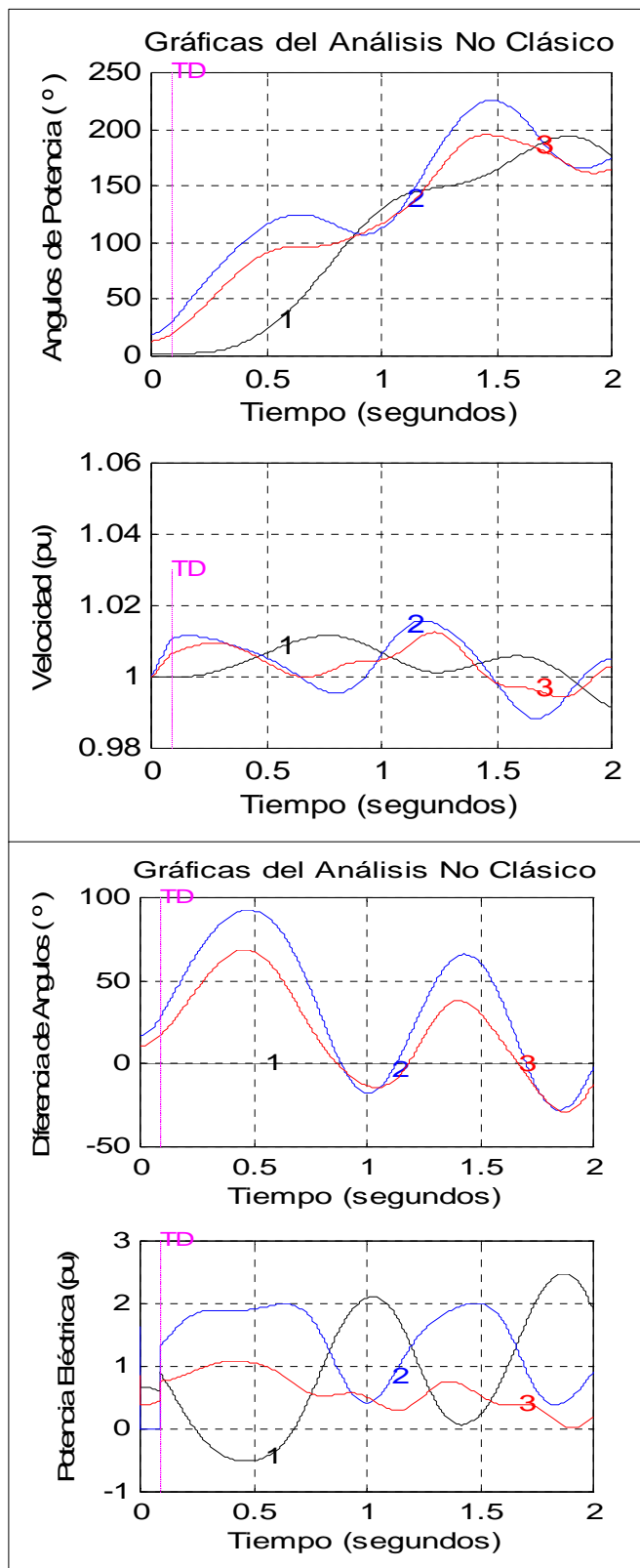


Figura 14. Primeras 4 gráficas obtenidas aplicando el método no clásico al sistema de la Figura 8 (simulación 2).

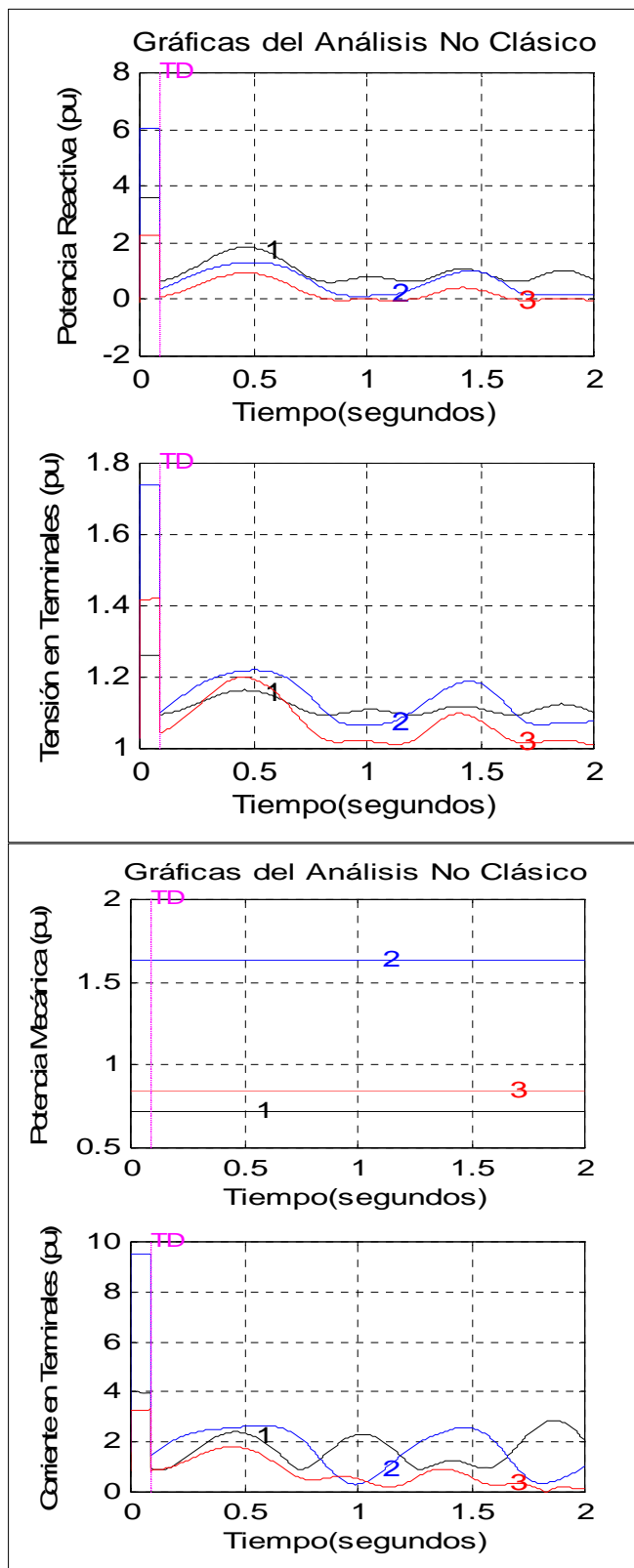


Figura 15. Segundas 4 gráficas obtenidas aplicando el método no clásico al sistema de la Figura 8 (simulación 2).

4. CONCLUSIONES

Se realizó una representación en espacio de estado, de los doce modelos de los sistemas de control de excitación de los generadores presentados en diagrama de bloques por la IEEE, de esta manera se realizó la programación en Matlab para obtener simulaciones de los sistemas de potencia además de ofrecer al usuario versatilidad en la introducción de datos y en la manipulación de los resultados gráficos, además de contar con un conjunto de ayudas para la comprensión del programa.

Se estableció una metodología para incluir la acción de los elementos de control en la solución computacional de los sistemas de potencia, tomando como punto de partida la solución del modelo clásico de los sistemas de potencia.

Las gráficas obtenidas de las simulaciones realizadas del sistema de la Figura 9 aplicando el método clásico mostraron que ante un cortocircuito trifásico la distancia angular entre los ángulos de potencia aumentaban hasta un valor constante (no seguían aumentando) mientras que las simulaciones con los esquemas de control de excitación de los generadores incluidos (método no clásico) la gráfica de diferencia de ángulos de potencia, provocada por el cortocircuito trifásico, aumentaban bruscamente (igual que con el método clásico) pero luego tendía a disminuir con el tiempo hasta un valor menor comparado con la aplicación del método clásico.

Una de las finalidades de los sistemas de excitación de los generadores es incrementar los límites de estabilidad, para obtener mayor potencia de las redes eléctricas, sin riesgo de inestabilidad. La efectividad del sistema de excitación dependerá principalmente de su capacidad de reducir la primera oscilación y asegurar que las siguientes sean menores, esta importante característica de los sistemas de excitación se observó en las gráficas obtenidas de las simulaciones del sistema de potencia de la Figura 9, específicamente en las gráficas de la variación del ángulo de potencia y de la diferencia de ángulos de potencia (Figuras 12 y 14) de los generadores y, como consecuencia de esto, se verificó el buen desempeño de la modelación de los sistemas de excitación desarrollados por la IEEE.

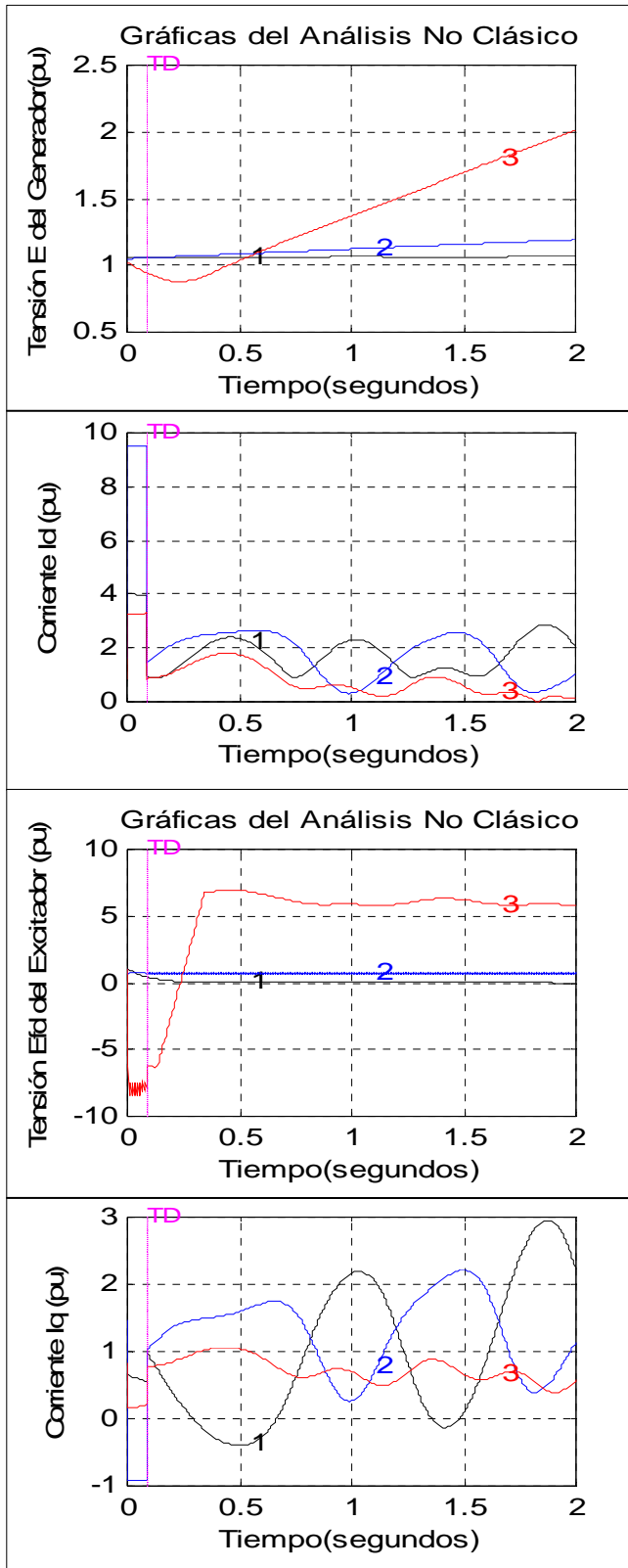


Figura 16. Gráficas obtenidas aplicando el método no clásico al sistema de la Fig. 8. (simulación 2)

5. REFERENCIAS

- [1] DOS SANTOS, Marcelos Groetaers. "Impact of Under-Excitation Limit Control on Power System Dynamic Performance". IEEE Transactions on Power System, Vol. 10, No. 4, November 1995.
- [2] Oliver R., Jesús A. (2007). "Modelado comportamental de convertidores CC-CC para el análisis y simulación de sistemas distribuidos de potencia" Tesis doctoral. E.T.S.I. Industriales (UPM).
- [3] D. Ruiz, T. I. Asiaín and D. Olguín (2005). "Los simuladores experimentales en el estudio de la operación de los sistemas de potencia en estado estacionario y dinámico: Desarrollo, estado actual y plan de trabajo a futuro dentro del grupo de investigación de fenómenos dinámicos". Reporte No. PROY-001-POS, del proyecto de investigación CGPI No.20040704. Abril 2005.
- [4] Revisions to IEEE 421.5 (2005) "Recommended Practice for Excitation Systems Models IEEE". Power Engineering Society 2005 General Meeting.
- [5] IEEE Std. 421.5-1992 (1992), "IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies".
- [6] NAKAMURA, Shoichiro (1997). "Análisis numérico y visualización gráfica con MATLAB®". México. Editorial Prentice – Hall Hispanoamericana.
- [7] .ANDERSON P. M. and FOUAD A. A. (1993). "Power System Control and Stability". IEEE Press, New York
- [8] RODRIGUEZ M, Juan; ARTEAGA B, Francisco. "Representación Computacional de los Modelos de Sistemas de Excitación en Estudios de Estabilidad en Sistemas de Potencia". Universidad del Zulia, Maracaibo, Venezuela. 1983.
- [9] Rodriguez, Maulio. "Análisis de sistemas de potencia". 3a Edición, Universidad del Zulia, Maracaibo, Venezuela. 2002.