

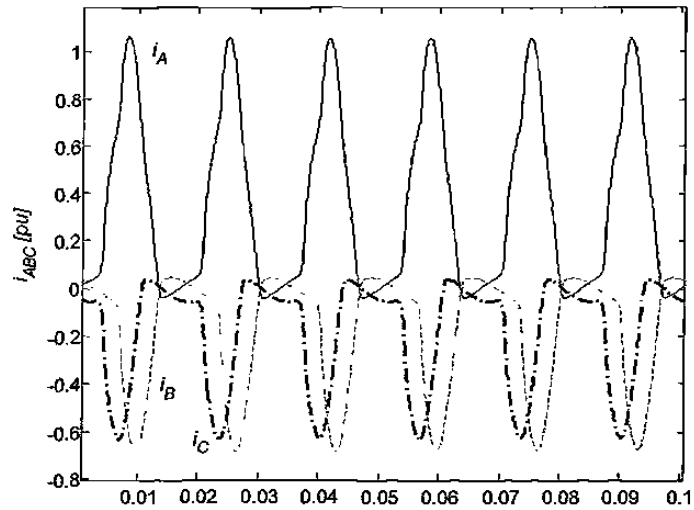
La simulación del transformador se realiza conectándolo en  $\Delta$ -Y aterrizada. El cálculo de las reluctancias  $\mathfrak{R}_1$  a  $\mathfrak{R}_7$  se realiza en base a los parámetros de longitud, área y permeabilidad en  $p.u.$  La permeabilidad se calcula de la característica de saturación, la cual se representa mediante la función arcotangente como sigue

$$B(H) = 0.7 \tan^{-1}(754 H) + 0.95 H \quad (4.25)$$

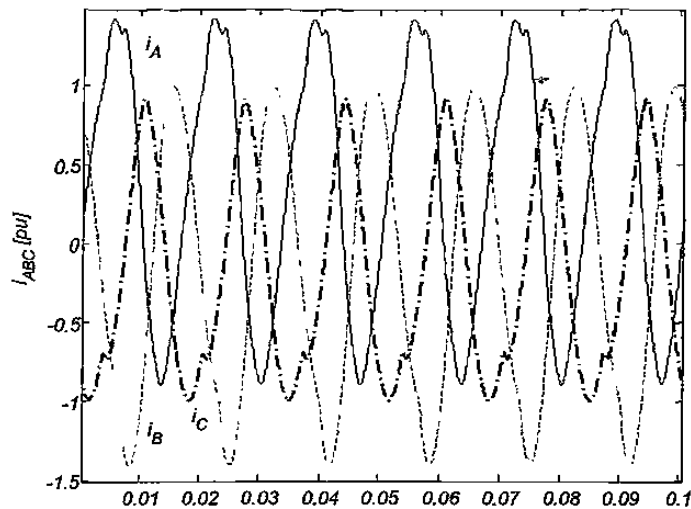
donde entrando con  $H$  se obtiene  $B$  y aplicando (4.17) se obtiene la permeabilidad en cada segmento del núcleo del transformador. Las reluctancias  $\mathfrak{R}_8$ ,  $\mathfrak{R}_9$  y  $\mathfrak{R}_{10}$ , son constantes y toman un valor de 0.1  $p.u.$ ; estas reluctancias toman mayor importancia en un transformador de tres columnas y se calculan como  $\mathfrak{R}_8$ ,  $\mathfrak{R}_9$  y  $\mathfrak{R}_{10} = 1/L_0 = 1/X_0$  donde  $X_0$  es la reactancia no saturada de magnetización de secuencia cero en  $p.u.$

Las reluctancias  $\mathfrak{R}_{11}$ ,  $\mathfrak{R}_{12}$  y  $\mathfrak{R}_{13}$ , también son constantes y se calculan como  $\mathfrak{R}_{11}$ ,  $\mathfrak{R}_{12}$  y  $\mathfrak{R}_{13} = 1/L_{ps} = 1/X_{ps}$  donde  $X_{ps}$  es la reactancia no saturada en  $p.u.$  de cortocircuito, de los devanados del transformador.

La energización del transformador, considerando  $R_L$  como la resistencia de carga, cuando se encuentra cargado levemente  $R_L=20 p.u.$  y cuando se encuentra a plena carga  $R_L=1 p.u.$  Los resultados se muestran en las Figuras 4.11 y 4.12, respectivamente, donde se puede observar los picos que alcanza la corriente de inrush cuando se energiza el transformador con muy poca carga, casi en vacío. Cabe notar que en ambas simulaciones no hay magnetismo remanente y el voltaje de alimentación es sinusoidal, con un ángulo de defasamiento de cero.

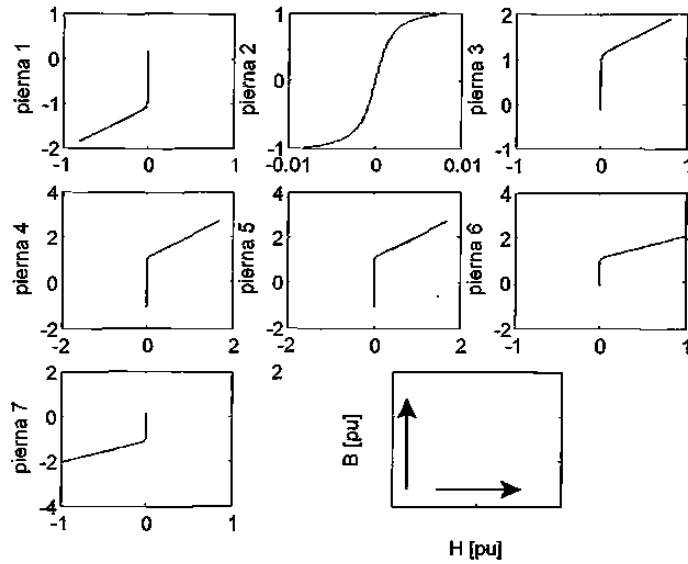


**Figura 4.11** Energización del transformador con  $R_L = 20$  *p.u.*



**Figura 4.12** Energización del transformador con  $R_L = 1$  *p.u.*

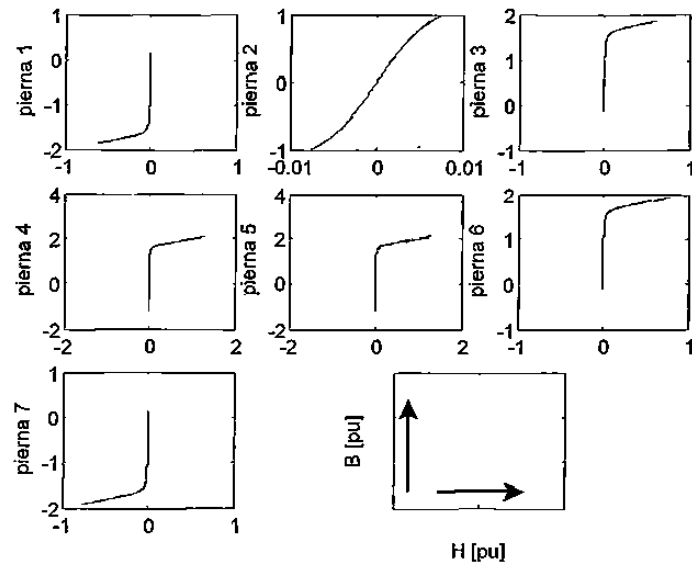
En la Figura 4.13, y basándose en la Figura 4.1, se indica el nivel de saturación que presenta cada uno de los siete segmentos del núcleo en el momento de la energización, cuando la  $R_L = 20$  *p.u.* Se puede observar que el grado de saturación en el momento de la energización, es mayor en los yugos, luego para las columnas externas y menor para las columnas internas; todas son asimétricas con excepción de la columna central, la pierna 2 y donde se tiene la menor magnitud de saturación.



**Figura 4.13** Saturación durante la energización del transformador con  $R_L = 20 p.u.$

En las Figuras 4.14 se indica el nivel de saturación que presenta cada uno de los siete segmentos del núcleo en el momento de la energización, cuando la  $R_L = 1 p.u.$  es decir, el transformador a plena carga. Se puede observar que el grado de saturación en el momento de la energización es mayor en los yugos, luego para las piernas 6 y 7, menor para las columnas internas, es decir piernas 1 y 3; finalmente el menor efecto se tiene en la pierna central. Todas las características son asimétricas con excepción de la columna central, la pierna 2.

Se puede observar de los resultados mostrados, que el modelo propuesto presenta gran versatilidad en el análisis e incluso diseño de transformadores. El conocimiento real del comportamiento magnético de cada elemento del núcleo, permite elaborar mejores diseños magnéticos y diagramas de protección para el transformador.



**Figura 4.14** Saturación durante la energización del transformador con  $R_L = 1 \text{ p.u.}$

## 4.5 Conclusiones

Se ha presentado el modelo del transformador trifásico de cinco columnas en base al circuito magnético en forma directa sin transformaciones de dualidad, la ventaja que se tiene es entender y analizar el transformador en forma directa y real sin las desventajas de los modelos duales que presentan circuitos eléctricos equivalentes muy complejos y con un gran número de transformadores ideales a usar.

De acuerdo con el concepto primitivo del modelo del transformador es fácil insertar cambios para obtener el modelo del transformador trifásico de tres y cuatro columnas así como transformadores trifásicos de más devanados y las diferentes conexiones de los mismos. De igual forma el modelar fallas internas en los devanados es transparente. Se puede observar la gran ayuda que presenta para el ajuste de las protecciones diferenciales del transformador.

Se mostró que el grado de saturación para cada elemento que forma el troquel del núcleo del

transformador es diferente, tanto en la energización como en estado estable. Los elementos que presentan mayor saturación, en ambos estudios, son los yugos.

Los parámetros necesarios para su implementación son los datos de placa, la característica  $B-H$  del material magnético y las longitudes físicas del núcleo.

# *Capítulo 5*

## *ANÁLISIS DE ESTABILIDAD A BARRA INFINITA DEL GENERADOR SÍNCRONO*

### **5.1 Introducción**

El objetivo de las empresas suministradoras de energía eléctrica es proporcionar ésta, lo más económica y con alta calidad que sea posible, esto se logra manteniendo el voltaje y la frecuencia de suministro dentro de los límites permisibles. El control de la frecuencia y voltaje se logra controlando las potencias real y reactiva, respectivamente. Para lograr lo anterior, se requiere de dos controles principales: Control Automático de Frecuencia-Carga y Control Automático de Voltaje. El Control Automático de Frecuencia-Carga está dirigido a los cambios de potencia real mientras que el Control Automático de Voltaje a los cambios de potencia reactiva.

En este capítulo se analiza la interacción del generador a barra infinita a través de un transformador y una línea de transmisión. El generador está modelado en sus coordenadas **abc** y se implementan sus controles de voltaje y velocidad, cuyos modelos específicos se indican en el apéndice A. Se observa la ventaja de utilizar la técnica de acercamiento rápido al estado estable así

como el poder utilizar el generador como una fuente de inyección de armónicos.

## 5.2 Solución del sistema

La simulación del comportamiento de los SEP's en coordenadas **abc**, se realiza utilizando los métodos clásicos, como son el Runge-Kutta de cuarto orden, la Regla Trapezoidal y el Newton. La secuencia a seguir se ilustra en el diagrama de flujo de la Figura 5.1. La lógica, como se observa en la Figura, es como sigue: Primeramente se parte de condiciones iniciales consistentes para el SEP definido por una EDA, se resuelve este sistema de EDA's durante un tiempo de  $nT$  periodos. Es decir, se puede decidir qué duración del transitorio se desea observar, a continuación si se decide acelerar la convergencia numérica del proceso al estado estable del sistema, las condiciones finales del estado transitorio pasan a ser las condiciones iniciales del proceso de aceleración. Este último consiste en calcular un ciclo de arranque y obtener una solución previa  $y_{0e}$ , se calcula el Jacobiano por diferencias finitas como se indicó en § 2.3 y utilizando el Newton se aproxima la solución en estado estable. Con esta última se evalúa otro ciclo y el resultado se compara con la tolerancia indicada por el usuario, si se cumple entonces  $y_e(n) = y_e(nT)$  y se tiene el estado estable, lo contrario implica realizar el proceso nuevamente tomando como condición inicial la  $y_{ee}$ . Del diagrama de flujo, Figura 5.1, se puede ver con exactitud el equivalente a cada iteración del Newton en número de veces que se soluciona el sistema. En otras palabras el sistema, durante el proceso de aceleración, se evalúa un número de ciclos igual al número de estados más dos, donde en cada ciclo del sistema es evaluado en función del tamaño del paso de integración usado [18-24,70].

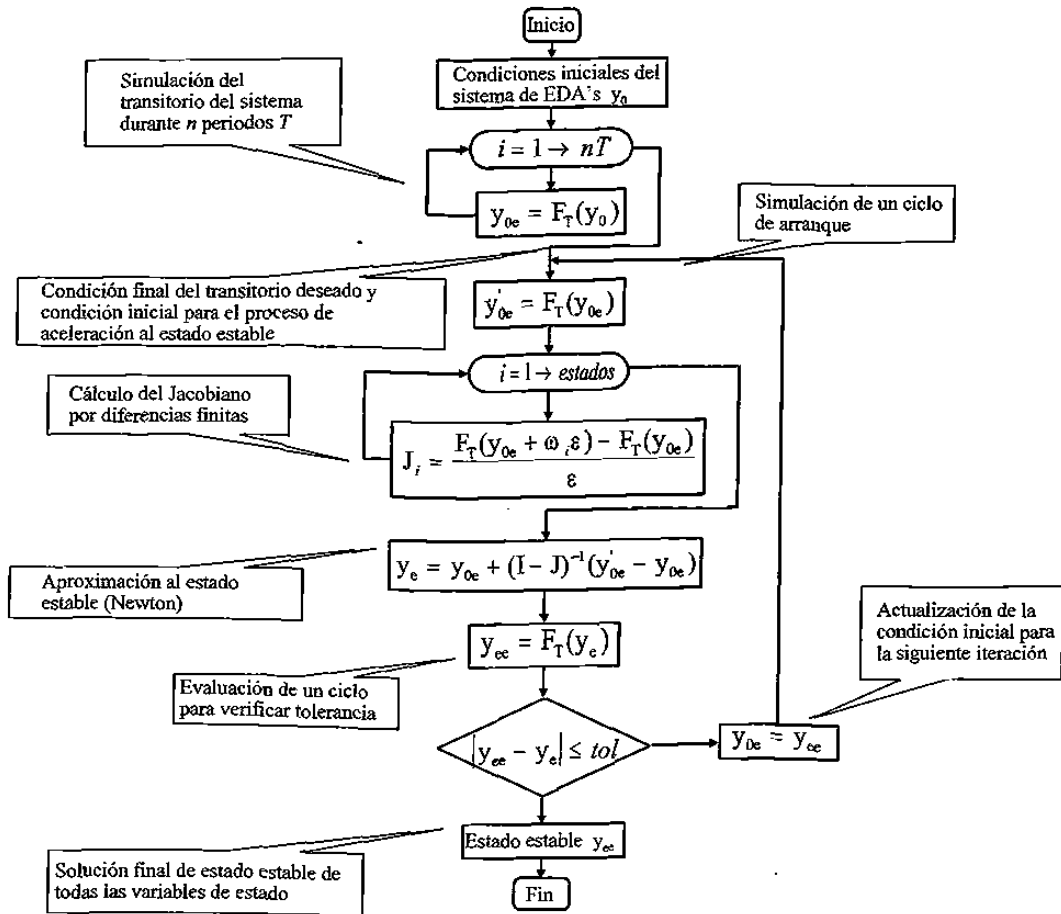


Figura 5.1 Diagrama de flujo para la solución del sistema de EDA's, con aceleración de la convergencia numérica al estado estable

En el diagrama de flujo de la Figura 5.2, se usa la función  $F_T(y)$  para indicar la evaluación de un ciclo del sistema, donde el sistema puede formarse por todos los bloques indicados en el recuadro segmentado, lo que equivale a un SEP completo; o determinados recuadros como puede ser el generador, el transformador, etc. El detalle es que este es el sistema de EDA's a resolver y para lo cual se puede usar el Runge-Kutta de cuarto orden, la Regla Trapezoidal o la iteración de Newton como método de integración.

El acoplamiento de las Figuras 5.1 y 5.2 indican el proceso de solución para cualquier sistema de EDA's. Permitiendo evaluar un transitorio por un tiempo deseado, por ejemplo un tiempo suficiente para evaluar estabilidad transitoria y si se requiere la obtención del estado estable del sistema si éste lo tiene.



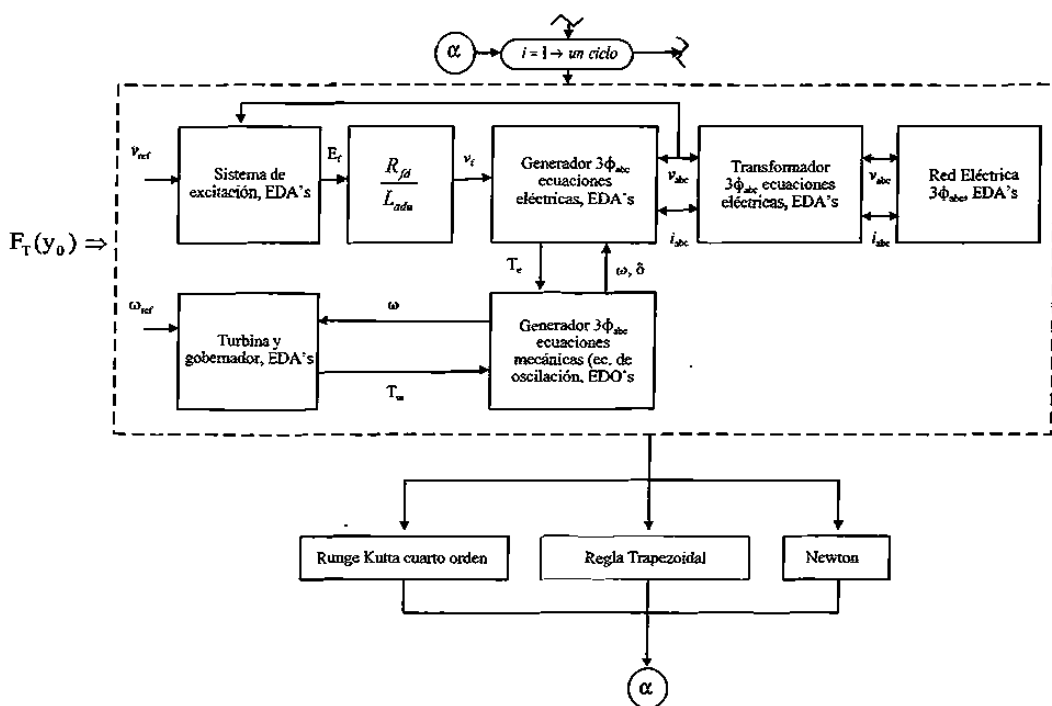


Figura 5.2 Diagrama de flujo para la evaluación de un ciclo del sistema de EDA's

### 5.3 Análisis de la Estabilidad del Generador Síncrono No Regulado con Armónicos a Barra Infinita Utilizando Aceleración al Estado Estacionario.

El incremento en los Sistemas de Potencia de cargas asimétricas, líneas de transmisión no transpuestas y convertidores de potencia hacen que se incrementen seriamente las asimetrías de la red y la contaminación de armónicos. Actualmente con los mercados abiertos de energía eléctrica se hace más estricto el nivel de calidad de la energía. De aquí que se realicen estudios de penetración de armónicos debido a los dispositivos de electrónica de potencia y más aun de la inyección de armónicos espaciales debido a los generadores. Los generadores inyectan armónicos espaciales en los voltajes y corrientes del rotor y estator. Varios modelos de la máquina síncrona se han propuesto con este objetivo en coordenadas **abc** [92-94, 133-139], como el propuesto aquí, para simulaciones en el dominio del tiempo; otros en la referencia de Park [139] que conlleva la dificultad en el tratamiento de las asimetrías. Con el modelo presentado se pueden considerar los armónicos espaciales que se deseen a la amplitud que se requiera, es decir, se modela al generador como una fuente de inyección de armónicos y así analizar la penetración de éstos a la red. Para el análisis de

La estabilidad del generador ante una falla asimétrica se utiliza un método de aceleración al estado estacionario tipo Newton. Existen bastantes referencias al respecto pudiéndose encontrar una descripción general en Skelboe [71]. Hay tres enfoques principales, el Newton propuesto por Aprille [18] aplicado a circuitos eléctricos, el método del gradiente de Nakhla [140] y el de extrapolación de Skelboe [71]. De éstos el de Aprille es el más aplicado.

La ventaja de usar un proceso de aceleración numérica en el análisis de estabilidad es que se puede ver la falla y los ciclos que se deseen después de ésta, es decir, el transitorio de posfalla y posteriormente obtener el estado estacionario si es que el sistema es estable. La aceleración numérica requiere del uso de un método de integración, para lo cual se consideran los métodos más usados en Sistemas de Potencia que son el Runge-Kutta de cuarto orden y la Regla Trapezoidal.

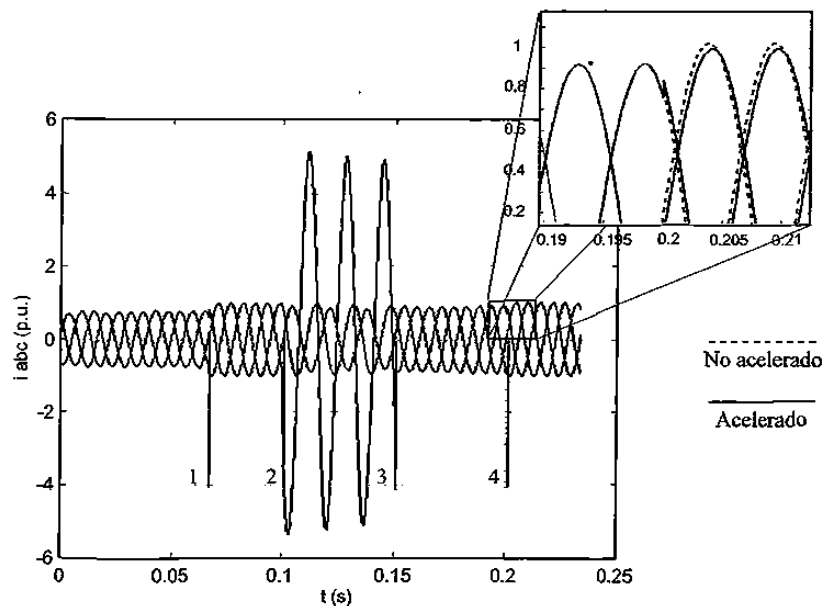
### **5.3.1 Casos de estudio**

Se realizan simulaciones para el turbogenerador no regulado, conectado a barra infinita. Los parámetros para la máquina se proporcionan en el apéndice B y las condiciones generales del sistema para todos los estudios son los siguientes. Se arranca la simulación con valores iniciales cercanos al estado estacionario, se aplica aceleración para lograr este estado. Posteriormente se aplica una falla monofásica a tierra en la barra infinita que consiste, en este caso, en poner el voltaje de la fase a en cero. Esta falla se mantiene durante tres ciclos; después de liberar la falla transcurre un determinado número de periodos de tiempo, el indicado por el usuario para analizar la respuesta transitoria, luego se acelera nuevamente para alcanzar el estado estacionario de posfalla.

#### **5.3.1.1 Generador sin aceleración numérica vs generador con aceleración**

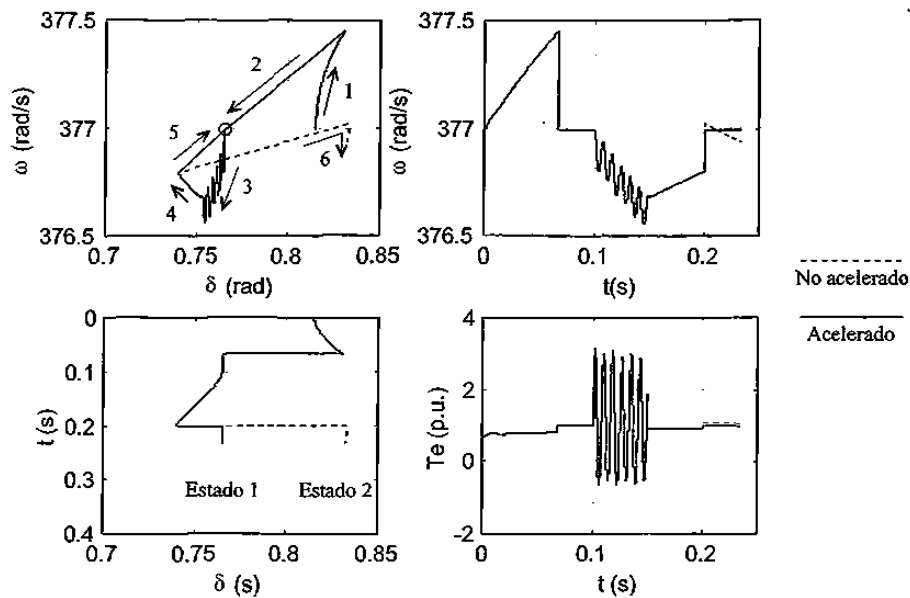
En este primer caso se soluciona el sistema de ecuaciones generador-barra infinita sin considerar y considerando la aceleración numérica al estado estacionario. La Figura 5.3 ilustra las corrientes en el devanado del estator y el análisis de este estudio es el siguiente. Con condiciones

iniciales cercanas al estado estacionario se soluciona el sistema de EDA's durante 4 periodos de tiempo utilizando un método de integración numérica convencional, en este caso el Runge-Kutta cuarto orden, con paso de integración constante, llegando así a la posición 1 de la Figura 5.3. Aquí se aplica el proceso de aceleración alcanzando el estado estacionario, se evalúa éste durante 2 ciclos y se llega al punto 2. En este instante es cuando se aplica la falla de fase a tierra en la barra infinita, permaneciendo ésta durante 3 ciclos llegando al punto 3 de la Figura 5.3. Entre el punto 3 y 4 se tienen los ciclos en que se desea analizar el transitorio después de que la falla ha sido liberada, en este caso son 3 ciclos. En el punto 4 se aplica nuevamente el proceso de aceleración numérica obteniendo el estado estacionario; finalmente se evalúa el sistema en estado estacionario. Ahora bien, el proceso de aceleración en el punto 1 requirió de 4 aplicaciones para converger con una tolerancia de  $10^{-10}$  p.u., mientras que la convergencia en el punto 4 se alcanzó en 3 aplicaciones. Cada aplicación equivale a resolver el sistema 10 ciclos de acuerdo con lo indicado en la sección 5.2.



**Figura 5.3** Corrientes en el estator

La ampliación que se muestra en la Figura 5.3, es un detalle del momento en que se aplica el proceso de aceleración numérica después de que la falla ha sido liberada y el estado estacionario para este caso es la línea continua. La línea punteada corresponde a la solución que se obtiene resolviendo el sistema a partir del punto 4 durante 32 ciclos (los correspondientes a 3 aplicaciones



**Figura 5.4** Variables mecánicas del sistema

de aceleración), con la observación de que mediante un método de punto a punto no se alcanzaría el estado estacionario durante los periodos mostrados, por lo tanto se requiere mayor esfuerzo computacional.

Considerando la Figura 5.4 como una matriz, en el elemento (1,1) se tiene el plano de fase, en (1,2) la velocidad angular, en (2,1) el desplazamiento angular y en (2,2) el par eléctrico. Se observa que de las gráficas de velocidad y ángulo que para que se alcance el estado estacionario sin aceleración se requiere de vencer un error grande aún. Analizando la gráfica del plano de fase  $\omega$ - $\delta$  se tiene que la trayectoria 1, de la Figura 5.4 superior izquierda, son los 4 ciclos iniciales, la trayectoria 2 es la aceleración y el punto de estado estacionario es marcado por un círculo. Aquí sigue la trayectoria 3 que es la aplicación de la falla, luego la trayectoria 4 es el transitorio después de liberar la falla, finalizando con la trayectoria 5 que es la aceleración al estado estacionario. Se observa que hay una trayectoria 6 que es la que sigue el sistema cuando su solución se obtiene mediante fuerza bruta. En este caso el sistema es estable alcanzando el estado estacionario en 3 aplicaciones de aceleración.

### 5.3.1.2 Generador sin armónicos vs generador con armónicos

En este estudio se compara la solución obtenida cuando se desea que el generador inyecte un determinado número de armónicos. Utilizando el modelo del generador con armónicos, para efectos de demostración, solo se inyecta el tercer armónico, cuyo porcentaje de  $L_B$ , de acuerdo con (3.148) es de 3%. Un estudio similar a la Figura 5.3 se sigue en las Figuras 5.5 y 5.6 donde las condiciones y parámetros son exactamente los mismos. En la ampliación de la Figura 5.5 se observa la diferencia que hay en la corriente en el transitorio y en estado estacionario considerando que el generador inyecta armónicos; en la ampliación superior de la Figura 5.6, la corriente de campo es alterna sobre la componente de directa cuando el generador inyecta armónicos y constante en caso contrario y en la ampliación inferior se observan las corriente en los devanados amortiguadores  $k_d$ ,  $g$  y  $k_q$  que también son alternas y a diferente amplitud mientras que el generador esté inyectando armónicos, caso contrario es cero.

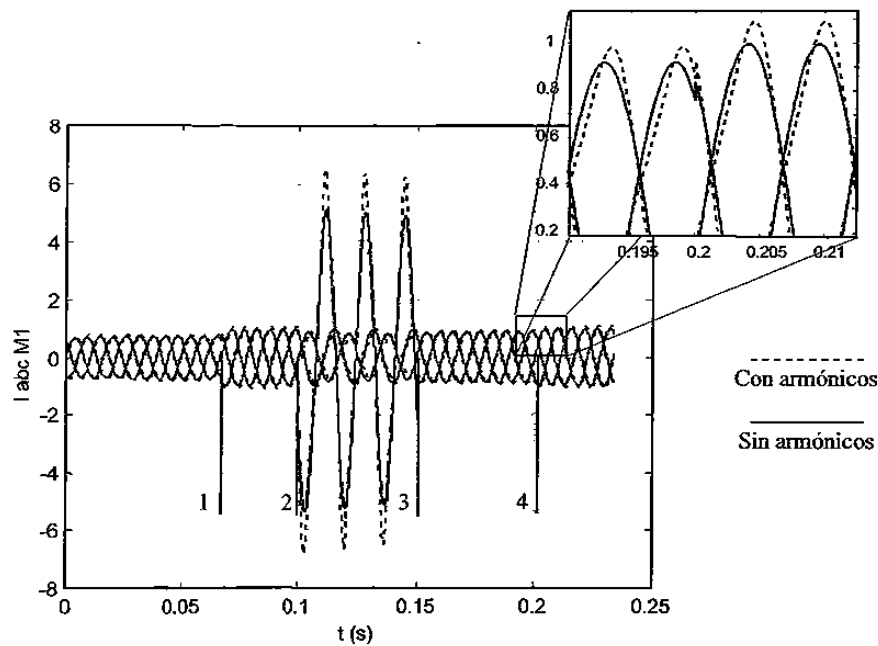


Figura 5.5 Corrientes en el estator

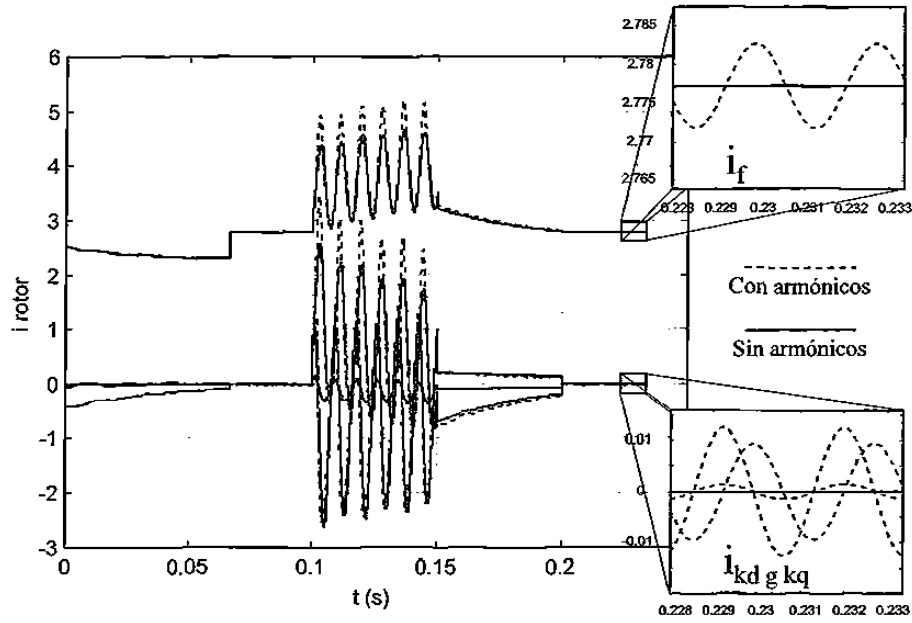


Figura 5.6 Corriente en los devanados de rotor

La Figura 5.7 muestra el contenido armónico de las corrientes del estator en estado estacionario cuando el generador inyecta un 3% del tercer armónico en  $L_B$ , lo que se refleja en un 12% aproximadamente del tercer armónico y un 0.5% del quinto en las corrientes del estator. El caso en que el generador no inyecta armónicos produce una señal de corriente senoidal pura por lo cual sus armónicos son nulos.

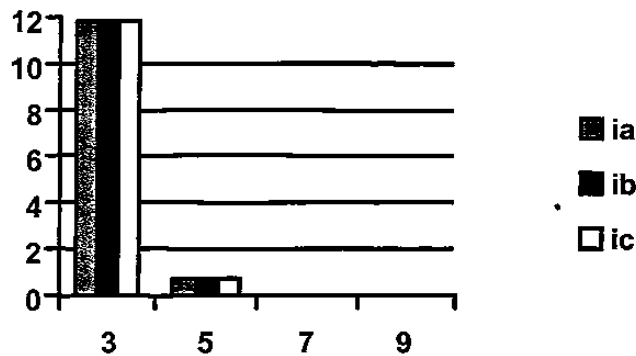


Figura 5.7 Contenido armónico de las corrientes del estator

### 5.3.1.3 Solución usando Runge-Kutta vs Regla Trapezoidal

Para este caso se realizó el estudio anterior utilizando como métodos de integración numérica el Runge-Kutta de cuarto orden y la Regla Trapezoidal obteniendo los resultados muy similares que desde el punto de vista numérico se podría decir que son “virtualmente” idénticos. En la Figura 5.8 se muestra la variable más sensible, el desplazamiento angular, donde se puede observar en la ampliación de la figura, que la diferencia es de una milésima aproximadamente.

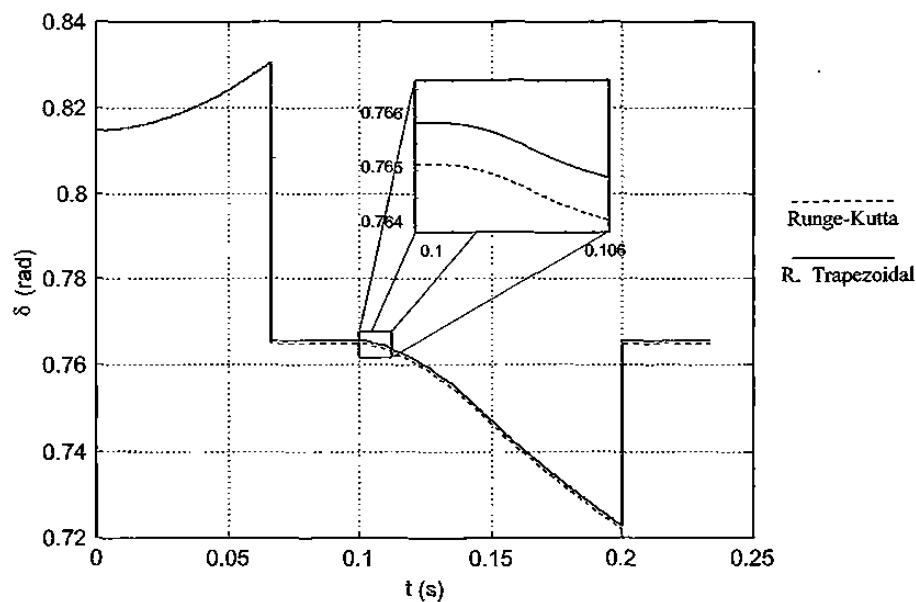


Figura 5.8 Desplazamiento angular

## 5.4 Análisis de la Estabilidad del Generador Síncrono Regulado con Armónicos a Barra Infinita Utilizando Aceleración al Estado Estacionario

Los modelos de la máquina síncrona en coordenadas  $dq0$  no son capaces de simular algunas condiciones de desbalance y cargas con convertidores con facilidad [135, 136, 141]. Estos modelos están basados en simplificaciones que hacen difícil la inclusión de armónicos espaciales de alto orden [89, 138, 139]. De aquí, que con el alto rendimiento en los microprocesadores actuales tanto en velocidad como en memoria así como costos más accesibles, ya no se hace prohibitivo el usar modelos detallados de los elementos de los sistemas eléctricos. Un modelo de la máquina síncrona

en coordenadas **abc** incluyendo el efecto de armónicos espaciales proporciona una solución más exacta ante diferentes condiciones como: carga balanceada y desbalanceada, uso de convertidores de potencia y fallas simétricas y asimétricas. En el modelo en variables directas el simular estas diferentes condiciones es directa y transparente.

En este trabajo se utiliza el modelo del generador síncrono considerando armónicos espaciales propuesto en [135] para simular la máquina a barra infinita agregando los elementos de control, como son el excitador y el control de velocidad. El objetivo primordial es analizar la máquina bajo las siguientes consideraciones: sin controles, con controles y con controles más armónicos espaciales. Estas condiciones se analizan bajo la aplicación de una falla monofásica a tierra, que siendo asimétrica muestra las bondades del modelo en **abc** del generador con respecto al modelo en **dq0**. Para el análisis de la estabilidad del generador regulado ante una falla asimétrica se utiliza un método de aceleración numérica al estado estacionario tipo Newton [18-20, 61, 71, 135, 140]. La ventaja de usar un proceso de este tipo en el análisis de estabilidad es que se puede ver la falla y los ciclos que se deseen después de ésta, es decir, el transitorio de posfalla y posteriormente obtener el estado estacionario si es que el sistema es estable. Recordando que el proceso de aceleración numérica al estado estable tipo Newton se refiere a, precisamente, aplicar el método de Newton a la solución del sistema (2.21), cuyo resultado se tiene en (2.23). El procedimiento de solución se indica en el diagrama de la Figura 5.1 donde se observa que se tiene que evaluar el sistema por ciclos, y para esta evaluación se utiliza el método de integración de Runge-Kutta de cuarto orden, la Regla Trapezoidal o la Iteración de Newton de la Regla Trapezoidal o Runge-Kutta. En los párrafos subsecuentes se comparan estas opciones concluyendo utilizar el Runge-Kutta como algoritmo de integración, descartando la Iteración de Newton de la Regla Trapezoidal por lenta y la Regla Trapezoidal misma por su comportamiento, menos exacto, en las no linealidades.

#### 5.4.1 Casos de estudio

La metodología Newton descrita en §5.2, para acelerar la convergencia de las variables de estado en el dominio del tiempo, se aplica para obtener la solución periódica en estado estacionario del turbogenerador incorporando los elementos de control así como los efectos de inyección de armónicos espaciales.



El número de variables de estado requeridas depende de la operación del turbogenerador, es decir, cuando se opera el turbogenerador con o sin controles; se tienen solo 9 variables de estado cuando se opera sin controles, y se tienen 16 variables de estado con controles, por lo tanto una iteración de aceleración sin controles equivale a integrar 10 ciclos el sistema de EDA's, mientras que para el sistema con controles se tiene que integrar 17 ciclos el correspondiente sistema de EDA's por cada iteración de aceleración.

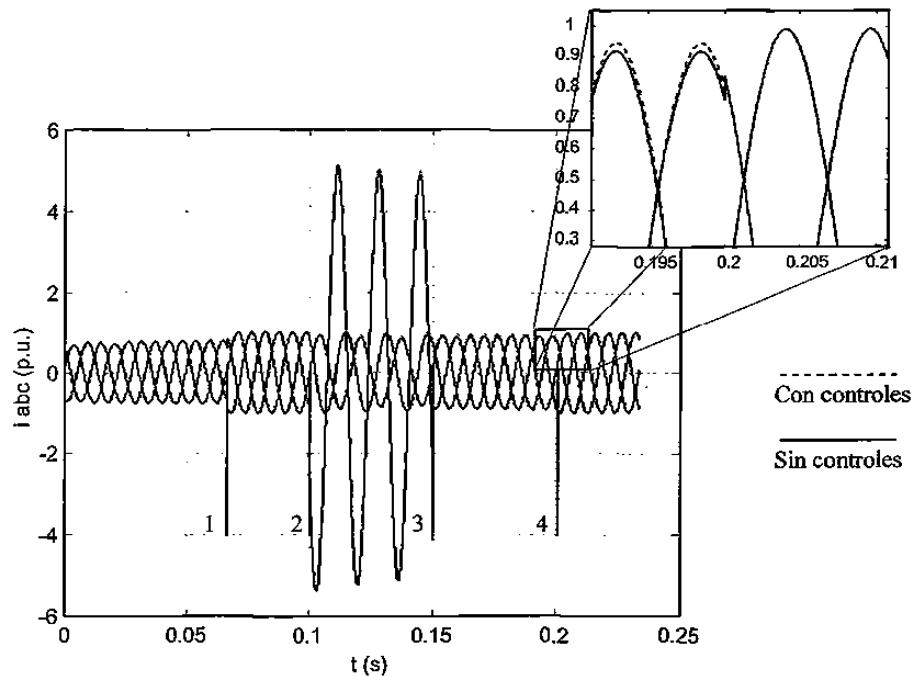
Se realizan simulaciones para el turbogenerador regulado conectado a barra infinita. Los parámetros para la máquina se proporcionan en el apéndice B y las condiciones generales del sistema para todos los estudios son los siguientes. Se arranca la simulación con valores iniciales cercanos al estado estacionario, se aplica aceleración para lograr éste estado. Posteriormente se aplica una falla monofásica a tierra en la barra infinita que consiste, en este caso, en poner el voltaje de la fase **a** en cero. Esta falla se mantiene durante tres ciclos; después de liberar la falla transcurre un determinado número de periodos de tiempo, el requerido para analizar la respuesta transitoria, luego se acelera nuevamente para alcanzar el estado estacionario de posfalla.

#### **5.4.1.1 Generador sin controles vs generador con controles**

En este primer caso se soluciona el sistema de ecuaciones generador-barra infinita sin considerar y considerando los elementos de control. La Figura 5.9 ilustra las corrientes en el devanado del estator y el análisis de este estudio es el siguiente. Con condiciones iniciales cercanas al estado estacionario se soluciona el sistema de EDA's durante 4 periodos de tiempo utilizando un método de integración numérica convencional, en este caso el Runge-Kutta cuarto orden, con paso de integración constante, llegando así a la posición 1 de la Figura 5.9.

Aquí se aplica el proceso de aceleración alcanzando el estado estacionario, se evalúa éste durante 2 ciclos y se llega al punto 2. En este instante es cuando se aplica la falla de fase a tierra en la barra infinita, permaneciendo ésta durante 3 ciclos llegando al punto 3 de la Figura 5.9. Entre el punto 3 y 4 se tienen los ciclos que se desea analizar del transitorio después de que la falla ha sido liberada, en este caso son 3. En el punto 4 se aplica nuevamente el proceso de aceleración numérica

obteniendo el estado estacionario; finalmente se evalúa el sistema en estado estacionario. Ahora bien, el proceso de aceleración en el punto 1 requirió de 4 aplicaciones para converger con una tolerancia de  $10^{-10}$  p.u., mientras que la convergencia en el punto 4 se alcanzó en 3 aplicaciones.

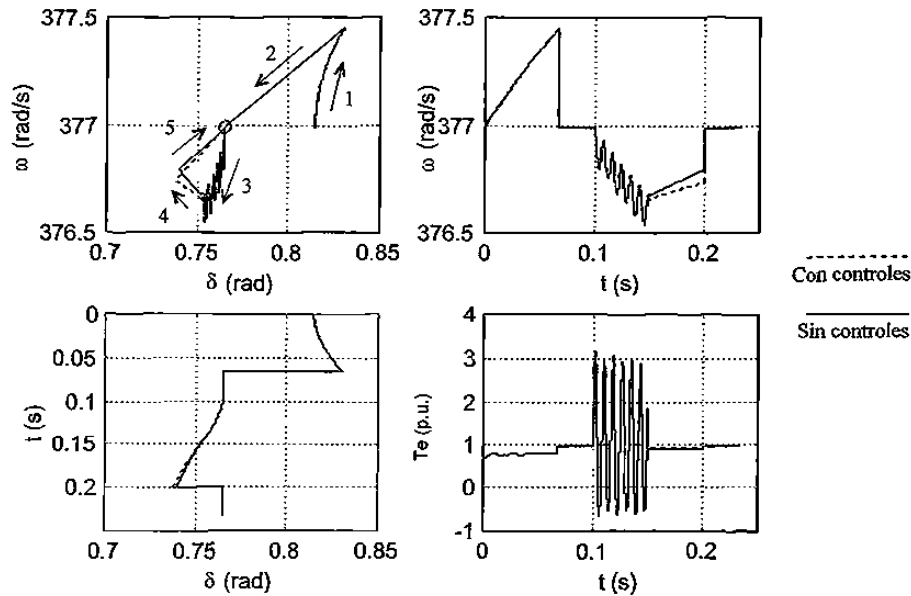


**Figura 5.9** Corrientes en el estator

La ampliación que se muestra en la Figura 5.9, es un detalle del momento en que se aplica el proceso de aceleración numérica después de que la falla ha sido liberada y la solución de estado estacionario es la misma para la máquina con y sin controles.

Considerando la Figura 5.10 como una matriz, en el elemento (1,1) se tiene el plano de fase, en (1,2) la velocidad angular, en (2,1) el desplazamiento angular y en (2,2) el par eléctrico.

Analizando la gráfica del plano de fase  $\omega-\delta$  se tiene que la trayectoria 1, de la Figura 5.10 superior izquierda, son los 4 ciclos iniciales, la trayectoria 2 es la aceleración y el punto de estado estacionario es marcado por un círculo. Aquí sigue la trayectoria 3 que es la aplicación de la falla, luego la trayectoria 4 es el transitorio después de liberar la falla, finalizando con la trayectoria 5 que es la aceleración al estado estacionario.



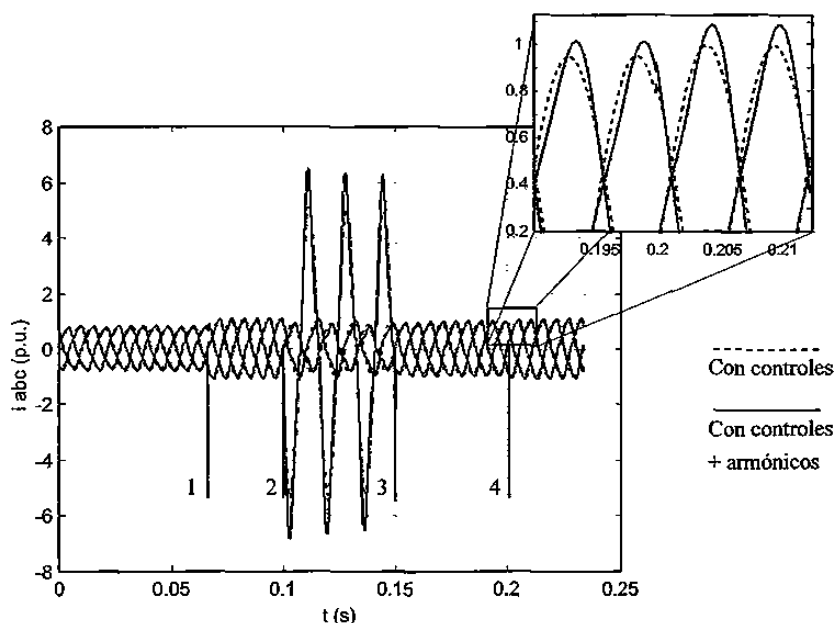
**Figura 5.10** Variables mecánicas del sistema

En este caso se observa que las variables, tanto en la Figura 5.9 y 5.10, presentan valores un poco mayores en el transitorio de posfalla en el modelo que considera los elementos de control. Lo cual indica que usando una solución de punto por punto el sistema requerirá de más tiempo para alcanzar su estado estacionario, como se observó en la Figura 5.4, donde se puede ver la línea punteada que indica los valores sin acelerar los cuales están muy distantes del estado estable. Mientras que con aceleración numérica se requiere el mismo número de iteraciones en llegar al mismo estado estacionario. Por lo tanto, el análisis de estabilidad utilizando estas técnicas de aceleración numérica nos permite estudiar el transitorio durante los ciclos que se requieran y pasar a obtener el estado estacionario si el sistema es estable, de lo contrario el proceso de aceleración no converge.

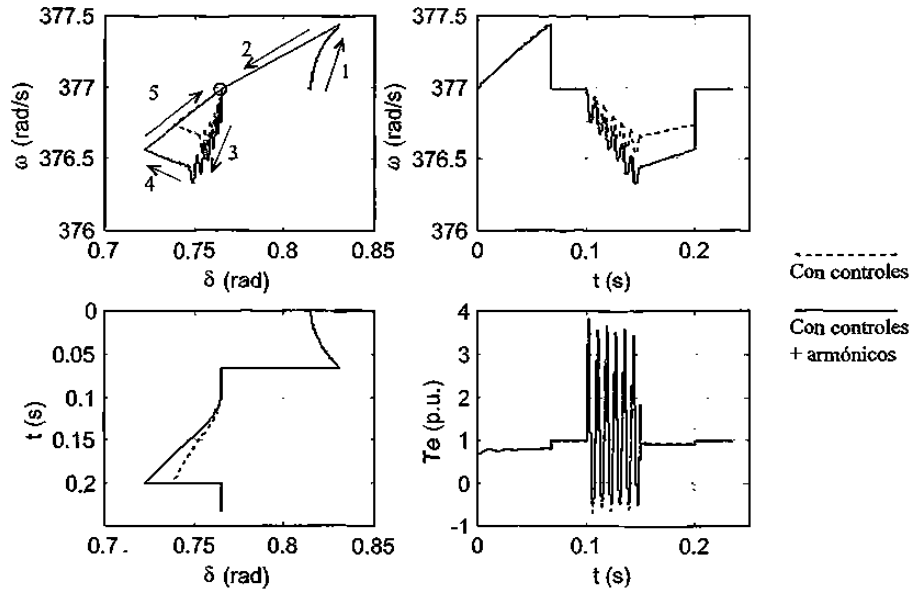
#### 5.4.1.2 Generador con controles vs generador con controles más armónicos

En este estudio se compara la solución obtenida cuando se desea que el generador, incluyendo los elementos de control, inyecte un determinado número de armónicos. Utilizando el modelo del generador con armónicos, para efectos de demostración, solo se inyecta el tercer armónico, cuyo porcentaje de  $L_B$ , de acuerdo con (3.148), es de 3%. Un estudio similar a la Figura 5.9 se sigue en las

Figuras 5.11 y 5.12 donde las condiciones y parámetros son exactamente los mismos. En la ampliación de la Figura 5.11 se tiene la presencia de una onda de corriente deformada debido a la inyección de armónicos espaciales del turbogenerador. Los valores máximos de estas corrientes son superiores a los obtenidos sin inyectar armónicos, tanto en el transitorio como en el estado estacionario. En la Figura 5.12 se muestran las variables mecánicas del sistema y se puede observar lo ya señalado en la Figura 5.11, las variables presentan una mayor amplitud durante el periodo de falla y el de posfalla. Finalmente se llega al estado estacionario indicando la estabilidad del sistema.



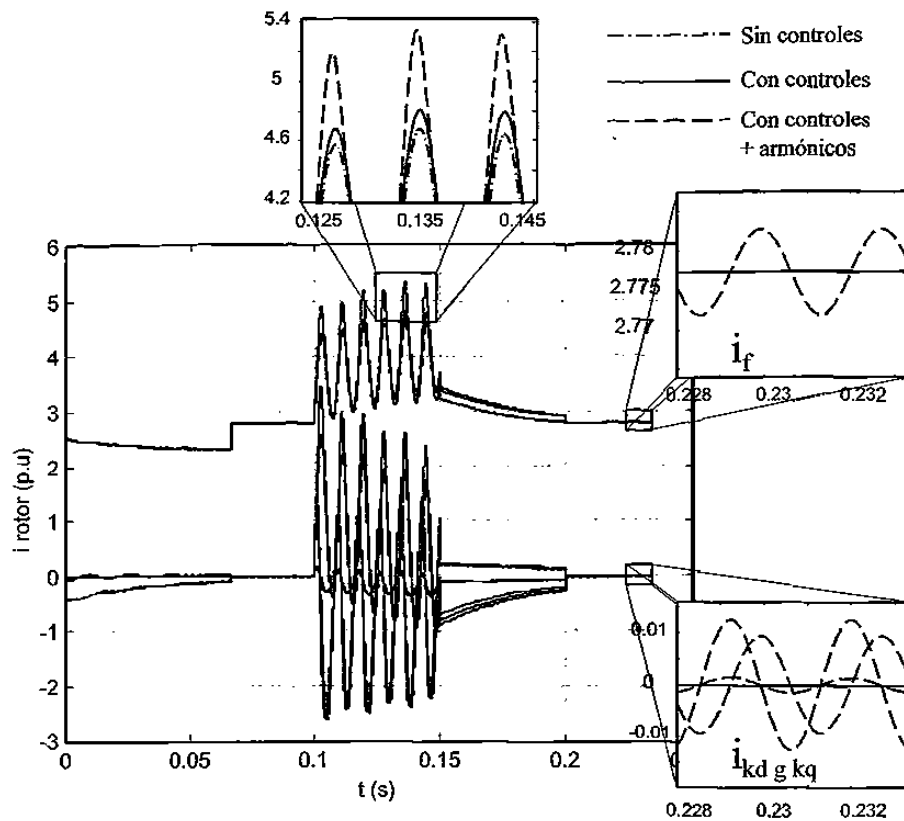
**Figura 5.11** Corrientes en el estator



**Figura 5.12** Variables mecánicas del sistema

### 5.4.1.3 Generador sin controles, con controles y con controles más armónicos

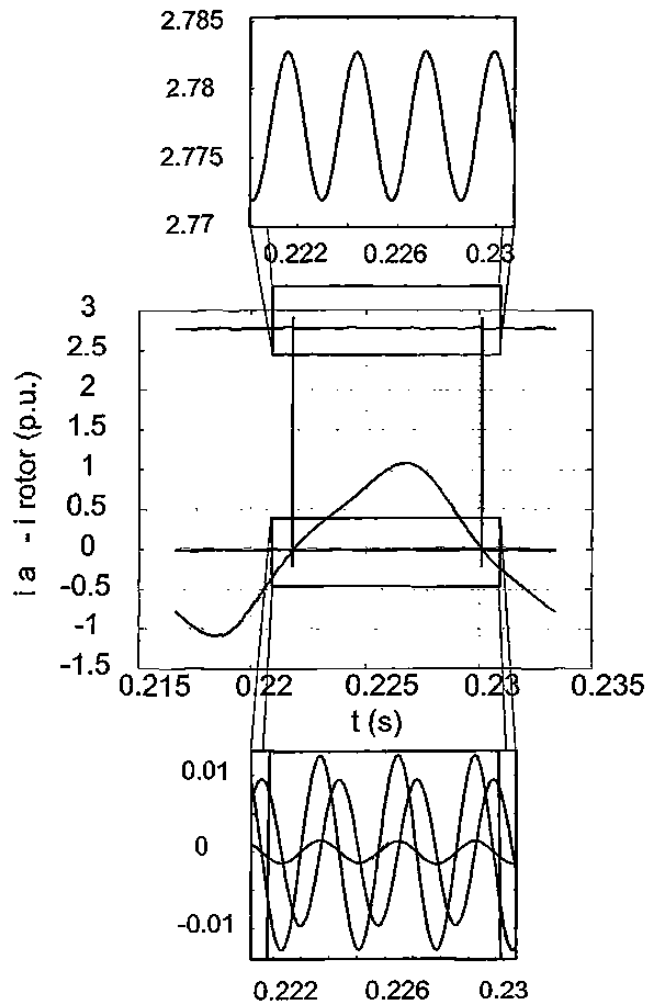
Aquí se presentan los resultados obtenidos para el generador en las situaciones analizadas anteriormente, generador sin controles, con controles y con controles más armónicos espaciales. A continuación se indica el comportamiento de las corrientes en el rotor ante las diferentes condiciones simuladas. En la Figura 5.13 se tienen las gráficas de las corrientes en el rotor donde analizando las diferentes ampliaciones se tiene lo siguiente: la ampliación superior es un detalle de la corriente de campo donde podemos ver cómo se incrementa la amplitud de ésta, durante la falla y después de ésta, siendo máxima cuando se consideran armónicos espaciales y mínima cuando no se tiene un generador regulado y además no inyecta armónicos.



**Figura 5.13** Corrientes en los devanados del rotor

Al alcanzar el estado estable, como se observa en las ampliaciones de la derecha en la Figura 5.13, éste es el mismo para la máquina regulada y no regulada, mientras que para la máquina con armónicos se tiene que la corriente de campo es alterna sobre su componente de directa y en los devanados amortiguadores también son alternas a diferentes amplitudes a igual frecuencia. Un análisis a más detalle de las corrientes en el rotor se indica en la Figura 5.14 donde se muestran éstas con referencia a la corriente de la fase a del estator, durante un ciclo del estado estacionario, donde el contenido armónico de ésta cuando el generador con controles inyecta un 3% del tercer armónico en  $L_B$ , es de un 12% aproximadamente del tercer armónico y un 0.5% del quinto, Figura 5.7.

En la ampliación superior de la Figura 5.14 se muestra la corriente de campo durante medio ciclo donde podemos ver que la frecuencia de ésta es 6 veces la del estator; de la ampliación inferior, que son las corrientes de los devanados amortiguadores, se observa exactamente lo mismo.



**Figura 5.14** Corrientes del rotor con referencia a la corriente de la fase a del estator

### 5.5 Comparación de los Métodos de Integración Runge-Kutta de Cuarto Orden, Regla Trapezoidal y la Iteración de Newton de la Regla Trapezoidal

Para la realización de esta prueba se tomó el turbogenerador con controles a barra infinita, estudiada en las secciones precedentes y se resolvió utilizando los tres métodos en cuestión: Runge-Kutta de cuarto orden, Regla Trapezoidal y la Iteración de Newton de la Regla Trapezoidal. Las Figuras 5.15 y 5.16 muestran las corrientes en la máquina y las variables mecánicas así como el par eléctrico y se observa que la solución obtenida utilizando un paso de integración  $3.25 \times 10^{-5}$  s, durante una simulación de 1 s, fue la misma para los tres métodos. La diferencia estriba en el tiempo de

cálculo que se requirió, en base a la Regla Trapezoidal que fue el más rápido, el Runge-Kutta de cuarto orden utilizó 1.286 veces el tiempo base, mientras que la Iteración de Newton ocupó 17.35 veces el tiempo base. Para la solución del transitorio de los SEP's, se observa que es más conveniente usar la Regla Trapezoidal o el Runge-Kutta con pasos de integración pequeños, la Iteración de Newton requiere mucho más tiempo para obtener la misma solución, esto es debido a que en cada paso de integración el Jacobiano es calculado lo cual incrementa en mucho el tiempo de cálculo. Recordando que la Iteración de Newton se obtiene al aplicar precisamente, el método Newton a la Regla Trapezoidal lo que se refleja en (2.13).

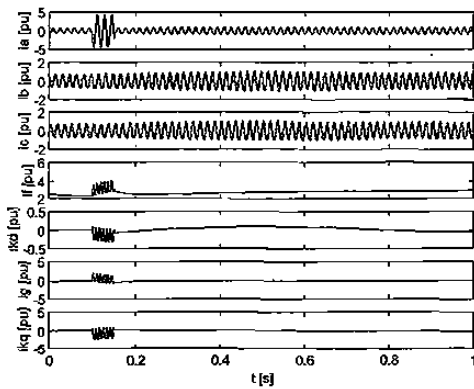


Figura 5.15 Corrientes en la máquina con los tres métodos de análisis con  $h=3.255 \times 10^{-5}$

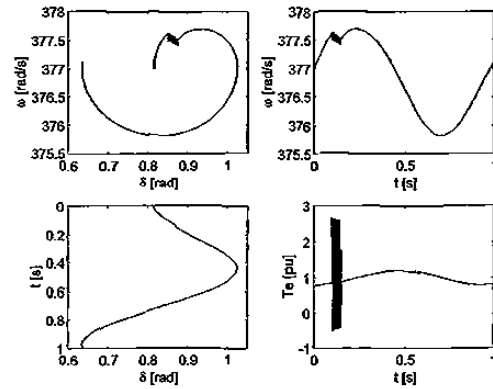


Figura 5.16 Variable mecánicas y par eléctrico, con los tres métodos de análisis con  $h=3.255 \times 10^{-5}$

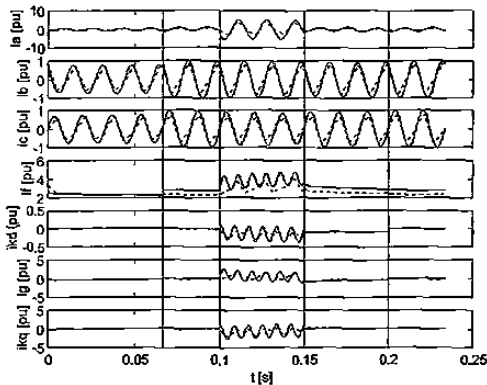


Figura 5.17 Corrientes en la máquina con los tres métodos de análisis con  $h=0.001$ s para el Newton

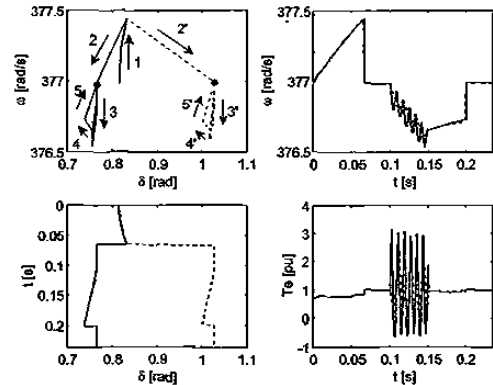


Figura 5.18 Variable mecánicas y par eléctrico, con los tres métodos de análisis con  $h=0.001$ s para la Iteración de Newton



La ventaja que se maneja al usar la Iteración de Newton es que se pueden utilizar pasos de integración mayores, aunque esto es relativamente válido en estabilidad dinámica, pero en estabilidad transitoria no es tan válido el hacer un cambio del paso de integración de manera que compita con la Regla Trapezoidal y/o el Runge-Kutta de cuarto orden. En la Figura 5.17 y 5.18 se ilustran las corrientes, variables mecánicas y par eléctrico para una simulación del turbogenerador con falla de fase a tierra. La simulación para los métodos de la Regla Trapezoidal y el Runge-Kutta de cuarto orden se usaron con un paso de integración de  $3.255 \times 10^{-5}$ , mientras que para la Iteración de Newton el paso de integración fue de 0.001 s. Se procedió a realizar 4 ciclos de transitorio del sistema, acelerar al estado estable, 0.067 s en la Figura 5.17, continúa corriendo el tiempo en esta condición y se aplica la fase a a tierra por un lapso de tiempo de 0.1 a 0.15 s, se deja el transitorio de posfalla hasta 0.2, se acelera al estado estable nuevamente y se obtienen dos ciclos en este estado final.

En la Figura 5.17 la línea continua corresponde a la Regla Trapezoidal y Runge-Kutta mientras que la punteada es la correspondiente a la Iteración de Newton de la Regla Trapezoidal. Aparte de la clara falta de exactitud de la Iteración de Newton con el paso de integración indicado, se puede observar principalmente en la corriente de campo que no se obtiene el mismo estado estable.

Esto último también se puede observar en el plano de fase y en el ángulo de la Figura 5.18. Los números en la figura del plano de fase indican el proceso de simulación. 1 transitorio inicial, 2 aceleración al estado estable (circulo negro), 3 aplicación de la falla, 4 transitorio de posfalla y 5 aceleración al estado estable después de la falla. Esto usando la Regla Trapezoidal y el Runge-Kutta, mientras que los números primos describen la misma secuencia pero usando el Newton. Se observa que el estado estable en el desplazamiento angular no es el mismo lo cual a la larga puede indicar inestabilidad no existente en el sistema de potencia analizado. De aquí que para análisis transitorio de SEP's es conveniente utilizar Regla Trapezoidal y/o Runge-Kutta con pasos de integración pequeños.

## 5.6 Análisis de la Estabilidad del Sistema Generador Regulado-Transformador-Línea-Barra Infinita, Utilizando Aceleración al Estado Estacionario

Hasta este punto se ha analizado al generador a barra infinita con y sin controles, así como con y sin inyección de armónicos. Ahora se incluye al sistema el transformador trifásico con dos diferentes conexiones delta-estrella aterrizada y estrella aterrizada-estrella aterrizada, la línea de transmisión y la barra infinita. La Figura 5.19 muestra el sistema a solucionar. El principal objetivo es observar la interacción con el modelo del transformador desarrollado en el Capítulo 4, con el generador y línea a barra infinita. De acuerdo con los modelos usados para los diferentes elementos se puede tener información de todas las variables internas y externas del generador y transformador.

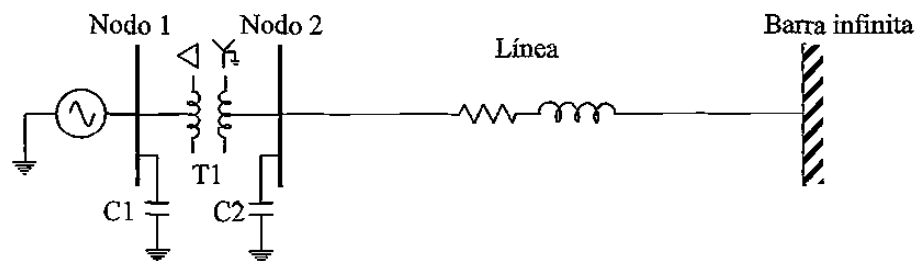


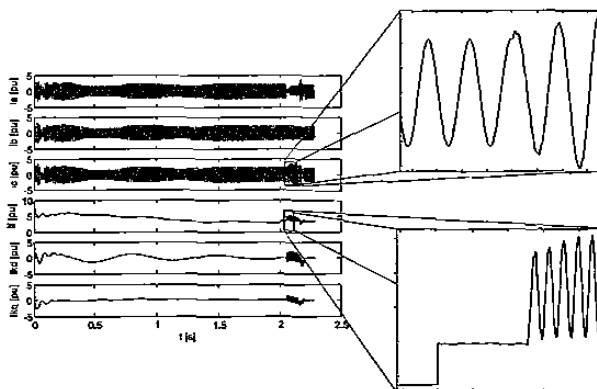
Figura 5.19 Sistema Generador-Transformador-Línea-Barra Infinita

### 5.6.1 Casos de estudio

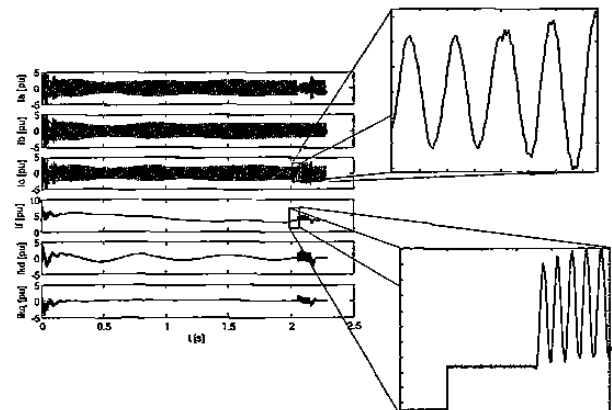
La metodología a seguir es la misma que se ha venido aplicando, las simulaciones del sistema de la Figura 5.19 se realizan como sigue. En este caso se dejó un tiempo de transitorio de 2 s, se acelera el sistema para obtener el estado estable, en 2.05 s se aplica la falla que consiste en aterrizar la fase *c* en el nodo 2, esta falla tiene una duración de 6 ciclos. Se deja un transitorio de posfalla de 3 ciclos y se acelera para obtener nuevamente el estado estable. Los parámetros del sistema se proporcionan en el apéndice B.

### 5.6.1.1 Sistema Máquina-Transformador-Línea-Barra Infinita, con el Transformador en conexión delta-estrella aterrizada

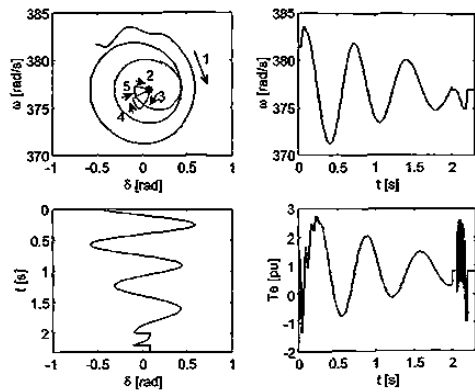
En este primer caso se considera que el transformador está conectado en delta-estrella aterrizada y el sistema está regulado. La Figura 5.20 muestra las corrientes en la máquina cuando ésta no está inyectando armónicos. Se puede observar el comportamiento transitorio de todas las corrientes en el estator y rotor, así como el instante en que se obtiene el estado estable inicial, posteriormente la falla a tierra de la fase c, el transitorio de posfalla y el estado estable final. Los detalles se muestran para la corriente en la fase c del estator y  $i_f$  del rotor con la finalidad de observar con más precisión los estados de la simulación. La Figura 5.21 es la misma simulación con la inclusión de que el generador inyecta un tercer armónico a un 18 % de  $L_B$  (3.148). Los resultados son muy similares a los obtenidos en el caso anterior solo que con oscilaciones montadas sobre la original, este efecto se observa principalmente en las variables del rotor.



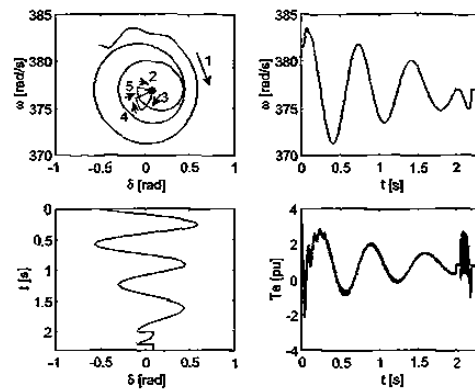
**Figura 5.20** Corrientes en la máquina sin considerar armónicos y con el transformador delta-estrella aterrizada



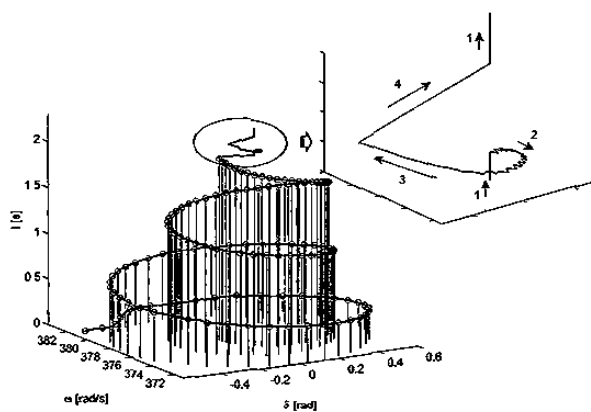
**Figura 5.21** Corrientes en la máquina considerando armónicos y con el transformador delta-estrella aterrizada



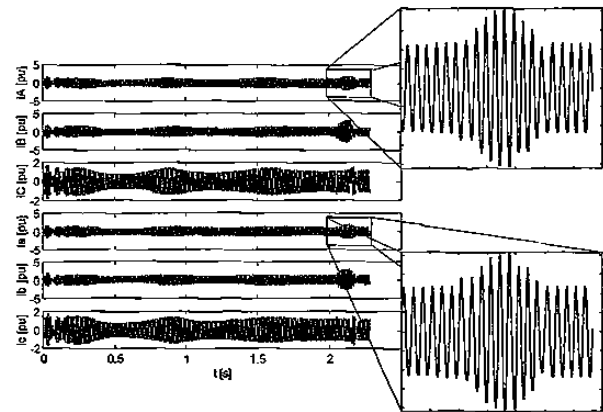
**Figura 5.22** Variables mecánicas y par eléctrico sin considerar armónicos y con el transformador delta-estrella aterrizada



**Figura 5.23** Variables mecánicas y par eléctrico considerando armónicos y con el transformador delta-estrella aterrizada



**Figura 5.24** Plano de fase en el tiempo con el transformador delta-estrella aterrizada



**Figura 5.25** Corrientes en el transformador delta-estrella aterrizada

Las Figuras 5.22 y 5.23 muestran los resultados para las simulaciones sin armónicos y con armónicos para las variables de desplazamiento angular, velocidad y par eléctrico observándose que la diferencia notoria es en el par. En la gráfica del plano de fase la numeración describe la secuencia de simulación: 1 transitorio, 2 estado estable, 3 aplicación de la falla, 4 transitorio de posfalla y 5 aceleración al estado estable nuevamente.

La Figura 5.24 ilustra el plano de fase en el tiempo, se observa como el sistema se va acelerando al estado estable. El detalle de la parte superior derecha es para indicar el proceso de solución utilizando la aceleración, 1 estado estable, 2 falla, 3 posfalla y 4 aceleración al estado estable.

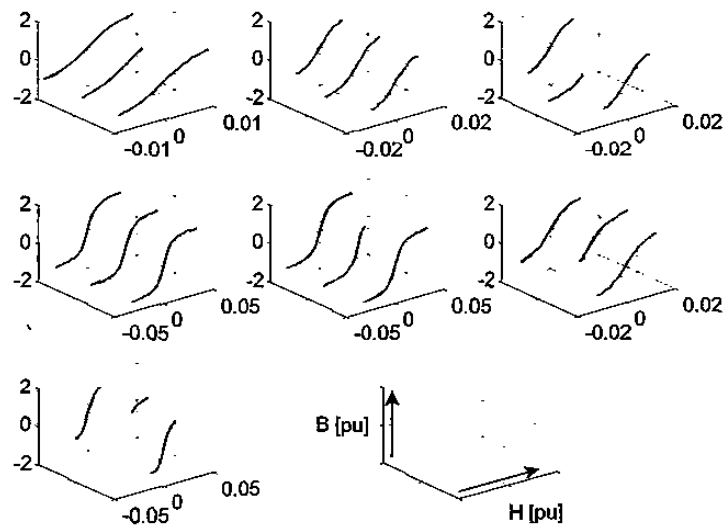
Ahora analizando el transformador, la Figura 5.25 ilustra las corrientes en los devanados primario y secundario y de acuerdo al modelo de la Figura 4.1, éstas están defasadas  $180^\circ$  como se puede verificar en las ampliaciones. La Figura 5.26 presenta el comportamiento magnético del transformador, viendo esta figura como una matriz en (1,1) se tiene el comportamiento de la pierna 1, de acuerdo con la Figura 4.1, donde cada conjunto de tres gráficas muestra la saturación en estado estable antes de la falla, durante el transitorio de la falla y en estado estable después de la falla, respectivamente. En este orden, el elemento (1,2) es la pierna 2, (1,3) la pierna 3, (2,1) y (2,2) los yugos y el (2,3) y (3,1) las piernas externas. Se puede ver que la saturación de estado estable ocurre en los yugos y durante el transitorio la saturación es en todo el transformador con excepción de las piernas externas. El tercer eje en esta figura es solo para poder desplazar las tres gráficas y que se puedan apreciar mejor.

Los resultados con respecto al proceso de solución son los siguientes:

Se simuló durante 2 s el transitorio y la primera aceleración al estado estacionario requirió de 5 iteraciones; posteriormente se dejó correr el tiempo 12 ciclos aplicando la falla

dentro de este intervalo y se aplicó nuevamente

aceleración requiriendo ahora 5 iteraciones, esto fue sin considerar armónicos. Para la segunda opción, es decir incluyendo un porcentaje del tercer armónico, la secuencia, tiempo y número de iteraciones fue exactamente igual, en la primera aplicación de aceleración se requirieron de 5 iteraciones y en la segunda 5 iteraciones.

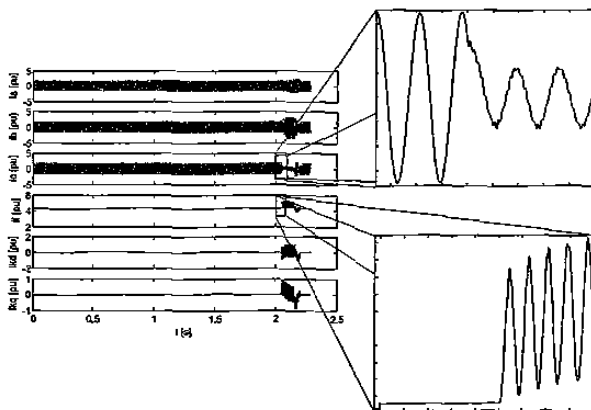


**Figura 5.26** Comportamiento magnético del transformador delta-estrella aterrizada

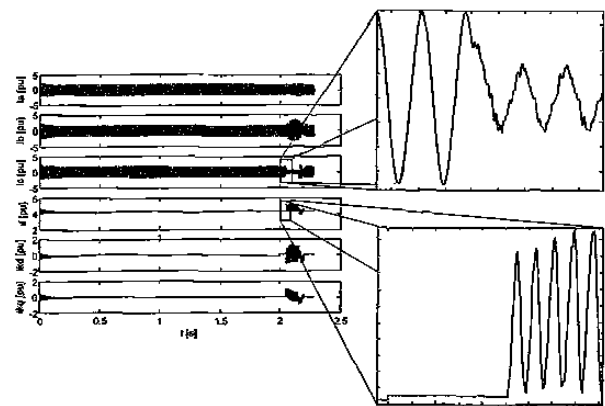
### 5.6.1.2 Sistema Máquina-Transformador-Línea-Barra Infinita, con el Transformador en conexión estrella aterrizada-estrella aterrizada

Para este caso se realizan las mismas simulaciones bajo las mismas condiciones que el estudio anterior únicamente cambiando la conexión del transformador a estrella aterrizada-estrella aterrizada. Las corrientes en el generador con y sin armónicos se presentan en las figuras 5.27 y 5.28, al igual que para la conexión delta-estrella aterrizada el efecto de los armónicos se puede ver en las variables del rotor, así como en el par eléctrico, como se puede ver de las figuras 5.29 y 5.30, lo que hay que resaltar aquí es que el generador tiene más desplazamiento angular con el transformador conectado en estrella aterrizada-estrella aterrizada que con el conectado en delta-estrella aterrizada y por lo tanto el transitorio de velocidad también es mayor. Esto último también se puede observar al comparar la Figura 5.24 con la Figura 5.31, donde el plano de fase en tres dimensiones presenta menor amplitud en las oscilaciones.

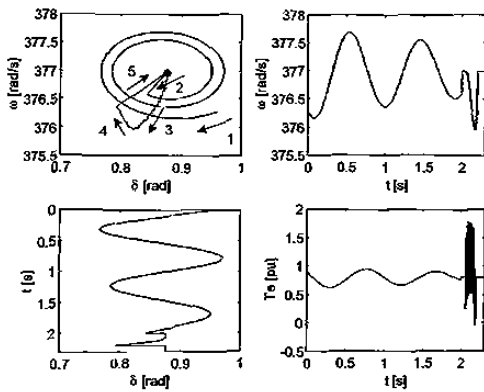
Respecto al transformador, que ahora está en estrella aterrizada-estrella aterrizada, la Figura 5.32 presenta las corrientes en el primario y en el secundario, cabe resaltar que al igual que para las otras gráficas, al comparar las corrientes de línea con la conexión delta-estrella aterrizada del transformador son más estables, óbviese que las corrientes en el transformador oscilan más en la conexión delta-estrella aterrizada, recuérdese que están en las mismas condiciones.



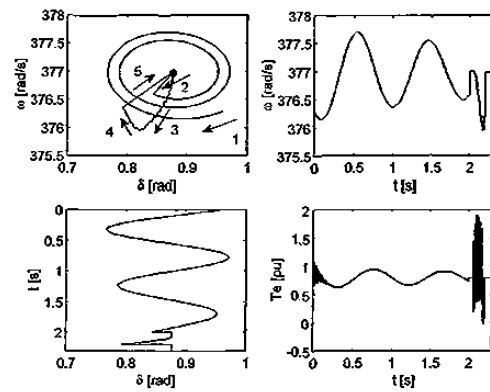
**Figura 5.27** Corrientes en la máquina sin considerar armónicos y con el transformador estrella aterrizada-estrella aterrizada



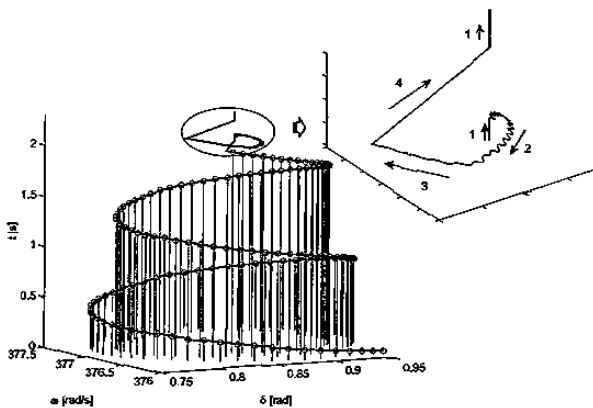
**Figura 5.28** Corrientes en la máquina considerando armónicos y con el transformador estrella aterrizada-estrella aterrizada



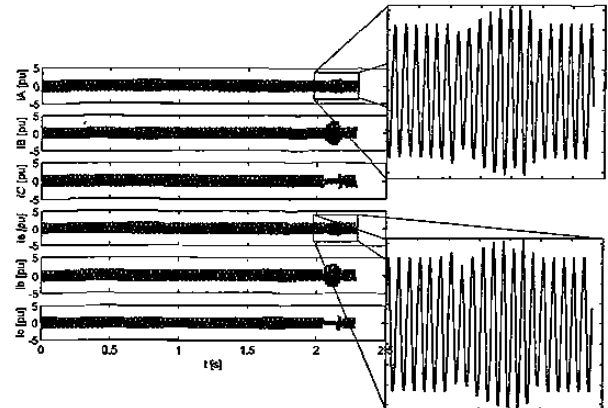
**Figura 5.29** Variables mecánicas y par eléctrico sin considerar armónicos y con el transformador estrella aterrizada-estrella aterrizada



**Figura 5.30** Variables mecánicas y par eléctrico considerando armónicos y con el transformador estrella aterrizada-estrella aterrizada

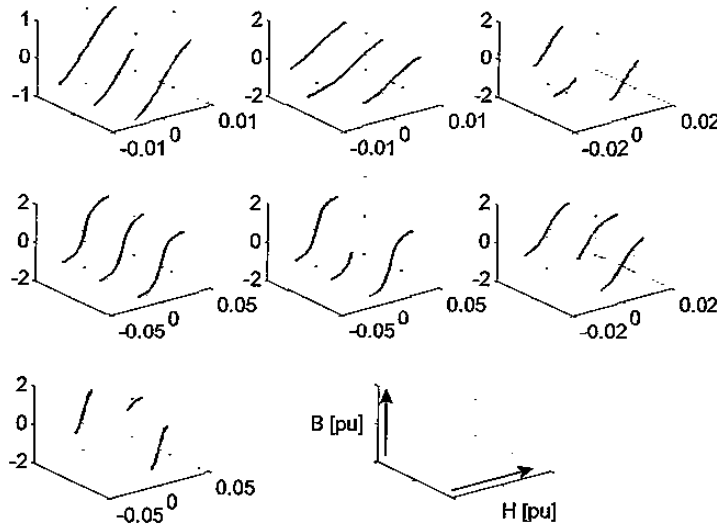


**Figura 5.31** Plano de fase en el tiempo con el transformador estrella aterrizada-estrella aterrizada



**Figura 5.32** Corrientes en el transformador estrella aterrizada-estrella aterrizada

Finalmente en la Figura 5.33 se muestran los resultados para la saturación en las diferentes secciones del transformador, donde los elementos (1,1), (1,2) y (1,3) corresponden a las piernas centrales del transformador, los elementos (2,1) y (2,2) corresponden a los yugos y los elementos (2,3) y (3,1) a las piernas externas. El tercer eje en esta figura es solo para poder defasar las tres gráficas y que éstas se puedan apreciar mejor. Cada una de las gráficas muestra la saturación en el elemento en estado estable, en el primer ciclo del transitorio y en estado estable después de la falla, lo interesante aquí es que en esta conexión los valores de saturación son mayores en la conexión delta-estrella aterrizada, como se puede verificar al comparar las gráficas 5.26 y 5.33.



**Figura 5.33** Comportamiento magnético del transformador estrella aterrizada-estrella aterrizada

Los resultados con respecto al proceso de solución son los siguientes: Se simuló durante 2 s el transitorio y la primera aceleración al estado estacionario requirió de 3 iteraciones; posteriormente se dejó correr el tiempo 12 ciclos aplicando la falla dentro de este intervalo y se aplicó nuevamente aceleración

requiriendo ahora 4 iteraciones, esto fue sin considerar armónicos. Para la segunda opción, es decir incluyendo un porcentaje del tercer armónico, la secuencia y tiempo fue exactamente igual, cambiando solo el número de iteraciones en encontrar el estado estacionario que para este caso en la primera aplicación de aceleración se requirieron de 4 iteraciones y en la segunda 5 iteraciones.

## 5.7 Conclusiones

Se ha presentado un análisis de la aplicación del modelo del generador síncrono regulado y no regulado e incluyendo armónicos. Los armónicos se contabilizan en forma porcentual permitiendo cualquier número de éstos. Mediante este modelo se analizó la inyección de armónicos espaciales del generador al sistema, proporcionando así mayor exactitud en las variables del sistema y realizar mejores sistemas de control y protección. Se observó que el análisis de estabilidad utilizando un proceso de aceleración numérica presenta grandes ventajas respecto a un método de punto a punto, ya que se puede analizar el sistema desde un estado estacionario exacto, ver el transitorio que se desee analizar y finalmente acelerar numéricamente hasta alcanzar el nuevo estado estacionario si el sistema es estable, de lo contrario el proceso no converge. De aquí, que mediante estas técnicas



numéricas se tiene información del sistema en todos los estados del mismo. Se presentó el resultado de utilizar, en el proceso de aceleración numérica, los métodos de integración Runge-Kutta cuarto orden y Regla Trapezoidal concluyendo que los resultados numéricos son virtualmente iguales.

Se logra la interacción del modelo del generador en **abc** incluyendo armónicos con el modelo del transformador en **abc** desde el punto de vista de circuitos magnéticos, con lo cual el cambiar conexiones es transparente; aquí se analizaron solo las dos conexiones más usada en SEP's delta-estrella aterrizada y estrella aterrizada-estrella aterrizada, con lo cual se demostró la facilidad de usar estos modelos propuestos en esta investigación. Los resultados como se observó se tienen a la mano en su totalidad y con el método y secuencia de solución indicado se puede estudiar la estabilidad transitoria durante el tiempo que el usuario lo desee, posteriormente, si se desea acelerar el proceso para alcanzar el estado estacionario del sistema, si es que lo tiene. Esto último en el dominio del tiempo con Regla Trapezoidal y/o Runge-Kutta sería un gran consumo de tiempo de cómputo.

# Capítulo 6

## *ANÁLISIS DINÁMICO DE UN SISTEMA MULTIMÁQUINA EN COORDENADAS ABC*

### 6.1 Introducción

El modelo y análisis del generador y generador-transformador-línea en coordenadas **abc** conectado a una barra infinita descrito en los capítulos anteriores tiene como característica el conocimiento de una variable de la cual se tiene su comportamiento en el tiempo, esta variable es el voltaje en la barra infinita; es decir se conoce que el voltaje en este nodo tiene frecuencia y amplitud constante.

En el presente capítulo se estudia el Sistema MultiMáquina (SMM), donde se pierde el término "barra infinita" y las variables de los elementos que conforman el sistema se comportan de acuerdo a la dinámica propia, ante condiciones de estado estable y transitorias.

Se presenta una formulación matemática trifásica directa en términos de las fases **abc** del sistema de potencia, que permite estudiar fenómenos electromecánicos. Los elementos de un SMM: generadores, transformadores, líneas, elementos en derivación, etc., se modelan a partir de sus parámetros primitivos **RLC**. El procedimiento se ilustra con un sistema que consta de tres nodos, dos de generación y uno de carga.

El sistema es expuesto a diferentes disturbios simétricos y asimétricos, como: fallas trifásicas y monofásicas, cambios de configuración en la red, apertura y recierre tripolar y apertura y recierre monopolar. Los resultados mostrados y analizados en este capítulo corresponden a una falla asimétrica, falla de fase a tierra y a un cambio en la carga. Lo cual no implica que solo estas fallas se pueden realizar, como el modelo es en coordenadas originales realmente se puede simular cualquier tipo de falla.

## 6.2 Modelado de la Red

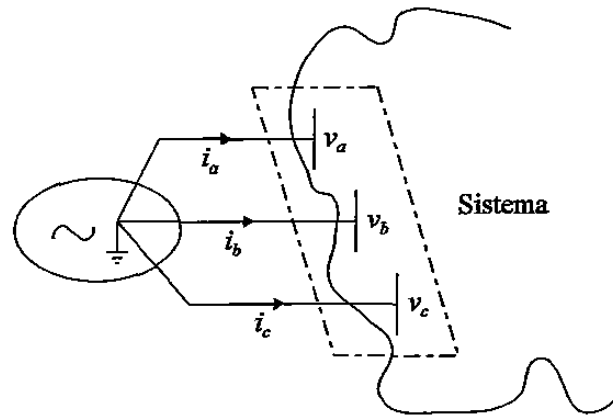
De acuerdo al tipo de estudio que se desea realizar, es el grado de complejidad del modelo con el que se debe de representar cada uno de los componentes del sistema. En un estudio dinámico, la representación de los componentes del sistema; generadores, transformadores, líneas, cargas, capacitores, reactores, etc., debe ser formulado por ecuaciones diferenciales las cuales son resueltas en forma simultánea. Las ecuaciones diferenciales para cada elemento del sistema se describen en términos de sus parámetros primitivos.

### 6.2.1 Generadores

El modelo de los generadores en coordenadas **abc**, se desarrolló en el Capítulo 3, donde se obtuvo:

$$\mathbf{v}_g = \mathbf{R}_g \mathbf{i}_g - \mathbf{L}_g \frac{d}{dt} \mathbf{i}_g \quad (6.1)$$

En forma gráfica la conexión del generador a la red se muestra en la Figura 6.1.



**Figura 6.1** Generador en abc conectado a un nodo del sistema de potencia.

Los sistemas de control del generador son los utilizados en el Capítulo 5 y representados por las ecuaciones (A.5) y (A.6) para un turbogenerador y las ecuaciones (A.5) y (A.7) para un hidrogenerador.

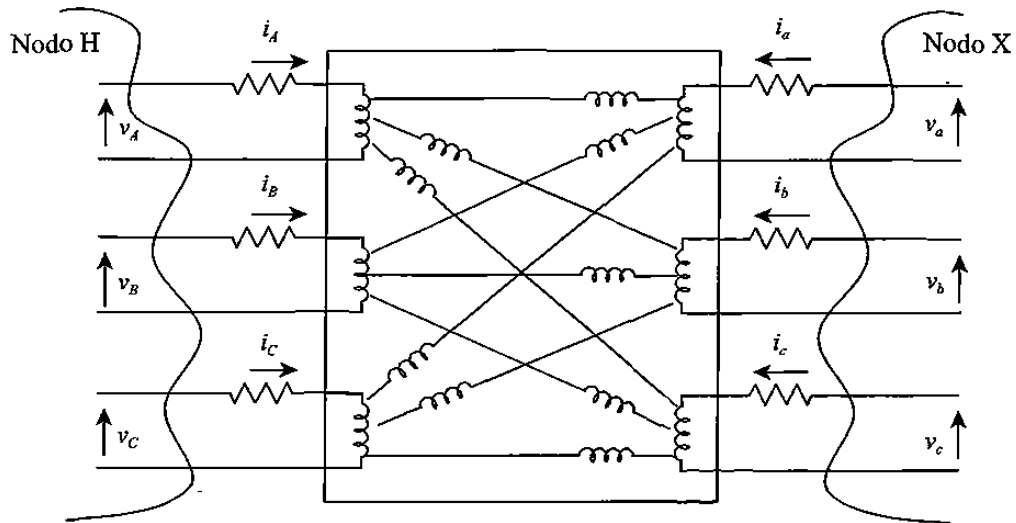
### 6.2.2 Transformadores.

En este sistema los transformadores trifásicos se modelan de acuerdo al desarrollo realizado en el Capítulo 4 y desde el punto de vista eléctrico es la Figura 6.2.

El modelo en forma matricial para el transformador es:

$$v_H - v_X = R_T i + L_T \frac{d}{dt} i \quad (6.2)$$

donde  $L_T$  es la matriz trifásica equivalente de 3x3 del transformador y  $R_T$  es una matriz diagonal de 3x3.



**Figura 6.2** Circuito eléctrico equivalente del transformador trifásico

Es normal encontrar en las plantas generadoras las unidades compuestas por un generador y su correspondiente transformador, por lo que pueden formarse los bloques Generador-Transformador, sumando el circuito **RL** equivalente de cada línea del transformador a los circuitos **RL** de la matriz de inductancias de la máquina, es decir reflejar el efecto del transformador en la máquina. Lo anterior aquí no se aplica porque se desea observar el efecto en cada elemento eléctrico y magnético de los transformadores trifásicos, por lo que se usa un modelo completo.

### 6.2.3 Líneas.

El modelo de las líneas de transmisión usado en el presente trabajo, es un circuito **RLC**, es una de las representaciones de las líneas de transmisión más simple, este equivalente se encuentra en términos de parámetros concentrados por fase así como sus respectivos circuitos mutuos; la Figura 6.3 muestra el circuito equivalente trifásico.

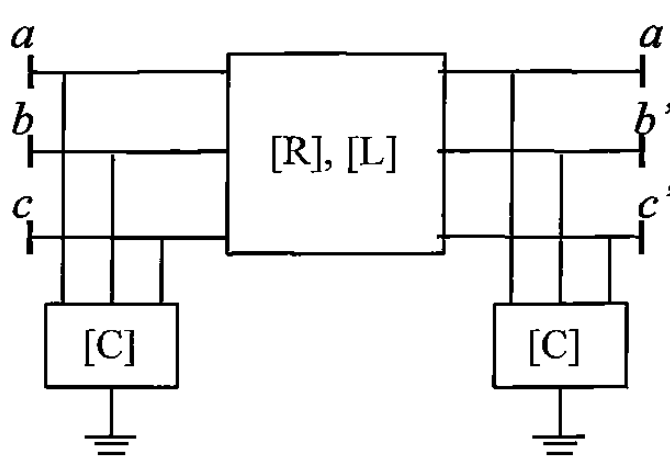


Figura 6.3 Modelo de la línea trifásica con retorno por tierra.

Para nuestro caso la Figura 6.3 se maneja en forma separada, es decir, la impedancia serie entre los nodos  $a-a'$  y el efecto capacitivo de la línea se modelan como capacitores colocados en los nodos indicados. El circuito equivalente con parámetros concentrados de la impedancia serie de la línea de transmisión es el indicado en la Figura 6.4.

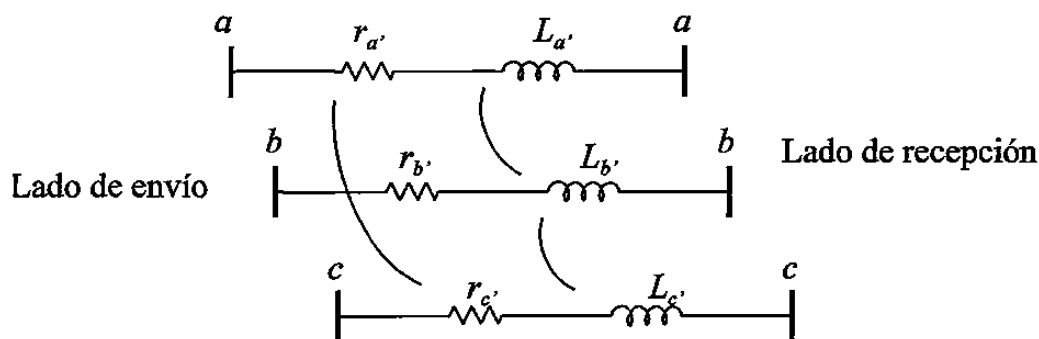


Figura 6.4 Circuito equivalente con parámetros concentrados de la línea de transmisión.

El sistema de ecuaciones de los elementos serie de la línea de transmisión es:

$$\begin{bmatrix} v_{ae} - v_{ar} \\ v_{be} - v_{br} \\ v_{ce} - v_{cr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{a'} & L_{ab'} & L_{ac'} \\ L_{ba'} & L_{b'} & L_{bc'} \\ L_{ca'} & L_{cb'} & L_{c'} \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} r_{a'} & r_{ab'} & r_{ac'} \\ r_{ba'} & r_{b'} & r_{bc'} \\ r_{ca'} & r_{cb'} & r_{c'} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (6.3)$$

Para líneas específicas: Cortas, medianas o largas; que incluyen dentro de su modelo  $\pi$  o T-el elemento serie, Figura 6.4, y los efectos capacitivos correspondientes, éstos últimos se consideran como bancos de capacitores su conexión se ilustra en la Figura 6.5, la ecuación matricial de corriente para el capacitor es:

$$\begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} C_{aa} & C_{ab} & C_{ac} \\ C_{ba} & C_{bb} & C_{bc} \\ C_{ca} & C_{cb} & C_{cc} \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad (6.4)$$

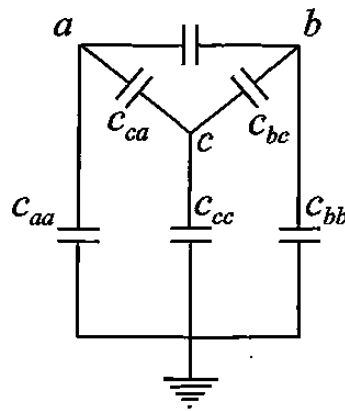


Figura 6.5 Circuito equivalente de un banco de capacitores trifásico.

#### 6.2.4 Cargas

La carga trifásica balanceada se modela como circuitos **RL**, conectados en estrella. La Figura 6.6 ilustra la representación de la carga en forma trifásica. La ecuación de voltaje por fase de la carga es:

$$v_L = R_L i + L_L \frac{d}{dt} i \quad (6.5)$$

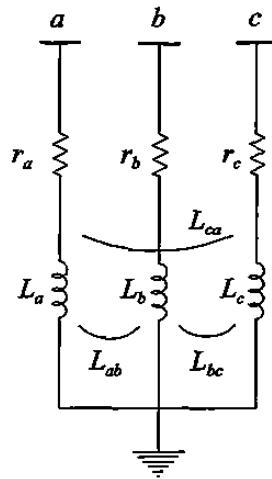


Figura 6.6 Modelo de la carga trifásica conectada en estrella.

### 6.3 Sistema de Prueba

La respuesta transitoria de un SMM se obtiene al solucionar en forma simultánea las ecuaciones diferenciales que describen la dinámica de cada elemento del sistema junto con las restricciones algebraicas del mismo. Por lo tanto se requiere conocer los elementos y configuración del sistema para así poder formular el conjunto de ecuaciones diferencio-algebraicas a solucionar.

Con la finalidad de mostrar el proceso a seguir en el planteamiento y solución de un SMM, se considera un sistema que consta de tres nodos, dos de generación y uno de carga interconectados por tres transformadores y tres líneas. El sistema se ilustra en la Figura 6.7, la cual muestra los componentes en forma unifilar.

Donde la capacitancia equivalente por nodo:  $C7$  a  $C12$ ; es la suma de todos los efectos capacitivos correspondiente a todas las líneas y bancos de capacitores que convergen a dicho nodo. Por ejemplo, la capacitancia equivalente  $C11$ , es la suma del efecto capacitivo de la línea  $L2$  y de la línea  $L3$  y del transformador  $T3$  del lado de alta.

En los nodos 1 y 4 se tienen indicadas dos fuentes de corriente, respectivamente, con la finalidad de mantener la generalidad del sistema. Ya que dichas fuentes de corriente se pueden sustituir por un generador o un grupo de generadores en paralelo, de acuerdo al SMM en estudio, junto con sus controles de voltaje y velocidad correspondientes.



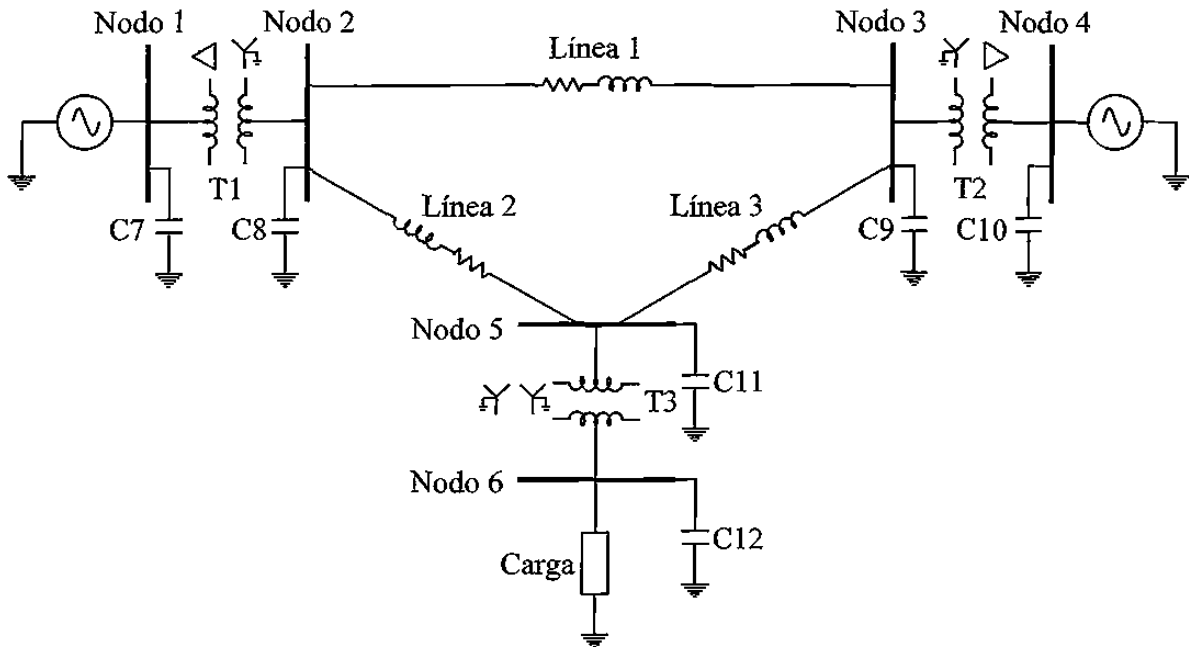


Figura 6.7 Circuito seccionado del SMM base.

#### 6.4 Formulación de las Ecuaciones de Equilibrio para Estudios Transitorios y de estado estable

Un sistema eléctrico de potencia está formado por la interconexión de diferentes elementos. En general cada elemento puede ser descrito por ecuaciones diferenciales que pueden ser lineales, no lineales, con parámetros distribuidos o concentrados. En el estudio de los fenómenos eléctricos se hacen abstracciones que permiten simplificar el modelado matemático y análisis de los fenómenos de interés. La red eléctrica compuesta de transformadores, líneas, bancos de capacitores o reactores, es modelada por ecuaciones diferenciales con parámetros concentrados.

En general cada elemento del sistema eléctrico es formulado por ecuaciones diferenciales. El número total de ecuaciones diferenciales depende del número de elementos, tipo de los mismos y configuración de la red. Cada generador es representado por 8 ó 9 ecuaciones diferenciales según sea el tipo y las variables de estado utilizadas. Además se tienen que adicionar las ecuaciones de los controles que son 6 ó 7, respectivamente, de acuerdo al tipo de generador.

Cada línea se describe por 3 ó 9 ecuaciones diferenciales, según se consideren o no los efectos capacitivos. Las variables de estado son las corrientes por las fases de la línea  $[i]$ , y los voltajes

nodales en los extremos. Cada banco de capacitores se describe por 3 ecuaciones diferenciales, las variables de estado son los voltajes de conexión. Los bancos de reactores se describen por 3 ecuaciones, con las corrientes como variables de estado. Los transformadores se describen por 6 ecuaciones diferenciales, las variables de estado son las corrientes en las fases.

El número de ecuaciones diferenciales de la red primitiva será igual a la suma de las ecuaciones diferenciales de todos los elementos. La formulación del sistema de multimáquina se hace aplicando las leyes de Kirchhoff para la red de interés. El sistema de ecuaciones resultante es numeroso. Se simplifica empleando un método mixto nodal-mallas, en donde el árbol del grafo está formado por los voltajes de los capacitores. De ahí que cada una de las corrientes de fase en los circuitos **RL**, líneas, cargas, reactores, son corrientes fundamentales o de malla, asegurando que las ecuaciones sean independientes.

El resto de las variables de estado se obtienen seleccionando como estados a los voltajes en los elementos capacitivos. El sistema de ecuaciones que representan la dinámica del sistema de potencia se formula utilizando el método mixto indicado, empleando como corriente de malla la corriente de cada fase de los elementos inductivos de la red (enlaces del árbol del grafo), y el voltaje del elemento capacitivo (rama del árbol), es decir:

$$\sum_{j=1}^{n_{malla}} r_j i_j + \sum_{j=1}^{n_{malla}} L_j \frac{di_j}{dt} + v_c = 0 \quad (6.6)$$

además

$$i_n = C \frac{dv_{e_n}}{dt} \quad (6.7)$$

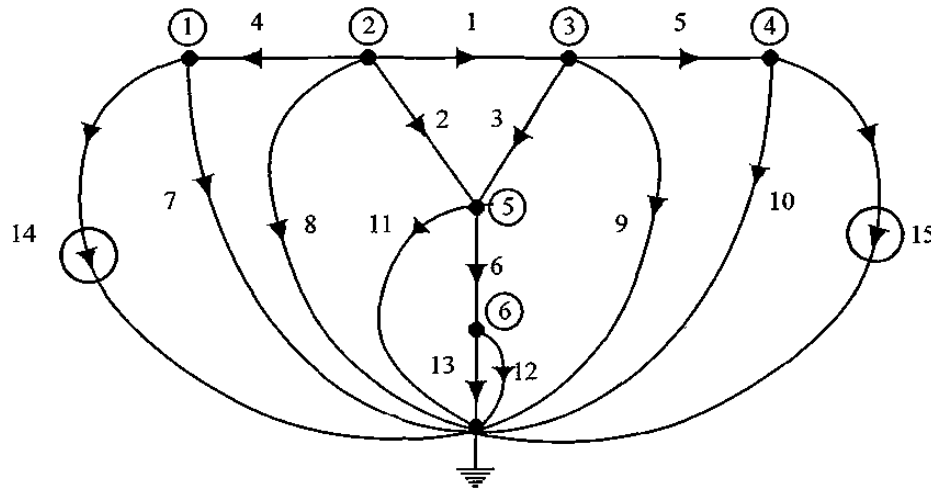
donde  $n$  es el número de nodos menos la referencia.

La formulación matemática puede ser obtenida por un procedimiento algorítmico utilizando la matriz de conectividad a las formulaciones de Kirchhoff.

## 6.5 Formulación Matemática para la Red de Prueba

La formulación matemática para el sistema base mostrado en la Figura 6.7 se describe a continuación. Para mayor claridad se desarrolla un procedimiento paso a paso por inspección en la formulación matemática.

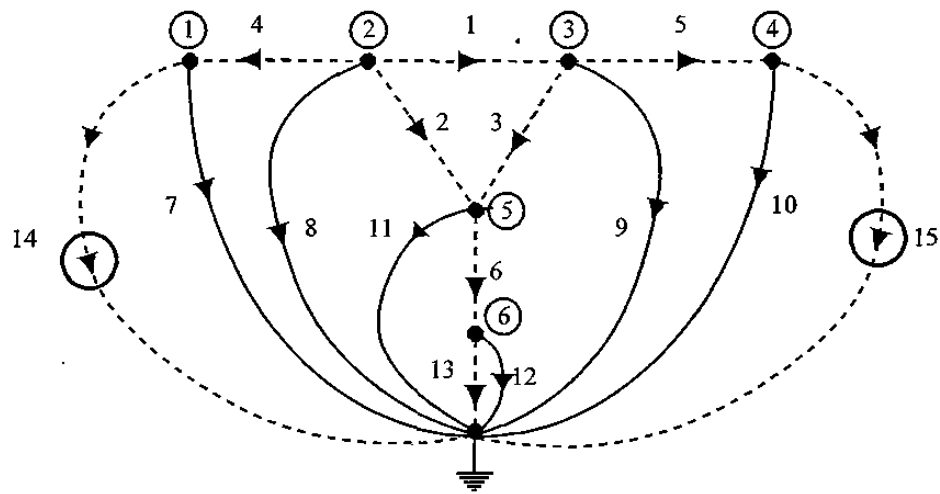
El grafo del circuito de la Figura 6.7 se muestra en la Figura 6.8, con la dirección de la corriente en cada elemento como se indican.



**Figura 6.8** Grafo correspondiente al circuito de la Figura 6.7

Donde los elementos 1, 2 y 3 son los efectos serie de las líneas, circuito tipo **RL**; los elementos 4, 5 y 6 son los transformadores, circuito tipo **RL**; el elemento 13 es la carga, circuito **RL**; los elementos 7-12, son los bancos de capacitores o los efectos capacitivos de las líneas del nodo correspondiente, son circuitos tipo **C**. Los elementos 14 y 15 son las fuentes de corriente, éstas últimas representan a los generadores con sus controles.

Formando un árbol apropiado para el grafo, la Figura 6.9, donde las ramas se muestran con líneas continuas.



**Figura 6.9** Árbol elegido para el grafo de la Figura 6.8

Aplicando la primera ley de Kirchoff a los nodos del circuito de la Figura 6.9, se tienen las siguientes ecuaciones de corriente:

$$i_7 = -i_{14} + i_4 \quad (6.8)$$

$$i_8 = -i_1 - i_2 - i_4 \quad (6.9)$$

$$i_9 = i_1 - i_3 - i_5 \quad (6.10)$$

$$i_{10} = i_5 - i_{15} \quad (6.11)$$

$$i_{11} = i_2 + i_3 - i_6 \quad (6.12)$$

$$i_{12} = i_6 - i_{13} \quad (6.13)$$

De la segunda ley de Kirchhoff, cada enlace (línea punteada), forma una malla fundamental. Los voltajes en todos y cada uno de los elementos de enlace, son:

$$v_1 = v_8 - v_9 \quad (6.14)$$

$$v_2 = v_8 - v_{11} \quad (6.15)$$

$$v_3 = v_9 - v_{11} \quad (6.16)$$

$$v_4 = v_8 - v_7 \quad (6.17)$$

$$v_5 = v_9 - v_{10} \quad (6.18)$$

$$v_6 = v_{11} - v_{12} \quad (6.19)$$

$$v_{13} = v_{12} \quad (6.20)$$

$$v_{14} = v_7 \quad (6.21)$$

$$v_{15} = v_{10} \quad (6.22)$$

Las relaciones de voltaje-corriente para cada elemento son:

$$v_1 = R_1 i_1 + L_1 \frac{di_1}{dt} \quad (6.23)$$

$$v_2 = R_2 i_2 + L_2 \frac{di_2}{dt} \quad (6.24)$$

$$v_3 = R_3 i_3 + L_3 \frac{di_3}{dt} \quad (6.25)$$

$$v_4 = R_{T1} i_4 + L_{T1} \frac{di_4}{dt} \quad (6.26)$$

$$v_5 = R_{T2} i_5 + L_{T2} \frac{di_5}{dt} \quad (6.27)$$

$$v_6 = R_{T3} i_6 + L_{T3} \frac{di_6}{dt} \quad (6.28)$$

$$v_{13} = R_L i_L + L_L \frac{di_L}{dt} \quad (6.29)$$

$$i_7 = C_7 \frac{dv_7}{dt} \quad (6.30)$$

$$i_8 = C_8 \frac{dv_8}{dt} \quad (6.31)$$

$$i_9 = C_9 \frac{dv_9}{dt} \quad (6.32)$$

$$i_{10} = C_{10} \frac{dv_{10}}{dt} \quad (6.33)$$

$$i_{11} = C_{11} \frac{dv_{11}}{dt} \quad (6.34)$$

$$i_{12} = C_{12} \frac{dv_{12}}{dt} \quad (6.35)$$

Los voltajes de (6.21) y (6.22), son los voltajes nodales 1 y 4, respectivamente; y considerando que las fuentes de corriente en el nodo 1 y 4 son los generadores 1 y 2, entonces:

$$v_{14} = v_7 = v_{G1_{abc}} \quad (6.36)$$

$$v_{15} = v_{10} = v_{G2_{abc}} \quad (6.37)$$

$$i_{14} = - i_{G1_{abc}} \quad (6.38)$$

$$i_{15} = - i_{G2_{abc}} \quad (6.39)$$

donde  $v_{G1}$  es el voltaje en el generador 1 y  $v_{G2}$  lo es en el generador 2. Sustituyendo las relaciones voltaje-corriente, (6.23) a (6.35) en (6.14) a (6.22), así como las relaciones de las fuentes de corriente, (6.36) a (6.39); se obtiene:

$$C_7 \frac{dv_{G1}}{dt} = i_{G1} + i_4 \quad (6.40)$$

$$C_8 \frac{dv_8}{dt} = -i_1 - i_2 - i_4 \quad (6.41)$$

$$C_9 \frac{dv_9}{dt} = i_1 - i_3 - i_5 \quad (6.42)$$

$$C_{10} \frac{dv_{G2}}{dt} = i_5 + i_{G2} \quad (6.43)$$

$$C_{11} \frac{dv_{11}}{dt} = i_2 + i_3 - i_6 \quad (6.44)$$

$$C_{12} \frac{dv_{12}}{dt} = i_6 - i_{13} \quad (6.45)$$

$$R_1 i_1 + L_1 \frac{di_1}{dt} = v_8 - v_9 \quad (6.46)$$

$$R_2 i_2 + L_2 \frac{di_2}{dt} = v_8 - v_{11} \quad (6.47)$$

$$R_3 i_3 + L_3 \frac{di_3}{dt} = v_9 - v_{11} \quad (6.48)$$

$$R_{T1} i_4 + L_{T1} \frac{di_4}{dt} = v_8 - v_{G1_{abc}} \quad (6.49)$$

$$R_{T2} i_5 + L_{T2} \frac{di_5}{dt} = v_9 - v_{G2_{abc}} \quad (6.50)$$

$$R_{T3} i_6 + L_{T3} \frac{di_6}{dt} = v_{11} - v_{12} \quad (6.51)$$



$$\mathbf{R}_L i_{13} + \mathbf{L}_L \frac{di_{13}}{dt} = v_{12} \quad (6.52)$$

El conjunto de (6.40) a (6.52), relaciona la dinámica eléctrica de la red unifilar de la Figura 6.7, para obtener el sistema trifásico, se requiere transformar los elementos de resistencias e inductancias ( $\mathbf{R}, \mathbf{L}$ ), a matrices de 3x3 ( $[\mathbf{R}], [\mathbf{L}]$ ) y los voltajes y corrientes a vectores de 3x1 ( $[\mathbf{v}], [\mathbf{i}]$ ), con lo cual se tiene que la transformación de las ecuaciones del sistema monofásico al sistema trifásico es:

$$[\mathbf{C}_7] \frac{d}{dt} [v_{G1_{abc}}] = [i_{G1_{abc}}] + [i_4] \quad (6.53)$$

$$[\mathbf{C}_8] \frac{d}{dt} [v_8] = - [i_1] - [i_2] - [i_4] \quad (6.54)$$

$$[\mathbf{C}_9] \frac{d}{dt} [v_9] = [i_1] - [i_3] - [i_5] \quad (6.55)$$

$$[\mathbf{C}_{10}] \frac{d}{dt} [v_{G2_{abc}}] = [i_{G2_{abc}}] + [i_5] \quad (6.56)$$

$$[\mathbf{C}_{11}] \frac{d}{dt} [v_{11}] = [i_2] + [i_3] - [i_6] \quad (6.57)$$

$$[\mathbf{C}_{12}] \frac{d}{dt} [v_{12}] = [i_6] - [i_{13}] \quad (6.58)$$

$$[\mathbf{L}_1] \frac{d}{dt} [i_1] = [v_8] - [v_9] - [\mathbf{R}_1][i_1] \quad (6.59)$$

$$[\mathbf{L}_2] \frac{d}{dt} [i_2] = [v_8] - [v_{11}] - [\mathbf{R}_2][i_2] \quad (6.60)$$

$$[L_3] \frac{d}{dt} [i_3] = [v_9] - [v_{11}] - [R_3][i_3] \quad (6.61)$$

$$[L_{T1}] \frac{d}{dt} [i_4] = [v_8] - [v_{G1_{abc}}] - [R_{T1}][i_4] \quad (6.62)$$

$$[L_{T2}] \frac{d}{dt} [i_5] = [v_9] - [v_{G2_{abc}}] - [R_{T2}][i_5] \quad (6.63)$$

$$[L_{T3}] \frac{d}{dt} [i_6] = [v_{11}] - [v_{12}] - [R_{T3}][i_6] \quad (6.64)$$

$$[L_L] \frac{d}{dt} [i_{13}] = [v_{12}] - [R_L][i_{13}] \quad (6.65)$$

la formulación eléctrica de los transformadores es:

$$\frac{d}{dt} [\lambda_{T1}] = [v_8] - [v_{G1}] - [R_{T1}][i_4] \quad (6.66)$$

$$[i_4] = [L_{T1}]^{-1} [\lambda_{T1}] \quad (6.67)$$

$$\frac{d}{dt} [\lambda_{T2}] = [v_9] - [v_{G2}] - [R_{T2}][i_5] \quad (6.68)$$

$$[i_5] = [L_{T2}]^{-1} [\lambda_{T2}] \quad (6.69)$$

$$\frac{d}{dt} [\lambda_{T3}] = [v_{11}] - [v_{12}] - [R_{T3}][i_{13}] \quad (6.70)$$

$$[i_{13}] = [L_{T3}]^{-1} [\lambda_{T3}] \quad (6.71)$$

la formulación eléctrica de los generadores es:

$$\frac{d}{dt}[\lambda_{G1}] = [v_{G1}] - [R_{G1}][i_{G1}] \quad (6.72)$$

$$[i_{G1}] = [L_{G1}]^{-1}[\lambda_{G1}] \quad (6.73)$$

$$\frac{d}{dt}[\lambda_{G2}] = [v_{G2}] - [R_{G2}][i_{G2}] \quad (6.74)$$

$$[i_{G2}] = [L_{G2}]^{-1}[\lambda_{G2}] \quad (6.75)$$

donde los vectores de corrientes y voltajes son de  $7 \times 1$  ó  $6 \times 1$ , de acuerdo al tipo de máquina que se esté modelando: turbogenerador o hidrogenerador; así como las matrices de  $L$  y  $R$  tienen una dimensión de  $7 \times 7$  ó  $6 \times 6$ . Las ecuaciones (6.53) a (6.75) describen el comportamiento eléctrico del SMM mostrado en la Figura 6.7. Aquí se integran los controles para los generadores, el número de ecuaciones se incrementa en 3 con el control de excitación (A.5) y 2 más para el control de carga para un turbogenerador (A.6), si es un hidrogenerador el control de carga incrementa en 3 los estados (A.7). De los elementos de la red en estudio, los generadores no solo tienen dinámica eléctrica, sino también el transitorio mecánico formulado mediante la ecuación de oscilación que para cada generador es:

$$\frac{d}{dt}\omega_{G1} = \frac{1}{2H_{G1}}(T_{e_{G1}} - T_{m_{G1}}) \quad (6.76)$$

$$\frac{d}{dt}\delta_{G1} = \omega_{G1} - \omega_B \quad (6.77)$$

$$\frac{d}{dt}\omega_{G2} = \frac{1}{2H_{G2}}(T_{e_{G2}} - T_{m_{G2}}) \quad (6.78)$$

$$\frac{d}{dt}\delta_{G2} = \omega_{G2} - \omega_B \quad (6.79)$$

Con estas últimas relaciones se completa el sistema de ecuaciones diferenciales total, que para este sistema es de 78 ecuaciones, dependiendo del tipo o tipos de máquinas que se modelen, las cuales se resuelven simultáneamente.

El número de ecuaciones diferenciales que describen la dinámica de la red es:

$$N_{ET} = 3N_{LINEAS} + 3N_{NODOS} + 3N_{REACTORES} + 6N_{TRANSFORMADORES}$$

el triple de la suma del número de líneas, nodos y reactores más 6 de los transformadores.

El número de ecuaciones diferenciales del sistema eléctrico es igual a la de la red más 8 ó 9 veces el número de generadores; cuando en estos se incluyan los sistemas automáticos de control, el número de ecuaciones se incrementará de acuerdo al tipo de sistema de control en 6 ó 7, para turbogeneradores o hidrogeneradores, respectivamente..

## 6.6 SMM con Generadores en Paralelo

Los cambios requeridos para realizar el estudio en un SMM que tenga  $n$  generadores en paralelo en el nodo, Figura 6.10, en voltajes son:

$$[v]_{G1} = [v]_{G2} = \dots = [v]_{Gn} = [v]_{nodo_i} \quad (6.80)$$

donde  $i$  corresponde a la numeración de los nodos en el SMM.

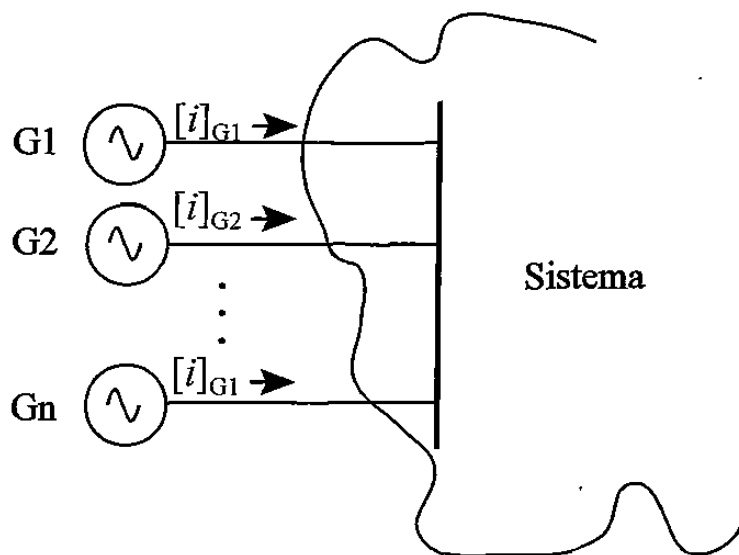


Figura 6.10  $n$  generadores en paralelo en el nodo,  $i$  de un SMM.

La corriente neta en el nodo<sub>i</sub>, es:

$$[i]_{\text{nodo}_i} = [i]_{G1} + [i]_{G2} + \dots + [i]_{Gn} \quad (6.81)$$

## 6.7 Simulación del Sistema de Prueba

El proceso de simulación para el SMM de prueba de la Figura 6.7 sigue la misma secuencia descrita en § 5.2 en las Figuras 5.1 y 5.2 donde ahora el sistema de EDA's es formado por todos los elementos que conforman el SMM, lo interesante en este punto es que ya no se tiene una referencia fija.

Las condiciones iniciales del SMM se pueden obtener mediante un estudio de flujos trifásicos, con lo que se tienen los valores nodales de voltaje, con éstos y los parámetros reales de la red se obtienen sus corrientes iniciales. Para los generadores, por otro lado, con los voltajes, ángulos y potencia generada y/o consumida se obtienen las condiciones iniciales de corrientes, enlaces de flujo y desplazamiento angular, principalmente. Con la finalidad de comprobar las técnicas de acercamiento rápido al estado estable, en el presente trabajo no se utiliza un estudio de flujos, solamente se indican condiciones iniciales cercanas al estado estable y se aplica la aceleración para alcanzar el mismo, como se describe en § 5.2.

Los estudios realizados al SMM son los siguientes: El primero consiste en resolver el SMM durante un tiempo de 2 s, tiempo normal para realizar el análisis de estabilidad transitorio; el segundo es la obtención del estado estable del SMM; el tercero se aplica una falla asimétrica en el nodo de carga y el cuarto estudio consiste en eliminar carga momentáneamente.

El sistema consta de dos hidrogenadores con su control de excitación y carga, 3 transformadores trifásicos con las conexiones que se indican en la Figura 6.7, tres líneas de transmisión que interconectan al sistema, una carga RL y en cada nodo los efectos capacitivos de líneas y transformadores. Los parámetros para todos y cada uno de los elementos que forman el SMM de prueba se proporcionan en el apéndice B.

### 6.7.1 SMM sin referencia

En este caso se resuelve el sistema de EDA's que describen al sistema de la Figura 6.7 utilizando el Runge-Kutta de cuarto orden con un paso de integración  $h=3.255 \times 10^{-5}$  s, el tiempo de simulación es de 2 s, las Figuras 6.11 y 6.12 indican las corrientes en los generadores del nodo 1 y 4, respectivamente. Las Figuras 6.13 y 6.14 muestran el desplazamiento y velocidad de cada generador.

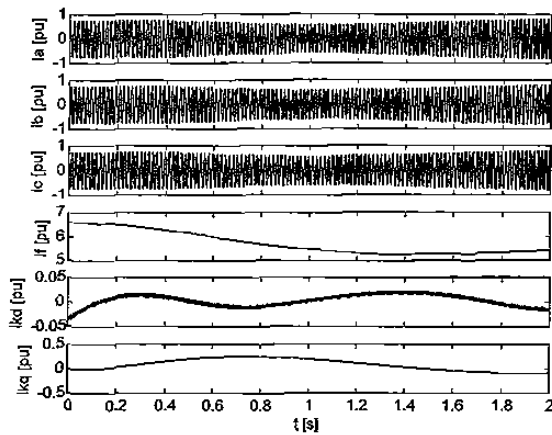


Figura 6.11 Corrientes en el generador1 del SMM, análisis transitorio

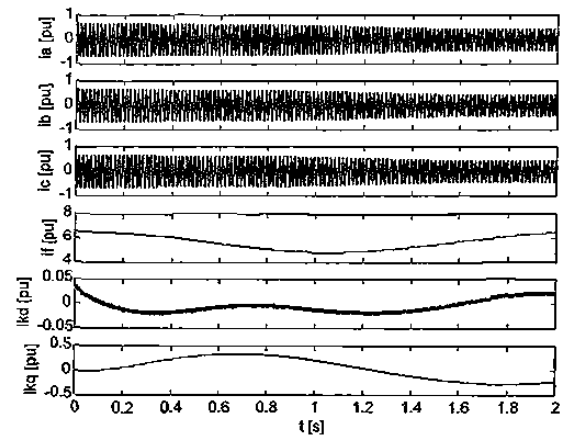


Figura 6.12 Corrientes en el generador2 del SMM, análisis transitorio

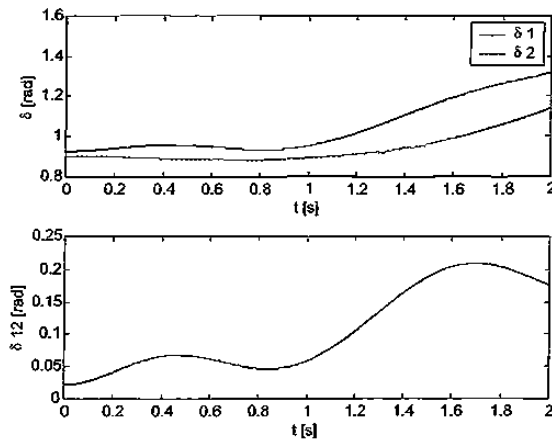


Figura 6.13 Ángulo de carga de los generadores del SMM, análisis transitorio

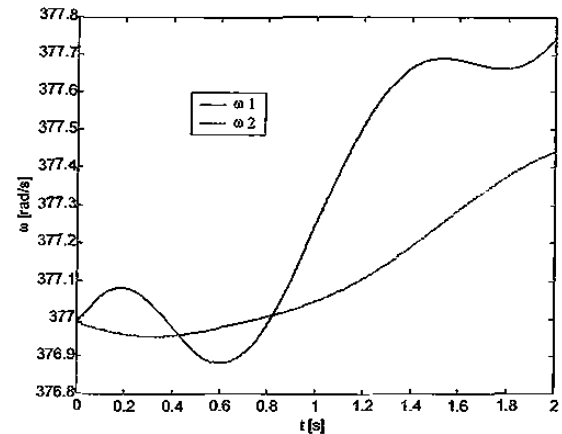


Figura 6.14 Velocidad de los generadores del SMM, análisis transitorio

Las Figuras 6.15 y 6.16 indican el plano de fase de cada generador y el par eléctrico. En las Figuras 6.17 y 6.18 se presentan el voltaje en el nodo de carga y la corriente en la carga RL.

Lo interesante a resaltar de los resultados mostrados es que si observamos el ángulo y

velocidad sin referencia, Figuras 6.13 parte superior y 6.14, se puede concluir que el sistema sale de sincronismo. Sin embargo, tomando como referencia el generador 2 situado en el nodo 4, del comportamiento de ángulo se puede deducir que el sistema llegará eventualmente a su estado de equilibrio, Figura 6.13 parte inferior. Esto último también se observa en las corrientes de los generadores, en el par eléctrico y en las variables de carga. En todas estas variables se ve que eventualmente van a llegar a un estado estable.

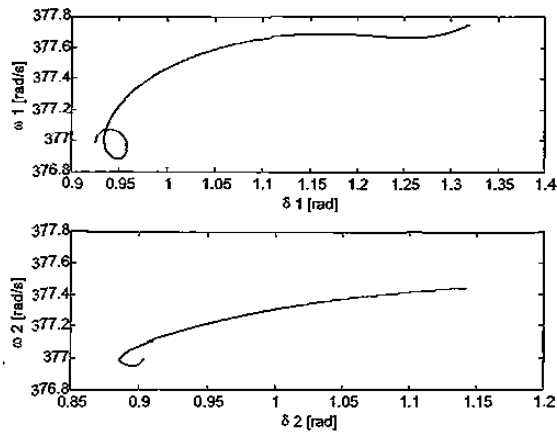


Figura 6.15 Plano de fase de los generadores del SMM, análisis transitorio

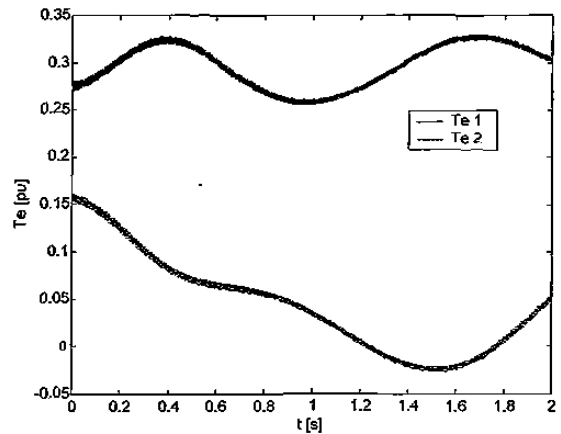


Figura 6.16 Par eléctrico en los generadores del SMM, análisis transitorio

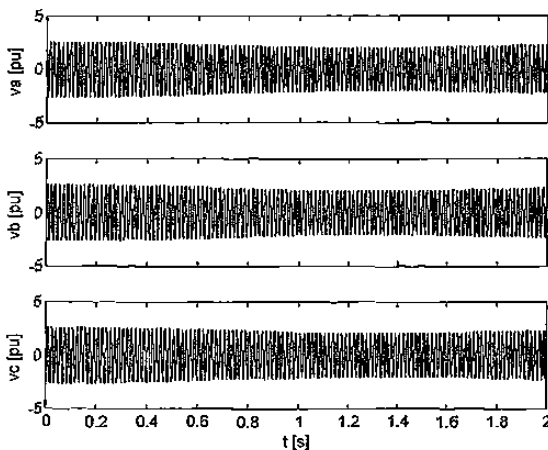


Figura 6.17 Voltaje en el nodo de carga, análisis transitorio

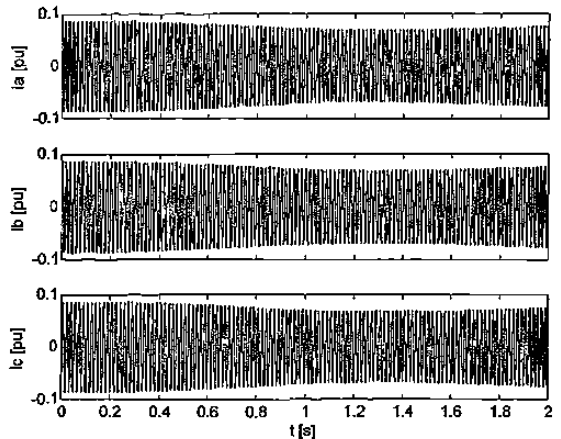


Figura 6.18 Corriente en la carga RL, análisis transitorio

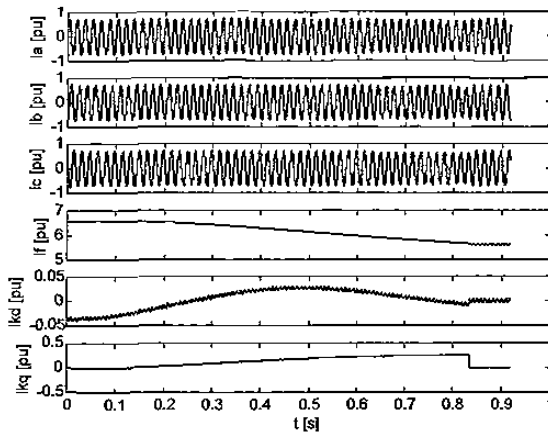
En este estudio no se está considerando que los generadores inyecten armónicos; las oscilaciones montadas sobre la onda fundamental, principalmente de par eléctrico y la corriente del devanado  $k_d$  de los generadores se debe a los componentes del SMM.

Es importante hacer notar que para este caso no se puede aplicar aceleración al estado estable

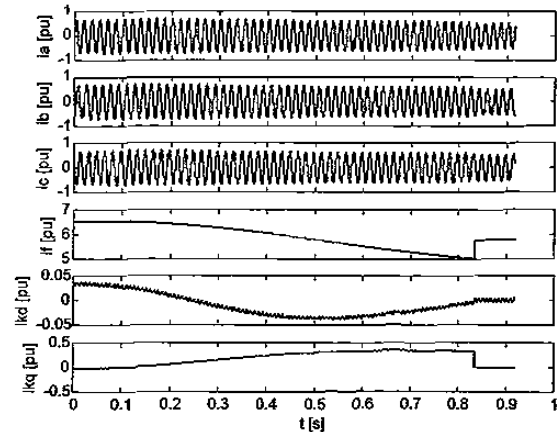
porque como las velocidades y ángulos están creciendo continuamente el proceso de aceleración no converge, debido a la falta de referencia.

### 6.7.2 SMM con Referencia

Completando el caso anterior, ahora se toma como referencia el generador 2, pero no como se indicó en el caso anterior, graficar el ángulo del generador 1 respecto al del generador 2. Sino que para este caso se toma constante  $\delta_2$  con lo que realmente se debe eliminar su correspondiente ecuación diferencial y se deja que su velocidad se pueda mover libremente. Graficando las mismas variables que para el caso anterior, se tienen las Figura 6.19 a 6.26 donde ahora se obtiene el estado estable al aplicar el proceso de aceleración de la convergencia numérica. Principalmente se nota en las variables del rotor, las mecánicas y el par eléctrico. Aquí es importante aclarar que en el modelo de los hidrogenadores, para este caso de estudio, no se está considerando la inyección de armónicos, las oscilaciones que presentan los resultados son debidos a los elementos del sistema únicamente.



**Figura 6.19** Corrientes en el generador1 del SMM, con aceleración al estado estable

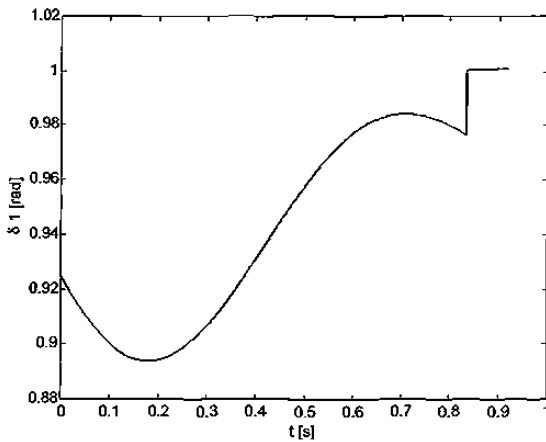


**Figura 6.20** Corrientes en el generador2 del SMM, con aceleración al estado estable

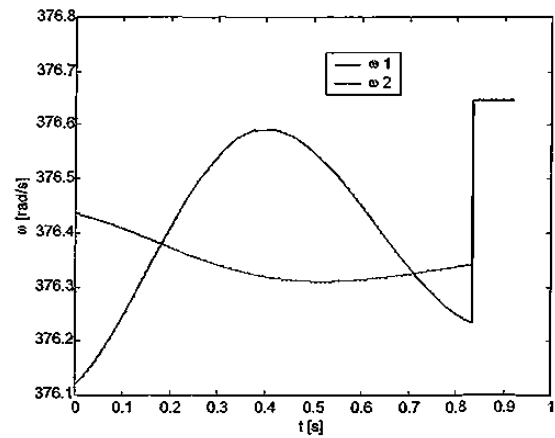
Para este caso el sistema requirió de 3 iteraciones Newton en llegar al estado estable con una tolerancia de  $10^{-10}$  p.u. y usando un paso de integración de  $h=3.255 \times 10^{-5}$  s, el método de integración usado fue el Runge-Kutta. Revisando el diagrama de flujo de la Figura 5.1 se puede ver que el sistema se evaluó 287 ciclos. Aquí es importante resaltar que el tiempo de la simulación es real hasta antes de aplicar la aceleración numérica. Es decir, por ejemplo en la Figura 6.21, el último punto calculado con la integración numérica normal es para un tiempo de 0.82s y el valor de  $\delta$  es de 0.975, hasta aquí es tiempo real, posteriormente se aplica el proceso de aceleración y entra el algoritmo de



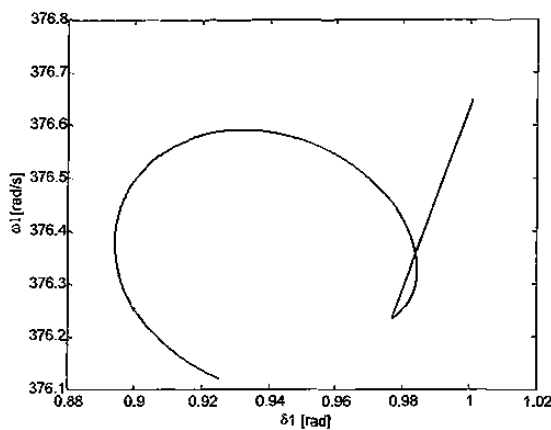
Newton durante el cual el tiempo real no se mueve, aunque el tiempo de cómputo sí, entonces ignorando éste, parecería que pasamos de un estado transitorio al estable en forma instantánea, aclarando que durante este proceso de solución se toman en cuenta todas las características de la red eléctrica con los datos que se proporcionan de entrada. Por lo tanto de 0.82s en adelante el tiempo indicado en las gráficas ya no corresponde al real. Entonces las líneas que unen los últimos puntos calculados por la integración numérica normal con el valor de estado estable representan el comportamiento del sistema durante la aceleración, simplemente son el paso de un estado transitorio a uno estable. Además nos ayudan a ver el grado de error, con respecto al estado estable, de las variables de estado si detuviéramos la simulación antes de la aceleración.



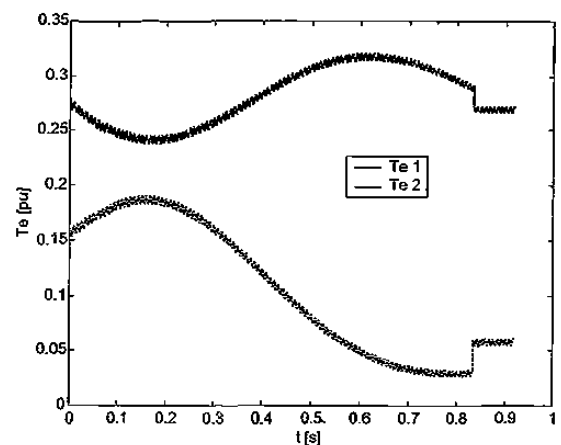
**Figura 6.21** Ángulo de carga del generador 1 del SMM, con aceleración al estado estable



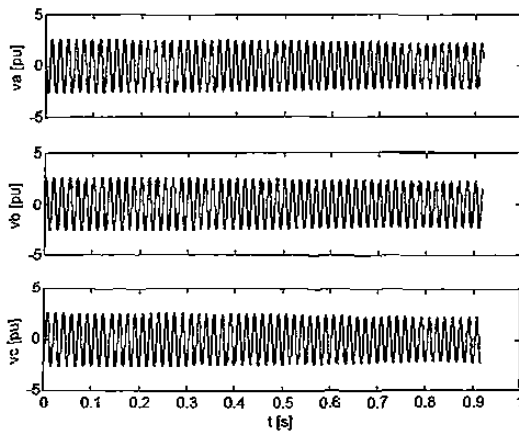
**Figura 6.22** Velocidad de los generadores del SMM, con aceleración al estado estable



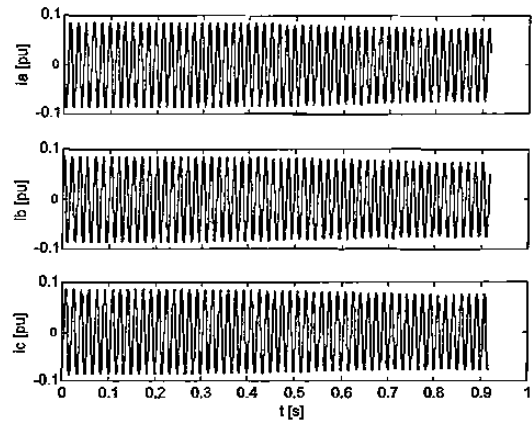
**Figura 6.23** Plano de fase del generador 1 del SMM, con aceleración al estado estable



**Figura 6.24** Par eléctrico en los generadores del SMM, con aceleración al estado estable



**Figura 6.25** Voltaje en el nodo de carga, con aceleración al estado estable



**Figura 6.26** Corriente en la carga RL, con aceleración al estado estable

Recuérdese que las evaluaciones del sistema de EDA's por ciclo depende del paso de integración. Aquí parecería que en realidad el proceso de aceleración consume mucho tiempo y la velocidad de solución es relativa. Si evaluamos el sistema con el número de ciclos equivalente a cada aplicación de la aceleración no se llegaría al estado estable; recordando que cada aplicación de la aceleración implica resolver el sistema un número de veces igual al número de estados más dos, esto se comprobó en un sistema más pequeño en §5.3.1.1, Figura 5.3. Cabe aclarar que el proceso de aceleración consume la mayor cantidad de tiempo en calcular el Jacobiano por diferencias finitas. Si se usan técnicas para acelerar este cálculo, el tiempo en la obtención del estado estable se vería reducido en mucho.

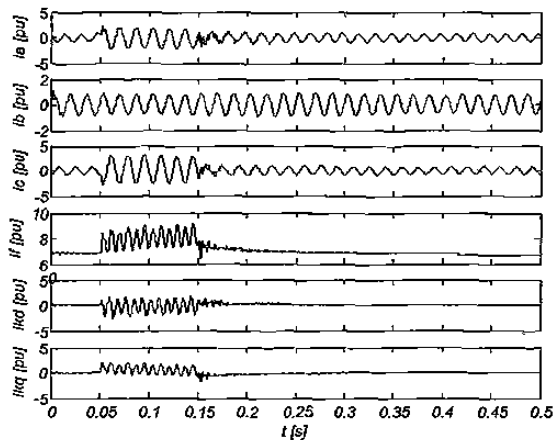
Observando las gráficas de las variables de interés se puede analizar la estabilidad transitoria del sistema, así como el estado estacionario al que llegaría. Así como si se parte de una condición de estado estable y se aplica una pequeña perturbación estaríamos en posición de analizar la estabilidad dinámica del sistema.

### 6.7.3 SMM con Falla Monofásica a Tierra en el Nodo de Carga

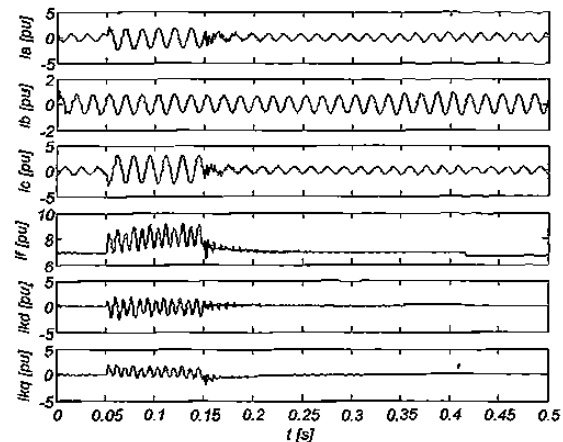
Partiendo del estado estable en condiciones nominales, como condiciones iniciales, se simula el SMM aplicándole una falla monofásica a tierra en el instante de 0.05 s y quitándola en 0.15 s. Dicha falla consistió en aterrizar el voltaje de la fase c en el nodo de carga. Posteriormente se deja el transitorio de posfalla hasta que se cumplen 25 ciclos de simulación (0.4167 s) y se aplica el proceso de aceleración numérica.

Las Figuras 6.27-6.34 muestran los resultados de corrientes en el generador 1 y 2, el desplazamiento angular, velocidad, plano de fase y par eléctrico, respectivamente. Se observa que las corrientes en las máquinas son muy similares, la fase más cargada es la *c* ya que es donde se aplicó la falla en la carga; si observamos los parámetros la diferencia estriba en que una de ellas tiene mayor constante de inercia, es decir la máquina 2 es más grande y por lo mismo se tomó como referencia. En las Figuras 6.29 y 6.30, que muestran el ángulo y la velocidad, respectivamente, se refleja claramente el momento en que se obtiene el estado estable. En la gráfica de velocidades se puede notar que la máquina 1 se tiende a “mover” con más facilidad y por lo mismo también al momento de quitar la falla es la que tiende a tener oscilaciones -en magnitud- más pronunciadas, no así la máquina de referencia que presenta una solución más atenuada, como se puede observar en la Figura 6.30 inmediatamente antes del estado estable. Aquí se modificó el factor de carga del control de velocidad para obtener una  $\omega$  mayor a la síncrona, para trabajar el sistema acelerado y observar la magnetización de los transformadores, esta comparación se realiza en el último capítulo.

En el plano de fase, Figura 6.31, se muestra la trayectoria de estabilidad del sistema y en las gráficas de par eléctrico, Figura 6.32, se puede observar que el comportamiento de las máquinas es virtualmente idéntico. La comprobación de que la falla está bien aplicada se ilustra en las Figuras 6.33 y 6.34, de voltaje en el nodo de carga y corriente en la carga, respectivamente. Aquí el voltaje en la fase *c* es cero y se observa el efecto en las dos fases restantes que también tiende a disminuir, esto es debido a las condiciones en que se encuentra el sistema, el cual está proporcionando casi la totalidad de la potencia de los generadores a la carga. Si se observa detenidamente la Figura 6.34 que muestra las corrientes, se ve que éstas no presentan el transitorio de igual manera que el voltaje al aplicar y quitar la falla. Ante esta falla es interesante ver qué es lo que pasa en los transformadores, en las Figuras 6.35 y 6.36 se presentan las corrientes y curvas de saturación para el transformador 1 y en las Figuras 6.37 y 6.38 los resultados de las mismas variables para el transformador 3.



**Figura 6.27** Corrientes en el generador 1 del SMM, con falla asimétrica



**Figura 6.28** Corrientes en el generador 2 del SMM, con falla asimétrica

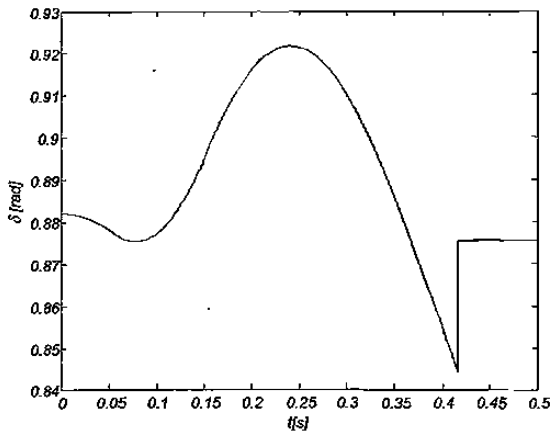


Figura 6.29 Ángulo de carga del generador 1 del SMM, con falla asimétrica

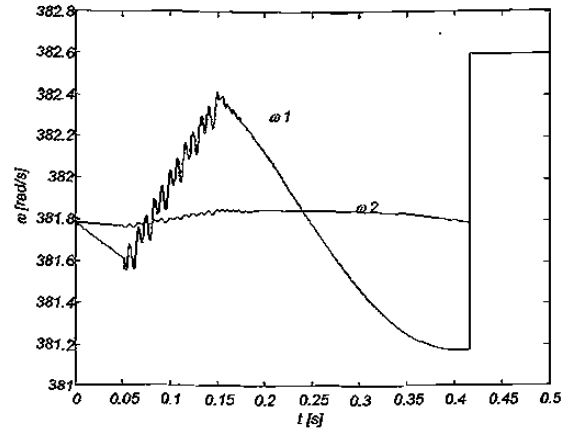


Figura 6.30 Velocidad de los generadores del SMM, con falla asimétrica

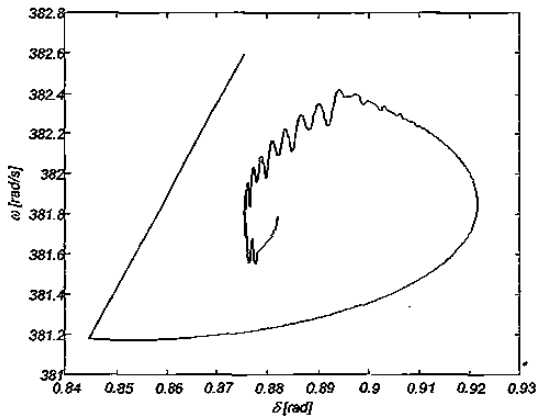


Figura 6.31 Plano de fase del generador 1 del SMM, con falla asimétrica

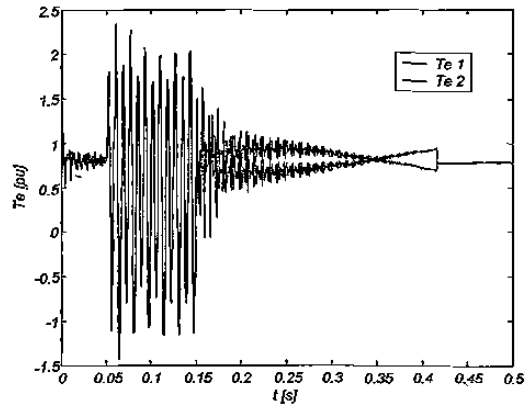


Figura 6.32 Par eléctrico en los generadores del SMM, con falla asimétrica

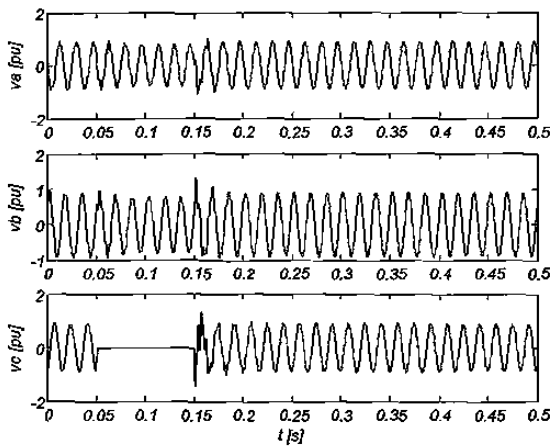


Figura 6.33 Voltaje en el nodo de carga, con falla asimétrica

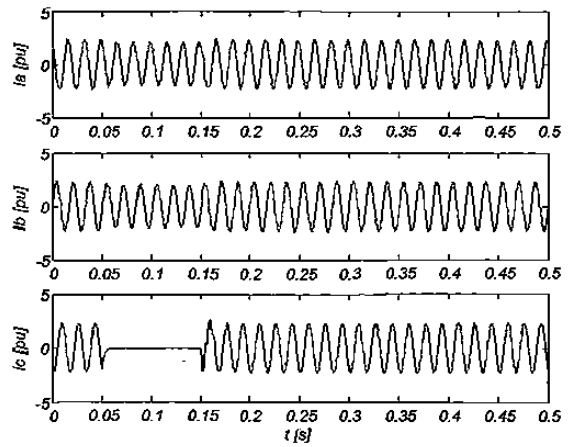
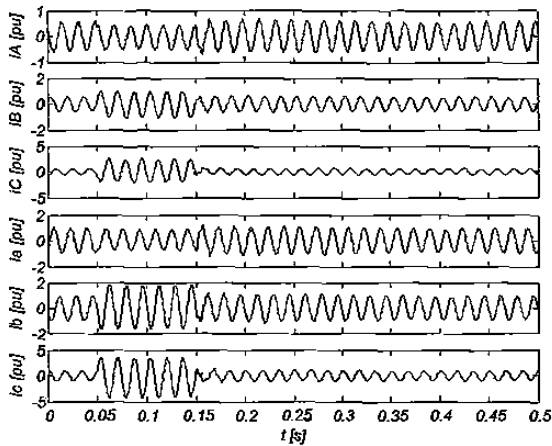


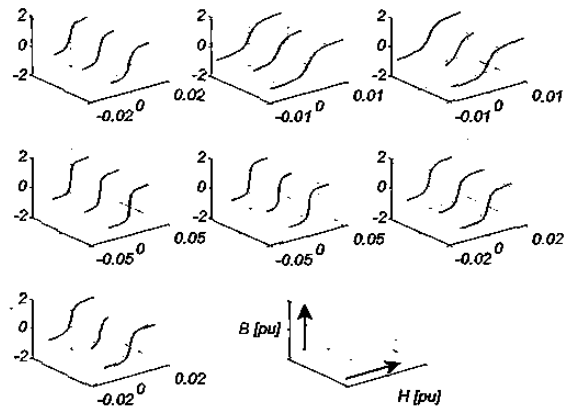
Figura 6.34 Corriente en la carga RL, con falla asimétrica

Es importante recordar que el transformador 1 está conectado en delta-estrella aterrizada y el 3 en estrella aterrizada-estrella aterrizada; analizando las corrientes se puede observar que las corrientes en *c* son las que presentan los mayores incrementos durante la falla. En la fase *b* también se observa incremento, no así para la fase *a* que presenta una disminución en su corriente, esto se puede observar en ambos transformadores, solo que en el transformador 3 se tiene aproximadamente el doble que en el transformador 1 ya que 3 es alimentado a través de 1 y 2 que son idénticos.

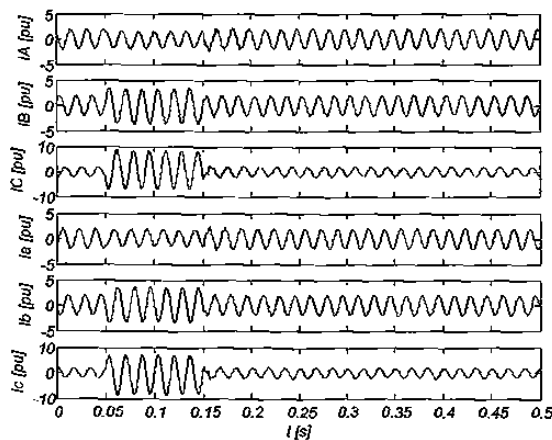
Ahora, si se observa el comportamiento magnético de los mismos transformadores, tomando las Figuras 6.36 y 6.38 como matrices los elementos (1,1), (1,2) y (1,3) corresponden a las piernas internas del transformador de 5 columnas, cuyo modelo es el usado en el SMM; los elementos (2,1) y (2,2) corresponden a los yugos y los elementos (2,3) y (3,1) son las piernas externas. En las Figuras 6.36 y 6.38, el tercer eje es solo para poder defasar las tres gráficas y así poder ver sus diferencias.



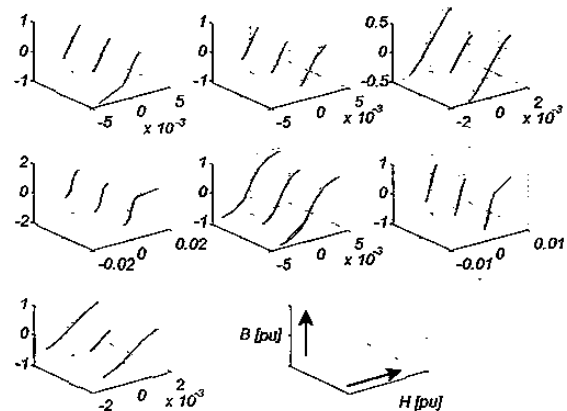
**Figura 6.35** Corrientes en el transformador 1 del SMM, con falla asimétrica



**Figura 6.36** Comportamiento magnético del transformador 1 del SMM, con falla asimétrica



**Figura 6.37** Corrientes en el transformador 3 del SMM, con falla asimétrica



**Figura 6.38** Comportamiento magnético del transformador 3 del SMM, con falla asimétrica

Las gráficas de saturación están en tres dimensiones viéndolas de frente hacia el fondo son las correspondientes al estado estable, transitorio al aplicar la falla y estado estable después de la falla y se está graficando solo el primer ciclo en cada situación. Para este tipo de falla es notorio que el transformador 1 presenta un mayor grado de saturación en cada uno de sus elementos comparado con el transformador 3. Aquí no se indica el transformador 2 porque debido a la simetría de los nodos 1 y 2 con 3 y 4 respecto a la carga del sistema de prueba, los resultados de los transformadores 1 y 2 son relativamente iguales.

#### 6.7.4 SMM con Cambio de Impedancia en la Carga

Para el análisis de este disturbio se parte de condiciones de estado estable ya obtenidas. El disturbio consiste en reducir el efecto de la carga **RL**, multiplicando sus valores por 1.5 y disminuyendo el efecto capacitivo equivalente situado en el nodo de carga. El proceso de simulación en tiempo es idéntico a la falla previamente analizada. Para este tipo de disturbio las corrientes, Figuras 6.39 y 6.40, de ambos generadores disminuyen durante el periodo de falla, esto es debido a que la carga requiere de menos potencia, y se sigue observando la simetría de los generadores. Observando las figuras correspondientes al disturbio de disminución de carga, que abarcan de la 6.39 a la 6.50, se ve primeramente que es un disturbio simétrico y las corrientes **a**, **b**, **c**, **f**, **kd** y **kq** de los generadores se mueven casi en forma idéntica, así mismo como el disturbio fue una reducción de carga su efecto se muestra en una reducción de corrientes. En las Figuras 6.41-6.43, que indican las variables mecánicas, se observa el comportamiento del sistema durante y después de la falla, por ejemplo si se refiere al tiempo de 0.42 s aproximadamente de la gráfica del ángulo de carga, se podría concluir que el sistema tendería a salirse de sincronismo, sin embargo, al aplicar la aceleración al estado estable se nota que el sistema sí regresa a una posición de equilibrio. Aunque para este caso no es la misma de prefalla sino que, de la Figura 6.42, se observa que el sistema sufre una aceleración.

Respecto a la Figura 6.44 se puede indicar que el par eléctrico durante la falla se reduce por lo que la potencia mecánica es mayor y el sistema tiende a acelerarse, al retirar el disturbio ocurre lo contrario, finalmente al observar el estado estable se aprecia la contribución de cada generador.

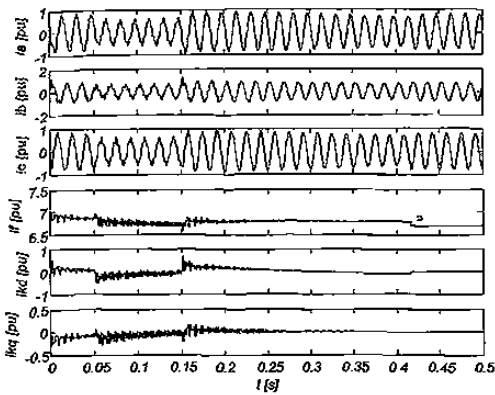


Figura 6.39 Corrientes en el generador1 del SMM, con cambio en la carga

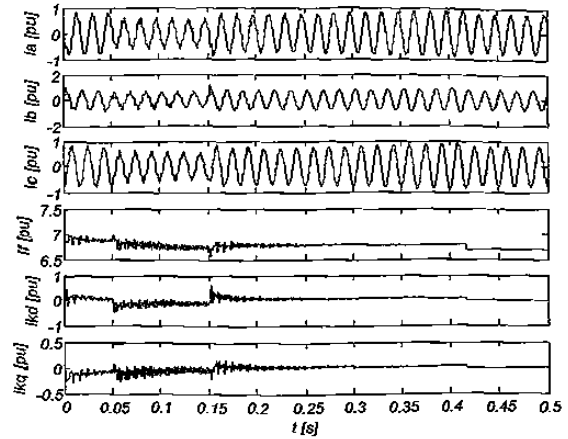


Figura 6.40 Corrientes en el generador2 del SMM, con cambio en la carga

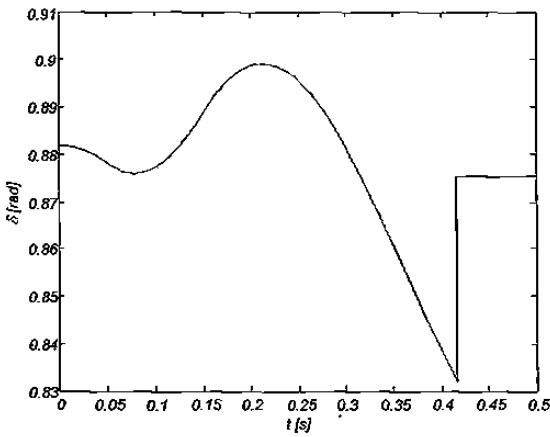


Figura 6.41 Ángulo de carga del generador 1 del SMM, con cambio en la carga

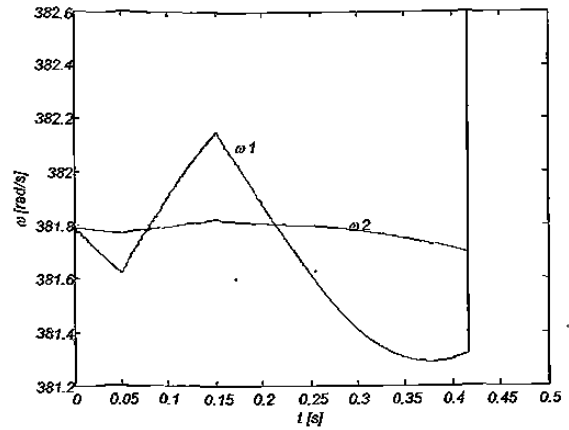


Figura 6.42 Velocidad de los generadores del SMM, con cambio en la carga

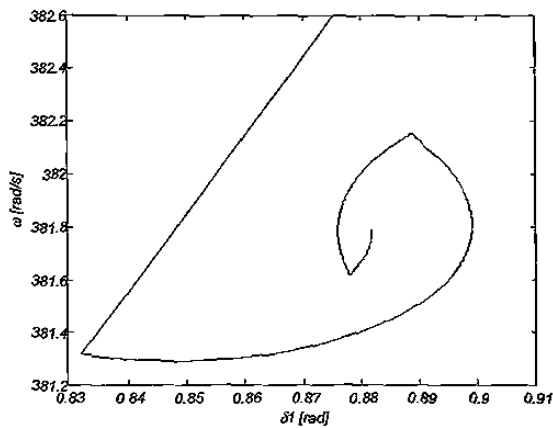


Figura 6.43 Plano de fase del generador 1 del SMM, con cambio en la carga

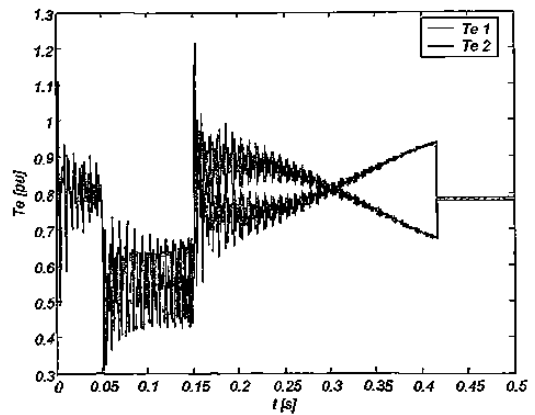
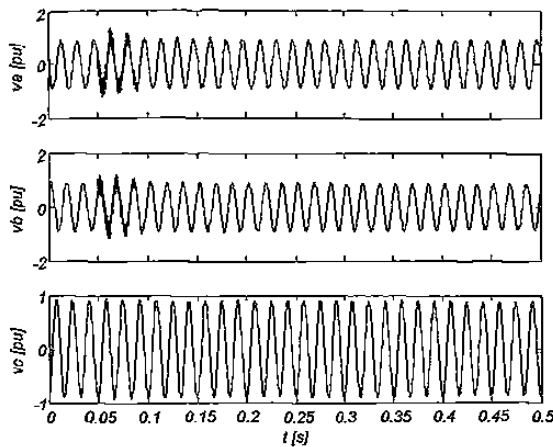
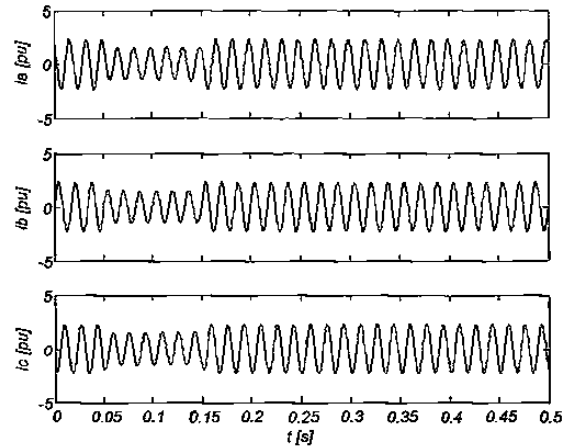


Figura 6.44 Par eléctrico en los generadores del SMM, con cambio en la carga



**Figura 6.45** Voltaje en el nodo de carga, con cambio en la carga



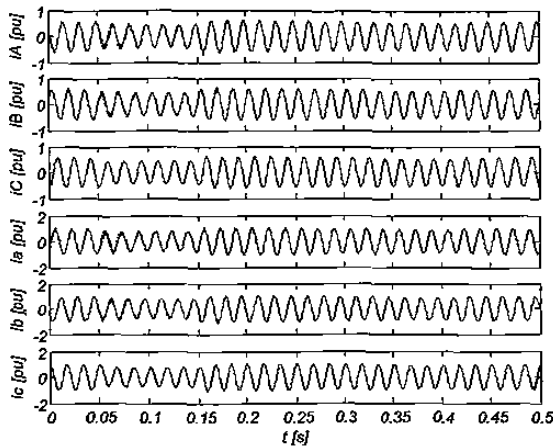
**Figura 6.46** Corriente en la carga RL, con cambio en la carga

En las Figuras 6.45 y 6.46 se ilustra la respuesta en el nodo de carga y se observa que la corriente disminuye de acuerdo a que se requiere menos potencia de carga, sin embargo el voltaje aumenta, esto último es más notorio en los primeros ciclos de falla, y es lógico debido a que la dinámica del sistema no cambia instantáneamente, es decir, la respuesta de los controles de velocidad en los generadores requiere de un determinado tiempo.

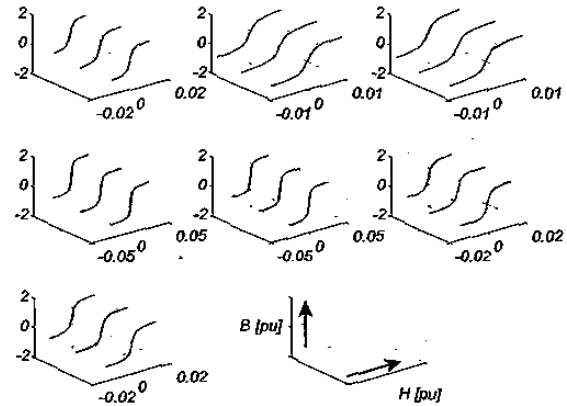
Las Figuras 6.47 y 6.48 corresponden a las variables del transformador 1 que está conectado en delta-estrella aterrizada y las Figuras 6.49 y 6.50 son las mismas variables pero para el transformador 3 el cual está conectado en estrella aterrizada-estrella aterrizada. Se observa que el efecto en las corrientes durante el disturbio es el mismo que en los demás elementos del sistema, disminuye. Por otro lado, aquí volvemos a corroborar que un transformador delta-estrella aterrizada presenta mayor grado de saturación en sus elementos ferromagnéticos que uno conectado en estrella aterrizada-estrella aterrizada, pero cabe aclarar que para este caso el transformador estrella aterrizada-estrella aterrizada está transformando el doble de capacidad del 1 y 2. De cualquier manera se alcanza a apreciar que los yugos son los elementos que presentan mayor grado de saturación. Cabe señalar que en estas figuras los gráficos de los transitorios se ven segmentados porque, como se indicó anteriormente, solo se está graficando el primer ciclo del transitorio al aplicar la falla.

Al igual que para los generadores, los transitorios en los transformadores para este caso específico son reducidos en magnitud, debido a que el incremento de la impedancia de carga no fue de una magnitud drástica para él. Otro punto importante a notar es que las corrientes en los devanados primario y secundario de cada fase están defasados  $180^\circ$  como se ve en el modelo del transformador indicado en la Figura 6.2.

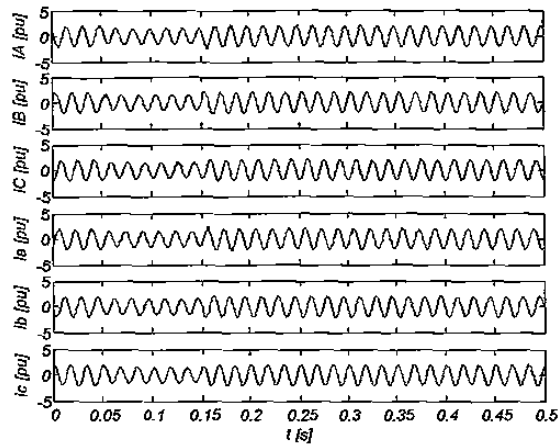




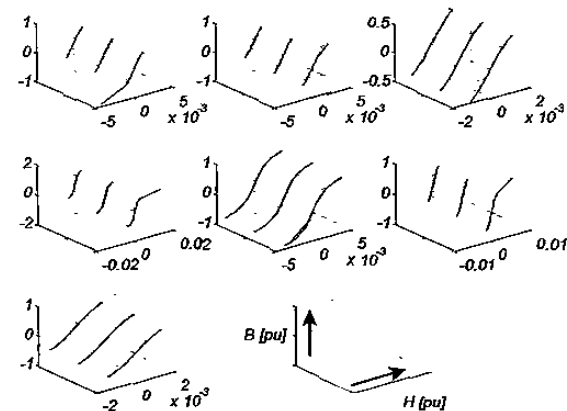
**Figura 6.47** Corrientes en el transformador 1 del SMM, con cambio en la carga



**Figura 6.48** Comportamiento magnético del transformador 1 del SMM, con cambio en la carga



**Figura 6.49** Corrientes en el transformador 3 del SMM, con cambio en la carga



**Figura 6.50** Comportamiento magnético del transformador 3 del SMM, con cambio en la carga

En las Figuras 6.48 y 6.50, el tercer eje permite defasar los resultados y visualizar los tres estados del sistema, prefalla, falla y posfalla.

## 6.8 Conclusiones

La interconexión de los modelos en coordenadas de fase **abc** desarrollados para generadores y transformadores, junto con sus controles, línea y cargas en **abc** forman el SMM cuyo análisis nos proporciona una información más verídica que los modelos tradicionales en **dq0** y secuencias. En **abc**, como se pudo observar, el aplicar cualquier tipo de falla simétrica o asimétrica es directa y tenemos la información de todas las variables. El costo es mayor tiempo de cómputo y mayor

memoria pero a cambio tenemos más precisión para el diseño de sistemas de control y/o protección.

Lo interesante es en el proceso de análisis ya que permite estudiar estabilidad transitoria en el sistema en estudio y posteriormente obtener la aceleración numérica al estado estacionario del mismo. Una nota relevante es que la obtención del estado estacionario aplicando este método, se obtiene solo si el sistema en análisis lo tiene y cuenta con una referencia angular fija, de lo contrario el proceso de aceleración numérica de la convergencia al estado estacionario no converge. Para el caso de SEP se toma como referencia fija el ángulo de carga del generador de mayor capacidad.

Otro punto a favor de la aceleración numérica de la convergencia al estado estable es que se puede estudiar el transitorio de un sistema por un periodo de tiempo suficiente para su análisis en este estado, e inmediatamente después aplicar el proceso indicado y obtener el estado estacionario del sistema, si este lo tiene. El obtener el estado estacionario utilizando el procedimiento descrito si ahorra tiempo en comparación de la integración de punto por punto directa.

Finalmente se está utilizando el método de aceleración numérica de la convergencia tipo Newton, aplicando como método de integración el Runge Kutta de cuarto orden. Se usa éste en lugar de la Regla Trapezoidal, ampliamente usada en los SEP's, debido a que el primero es más exacto en las no linealidades como es en la aplicación o anulación de las fallas.

# Capítulo 7

## *COMPARACIÓN DEL SMM IMPLEMENTADO EN COORDENADAS ABC vs MODELOS CONVENCIONALES*

### **7.1 Introducción**

El sistema eléctrico de potencia es uno de los sistemas más complejos diseñados, construidos y operados por ingenieros. Debido a que la electricidad no se puede almacenar en grandes cantidades, la operación del sistema de potencia tiene que ser continua y adaptarse a los requerimientos de la carga. El sistema de potencia realmente nunca está en estado estable ya que la carga siempre está cambiando, el objetivo es mantener en ésta el voltaje y la frecuencia constantes, por lo cual son pertinentes los diferentes controles en las máquinas generadoras, transformadores, líneas de transmisión y compensadores de potencia reactiva. Un sistema interconectado no puede operar sin controles, éstos son una combinación de controles manuales realizados por el operador y controles automáticos. Los primeros se refieren a la potencia que se quiere que el generador proporcione al sistema y los automáticos entran en operación cuando se requiere un ajuste rápido para mantener el voltaje y la frecuencia dentro de los límites de operación después de haber ocurrido un disturbio súbito en el sistema.

De acuerdo con esta dinámica del sistema, es menester simular el comportamiento del mismo ante posibles cambios de crecimiento en un futuro y/o el estudio y análisis de las posibles fallas en los puntos más críticos, es decir, sensibilizarse en la operación del sistema y así tener más herramientas para las acciones de control del mismo.

Estas simulaciones se realizan en su mayoría utilizando la red en secuencia positiva y los generadores en sus coordenadas  $dq0$ . Actualmente ya se tiene a disposición software, tanto comercial como libre, que utiliza los modelos de la red en coordenadas  $abc$ , sin embargo, los generadores siguen teniendo el modelo en  $dq0$ . Las utilerías de SEP's en SIMULINK® de MatLab llamadas SimPowerSystems (SPS), son uno de éstos últimos y debido a que su utilización está en aumento, en el desarrollo de este capítulo se realiza la comparación del modelo propuesto en este trabajo y el equivalente implementado en SPS-SIMULINK®.

## 7.2 Utilerías de sistemas de potencia en MatLab-SIMULINK®

El MatLab® es un programa de matemáticas de propósito general dentro del cual se tiene el SIMULINK® que es un software para modelar, simular y analizar sistemas dinámicos. Las herramientas de sistemas de potencia en SIMULINK®, SPS, son desarrolladas por TEQSIM Inc. y Hydro-Quebec [133]. El SIMULINK® provee una interfase gráfica al usuario para construir los modelos a analizar como diagramas de bloques. La librería de sistemas de potencia contiene bloques ya implementados que representan a los dispositivos y elementos más comunes en los sistemas eléctricos de potencia. Existen dos tipos de bloques en SIMULINK®, los primeros son de medición y fuentes controladas que actúan como enlaces entre las señales eléctricas, como son el voltaje y la corriente, y los bloques de SIMULINK® propiamente dichos. Estos últimos son los que representan al sistema y/o sus elementos como funciones transferencia.

Construido el sistema por la interconexión de bloques se procede a su inicialización, para lo cual SIMULINK® contiene librerías para tal efecto, para el caso particular de sistemas eléctricos de potencia se tiene la librería que permite calcular los flujos de potencia y condiciones iniciales de los generadores. Posteriormente se realiza la simulación utilizando el método numérico más adecuado

de acuerdo a las características del sistema, es decir, si un sistema de ecuaciones diferencial-algebraico es rígido o no. El MatLab-SIMULINK® contiene un gran número de métodos numéricos implementados para este efecto. La versión de MatLab® utilizada en este trabajo es la 6.5 y la versión de SIMULINK® es 3.0.

### 7.3 Caso de estudio modelado en SPS-SIMULINK®

El sistema de potencia analizado en el capítulo 6, Figura 6.7, se modela en SPS-SIMULINK® haciendo las transformaciones y consideraciones necesarias de acuerdo a los parámetros que se requieran en SPS-SIMULINK®. Esto es como sigue, el generador está modelado en la referencia **dq0** y sus parámetros se piden algunos en *p.u.* y otros en unidades reales, los parámetros en unidades reales son normalmente la potencia, voltaje y frecuencia que se usan como base para el sistema *p.u.*; para las líneas de transmisión se solicitan los datos de secuencias en unidades reales así como los elementos en derivación y para las cargas se requieren los valores de potencia en unidades reales. Para los transformadores los datos se piden en forma similar a los generadores, es decir, los valores que nos van a dar la base en unidades reales y todos los demás en *p.u.* Los transformadores trifásicos son modelados en SPS-SIMULINK® mediante tres módulos de transformador monofásico por lo que aquí ya se tiene una gran diferencia a como se modela en la Figura 6.7, donde los transformadores son de núcleo común de 5 columnas. Así mismo, en SPS-SIMULINK® la saturación es modelada para cada fase como se indica en la Figura 4.9 y esta característica no lineal del núcleo es aproximada por segmentos de líneas.

Entonces, realizando las modificaciones a los valores, todos en *p.u.*, del sistema de la Figura 6.7 y ajustando todo a una potencia base de 100 MVA, se implementa el sistema en SPS-SIMULINK® y éste es mostrado en la Figura 7.1. Todos los datos de los elementos a la potencia base y a como son requeridos en SPS-SIMULINK® se indican en el apéndice B.4.

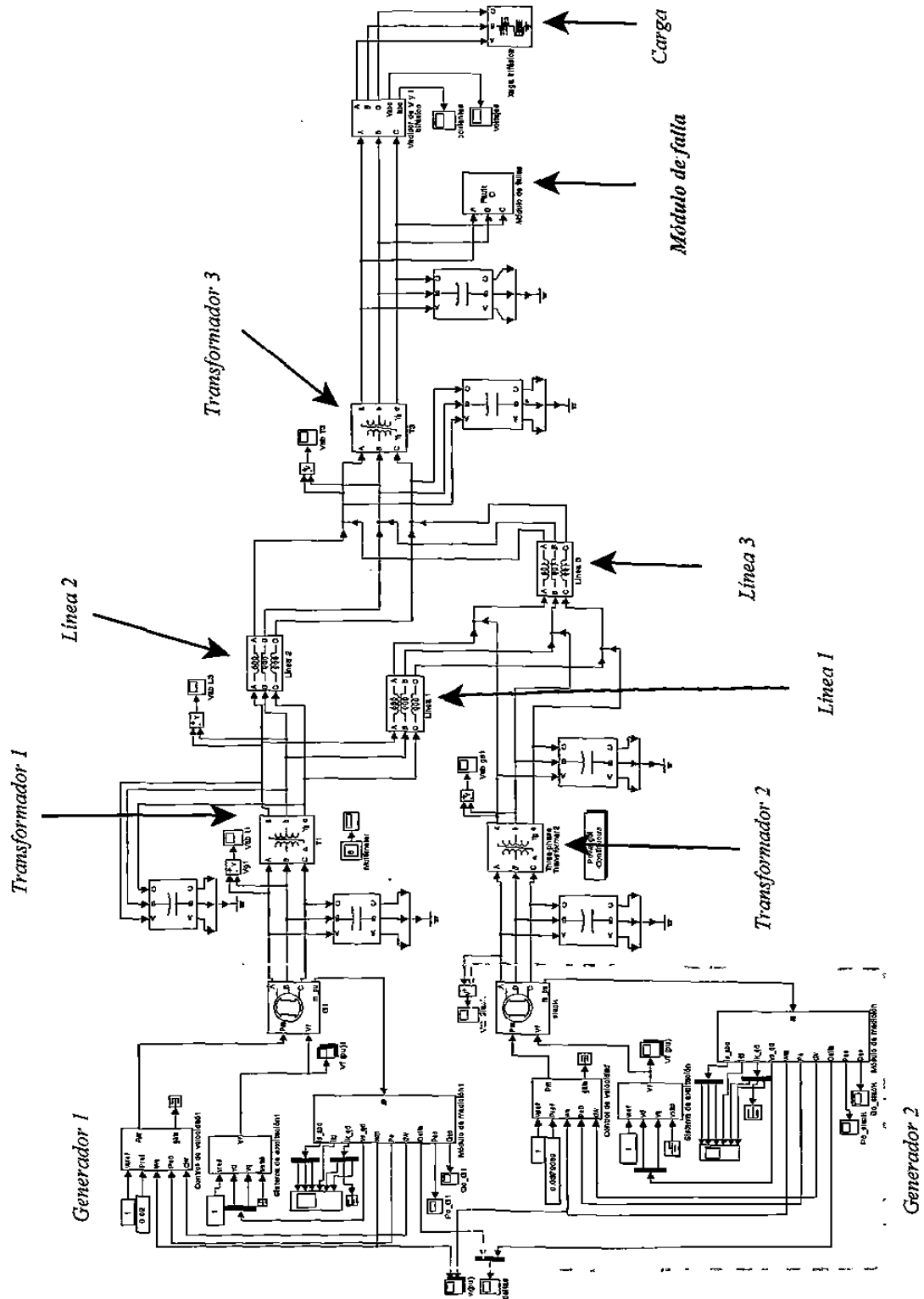


Figura 7.1 Sistema de prueba en SPS-SIMULINK®

### 7.4 Comparación del SMM resuelto con la metodología abc y con SPS-SIMULINK®

El sistema multimáquina analizado en el capítulo 6 se resuelve utilizando SPS-SIMULINK®. Se decidió usar este programa debido a la gran aceptación que está teniendo en el campo de desarrollo e investigación así como académico. En la Figura 7.1 se muestra el sistema implementado en SPS-SIMULINK®. A continuación se muestran los resultados de simular el SMM indicado en coordenadas **abc** y en SPS-SIMULINK® que se basa en el modelo **dq0**. Las figuras que muestran los resultados abarcan de la Figura 7.2 a la 7.17; las figuras del lado izquierdo se refieren a las variables del modelo en coordenadas **abc** y las figuras del lado derecho son las obtenidas con el sistema implementado en SPS-SIMULINK®.

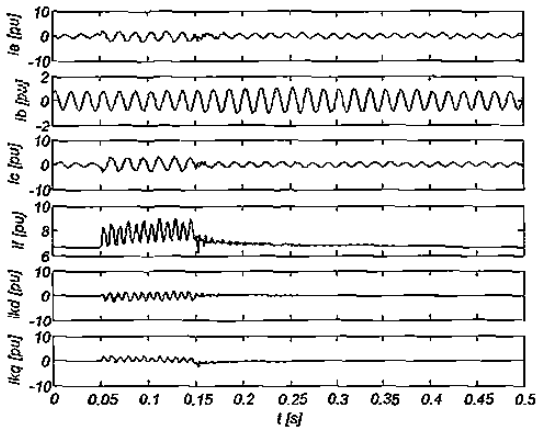


Figura 7.2 Corrientes en el generador 1 del SMM en abc

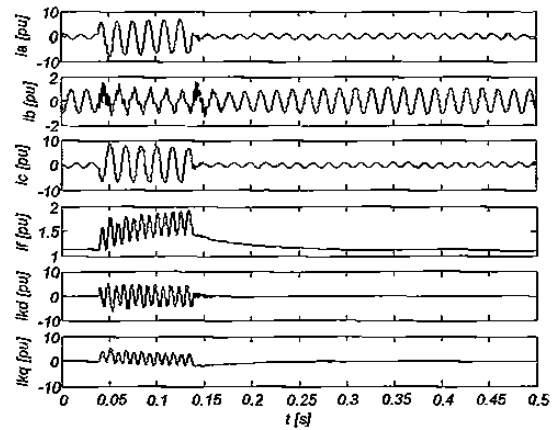


Figura 7.3 Corrientes en el generador 1 del SMM en dq0 con SPS-SIMULINK®

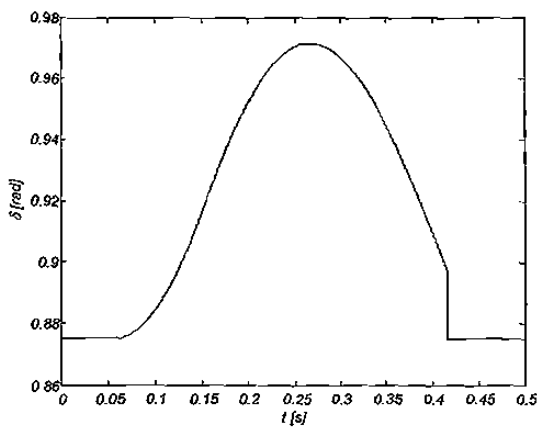


Figura 7.4 Ángulo de carga del generador 1 del SMM en abc

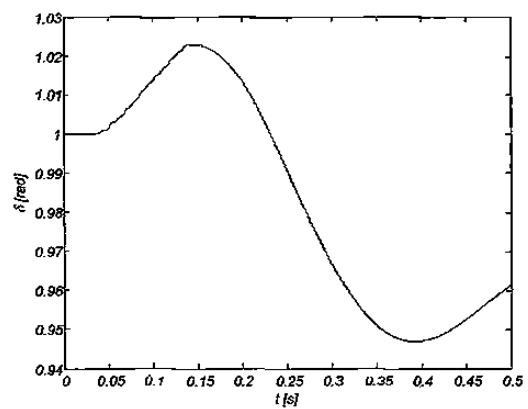
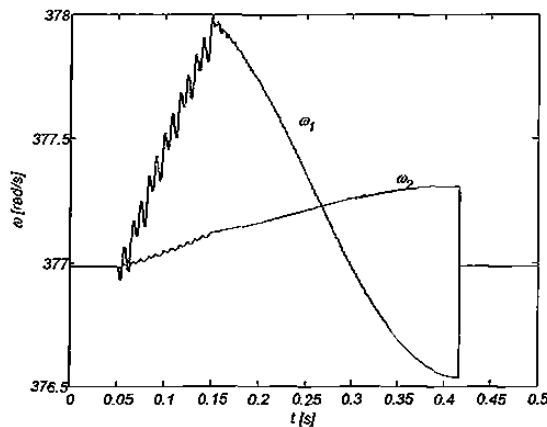
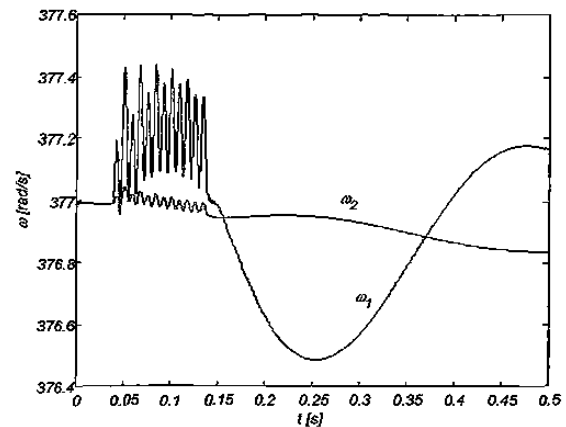


Figura 7.5 Ángulo de carga del generador 1 del SMM en dq0 con SPS-SIMULINK®

Los primeros resultados, Figuras 7.2 y 7.3, corresponden al generador 1, aquí es importante observar que en el estado estable los resultados son congruentes en valor y forma, no siendo así durante el periodo de falla. En el generador del SMM en coordenadas **abc**, los valores de la corriente en el periodo presentan una deformación muy leve mientras que en el modelo en **dq0** en SPS-SIMULINK®, Figura 7.3, esta deformación es más pronunciada y es más visible en la fase **b**. Posteriormente, se tienen los resultados de ángulos de carga donde se puede apreciar que el modelo en **dq0** presenta una respuesta que parece muy diferente a la de **abc**, aquí es donde se puede observar la diferencia que aunque pequeña es muy notoria, las condiciones iniciales, como son dos sistemas con número de ecuaciones diferente las condiciones iniciales son diferentes, en **abc** se obtienen resolviendo el sistema en el tiempo hasta un estado estable, mientras que en **dq0** se obtienen con un estudio de flujos, la principal diferencia estriba en los valores iniciales de la corriente de campo y del ángulo de carga en los generadores. Es por esta razón las diferencias en los resultados mostrados. En las Figuras 7.4 y 7.5 se observa que las condiciones iniciales de ángulo para el modelo en **dq0** y en **abc** son diferentes, esto debido principalmente a las reducciones y/o consideraciones que se hicieron al pasar de **abc** a **dq0** todos y cada uno de los elementos que conforman el SEP. Las Figuras 7.6 y 7.7 ilustran el mismo efecto pero en las variables de velocidad.



**Figura 7.6** Velocidad de los generadores del SMM en abc

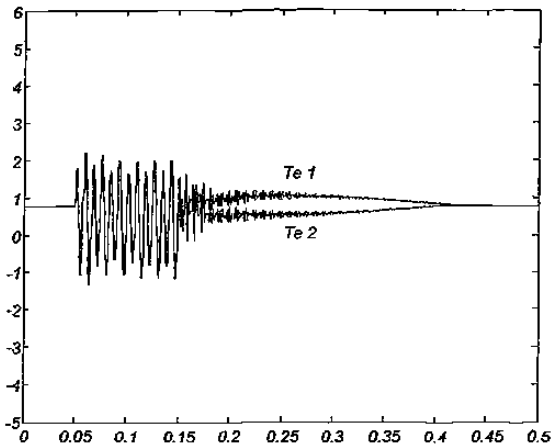


**Figura 7.7** Velocidad de los generadores del SMM en dq0 con SPS-SIMULINK®

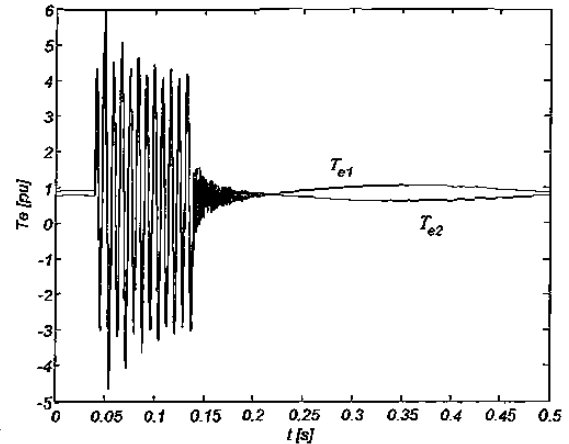
Las gráficas de velocidades, Figuras 7.6 a 7.7, son una excelente herramienta de análisis y aquí existe una diferencia considerable en ambos métodos. Durante la falla asimétrica en el SMM en coordenadas **abc** se observa que los generadores se aceleran y al quitar la falla inicia el proceso de oscilación, luego se aplica el acercamiento rápido al estado estable y se observa que regresa a su



velocidad inicial mientras que en el sistema implementado en SPS-SIMULINK®, es decir en coordenadas  $dq0$ , durante la falla sí hay oscilaciones de la velocidad pero no presentan una aceleración más o menos uniforme como en el caso de  $abc$ .

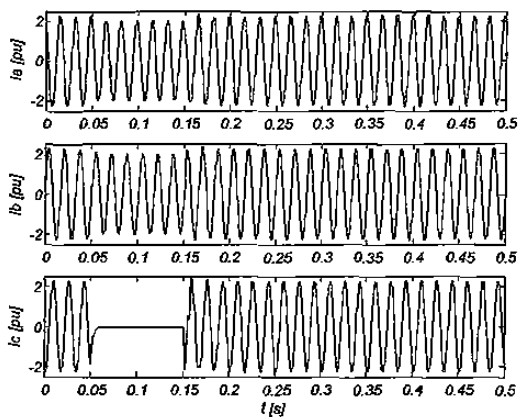


**Figura 7.8** Par eléctrico en los generadores del SMM en abc

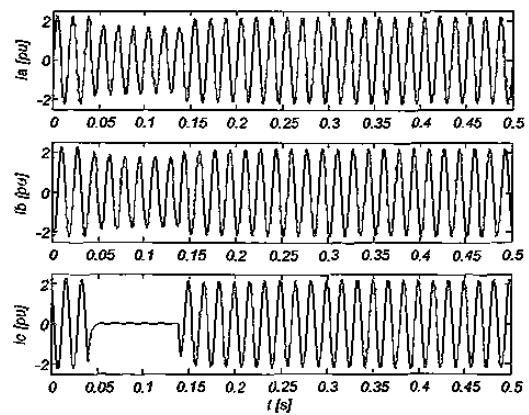


**Figura 7.9** Par eléctrico en los generadores del SMM en dq0 con SPS-SIMULINK®

Las respuestas del par eléctrico son muy similares, la diferencia primordial es en el sentido de que en el modelo  $dq0$  el transitorio del par eléctrico es mayor en magnitud, pero por otro lado, en el periodo de posfalla el modelo en  $abc$  presenta más variaciones.



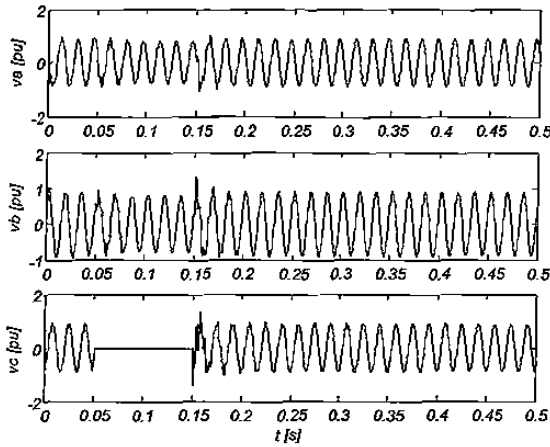
**Figura 7.10** Corriente en el nodo de carga del SMM en abc



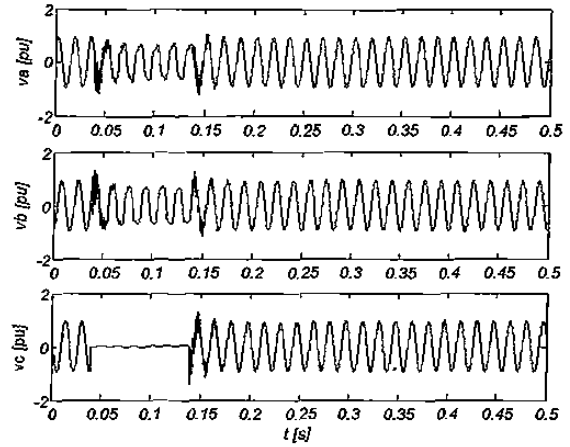
**Figura 7.11** Corriente en el nodo de carga del SMM en dq0 con SPS-SIMULINK®

En las Figuras 7.10 y 7.11 se tiene el comportamiento de la corriente en la carga, en este caso sucede algo muy similar y lógico como en el generador en estado estable, es decir, sus formas y valores de las respuestas de corriente son muy similares, la diferencia estriba en el periodo de falla,

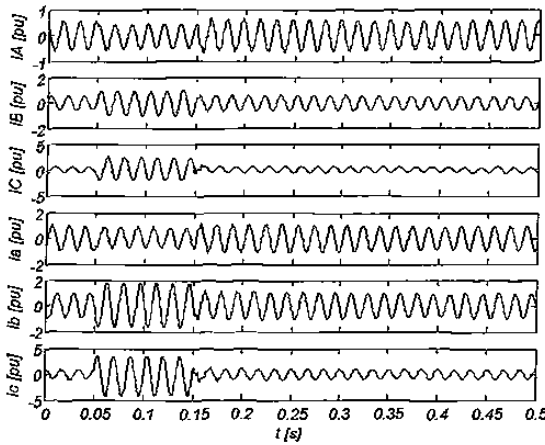
donde en el modelo en **dq0** se tienen pequeñas oscilaciones, debido a que es una falla monofásica, esto no pasa en el sistema en coordenadas **abc**. Este resultado es el mismo que para las respuestas en los voltajes de carga, donde aquí es menester resaltar que en los voltajes sus transitorios de cuando entra y se limpia la falla presentan más oscilaciones que en el modelo en **abc**.



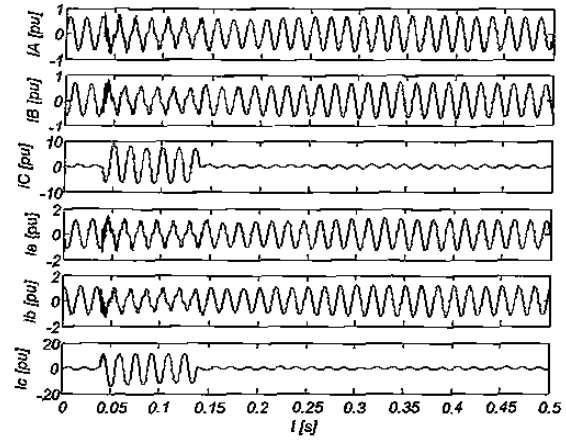
**Figura 7.12** Voltaje en el nodo de carga, con falla asimétrica del SMM en abc



**Figura 7.13** Voltaje en el nodo de carga, con falla asimétrica del SMM en dq0 con SPS-SIMULINK®



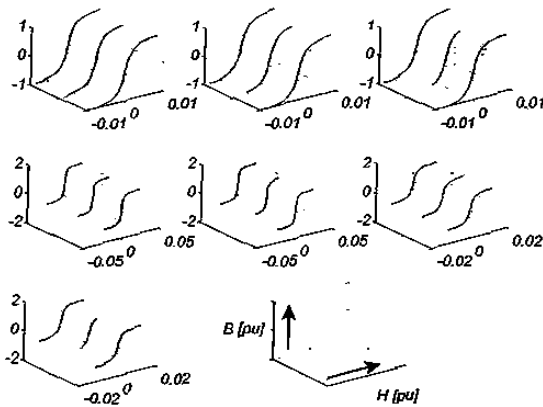
**Figura 7.14** Corrientes en el transformador 1 del SMM en abc



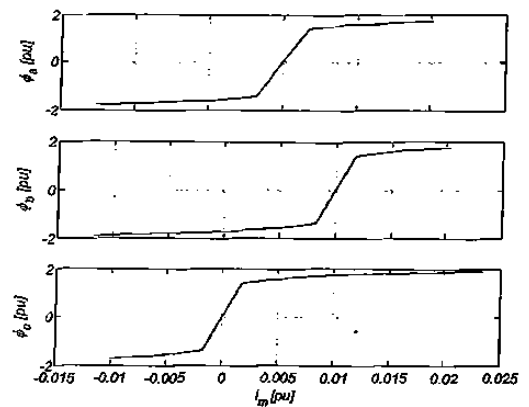
**Figura 7.15** Corrientes en el transformador 1 del SMM en dq0 con SPS-SIMULINK®

Algo que no debe pasar desapercibido es la respuesta de los voltajes y corrientes en las fases **a** y **b** cuando se presenta la falla de fase a tierra en la fase **c**, Figuras 7.10 a 7.13. Se puede observar que tanto el voltaje como la corriente disminuyen, lo cual es lógico desde el momento en que el SMM está operando en condiciones muy cercanas a las nominales, entonces al exigirle más potencia para

alimentar la falla, el sistema tiende a colapsarse.



**Figura 7.16** Comportamiento magnético del transformador 1 del SMM en abc

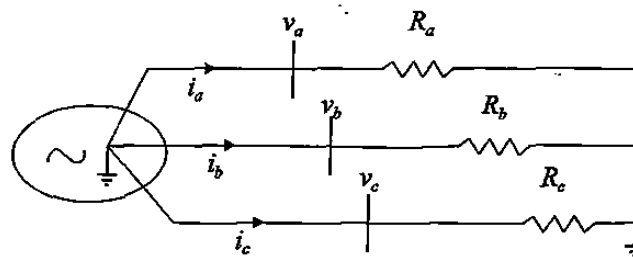


**Figura 7.17** Comportamiento magnético del transformador 1 del SMM en dq0 con SPS-SIMULINK®

Para el transformador se tiene el mismo efecto mencionado para el generador y carga con respecto a sus corrientes, Figuras 7.14 y 7.15. Aquí lo que hay que recalcar es el defasamiento de  $180^\circ$  que hay entre los devanados de cada fase en ambos modelos. En las Figuras 7.16 y 7.17 se puede apreciar el efecto de la saturación en los elementos, el realizar aquí una comparación es por demás puesto que el modelo utilizado en este trabajo es el transformador trifásico de 5 columnas y en el SPS-SIMULINK® es el transformador trifásico formado por 3 unidades monofásicas. Aún así no esta por demás comparar las respuestas de los bancos con respecto a los yugos que es donde se tiene la mayor saturación en el transformador de 5 columnas y se puede apreciar que sus valores no difieren en demasía. Aquí es importante aclarar que el SMM en el capítulo 6 está trabajando a una  $\omega$  mayor a la síncrona, es decir, el sistema está acelerado, esto se logra modificando el factor de carga del control de velocidad y aquí en este capítulo se está operando a la  $\omega$  síncrona con el fin de que se pueda obtener una conclusión respecto a la magnetización en los transformadores cuando se tiene mayor frecuencia angular. Observando las Figuras 6.36 y 7.16 se puede corroborar que la corriente de magnetización es mayor cuando la frecuencia angular es mayor. En la Figura 7.16 el tercer eje se utiliza para poder defasar las gráficas y que éstas se observen mejor.

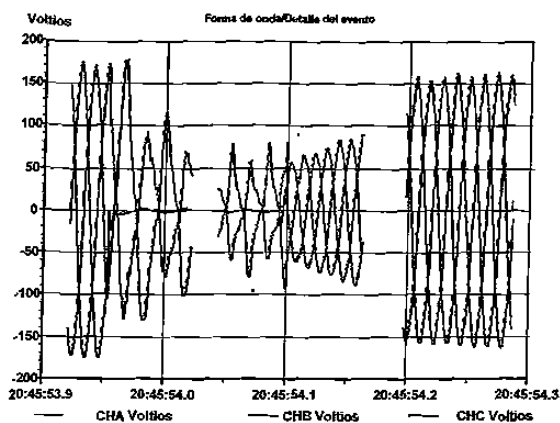
### 7.5 Validación del SMM modelado en abc

En realidad las simulaciones realizadas en el anterior apartado en sí ya presentan una validación al modelo en **abc** expuesto, puesto que el SPS-SIMULINK® está respaldado en estudios y programas ya validados extensamente. Solo para complementar se realizó lo siguiente. Basándonos en la respuesta de voltaje y corriente obtenidas para la carga, Figuras 7.10 y 7.12, donde se indica que éstas durante la falla disminuyen, lo cual parecería estar mal, para validar esto se procedió de la siguiente manera. Se implementó físicamente el sistema de generador-carga, tomando un generador de 2 KW, 208 V<sub>LL</sub> del sistema LabVolt® y una carga resistiva, como se indica en la Figura 7.18.

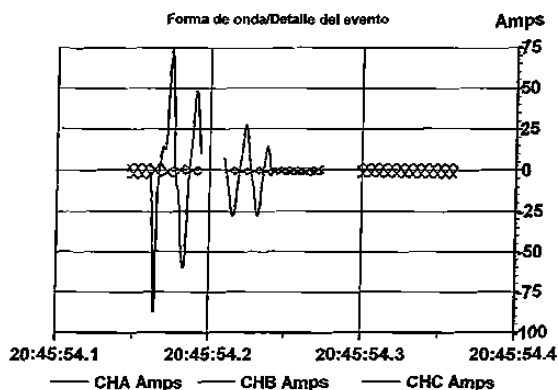


**Figura 7.18** Sistema generador-carga

Se operó hasta sus condiciones nominales en voltaje, corriente y velocidad, bajo la carga indicada. Además se utilizó un medidor de calidad de energía Dranetz PP1 para obtener las mediciones, durante el transitorio de voltaje y corriente. Teniendo aterrizado el neutro del generador y el neutro de la carga, se aplica la falla de la fase c a tierra y los resultados del voltaje y corriente medidos son los indicados en las Figuras 7.19 y 7.20. Se puede observar como ante la falla el voltaje y la corriente se abaten.

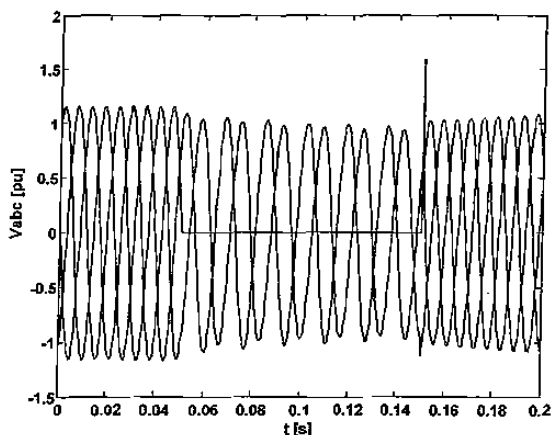


**Figura 7.19** Voltaje medido en el generador con falla asimétrica, con neutro aterrizado

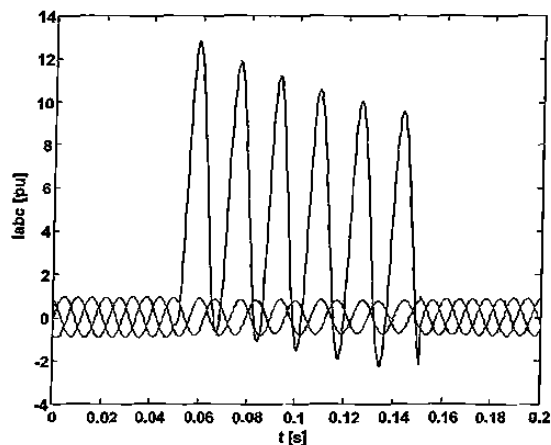


**Figura 7.20** Corriente medida en el generador con falla asimétrica, con neutro aterrizado

Ahora se simuló el circuito de la Figura 7.18 utilizando el modelo del generador en abc propuesto en el capítulo 3, para las mismas condiciones indicadas en el sistema de la Figura 7.18, es decir los neutros del generador y cargas están aterrizados. Los resultados de las variables de voltaje y corriente son mostradas en las figuras 7.21 y 7.22.



**Figura 7.21** Voltaje en el generador con falla asimétrica usando el modelo en abc, con neutro aterrizado



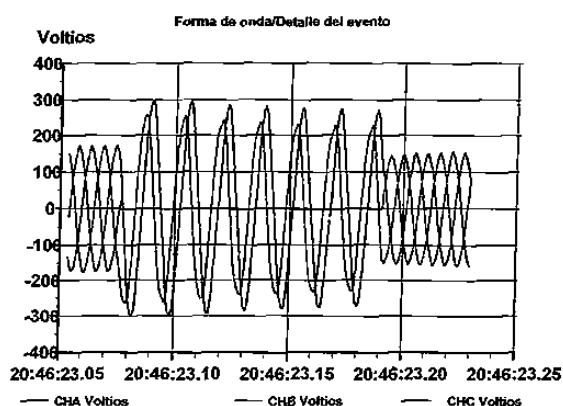
**Figura 7.22** Corrientes en el generador con falla asimétrica usando el modelo en abc, con neutro aterrizado

Comparando, en forma cualitativa, las gráficas de voltaje y corriente, respectivamente, observamos que estas variables durante la falla disminuyen, lo cual concuerda con las mediciones realizadas y mostradas en las Figuras 7.19 y 7.20. Esta simulación no se puede realizar en SPS-

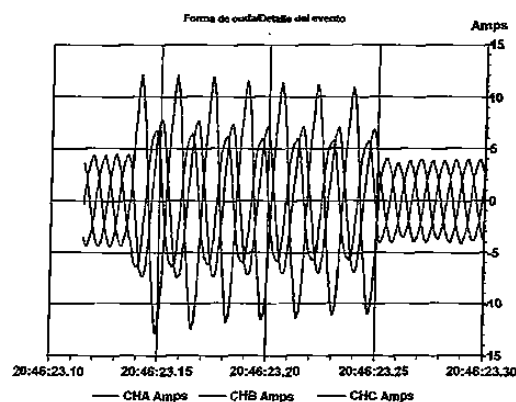
SIMULINK® debido a que el módulo del generador en **dq0** no nos permite aterrizar el neutro, ya que no se tiene acceso a él, es un neutro flotante. Este es un detalle importante para el análisis de fallas y sobre todo para la coordinación y diseño de esquemas de protección y control.

Esta simulación es el equivalente que se tiene en la carga en el sistema de prueba de la Figura 7.1, donde el generador estaría sustituyendo al secundario del transformador 3, que está conectado en estrella aterrizada. Con lo cual, en forma indirecta, estamos demostrando los resultados en la carga indicados en las Figuras 7.10 a 7.13, obtenidas tanto con el sistema multimáquina en **abc** y el SPS-SIMULINK® usando **dq0**.

A continuación se realizaron las mediciones para el sistema de la Figura 7.18 pero ahora con el neutro del generador flotando, las respuestas en voltaje y corriente se indican en las Figuras 7.23 y 7.24.

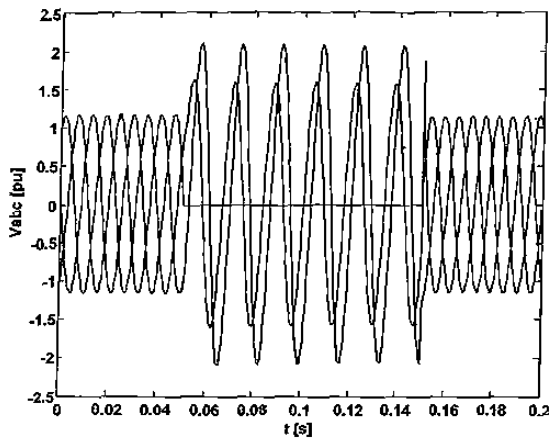


**Figura 7.23** Voltaje medido en el generador con falla asimétrica, con neutro flotando

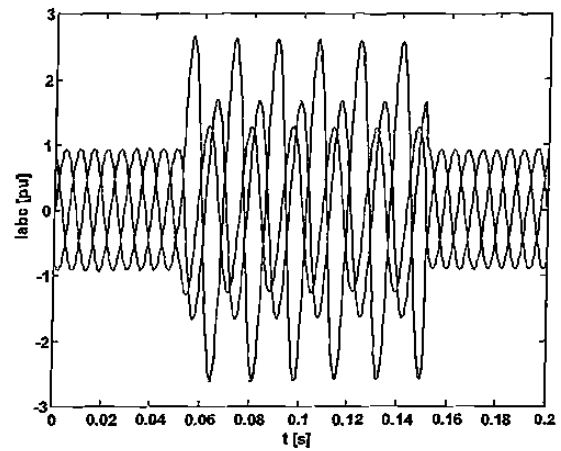


**Figura 7.24** Corriente medida en el generador con falla asimétrica, con neutro flotando

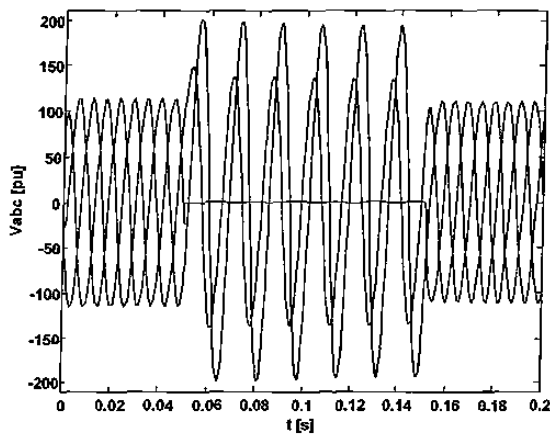
Aquí se puede observar que el comportamiento de estas variables durante la falla es a aumentar. Estos resultados se corroboraron cualitativamente con el modelo en **abc** y **dq0**, este último es el utilizado por SPS-SIMULINK®. Las Figuras 7.25 y 7.26 son las obtenidas con el modelo en **abc** y las Figuras 7.27 y 7.28 con el SPS-SIMULINK®.



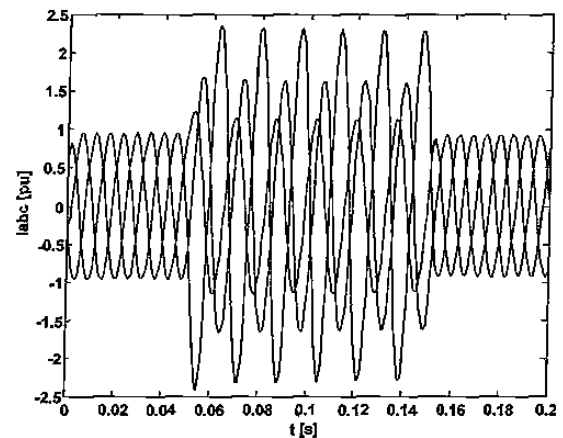
**Figura 7.25** Voltaje en el generador con falla asimétrica usando el modelo en abc, con el neutro flotando



**Figura 7.26** Corrientes en el generador con falla asimétrica usando el modelo abc, con el neutro flotando



**Figura 7.27** Voltaje en el generador con falla asimétrica usando el SPS-SIMULINK®, con neutro flotando



**Figura 7.28** Corriente en el generador con falla asimétrica usando el SPS-SIMULINK®, con neutro flotando

Entonces se puede ver cómo es que el voltaje y la corriente ante una falla a tierra, tienden a aumentar durante la misma, pero hay que resaltar que el neutro del generador está flotando. Con estas pruebas se pueden observar los resultados, muy diferentes, que se obtienen cuando se tiene un buen aterrizamiento en nuestro sistema o cuando éste es muy pobre o no existe ya sea por conveniencia o por falla.

## 7.6 Conclusiones

El modelo del SMM incluyendo los transformadores modelados desde sus parámetros primitivos y los generadores en sus coordenadas en **abc**, presentan mejores resultados que el SPS-SIMULINK® pero suficientemente acordes con ellos como para afirmar que es correcto el modelo propuesto.

Se puede resaltar que para cuestiones de análisis al detalle, presente mucho más ventajas el modelado en **abc**, sobre todo si el análisis es para diseñar y/o para ajustar los sistemas de protección y/o control.

Otro detalle importante de SPS-SIMULINK® es en lo que se refiere a las condiciones iniciales de los sistemas, específicamente en los generadores ya que las variables mecánicas no se pueden modificar externamente para así poder cambiar condiciones diferentes de arranque.

Se demostraron los resultados que se obtienen al tener un generador sólidamente aterrizado en el neutro y con el neutro flotando, tanto en mediciones como en simulaciones. Lo cual permite valorar la gran importancia que tiene el considerar adecuadamente los aterrizamientos en el análisis de los SEP's.



# *Capítulo 8*

## *CONCLUSIONES*

### **8.1 Introducción**

Todos los resultados obtenidos indican que el modelado en coordenadas **abc** del SEP con todos sus elementos en esta referencia presenta grandes ventajas en los estudios de estabilidad ante fallas asimétricas, principalmente. Más ahora cuando el mercado abierto de energía eléctrica a nivel mundial se está extendiendo, razón por la cual cada empresa productora, transportadora o consumidora, requiere conocer a fondo su sistema para asegurar que vende o compra la energía eléctrica con la mayor calidad posible. Por este motivo, los modelos y resultados aportados por este trabajo pretenden ser una herramienta de gran importancia en la privatización de las compañías de energía ya que entre más detalle se tiene del sistema, se tiene mayor respaldo en el diseño y planeación de sistemas de protección y control.

## 8.2 Resumen de resultados

Para el análisis de la estabilidad transitoria y el estado estable de los SEP's en coordenadas originales **abc**, fue necesario desarrollar modelos de los elementos principales como el generador y transformador, así como revisar métodos numéricos en las solución de EDA's. Las aportaciones de este trabajo son:

- Revisión de los métodos numéricos para la solución de estabilidad transitoria, dinámica y estado estable utilizados con mayor acierto en el análisis de los SEP's.
- Una corroboración de que los métodos de la Regla Trapezoidal y el Runge-Kutta son los mejores métodos numéricos para el estudio y análisis de la estabilidad transitoria.
- La aplicación de un proceso para acelerar la solución del estado estable de los SEP's sobre todo al SMM en **abc** , utilizando un método tipo Newton, dándonos resultados excelentes.

Respecto a los modelos desarrollados que se presentaron:

- Se desarrolló un modelo para la máquina síncrona desde el punto de vista magnético donde se consideran los armónicos espaciales de las ranuras del rotor y del estator.
- Se presentó el modelo reducido de la máquina síncrona en **abc** considerándolo como una fuente de armónicos.
- Se propuso un nuevo modelo para la representación de la saturación e histéresis en los elementos electromagnéticos de los SEP's utilizando la función arcotangente la cual resultó en una mayor rapidez en su aplicación y sencillez en su comprensión.
- Se complementó el modelo del transformador trifásico para cualquier conexión trifásica partiendo desde sus parámetros primitivos magnéticos y eléctricos e incluyendo el nuevo

método propuesto para la representación de la saturación de los elementos magnéticos.

- Se interconectaron todos los elementos para formar el SMM regulado y no regulado en **abc** y lograr tener hasta la más mínima información ante cualquier tipo de disturbio, simétrico y/o asimétrico.
- Se realizó una comparación del SMM en **abc** con su implementación en SIMULINK®, obteniéndose resultados excelentes que enriquecen el análisis de la estabilidad de los SEP's.
- Se realizó una validación real utilizando un sistema equivalente y los resultados fueron positivos.
- Las utilerías para SEP's de la herramienta para desarrollo MATLAB-SIMULINK® son muy prácticas para el análisis de SEP's en la referencia **dqo**.
- Se validaron los resultados de las simulaciones que se obtienen del generador sólidamente aterrizado en el neutro y con el neutro flotando, con mediciones de laboratorio. Lo cual permite valorar la gran importancia que tiene el considerar adecuadamente los aterrizamientos en el análisis de los SEP's.

### 8.3 Trabajos futuros

La importancia de este trabajo radica en que aparte de los resultados presentados se abre un gran número de puertas de investigación incipiente entre las que se mencionan las siguientes directrices:

- Estudiar más a fondo los métodos numéricos de Runge-Kutta implícitos de orden superior aplicados al análisis de estabilidad de los SEP's.

- En el proceso de aceleración al estado estable del SMM, mientras más elementos contenga el tiempo de obtención del estado estable se incrementa, esto se debe principalmente a la evaluación numérica del Jacobiano, una opción a probar es evaluar el Jacobiano mediante diferenciación automática con lo que se ganaría en tiempo y haría más atractiva aún la obtención del estado estable mediante esta secuencia Newton.
- Probar otras opciones de acercamiento al estado estable que han sido probadas en circuitos de electrónica más no en SEP's, entre las que destacan: extrapolación y los métodos de Broyden y Bukowski, que prometen dar mejores resultados en lo referente a rapidez.
- Incluir el modelo del transformador con la nueva opción de la inclusión de saturación al programa de transitorios electromagnéticos ATP (Alternative Transient Program).
- Incluir el modelo del transformador con la nueva opción de la inclusión de saturación al ambiente de SIMULINK®.
- Adicionar al ATP y al SIMULINK® el modelo de la máquina síncrona completo, requiriendo sus parámetros primitivos y/o el reducido que requiere los parámetros clásicos en **dq0** y permite manejarlo como una fuente de armónicos con cualquier número de éstos a la magnitud deseada.
- Continuar con los modelos desarrollados en variables originales para el generador y transformador, partiendo de sus parámetros primitivos y características magnéticas del material.
- Implementar en la plataforma de MATLAB-SIMULINK® las técnicas de acercamiento rápido al estado estable.
- Realizar el análisis de estabilidad de voltaje en **abc** en forma dinámica.
- Estudiar las influencias de los FACTS en las oscilaciones electromecánicas en el SMM en

coordenadas de fase **abc**.

- Desarrollar equivalentes dinámicos en coordenadas de fase **abc**.
- Analizar los enlaces de alto voltaje de corriente directa entre dos equivalentes dinámicos en coordenadas **abc**.
- Aplicar algoritmos numéricos utilizando la programación en paralelo, para así lograr mayor rapidez en el estudio y análisis de los SMM en coordenadas de fase **abc**.
- Una área poco investigada hasta el momento es la de modelado de protecciones, en coordenadas de fase, la inclusión de tales modelos en la herramienta de simulación permitirá estudiar los efectos que tienen en los SEP's las protecciones de los elementos asimétricos del mismo, ante problemas de estabilidad dinámica. Lo que presenta mayor importancia, estudiar si alguna protección es la causante del problema de alguna inestabilidad. Estos modelos permitirán realizar la evaluación los esquemas de protección clásicos, así como experimentar con esquemas de protección novedosos para diferentes regímenes asimétricos, sin tener necesidad de realizar pruebas destructivas.

# Referencias

- [1] P. Kundur, *Power system stability and control*, McGraw-Hill, 1994
- [2] J. Machowsky, J.W. Bialek, and J. R. Bumby, *Power system dynamics and stability*, John Wiley & Sons., 1997
- [3] P. M. Anderson, and A. A. Fouad, *Power system control and stability*, IEEE Press, 1994
- [4] A. R. Bergen, and V. Vittal, *Power system analysis*, 2nd edition, Prentice Hall, 2000
- [5] P. W. Sauer, and M. A. Pai, *Power system dynamics and stability*, Prentice Hall, 1998
- [6] J. J. Grainger, and D. W. Stevenson Jr., *Power system analysis*, McGraw-Hill, 1994
- [7] H. Saadat, *Power system analysis*, McGraw-Hill, 1999
- [8] J.-P. Barret, P. Bornard and B. Meyer, *Power system simulation*, Chapman & Hall, 1997
- [9] O. I. Elgerd, *Electric energy systems theory: An introduction*, 2nd edition, McGraw-Hill, 1982
- [10] M. Ilić, and J. Zaborzky, *Dynamics and control of large electric power systems*, John Wiley & Sons., 2000
- [11] M. Pavella, and P. G. Murthy, *Transient stability of power systems*, John Wiley & Sons., 1994
- [12] Y. Tang,, A. P. S. Meliopoulos, "Power sistem small signal stability analysis with FACTS elements", *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 12, No. 3, Julio 1997, pp. 1352-1361
- [13] A. P. S. Meliopolous, G. J. Cokkinides, R. A. Dougal, "Small signal stability analysis of

- switching dynamical systems”, *IEEE Conference on Decision and Control*, Sydney, Australia, Diciembre 12-15, 2000
- [14] H. Beides, A. P. S. Meliopoulos, F. Zhang, “Modeling and analysis of power systems under periodic steady state conditions”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 10, No. 3, Agosto 1992, pp. 1436-1439,
- [15] H. W. Dommel, “Digital computer solution of electromagnetic transient in single and multiphase networks”, *IEEE Transactions on Apparatus and Systems*, Vol. PAS-88, No. 4, Abril 1969, pp. 388-399
- [16] I. A. Hiskens, “Energy functions, transient stability, and voltage behaviour in power systems with nonlinear loads”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 4, No. 4, Noviembre 1989, pp. 1525-1533
- [17] O. Samuelsson, “*Power system damping, structural aspects of controlling active power*”, Ph. D. Thesis, Lund Technology Institute, Sweden, 1997
- [18] T. J. Aprille, T. N. Trick, “A Computer Algorithm to Determine the Steady-State Response of Nonlinear Oscillators”, *IEEE Transactions on Circuit Theory*, Vol. CT-19, No. 4, July 1972, pp. 354-360.
- [19] S. García, A. Medina, C. Pérez-Rojas, “A State Space Single-Phase Transformer Model Incorporating Nonlinear Phenomena of Magnetic Saturation and Hysteresis for Transient and Periodic Steady-State Analysis”, *IEEE Summer Meeting*, Seattle, Washington, EEUU, July 2000, pp. 2417-2421.
- [20] S. García, A. Medina, C. Pérez-Rojas, “Análisis de la Operación en Estado Transitorio y en Estado Estacionario del Transformador Monofásico Mediante Eficiente Metodología en el Dominio del Tiempo”, *RVP/AI-2000, IEEE*, Acapulco, Gro., México, Julio 2000, pp. 311-315.
- [21] A. Semlyen, A. Medina, “Computation of the Periodic Steady State in Systems with Nonlinear Components Using a Hybrid Time and Frequency Domain Methodology”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 10, No. 3, Agosto 1995, pp. 1498-1504.
- [22] C. Pérez Rojas, S. García, “Análisis de la Estabilidad del Generador Síncrono con Armónicos a Bus Infinito Utilizando Aceleración al Estado Estacionario. Parte I: No Regulado”, *IEEE-RVP/AI-2001*, Acapulco, Gro., México, Julio del 2001, pp. 305-310
- [23] C. Pérez Rojas, S. García, “Análisis de la Estabilidad del Generador Síncrono con Armónicos

- a Bus Infinito Utilizando Aceleración al Estado Estacionario. Parte II: Regulado", IEEE-RVP/AI-2001, Acapulco, Gro., México, Julio 2001, pp. 311-316
- [24] J. Usaola, J. G. Mayordomo, "Fast steady-state technique for harmonic analysis", *IV. Int. Conf. on Harmonics in Power Systems*, Budapest/Hungria 1990, pp. 336-342
- [25] J. Usaola, J. G. Mayordomo, "Multifrequency analysis with time domain simulation", *ETEP* Vol. 6, No. 1, Enero/Febrero 1996, pp. 53-60
- [26] J. Usaola, "Régimen permanente de sistemas eléctricos de potencia con elementos no lineales mediante un procedimiento híbrido en los dominios del tiempo y la frecuencia", Tesis Doctoral, ETS de II, Madrid, España, 1990
- [27] D. P. Koester, S. Ranka, G. C. Fox, "Power systems transient stability- A grand computing challenge", NPAC Technical Report- SCCS 549, Syracuse University, Syracuse, N. Y., Agosto 1992
- [28] P. M. Anderson, B. Dembart,, "Computational aspects of transient stability analisis", In A. M. Erisman, K. W. Neves, M. H. Dwarakanath, editors, *Electrical Power Problems: The mathematical challenge*, pp. 159-180, *SIAM*, 1980.
- [29] M. Jerosolimsky, P. Erhard, D. Descause, J. Y. Boussion, "Real-time simulation of electromagnetic transients for interactive testing of power system relays and control systems: General trend at EDF", in *Proceedings of the IEEE/NTUA Athens Power Tech. Conference*, Septiembre 1993, pp. 732-737
- [30] M. Jerosolimsky,. D. Descause, O. Devaux, O. Huet, L. Levacher, B. Meyer, "A real time digital transient network analyser for testing equipment on a general purpose computer", *First International Conference on Digital Power Systems Simulators-ICDS '95*, College Station, Texas, USA, Abril 5-7 1995, pp. 3-8
- [31] J. Y. Astic, A. Bihain, M. Jerosolimsky, "The mixed Adams-BDF variable step size algorithm to simulate transient and long term phenomena in power systems", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9, No. 2, Mayo 1994, pp. 929-935
- [32] C. W. Liu, J. S. Thorp, "New methods for computing power system dynamic response for real-time transient stability prediction", *IEEE Transactions on Circuits and Systems I: Fundamental Theory and Applications*, Vol. 47, No. 3, Marzo 2000, pp. 324-337
- [33] A. Abur, H. Singh, "Time domain modeling of external systems for electromagnetic transients programs", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 8, No. 2, Mayo 1993, pp. 671-679



- [34] J. J. Sanchez-Gasca, R. D'Aquila, J. J. Paserba, W. W. Price, D. B. Klapper, I. Hu, "Extended-Term dynamic simulation using variable time step integration", *IEEE Computer Applications in Power*, Vol. 6, No. 4, Octubre 1993, pp. 23-28
- [35] J. J. Sanchez-Gasca, D. W. Matthews, W. A. Hadi, "Small-signal stability assessment based on transient events", *IEEE PES Summer Meeting*, Vol. 1, Julio 1999, pp. 1292-1296
- [36] E. V. Solodovnik, G. J. Cokkinides, A. P. S. Meloipoulos, "On stability of implicit numerical methods in nonlinear dynamical systems simulation", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 12, No. 3, Julio 1997, pp. 1352-1361
- [37] E. V. Solodovnik, G. J. Cokkinides, A. P. S. Meloipoulos, "Comparison of implicit integration techniques on the non-ideal transformer example", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 10, No. 3, Agosto 1998, pp. 32-37
- [38] M. Jerosolimsky, D. Descause, L. Levacher, "A new method for fast calculation of jacobian matrices: Automatic differentiation for power system simulation", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9, No. 2, Mayo 1994, pp. 700-706
- [39] M. Stubbe, A. Bihain, J. Deuse, J. C. Baader, "STAG, a new unified software program for the study of the dynamics behaviour of electrical power systems", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 4, No. 1, Febrero 1989, pp. 129-138
- [40] G. Gross, A. R. Bergen, "A class of new multistep integration algorithms for the computation of power system dynamical response", *IEEE Transactions on Apparatus and Systems*, Vol. PAS-96, No. 1, Enero/Febrero 1977, pp. 293-306
- [41] A. Kurita, H. Okubo, K. Oki, D. B. Klapper, N. W. Miller, W. W. Price, J. J. Sanchez-Gasca, K. A. Wirgau, T. D. Younkins, "Multiple time-scale power system dynamic simulation", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 8, No. 1, Febrero 1993, pp. 216-223
- [42] U. M. Ascher, and L. R. Petzold, *Computer methods for ordinary differential equations and differential-algebraic equations*, SIAM, 1998
- [43] K. Brenan, S. Campbell, and L. R. Petzold, *Numerical solution of initial value problems in differential-algebraic equations*, 2nd edition, SIAM, 1996
- [44] C. W. Gear, *Numerical initial value problems in ordinary differential equations*, Prentice Hall, 1973
- [45] C. W. Gear, "Simultaneous numerical solution of differential-algebraic equations", *IEEE Transactions on Circuits Theory* Vol. CT18, No. 1, Enero 1971, pp. 89-95

- [46] V. Venkatasubramanian, H. Schättler, J. Zaborszky, "On the dynamics of differential-algebraic systems such as the balanced large electric power system", *IMA Proceedings. Berlin, Springer-Verlag*, 1993.
- [47] D. J. Hill, I. Mareels, "Stability theory for differential-algebraic systems with application to power systems", *IEEE Transactions on Circuits and Systems*, Vol. 37, No. 11, Noviembre 1990, pp. 1416-1423
- [48] V. Venkatasubramanian, H. Schättler, J. Zaborszky, "Local bifurcations and feasibility regions in differential-algebraic systems", *IEEE Transactions on Automatic Control*, Vol. 40, No. 12, Diciembre de 1995, pp. 1992-2013
- [49] A. E. A. Araujo, H. W. Dommel, J. R. Martí, "Simultaneous solution of power and control systems equations", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 8, No. 4, Noviembre 1993, pp. 1483-1489
- [50] F. P. de Mello, J. W. Feltes, T. F. Laskowsky, L. J. Opperl, "Simulating fast and slow dynamic effects in power systems" *IEEE Computer Applications in Power*, Vol. 5, No. 3, Julio 1992, pp. 33-38
- [51] H. Fankhauser, K. Aneros, A. Edris, S. Torseng, "Advanced simulation techniques for the analysis of power systems dynamics", *IEEE Computer Applications in Power*, Vol. 3, No. 4, Octubre 1990, pp. 31-36
- [52] B. Kasztenny, M. Kezunovic, "A method for linking different modeling techniques for accurate and efficient simulation", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 15, No. 1, Febrero 2000, pp. 65-72
- [53] A. I. Zečević, N. Gačić, "A partitioning algorithm for the parallel solution of differential-algebraic equations by waveform relaxation", *IEEE Transactions on Circuits and Systems I: Fundamental Theory and Applications*, Vol. 46, No. 4, Abril 1999, pp. 421-434
- [54] G. P. Granelli, M. Montagna, M. La Scala, F. Torelli, "Relaxation-Newton methods for transient stability analysis on a vector/parallel computer", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9, No. 2, Mayo 1994, pp. 637-643
- [55] F. Iavernaro, M. La Scala, F. Mazzia, "Boundary values methods for time-domain simulation of power system dynamic behavior", *IEEE Transactions on Circuits and Systems I: Fundamental Theory and Applications*, Vol. 45, No. 1, Enero 1998, pp. 50-63
- [56] M. La Scala, A. Bose, D. J. Tylavsky, J. S. Chai, "A highly parallel method for transient

- stability analysis”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 5, No. 4, Noviembre 1990, pp. 1439-1446
- [57] D. M. Falcao, E. Kaszkurewicz, H. Almeida, “Application of parallel processing techniques to the simulation of power system electromagnetic transients”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 8, No. 1, Febrero 1993, pp. 90-96
- [58] M. La Scala, A. Bose, “Relaxation/Newton methods for concurrent time step solution of differential-algebraic equations in power system dynamic simulations”, *IEEE Transactions on Circuits and Systems I: Fundamental Theory and Applications*, Vol. 40, No. 5, Mayo 1993, pp. 317-330
- [59] H. Olsson, G. Söderlind, “Stage value predictors and efficient newton iterations in implicit Runge-Kutta methods”, *SIAM, Sci. Comput.* Vol. 20, No. 1, 1998, pp. 185-202
- [60] H. Olsson, “*Practical implementation of Runge-Kutta methods for initial value problems*”, Licenciate Thesis, Lund Institute of Technology, Sweden, 1995
- [61] S. García, “*Modelado del Transformador Trifásico en el Dominio del Tiempo y Análisis de su Operación en Estado Transitorio y Estado Estacionario Periódico*”, Tesis de Maestría, Morelia, Mich., Diciembre 2000.
- [62] S. García, A. Medina, C. Pérez-Rojas, “Modelo Monofásico del Transformador en Variables de Estado Incorporando Efectos no Lineales de Saturación e Histéresis: Análisis de su Operación en Estado Estacionario Periódico”, *RVP/IA-99*, IEEE, Acapulco, Gro., México, Julio, 1999, pp. 188-193.
- [63] J. S. Mayer, O. Wasynczuk, “An efficient method of simulating stiffly connected power systems with stator and network transient included”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 6, No. 3, Agosto 1991, pp. 922-929
- [64] D. A. Woodford, A. M. Gole, R. W. Menzies, “Digital simulation of DC links and AC machines”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-102, No. 6, Junio 1983, pp. 1616-1623
- [65] S. R. Prasad, R. O. Dunlop, “Three phase simulation of the dynamic interaction between synchronous generators and power systems using the continuous modeling program (CSMP III)”, *IEEE Power Industry Computer Applications Conference*, 1979, pp. 29-36
- [66] G. J. Barclay, D. F. Griffiths, D. J. Higham, “*Theta method dynamics*”, Technical Report NA/189, University of Dundee, 1999

- [67] D. R. Fokkema, G. L. G. Sleijpen, H. Van Der Vordt, "Accelerated inexact Newton schemes for large systems of nonlinear equations", *SIAM, J. Sci. Comput.* Vol. 19, No. 2, Marzo, 1998, pp. 657-674
- [68] D. Vanderstraeten, "Acceleration techniques for Newton's nonlinear iterative scheme", Report TW 303, Katholieke Universiteit Leuven, Marzo, 2000
- [69] K. Engelborghs, K. Lust, D. Roose, "A Newton Picard method for accurate computation of period doubling bifurcation points of large scale systems of ODE's", Report TW 251, Katholieke Universiteit Leuven, Diciembre, 1996
- [70] D. Li, and R. Tymersky, "Comparison of simulation algorithms for accelerated determination of periodic steady state of switched networks", *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, Vol. 47, No. 6, Diciembre 2000, pp. 1278-1285
- [71] S. Skelboe, "Computation of the Periodic Steady-State Response of Nonlinear Networks by Extrapolation Methods", *IEEE Transactions on Circuits and Systems*, Vol. CAS-27, No. 3, March 1980, pp. 161-175.
- [72] J. E. Tolsma, P. I. Barton, "Efficient calculation of sparse jacobians", *SIAM, J. Sci. Comput.* Vol. 20, No. 6, 1999, pp. 2282-2296
- [73] A. Ushida, T. Adachi, L. O. Chua, "Steady-state analysis of nonlinear circuits based on hybrid methods", *IEEE Transactions on Circuits and Systems I: Fundamental Theory and Applications*, Vol. 39, No. 8, Agosto 1992, pp. 649-1993
- [74] S.H.M.J. Houben, J. M. Maubach, "An accelerated poincaré map method for autonomous oscillators", pre-print, Eindhoven University of Technology, The Netherlands, 2000
- [75] S.H.M.J. Houben, J. M. Maubach, "An accelerated poincaré map method for finding the PSS of autonomous oscillators", pre-print, Eindhoven University of Technology, The Netherlands, 2000
- [76] S.H.M.J. Houben, J. M. Maubach, "Periodic steady state analysis of free running oscillators", pre-print, Eindhoven University of Technology, The Netherlands, 2000
- [77] L. F. Shampine, M. W. Reichelt, J. A. Kierzenka, "Solving index-1 DAEs in MATLAB and Simulink", *SIAM, Review*, Vol. 41, No. 3, 1999, pp. 538-552
- [78] C. Pérez-Rojas, "Modelado del generador síncrono en coordenadas de fase, incluyendo los efectos de saturación y saliencia en el rotor y estator", Proyecto de investigación 1997, FIE-UMSNH

- [79] Carlos Pérez Rojas, "Formulación trifásica de sistemas eléctricos en coordenadas de fase abc", Tesis de Maestría, 1993, UANL.
- [80] P.C. Krause, *Analysis of Electric Machinery*, McGraw-Hill, 1987.
- [81] J.R. Martí, and K.W. Louie, "A Phase Domain Synchronous Generator Model Including Saturation Effects", *96 WM 269-1 PWRS*, Winter Meeting, January 1996.
- [82] J.E. Brown, K.P. Kovacs, and P. Vas, "A Method of Including Effects of Main Flux Path Saturation in The Generalized Equations of A.C. Machines", *IEEE, Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. 102, No. 1. pp. 96-103, January 1983.
- [83] J. Matsuki, T. Okada, and M. Yamanaka, "Monitoring of Magnetic Saturation Level of a Synchronous Generator Under Load", *94 SM 357-4 EC*, Summer Meeting, July 1994.
- [84] J. O. Ojo and T. A. Lipo, "An improved model for saturated salient pole synchronous motor", *IEEE, Trans. on Energy Conversion*, Vol. 4, No. 1. pp. 135-142, March 1989.
- [85] A. M. El-Serafi *et al.*, "Experimental study of the saturation and the cross-magnetizing phenomenon in saturated synchronous machines", *IEEE, Trans. on Energy Conversion*, Vol. 3, No. 4. pp. 815-823, December 1988.
- [86] A. M. El-Serafi, and A. S. Abdallah, "Saturated synchronous reactance of synchronous machines", *IEEE, Trans. on Energy Conversion*, Vol. 7, No. 3. pp. 405-408, September 1992.
- [87] E. Levi, "Modelling of magnetic saturation in smooth air-gap synchronous machines", *IEEE, Trans. on Energy Conversion*, Vol. 12, No. 2. pp. 151-156, June 1997.
- [88] S. A. Tahan and I. Kamwa, "A two-factor saturation model for synchronous machines with multiple rotor circuits", *IEEE, Trans. on Energy Conversion*, Vol. 10, No. 4. pp. 609-616, December 1995.
- [89] J. C. Moreira, and T. A. Lipo, "Modeling of saturated ac machines including air gap flux harmonic components", *IEEE, Trans. on Industry Applications*, Vol. 28, No. 2. pp. 343-349, March/April 1992.
- [90] J. A. Melkebeek, and J. L. Willems, "Reciprocity relations for the mutual inductances between orthogonal axis windings in saturated salient-pole machines", *IEEE, Trans. on Industry Applications*, Vol. 26, No. 1. pp. 107-114, January/February 1990.
- [91] G. R. Slemon, "An equivalent circuit approach to analysis of synchronous machines with saliency and saturation", *IEEE, Trans. on Energy Conversion*, Vol. 5, No. 3. pp. 538-545, September 1990.

- [92] S. D. Pekarek, E. A. Walters, B. T. Kuhn, "An efficient and accurate method of representing magnetic saturation in physical variable model of synchronous machines", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 14, No. 1, Marzo 1999, pp. 72-79
- [93] T. A. Haskew, H. P. Stern, Z. Chen, "Efficient dynamic synchronous machine simulation with harmonics", *IEEE 96 WM 134-7 EC*, 1996
- [94] H. Chen, P. Zhang, "More sophisticated synchronous machine model and the relevant harmonic power flow study", *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 146, No. 3, Mayo 1999, pp. 261-268
- [95] Y. Xiao, G. R. Slemon, and M. R. Iravani, "Implementation of an equivalent circuit approach to the analysis of synchronous machines", *IEEE, Trans. on Energy Conversion*, Vol. 9, No. 4, pp. 717-723, December 1994.
- [96] J. D. Greene, C. A. Gross, "Nonlinear Modeling of Transformers" , *IEEE Transactions on Industry Applications*, Vol. 24, No.3, May 1988, pp. 434-438.
- [97] J. Avila-Rosales, F.L. Alvarado, "Nonlinear Frequency Dependant Transformer Model for Electromagnetic Transient Studies in Power Systems" , *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. PAS101, No.11, November 1982, pp. 4281-4288.
- [98] C. T. Kelley, *Iterative methods for linear and nonlinear equations*, SIAM, 1995.
- [99] N. Rajakovic, A. Semlyen, "Investigation of the Inrush Phenomenon a Quasi-Stationary Approach in the Harmonic Domain" , *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 4, No.4, October 1989, pp. 2114-2120.
- [100] H. W. Dommel, "Extension of the Basic Solution Methods" , *IEEE Tutorial Course Digital Simulation of Electrical Transient Phenomena*, 81. EHO173-5-PWR 82/03281, pp. 20-29,1982.
- [101] G. W. Swift, "Power Transformer Core Behavior Under Transient Conditions" , *IEEE Power Engineering Society*, 71 TP 88-PWR, February 1971, pp. 2206-2210.
- [102] E. P. Dick, W. Watson, "Transformer Models for Transient Studies Based on Field Measurements" , *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-100, No.1, January 1981, pp. 409-419.
- [103] N. Janssens, "Static Models of Magnetic Hysteresis" , *IEEE Transactions on Magnetics*, Vol. MAG13, No.5, September 1977, pp. 1379-1381.
- [104] M. A. Rahman, "Digital Simulation of Magnetizing Inrush Currents in Three-Phase

- Transformer", *IEEE Transactions on Power Delivery*, No 4., October 1986, pp. 79-85.
- [105] B. Stein, "A Transformer model for Electromagnetic Transients Programs", *Proceedings of the 7th Power Systems Computation Conference, Lousane*, July 1981, pp. 900-904.
- [106] I. J. Binard, I. J. Maun, "Hysteresis Model for Power Transformer Transient Simulation Program", *IMACS-TCI '90 Nancy*, September 1990, pp. 539-544,
- [107] I. J. Binard, I. J. Maun, "Power Transformer Simulation Including Inrush Currents and Internal Faults", *IMACS-TCI'90 Nancy*, September 1990, pp. 57-62.
- [108] H. L. Nakra, T. H. Barton, "Three Phase Transformer Transients", *IEEE Power Engineering Society*, T74 243-2, February 1974, pp. 1810-1819.
- [109] D. N. Ewart, "Digital Computer Simulation Model of a Steel-Core Transformer", *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. PWRD-1, No.3, July 1986, pp. 174-183.
- [110] D. Dolinar, J. Pihler, B. Grčar, "Dynamic Model of a Three-Phase Power Transformer", *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 8, No 4, October 1993, pp. 1811-1819.
- [111] E. C. Cherry, "The Duality Between Interlinked Electric and Magnetic Circuits and the Formulation of Transformer Equivalent Circuits", *Proceedings of the Physical Society*, Part 62, February 1949, pp 101-110.
- [112] G. R. Slemon, "Equivalent Circuits for Transformers and Machines Including Nonlinear Effects," *Proc. IEE, Part IV*, Vol. 100, 1953, pp. 129-143.
- [113] B. A. Mork, "Five-Legged Wound-Core Transformer Model: Derivation, Parameters, Implementation, and Evaluation", *PE-414-PWRD-0-12-1997*.
- [114] B. A. Mork, "*Ferroresonance and Chaos – Observation and Simulation of Ferroresonance in a Five-Legged Core Distribution Transformer*", Ph. D. Thesis, North Dakota State University, © May 1992.
- [115] X. S. Chen, S. S. Venkata, "A Three-Phase Three-Winding Core-Type Transformer Model For Low-Frequency Transient Studies", *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 12, No. 2, April 1997, pp. 775-782.
- [116] A. Narang, R.H. Brierley, "Topology Based Magnetic Model for Steady-State and Transient Studies for Three-Phase Core-Type Transformers", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9, No. 3, August 1994, pp. 1337-1349.
- [117] X. S. Chen, P. Neudorfer, "Digital Model for Transient Studies of a Three-Phase Five-Legged Transformer", *IEE Proceedings-c*, Vol. 139, No. 4, 1992, pp. 351-358.

- [118] X. S. Chen, "A Three-Phase Multi-Legged Transformer Model in ATP Using the Directly-Formed Inverse Inductance Matrix", *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 11, No. 3, July 1996, pp. 1554-1562.
- [119] S. Ray, "Digital simulation of B/H excursions for power system studies", *IEE Proceedings*, Vol. 135, No.3, May. 1998.
- [120] H. Lippelt, "The magnetic hysteresis curve", *AIEE*, Feb, 1926.
- [121] N. Menemenlis, "Noniterative dynamic modelling for real time implementation", *IEEE, PWRD*, Vol. 13, No. 4, Nov. 1998
- [122] C. E. Lin, *etal*, "A new model for transformer saturation characteristics including hysteresis loops", *IEEE, Trans. on Mag*, Vol. 25, No. 3. Pp. 2706-2712, May. 1989.
- [123] Locci, N., Muscas, C., "Hysteresis and Eddy currents compensation in current transformers", *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 16, No. 2, Abril 2001, pp. 154-159
- [124] D. Dolinar, *etal*, "Dinamic model of a three-phase power transformer", *IEEE, PWRD*, Vol. 8, No. 4, Oct. 1993.
- [125] J.R. Martí, "Ferroresonance in power systems: Fundamental solutions", *IEE Proceedings-c*, Vol. 138, No.4, July 1991.
- [126] F. de León, A. Semlyen, "A simple representation of dinamic hysteresis losses in power transformers", *IEEE, PWRD*, Vol. 10, No. 1, Jan. 1995.
- [127] C. E. Lin, *etal*, "A new method for representation of hysteresis loops", *IEEE, PWRD*, Vol. 4, No. 1, Jan. 1989.
- [128] K.A. Corzine, *etal*. "An improved method for incorporatins magnetic saturation in the q-d synchronous machine model"
- [129] C. Pérez-Rojas, "Representación de la Saturación e Histéresis, Aproximando Mediante la Función Arcotangente ", *RVP/IA-99, IEEE*, Acapulco, Gro., México, Julio, 1999, pp. 118-121.
- [130] M.M. Hassani, *etal*, "Numerical simulation of the magnetic core of a transformer in transient operations", Université de Sherbrooke, Québec, Canada, J1K2R1
- [131] J.R. Lucas, P.G. McLaren, "B-H loop representation for transient studies", *Int. Journal Enging. Educ.* Vol. 28, pp 261-270, 1991.
- [132] C. Pérez Rojas, "Fitting saturation and hysteresis via arctangent functions", *IEEE Power Engineering Review*, EEUU, 2000, pp. 55-57.



- [133] L. V. D. Sluis, "*Transients in power systems*", Wiley, 2001.
- [134] G. Rogers, "*Power system oscillations*", Kluwer Academic Publishers, 2000.
- [135] F. Saccomanno, "*Electric power systems analysis y control*", Wiley, 2003.
- [136] C. Pérez Rojas, S. Acha Daza, "Modelo del Generador Síncrono en Coordenadas de Fase, Incluyendo los Efectos de Saturación y Saliencia en el Rotor y Estator" *RVP 97, IEEE*, Acapulco, Gro., México, Julio 1997.
- [137] J. L. Willems, "*Space harmonics in unified electrical-machine theory*", *IEE Proceedings*, Vol. 118, No.10, October 1971, pp. 1408-1412.
- [138] M. A. Abdel-Halim, C. D. Manning, "Direct phase modelling of synchronous generators", *IEE Proceedings*, Vol. 137, No. 4, July 1990, pp. 239-247.
- [139] P. M. Hart, W. J. Bonwick, "Harmonic modelling of synchronous machines", *IEE Proceedings*, Vol. 135, No. 2, March 1988, pp. 52-58.
- [140] M. S. Nakhla, J. Vlach, "A Piecewise Harmonic Balance Technique for Determination of Periodic Response of Nonlinear Systems", *IEEE Transactions on Circuits and Systems*, Vol. CAS-23, No. 2, February 1976, pp. 85-91.
- [141] A. Semlyen, J. F. Eggleston, J. Arrillaga, "Admittance Matrix model of a synchronous machine for harmonic analysis", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 2, No. 4, 1987, pp. 833-840.

# Apéndice A

## A.1 Introducción

En un sistema de potencia interconectado los controles de frecuencia y voltaje son instalados para cada generador. La Figura A.1 representa el esquema de un generador con sus controles. Pequeños cambios en la potencia real inducen un cambio en el ángulo de carga  $\delta$  y por lo tanto en la frecuencia. La potencia reactiva está en relación directa a la magnitud de voltaje, es decir, la excitación del generador

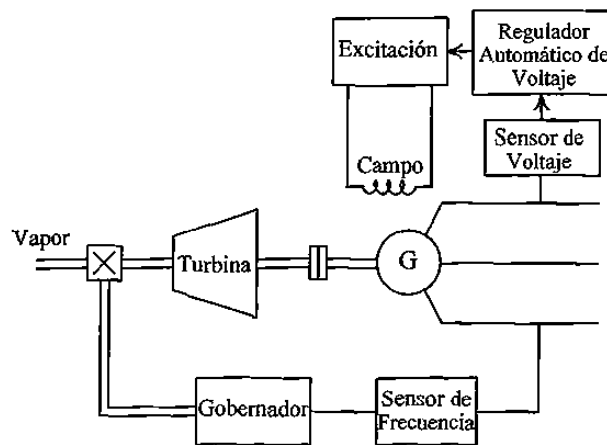


Figura A.1 Generador con sus controles

## A.2 Sistema de excitación. Control Automático de Voltaje

El control de voltaje en los generadores se lleva a cabo mediante los sistemas de excitación. Cada fabricante por lo general, presenta diferentes sistemas de excitación, en *IEEE Std 421.5-1992* se resumen varios tipos de excitadores para tratar de homogenizar los diferentes modelos existentes. Para este caso en particular se utiliza un sistema de excitación típico compensado, el cual se ilustra en la Figura A.2.

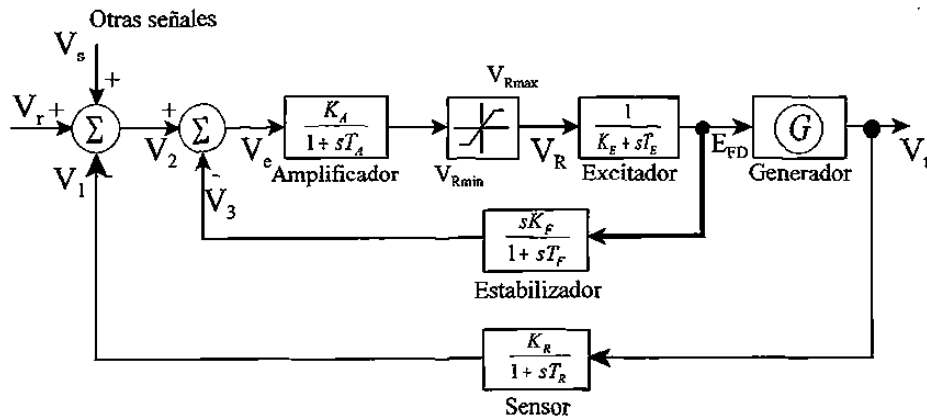


Figura A.2 Sistema de excitación típico compensado

### A.2.1 Amplificador

El amplificador del sistema de excitación puede ser magnético, rotatorio o electrónico. El amplificador se representa por una ganancia  $K_A$  y una constante de tiempo  $T_A$  y su función transferencial es:

$$\frac{V_R(s)}{V_e(s)} = \frac{K_A}{1 + sT_A} \tag{A.1}$$

los valores típicos de  $K_A$  se encuentran en el rango de 10-400. La constante  $T_A$  es muy pequeña entre el rango de 0.02-0.2 s..

### A.2.2 Excitador

La función transferencia de un excitador moderno puede ser representada por una constante de tiempo  $T_E$ , una ganancia  $K_E$ , esto es:

$$\frac{E_{FD}(s)}{V_R(s)} = \frac{1}{K_E + sT_E} \quad (\text{A.2})$$

Los valores típicos de  $K_E$  se encuentran en el rango de 0.8-0.95, con  $K_E=1$  se tendría un campo paralelo con excitación separada. La constante  $T_E$  se encuentra entre 0.5-1.0 s.

### A.2.3 Estabilizador

El adicionar una retroalimentación al control de lazo abierto implica sumar un cero a este control con lo cual se incrementa la estabilidad quedando un control de lazo cerrado. Con un ajuste adecuado de la ganancia  $K_F$  y de la constante de tiempo  $T_F$  se obtiene una respuesta adecuada; la función de transferencia para este bloque es:

$$\frac{V_3(s)}{E_{FD}(s)} = \frac{sK_F}{1 + sT_F} \quad (\text{A.3})$$

donde los valores típicos para la ganancia  $K_F$  están en el rango de 0.02-0.1 y para la constante de tiempo  $T_F$  están en el rango de 0.35-2.2 s.

### A.2.4 Sensor de medición

El voltaje en terminales es rectificado a través de un puente de diodos de potencia para obtener su equivalente en corriente continua, el cual se filtra mediante una función de transferencia de primer orden, dada por:

$$\frac{V_1(s)}{V_t(s)} = \frac{K_R}{1 + sT_R} \quad (\text{A.4})$$

en donde la constante de tiempo  $T_R$  es muy pequeña, en el rango de 0.01-0.006 s y la ganancia  $K_R$  normalmente es 1.

### A.2.5 Ecuaciones del sistema de excitación en variables de estado

El modelo del sistema de excitación en el dominio del tiempo se obtiene al pasar todas las funciones transferencia (A.1)-(A.4) a este dominio relacionándolas de acuerdo a la Figura A.2, en forma matricial se obtiene:

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_1 \\ \dot{V}_3 \\ \dot{V}_R \\ \dot{E}_{FD} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{1}{T_R} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{1}{T_F} & \frac{K_F}{T_R T_E} & -\frac{K_F K_E}{T_R T_E} \\ -\frac{K_A}{T_A} & -\frac{K_A}{T_A} & -\frac{1}{T_A} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{T_E} & -\frac{K_E}{T_E} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_3 \\ V_R \\ E_{FD} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{V_t K_R}{T_R} \\ 0 \\ \frac{(V_s + V_r) K_A}{T_A} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (\text{A.5})$$

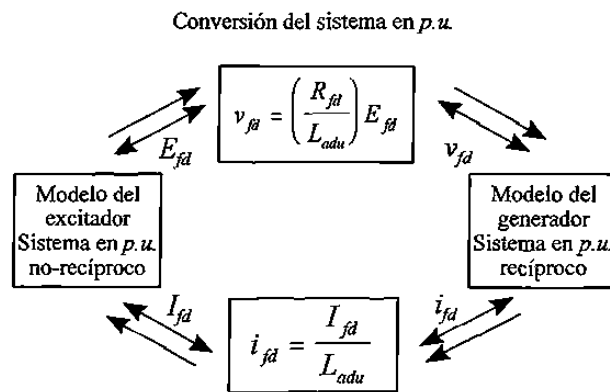
donde la variable de estado que está limitada es el voltaje amplificado como  $V_{Rmin} < V_R < V_{Rmax}$ .

### A.3 Sistema en *p.u.*

El sistema de excitación interacciona con el generador, con el voltaje en terminales de la máquina, como entrada al regulador de voltaje y la corriente del campo del generador, como salida del excitador. Para los cálculos del bloque del sistema de excitación es conveniente usar un sistema en *p.u.* adecuado, de manera que estos valores no sean muy pequeños en estado estable. Se elige el voltaje de salida del generador como 1 en *p.u.* y es igual al voltaje de campo requerido para producir el voltaje nominal en terminales del generador. La corriente de salida del excitador es la de campo

del generador. Este sistema es conocido como el no-recíproco, el recíproco es el usado en el modelo de la máquina síncrona, son los sistemas en *p.u.* normalmente usados en los estudios de estabilidad de los sistemas de potencia.

La interfase entre el excitador y el generador son el campo y estator del generador. Las cantidades del estator son las entradas al excitador y éstas son expresadas en el mismo sistema en *p.u.* que la máquina. Las variables del campo del generador son las salidas del excitador y éstas si requieren un cambio del sistema en *p.u.*, aunque realmente las cantidades del campo del generador son las mismas que las salidas del excitador, voltaje y corriente. La distinción se realiza solo en el sistema en *p.u.* para modelar el excitador y el generador en forma independiente. La relación entre el sistema en *p.u.* recíproco y no-recíproco es ilustra en la Figura A.3.



**Figura A.3** Conversión del sistema en *p.u.* entre la interfase del excitador y generador

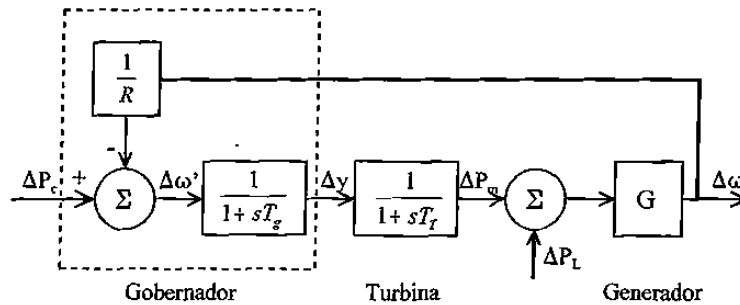
donde  $L_{adu}$  es la pendiente de la línea del entrehierro.

#### A.4 Primo-motores, Control Automático de Generación

La finalidad del Control Automático de Generación es mantener la potencia real de salida de una unidad generadora así como controlar la frecuencia de un sistema interconectado para mantenerla, idealmente, constante. Un estricto control de la frecuencia asegura una velocidad constante en los motores de inducción y síncronos. Mientras que una desviación considerable en la

frecuencia ocasiona altas corrientes de magnetización en motores de inducción y transformadores.

La frecuencia de un sistema depende del balance de potencia real en el mismo; por lo tanto un cambio en la potencia activa inducirá un cambio en la frecuencia, entonces lo que debe realizar el control de generación es compensar este cambio de potencia real desde o hacia el primo-motor y regresar en el menor tiempo posible a la frecuencia nominal. El modelo simplificado para el control de la frecuencia-carga es ilustrado en la Figura A.4.



**Figura A.4** Modelo simplificado para el control de la frecuencia-carga

La Figura A.4 es el diagrama de bloques correspondiente al Control Automático de Generación para un turbogenerador donde el gobernador y turbina están modelados en forma lineal y reducida. Los valores típicos de las constantes de tiempo y regulación de este diagrama de bloques son  $T_g=0.2$  s,  $T_T=0.3$  s y  $R=0.05$ .

Los parámetros de entrada-salida que interactúan con la máquina síncrona o las referencias son:

- $\Delta\omega_r$  Cambio de velocidad de salida a la vez que se retroalimenta para comparar el error.
- $\Delta P_L$  Cambio en la potencia de carga.
- $\Delta P_{Ref}$  Potencia de referencia.

Las funciones transferencia se pueden obtener por inspección como en § A.2, para la Figura A.4. Como el objetivo es realizar la simulación en el dominio del tiempo directamente se obtiene el sistema en esta referencia. De la Figura A.4 el modelo en variables de estado del control de

generación del turbogenerador es:

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{y} \\ \Delta \dot{P}_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{1}{T_g} & 0 \\ \frac{1}{T_T} & -\frac{1}{T_T} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta y \\ \Delta P_m \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{\Delta \omega'}{T_g} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (\text{A.6})$$

El control automático de generación correspondiente a un hidrogenerador es similar al de la Figura A.4 con los cambios respectivos en el gobernador y en la turbina. El gobernador requiere un compensador de abatimiento transitorio para lograr un control de velocidad estable. El modelo de la turbina hidráulica difiere del de la de vapor como se ilustra en la Figura A.5 donde se presenta el control de carga de un hidrogenerador.

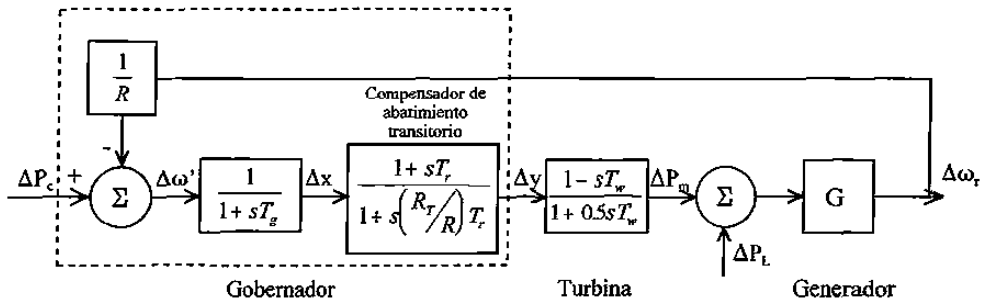


Figura A.5 Control de carga de un hidrogenerador

Los valores típicos del control de la Figura A.5 son:  $R=0.05$ ,  $R_r=0.38$ ,  $T_g=0.2$  s,  $T_w=1.0$  s y  $T_r=5.0$  s.

La representación en variables de estado del control de carga para el hidrogenerador es



$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{x} \\ \Delta \dot{y} \\ \Delta \dot{P}_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{1}{T_g} & 0 & 0 \\ \frac{R}{R_T T_r} \left(1 - \frac{T_r}{T_g}\right) & -\frac{R}{R_T T_f} & 0 \\ -\frac{2R}{R_T T_r} \left(1 - \frac{T_r}{T_g}\right) & \frac{2}{T_w} \left(1 + \frac{T_w R}{R_T T_r}\right) & -\frac{2}{T_w} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta y \\ \Delta P_m \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{T_g} \\ \frac{R}{R_T T_g} \\ \frac{2R}{R_T T_g} \end{bmatrix} \Delta \omega' \quad (\text{A.7})$$

### A.5 Circuito convertidor

El requerimiento en la presente investigación es la conversión de un voltaje trifásico en el dominio del tiempo a un voltaje equivalente de corriente continua. Se utiliza un puente convertidor de diodos de potencia considerándolos ideales, cuya respuesta se puede observar en la Figura A.6.

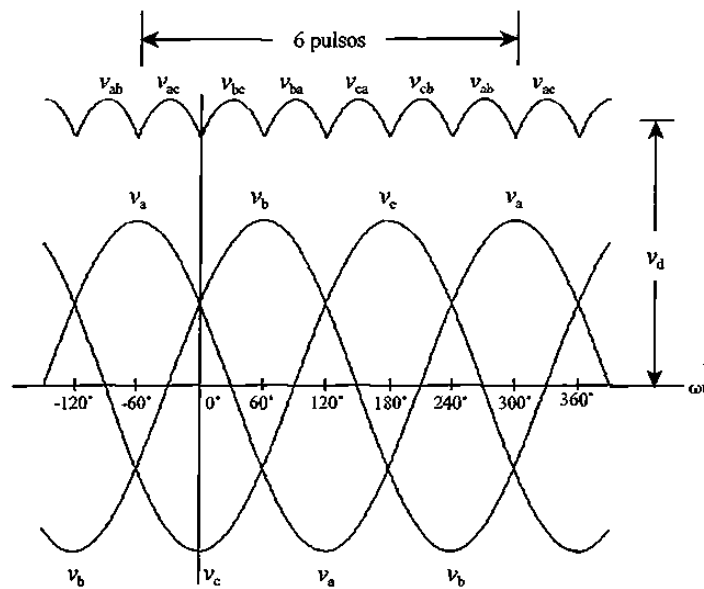


Figura A.6 Puente convertidor de 6 pulsos

La secuencia de conmutación de los diodos se ilustra en la Figura A.7.

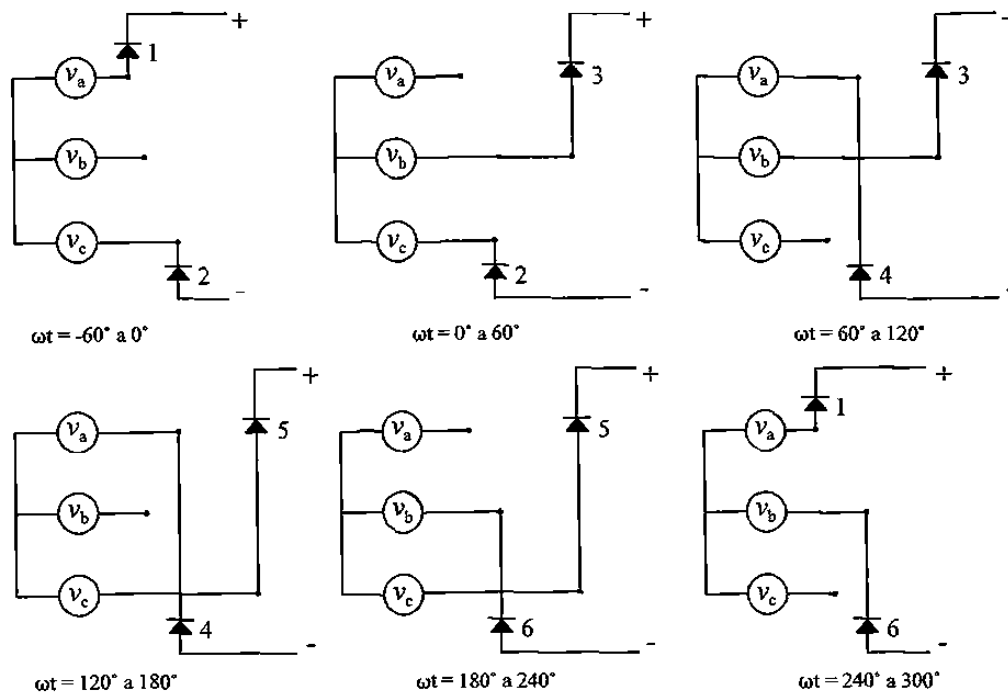


Figura A.7 Secuencia de conmutación de los diodos del convertidor

Para cada instante de tiempo el voltaje de corriente continua se obtiene del diagrama de flujo ilustrado en la Figura A.8.

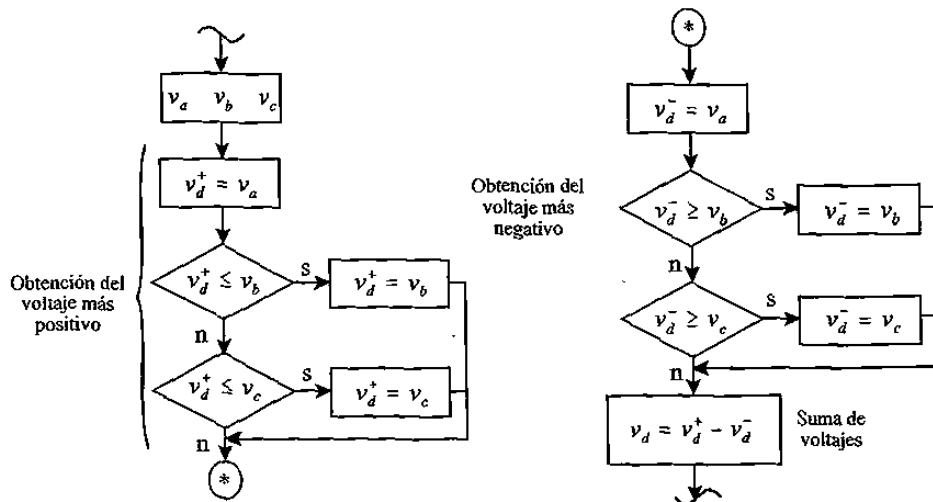


Figura A.8 Diagrama de flujo de voltaje de corriente continua para cada instante de tiempo

La descripción matemática de la salida del rectificador es

$$V_d = \max(v_a \quad v_b \quad v_c) + \text{abs}(\min(v_a \quad v_b \quad v)) \quad (\text{A.8})$$

# Apéndice B

## B.1

A continuación se proporcionan los valores de los parámetros para los elementos del sistema generador-barra infinita con controles, potencia base 100 MVA a 20KV

Los parámetros del turbogenerador son los siguientes:

$$V_{\text{bus infinito}} = 1.0 \text{ p.u.}$$

$$V_f = 0.00172 \text{ p.u.}$$

$$\omega_{\text{base}} = 377 \text{ rad/s}$$

$$T_m = 0.99 \text{ p.u.}$$

$$H = 5.6 \text{ s}$$

$$L_\ell = 0.19 \text{ p.u.}$$

$$L_d = 1.8 \text{ p.u.}$$

$$L_q = 1.8 \text{ p.u.}$$

$$L_f = 0.1414 \text{ p.u.}$$

$$L_g = 0.8125 \text{ p.u.}$$

$$L_{kd} = 0.08125 \text{ p.u.}$$

$$L_{kq} = 0.0939 \text{ p.u.}$$

$$R_a = R_b = R_c = 0.003 \text{ p.u.}$$

$$R_f = 9.29e-4 \text{ p.u.}$$

$$R_g = 0.00178 \text{ p.u.}$$

$$R_{kd} = 0.01334 \text{ p.u.}$$

$$R_{kq} = 0.00821 \text{ p.u.}$$

#### Parámetros del excitador

$$T_R = 0.06 \text{ s}$$

$$T_F = 0.715 \text{ s}$$

$$T_A = 0.05 \text{ s}$$

$$T_E = 0.5 \text{ s}$$

$$K_R = 1.0$$

$$K_F = 0.04$$

$$K_A = 40$$

$$K_E = -0.05$$

#### Parámetros del control de velocidad

$$T_g = 0.2 \text{ s}$$

$$T_i = 0.3 \text{ s}$$

$$R_h = 0.05$$

## B.2

A continuación se proporcionan los valores de los parámetros para los elementos del sistema generador-transformador-línea-barra infinita con controles, potencia base 100 MVA a 20KV.

Los parámetros del hidrogenerador son los siguientes:

$$V_{\text{bus infinito}} = 1.0 \text{ p.u.}$$

$$V_f = 0.00059 \text{ p.u.}$$

$$\omega_{\text{base}} = 377 \text{ rad/s}$$

$$T_m = 0.8 \text{ p.u.}$$

$$H = 5.6 \text{ s}$$

$$L_l = 0.0369 \text{ p.u.}$$

$$L_d = 0.2615 \text{ p.u.}$$

$$L_q = 0.1477 \text{ p.u.}$$

$$L_f = 0.06305 \text{ p.u.}$$

$$L_{kd} = 0.04923 \text{ p.u.}$$

$$L_{kq} = 0.03166 \text{ p.u.}$$

$$R_a = R_b = R_c = 0.000585 \text{ p.u.}$$

$$R_f = 1.3e-4 \text{ p.u.}$$

$$R_{kd} = 0.00418 \text{ p.u.}$$

$$R_{kq} = 0.00434 \text{ p.u.}$$

#### Parámetros del excitador

$$T_R = 0.05 \text{ s}$$

$$T_F = 0.04 \text{ s}$$

$$T_A = 0.1 \text{ s}$$

$$T_E = 0.4 \text{ s}$$

$$K_R = 1.0$$

$$K_F = 2.0$$

$$K_A = 10$$

$$K_E = -1.0$$

#### Parámetros del control de velocidad

$$T_g = 0.2 \text{ s}$$

$$T_w = 0.5 \text{ s}$$

$$T_{RH} = 4.0 \text{ s}$$

$$R_h = 0.05$$

$$R_t = 0.38$$

Parámetros para el transformador en p.u.

reluctancias de dispersión = [15 15 15 5.37 5.37 5.37]

longitudes = [1 1 1 1.16 1.16 1.9 1.9]

sección transversal = [1 1 1 1.77 1.77 1.77 1.77]

Número de vueltas = [1.732 1.732 1.732 1 1 1]

Constantes para la curva de saturación = [0.7 754 0.95];

Matriz de resistencia = [0.0015 0 0 0 0 0  
 0 0.0015 0 0 0 0  
 0 0 0.0015 0 0 0  
 0 0 0 0.0015 0 0  
 0 0 0 0 0.0015 0  
 0 0 0 0 0 0.0015]

Parámetros para la línea de transmisión en p.u.

Resistencia1 = [0.0064 0.0032 0.0032  
 0.0032 0.0064 0.0032  
 0.0032 0.0032 0.0064]

Inductancia = [0.0152 0.0076 0.0076  
 0.0076 0.0152 0.0076  
 0.0076 0.0076 0.0152]

Parámetros para la línea de transmisión en p.u.

C1=[0.15 0 0  
 0 0.15 0  
 0 0 0.15]

$$C2 = \begin{bmatrix} 0.15 & 0 & 0 \\ 0 & 0.15 & 0 \\ 0 & 0 & 0.15 \end{bmatrix}$$

### B.3

A continuación se proporcionan los valores de los parámetros para los elementos del SMM y sus controles, potencia base 100 MVA a 20KV.

Los parámetros del hidrogenerador 1 son los siguientes:

$$V_f = 0.00059 \text{ p.u.}$$

$$\omega_{\text{base}} = 377 \text{ rad/s}$$

$$T_m = 0.8 \text{ p.u.}$$

$$H = 5.6 \text{ s}$$

$$L_q = 0.0369 \text{ p.u.}$$

$$L_d = 0.2615 \text{ p.u.}$$

$$L_q = 0.1477 \text{ p.u.}$$

$$L_f = 0.06305 \text{ p.u.}$$

$$L_{kd} = 0.04923 \text{ p.u.}$$

$$L_{kq} = 0.03166 \text{ p.u.}$$

$$R_a = R_b = R_c = 0.000585 \text{ p.u.}$$

$$R_f = 1.3e-4 \text{ p.u.}$$

$$R_{kd} = 0.00418 \text{ p.u.}$$

$$R_{kq} = 0.00434 \text{ p.u.}$$

Parámetros del excitador

$$T_R = 0.05 \text{ s}$$

$$T_F = 0.04 \text{ s}$$

$$T_A = 0.1 \text{ s}$$

$$T_E = 0.4 \text{ s}$$

$$K_R = 1.0$$



$$K_F=2.0$$

$$K_A=10$$

$$K_E=-1.0$$

#### Parámetros del control de velocidad

$$T_g=0.2 \text{ s}$$

$$T_w=0.5 \text{ s}$$

$$T_{RH}=4.0 \text{ s}$$

$$R_h=0.05$$

$$R_t=0.38$$

Para el hidrogenerador 2 son los mismos parámetros cambiando solamente

$$T_m = 0.1 \text{ p.u.}$$

$$H = 50 \text{ s}$$

Parámetros para los transformadores en p.u. son los mismos solo cambia la configuración deseada.

$$\text{reluctancias de dispersión} = [15 \ 15 \ 15 \ 5.37 \ 5.37 \ 5.37]$$

$$\text{longitudes} = [1 \ 1 \ 1 \ 1.16 \ 1.16 \ 1.9 \ 1.9]$$

$$\text{sección transversal} = [1 \ 1 \ 1 \ 1.77 \ 1.77 \ 1.77 \ 1.77]$$

$$\text{Número de vueltas} = [1.732 \ 1.732 \ 1.732 \ 1 \ 1 \ 1]$$

$$\text{Constantes para la curva de saturación} = [0.7 \ 754 \ 0.95];$$

$$\text{Matriz de resistencia} = [0.0015 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0$$

$$0 \ 0.0015 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0$$

$$0 \ 0 \ 0.0015 \ 0 \ 0 \ 0$$

$$0 \ 0 \ 0 \ 0.0015 \ 0 \ 0$$

$$0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0.0015 \ 0$$

$$0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0.0015]$$

Parámetros para las líneas de transmisión en p.u.

$$\text{Resistencia 1} = \begin{bmatrix} 0.00057 & 0.00028 & 0.00028 \\ 0.00028 & 0.00057 & 0.00028 \\ 0.00028 & 0.00028 & 0.00057 \end{bmatrix}$$

$$\text{Inductancia 1} = \begin{bmatrix} 0.0053 & 0.0026 & 0.0026 \\ 0.0026 & 0.0053 & 0.0026 \\ 0.0026 & 0.0026 & 0.0053 \end{bmatrix}$$

$$\text{Resistencia 2} = \begin{bmatrix} 0.9905 & 0.8987 & 0.8987 \\ 0.8987 & 0.9905 & 0.8987 \\ 0.8987 & 0.8987 & 0.9905 \end{bmatrix} \times 10^{-3}$$

$$\text{Inductancia 2} = \begin{bmatrix} 0.0173 & 0.0081 & 0.0081 \\ 0.0081 & 0.0173 & 0.0081 \\ 0.0081 & 0.0081 & 0.0173 \end{bmatrix}$$

$$\text{Resistencia 3} = \begin{bmatrix} 0.7048 & 0.2130 & 0.2130 \\ 0.2130 & 0.7048 & 0.2130 \\ 0.2130 & 0.2130 & 0.7048 \end{bmatrix} \times 10^{-3}$$

$$\text{Inductancia 3} = \begin{bmatrix} 0.0173 & 0.0081 & 0.0081 \\ 0.0081 & 0.0173 & 0.0081 \\ 0.0081 & 0.0081 & 0.0173 \end{bmatrix};$$

Carga

$$\text{Rcarga} = \begin{bmatrix} 0.3 & 0 & 0 \\ 0 & 0.3 & 0 \\ 0 & 0 & 0.3 \end{bmatrix}$$

$$\text{Lcarga} = \begin{bmatrix} 0.25 & 0 & 0 \\ 0 & 0.25 & 0 \\ 0 & 0 & 0.25 \end{bmatrix}$$

Parámetros para la línea de transmisión en p.u.

$$C8 = \begin{bmatrix} 0.0142 & -0.0034 & -0.0034 \\ -0.0034 & 0.0142 & -0.0034 \\ -0.0034 & -0.0034 & 0.0142 \end{bmatrix}$$

$$C9 = \begin{bmatrix} 0.0142 & -0.0034 & -0.0034 \\ -0.0034 & 0.0142 & -0.0034 \\ -0.0034 & -0.0034 & 0.0142 \end{bmatrix}$$

$$C11 = \begin{bmatrix} 0.0142 & -0.0034 & -0.0034 \\ -0.0034 & 0.0142 & -0.0034 \\ -0.0034 & -0.0034 & 0.0142 \end{bmatrix}$$

$$C7 = \begin{bmatrix} 0.525 & -0.117 & -0.117 \\ -0.117 & 0.525 & -0.117 \\ -0.117 & -0.117 & 0.525 \end{bmatrix}$$

$$C10 = \begin{bmatrix} 0.525 & -0.117 & -0.117 \\ -0.117 & 0.525 & -0.117 \\ -0.117 & -0.117 & 0.525 \end{bmatrix}$$

$$C12 = \begin{bmatrix} 0.525 & -0.117 & -0.117 \\ -0.117 & 0.525 & -0.117 \\ -0.117 & -0.117 & 0.525 \end{bmatrix}$$

#### B.4

A continuación se proporcionan los valores de los parámetros para los elementos del SMM y sus controles implementado en SIMULINK®, potencia base 100 MVA a 20KV.

Parámetros generador 1

Tipo de rotor: Polos salientes

Valores nominales:

$$\text{Potencia [VA]} = 100\,000\,000$$

$$V_{LL} [\text{Volts}] = 20000$$

$$f [\text{Hz}] = 60$$

Reactancias [pu]

$$X_d = 0.2615$$

$$X_d' = 0.08613$$

$$X_d'' = 0.06152$$

$$X_q = 0.1477$$

$$X_q' = 0.0369$$

$$X_q'' = 0.0369$$

Constantes de tiempo en el eje d y q a circuito abierto [s]

$$T_{do}' = 5.87$$

$$T_{do}'' = 0.062$$

$$T_{qo}'' = 0.019$$

Resistencia en el estator [pu]

$$R_s = 0.000585$$

Coefficiente de inercia [s]

$$H = 5.6$$

Factor de fricción [pu]

$$F = 0$$

Pares de polos

$$p = 64$$

Parámetros generador 2

Tipo de rotor: Polos salientes

Valores nominales:

$$\text{Potencia [VA]} = 100\,000\,000$$

$$V_{LL} [\text{Volts}] = 20000$$

$$f [\text{Hz}] = 60$$

Reactancias [ $pu$ ]

$$X_d = 0.2615$$

$$X_d' = 0.08613$$

$$X_d'' = 0.06152$$

$$X_q = 0.1477$$

$$X_q' = 0.0369$$

$$X_q'' = 0.0369$$

Constantes de tiempo en el eje d y q a circuito abierto [s]

$$T_{do}' = 5.87$$

$$T_{do}'' = 0.062$$

$$T_{qo}'' = 0.019$$

Resistencia en el estator [ $pu$ ]

$$R_s = 0.000585$$

Coefficiente de inercia [s]

$$H = 50$$

Factor de fricción [ $pu$ ]

$$F = 0$$

Pares de polos

$$p = 64$$

Parámetros para el transformador 1 y 2, el transformador 3 tiene los mismos parámetros solo cambia la conexión de los devanados.

Valores nominales:

$$\text{Potencia [VA]} = 100\,000\,000$$

$$f [\text{Hz}] = 60$$

Conexión en el devanado 1: Delta

$$V_{1LL} [\text{rms}] = 20\,000$$

$$R1 [pu] = 0.0015$$

$$L1 [pu] = 0.00075$$

Conexión en el devanado 2: Estrella aterrizada

$$V_{2LL} [\text{rms}] = 20\,000$$

$$R2 [pu] = 0.0015$$

$$L2 [pu] = 0.00075$$

Resistencia de magnetización [pu]

$$R_m = 500$$

Característica de saturación [pu]

$$i_m = (0, 0.002, 0.005, 0.012, 0.025, 0.048, 0.105, 0.2)$$

$$\phi_m = (0, 0.8, 0.9, 1, 1.1, 1.15, 1.2, 1.24)$$

Capacitores [F]

$$C7 = 216.75e-6$$

$$C8 = 11.161e-6$$

$$C9 = 11.161e-6$$

$$C10 = 216.75e-6$$

$$C11 = 11.161e-6$$

$$C12 = 12.3e-6$$

Elementos serie de las líneas de transmisión 1 y 3

Secuencia positiva

$$R1 [\Omega] = 0.00063$$

$$L1 [H] = 0.46e-3$$

Secuencia cero

$$R1_0 [\Omega] = 0.019$$

$$L1_0 [H] = 2.06e-5$$

Elementos serie de las líneas de transmisión 2

Secuencia positiva

$$R2 [\Omega] = 0.0007$$

$$L2 [H] = 0.45e-4$$

Secuencia cero

$$R2_0 [\Omega] = 0.00014$$

$$L2_0 [H] = 2.08e-6$$

Carga

$$P[\text{MW}] = 180e6$$

$$Q[\text{MVars}] = 150e6$$

Los parámetros de los controles son los mismos que para el SMM de la Figura 6.7

