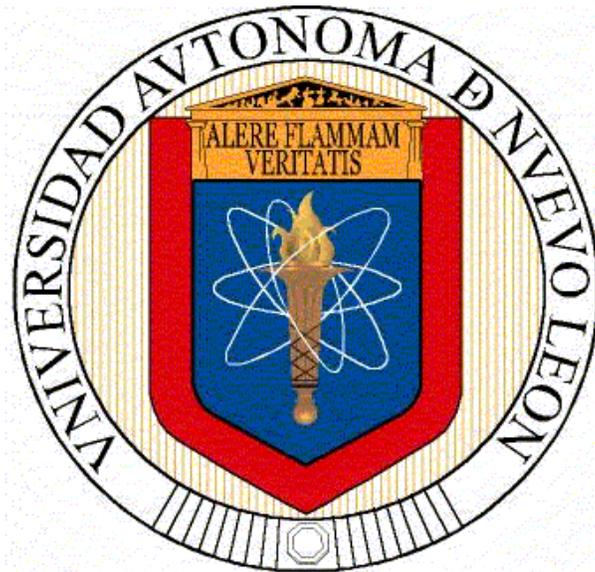


**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN  
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA  
SUBDIRECCIÓN DE POSGRADO**



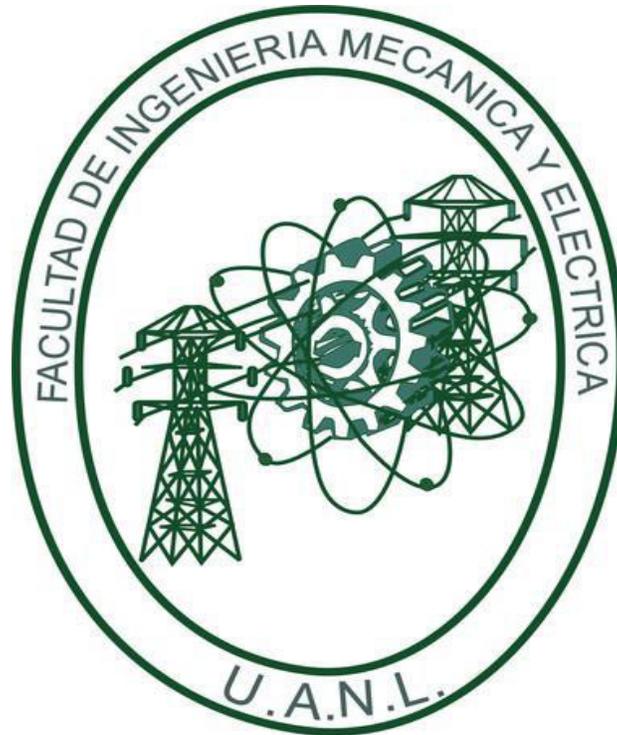
**ANÁLISIS DE MODOS DE OSCILACIÓN Y AMORTIGUAMIENTO  
EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

**POR  
JUAN CARLOS RAMÍREZ SAUCEDO**

**COMO REQUISITO PARA OBTENER EL GRADO DE MAESTRÍA  
EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA ELÉCTRICA CON  
ESPECIALIDAD EN POTENCIA**

**NOVIEMBRE 2014**

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN  
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA  
SUBDIRECCIÓN DE POSGRADO**



**ANÁLISIS DE MODOS DE OSCILACIÓN Y AMORTIGUAMIENTO  
EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

**POR  
JUAN CARLOS RAMÍREZ SAUCEDO**

**COMO REQUISITO PARA OBTENER EL GRADO DE MAESTRÍA  
EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA ELÉCTRICA CON  
ESPECIALIDAD EN POTENCIA**

**NOVIEMBRE 2014**

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA**  
**SUBDIRECCIÓN DE POSGRADO**

Los miembros del comité de tesis recomendamos que la tesis “ANÁLISIS DE MODOS DE OSCILACIÓN Y AMORTIGUAMIENTO EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA” realizada por el estudiante Juan Carlos Ramírez Saucedo, con matrícula 0787771, sea aceptada para su defensa como opción al grado de Maestro en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica con Especialidad en Potencia.

**COMITÉ DE TESIS**

---

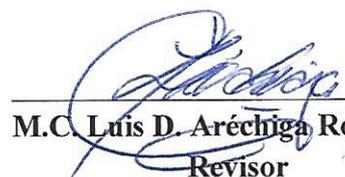
**Dr. Manuel Antonio Andrade Soto**

Asesor



---

**Dr. Ernesto Vázquez Martínez**  
Revisor



---

**M.C. Luis D. Aréchiga Rodríguez**  
Revisor

---

**Dr. Simón Martínez Martínez**  
Subdirector de Posgrado

San Nicolás de los Garza, N.L

Noviembre, 2014

## **Dedicatoria**

Dedico este trabajo a mis padres, Gregoria y Antonio por su sencillez y apoyo incondicional de siempre.

A mi pequeña Anna, fuente de alegría inagotable y a su madre Sonia, mi fiable y creativa, compañera del camino.

A mis hermanas Juanita, Sol, Ofelia, Norma, Lulú, Mayra y Ara y a mis hermanos, Gil, Toño e Isma.

## **Agradecimientos**

Mi agradecimiento al Dr. Florencio Aboytes García por su valioso apoyo y asesoría en el desarrollo de este trabajo y por compartir su conocimiento y experiencia.

Al Dr. José Antonio de la O Serna por su asesoría en temas específicos.

A los Doctores Manuel Antonio Andrade Soto, Ernesto Vázquez Martínez y al M.C. Luis David Aréchiga Rodríguez, por sus valiosa asesoría y comentarios para enriquecer éste trabajo de tesis.

A quienes, dentro del programa doctoral, contribuyeron en mi formación con cordialidad y empeño, Dr. Salvador Acha Daza, Dr. Héctor J. Altuve Ferrer, Dr. Joaquín Collado, Dr. Rogelio Ramírez Barradas, Dr. Fernando Sánchez Tello, Dr. Oscar L. Chacón Mondragón.

A mis compañeros del programa doctoral, compañerismo que se convirtió en amistad, Laura, María de los Ángeles, Irma Rosario, David Alejandro, Julio Alberto, Armando, Josué, Pedro Martín, Francisco Humberto, Gustavo y Mario.

Al CONACYT.

Al personal administrativo de la FIME, especialmente a la Sra. Lupita y al Ing. Benito Garza.

A todas y todos, gracias.

# Resumen

## **ANÁLISIS DE MODOS DE OSCILACIÓN Y AMORTIGUAMIENTO EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

Publicación No. \_\_\_\_\_

Juan Carlos Ramírez Saucedo

Universidad Autónoma de Nuevo León

Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica

Profesor Asesor: Dr. Manuel Antonio Andrade Soto

Noviembre de 2014

En este trabajo de tesis se analiza el origen y causas de las oscilaciones electromecánicas que se presentan en Sistemas Eléctricos de Potencia ante la ocurrencia de pequeñas perturbaciones. A partir de dicho análisis, se obtiene información sobre las frecuencias de oscilación, que pueden presentarse en el SEP, así como las magnitudes relativas y las formas características de oscilación de las variables del SEP, que participan en las oscilaciones.

Se analizan dos técnicas, el análisis modal y el análisis de Fourier, mediante las cuales se obtiene información valiosa que contribuye al conocimiento anticipado, del comportamiento del SEP ante disturbios. Se describen los fundamentos matemáticos de la técnica de valores característicos, mediante la cual se obtienen los modos de oscilación de diferentes SEP's de prueba con y sin amortiguamiento. Se analiza e interpreta la relación de los valores y

vectores característicos y los factores de participación, con las frecuencias y el amortiguamiento de la oscilación de las variables de estado del SEP tales como la posición y velocidad angular de rotores de máquinas y flujos de potencia activa. Se comprueban estas relaciones mediante la excitación de modos de oscilación o simulación de fallas en programas de estabilidad transitoria. Además, se analiza el impacto de pequeñas perturbaciones en otras variables como el voltaje y la potencia reactiva encontrando diferencias significativas.

La técnica del análisis de Fourier, junto con el procesamiento de señales en tiempo discreto, se emplean para obtener las componentes de frecuencia de señales grabadas (respuesta no lineal del SEP), de disturbios ocurridos en SEP's de prueba. Con estos resultados se obtienen también, los modos de oscilación naturales del sistema, aspectos de fase de la oscilación de variables y datos sobre, que modo de oscilación tiene mayor influencia en el comportamiento oscilatorio de alguna máquina en particular. Se presentan una comparación de los resultados obtenidos con ambas metodologías.

Finalmente, y como parte de la conclusión de este trabajo, se remarca la utilidad de ambas técnicas a ser usadas de forma complementaria, en el análisis de SEP's, contribuyendo a un mejor conocimiento del comportamiento del SEP ante disturbios.

# Índice

	<b>Página</b>
<b>Dedicatoria.</b> . . . . .	iv
<b>Agradecimientos.</b> . . . . .	v
<b>Resumen.</b> . . . . .	vi
<b>Capítulo 1. Introducción</b>	
1.1 Motivación. . . . .	1
1.2 Revisión bibliográfica	2
1.2 Estructura de la tesis. . . . .	4
1.3 Aportaciones. . . . .	6
<b>Capítulo 2. Caracterización de modos de oscilación</b>	
2.1 Introducción. . . . .	8
2.2 Sistemas lineales y ecuaciones de estado. . . . .	9
2.3 Análisis modal . . . . .	10
2.3.1 Modos de oscilación. . . . .	10
2.3.2 Eigenvalores o valores característicos. . . . .	11
2.3.3 Eigenvectores o vectores característicos. . . . .	12
2.4 La respuesta en el tiempo de un sistema lineal. . . . .	14
2.4.1 Matriz de participación. . . . .	16
2.5 Conclusiones. . . . .	16
<b>Capítulo 3. Interpretación de modos de oscilación en sistemas eléctricos de potencia</b>	
3.1 Introducción. . . . .	18
3.2 Frecuencias naturales no amortiguadas. . . . .	19

## Índice (continuación)

3.2.1	Obtención del modelo linealizado de las ecuaciones de flujos de potencia. . . . .	19
3.2.2	El cálculo de modos como un problema de valores característicos. . . . .	23
3.3	Interpretación de modos de oscilación en sistemas eléctricos de potencia de prueba. . . . .	25
3.4	Conclusiones. . . . .	33

### Capítulo 4. Amortiguamiento de oscilaciones

4.1	Introducción. . . . .	35
4.2	Coeficientes de sincronización y amortiguamiento en SEP's. . . . .	36
4.3	Análisis de coeficientes de sincronización y amortiguamiento en un SEP básico. . . . .	37
4.4	Obtención del modelo lineal de un SEP multimáquina. . . . .	42
4.5	Excitación de modos de oscilación. . . . .	45
4.6	Interpretación de modos de oscilación en SEP's de prueba y análisis de amortiguamiento. . . . .	46
4.6.1	Interpretación del amortiguamiento en los modos de oscilación. . . . .	46
4.7	Conclusiones. . . . .	53

### Capítulo 5. Oscilaciones de voltaje, potencia activa y potencia reactiva

5.1	Introducción. . . . .	55
5.2	Ecuaciones de voltaje, potencia activa y potencia reactiva. . . . .	56
5.2.1.	Ecuaciones de voltajes en terminales de generadores. . . . .	56
5.2.2.	Ecuaciones de potencia activa y potencia reactiva. . . . .	58
5.3	Análisis de oscilaciones de voltaje y potencia. . . . .	60

## Índice (continuación)

5.4 Ejemplos ilustrativos de oscilaciones de voltaje y potencia. . . . .	62
5.5 Conclusiones. . . . .	72
<b>Capítulo 6. Determinación de modos de oscilación mediante el procesamiento de respuestas en el tiempo</b>	
6.1 Introducción. . . . .	74
6.2 Determinación del espectro de frecuencias de señales de respuesta en el tiempo en un sistema eléctrico de potencia. . . . .	75
6.3 Aplicación en sistemas eléctricos de potencia de prueba. . . . .	76
6.3.1. Determinación de modos de oscilación en un SEP de prueba. . . . .	76
6.3.2. Comparación de resultados. . . . .	81
6.4 Conclusiones. . . . .	85
<b>Capítulo 7. Conclusiones y recomendaciones</b>	
7.1 Conclusiones finales. . . . .	87
7.2 Aportaciones. . . . .	92
7.2 Recomendaciones para trabajos futuros. . . . .	93
<b>Referencias. . . . .</b>	<b>95</b>
<b>Índice de tablas. . . . .</b>	<b>100</b>
<b>Índice de figuras. . . . .</b>	<b>101</b>
<b>Apéndice 1. Sistemas de prueba de casos de estudio. . . . .</b>	<b>103</b>
<b>Apéndice 2. Artículos presentados del trabajo de tesis. . . . .</b>	<b>108</b>

# CAPITULO 1

## Introducción

### 1.1. Motivación

Los sistemas eléctricos de potencia (SEP's) están sujetos de manera permanente a diversas perturbaciones debido principalmente a la variación de la carga, a operaciones normales, cambios en generación, conexión y desconexión de elementos, etc. En ocasiones estas perturbaciones involucran variaciones de velocidad de rotores de generadores y están asociadas con oscilaciones, que generalmente decrecen con el tiempo, pero en algunas circunstancias, pueden persistir después de un disturbio ó incrementar de magnitud, ocasionando el disparo de líneas que aíslan parte del sistema con la subsecuente pérdida de carga.

En los últimos años se han detectado en muchos sistemas de potencia en el mundo, la aparición de oscilaciones espontáneas de baja frecuencia, las cuáles se mantienen durante periodos de tiempo relativamente grandes, debido a que no existe amortiguamiento. En otros casos, más graves aún, las oscilaciones han provocado la desconexión de líneas de interconexión por pérdida de sincronismo, debido al crecimiento de las oscilaciones en el tiempo.

Desde el punto de vista de análisis es importante identificar el origen de las oscilaciones, calcular las frecuencias naturales, entender la física del amortiguamiento, evaluar el efecto de controles y proponer alternativas para el control de oscilaciones. Desde el punto de vista práctico, en la operación de SEP's se requiere tener recomendaciones precisas para minimizar el problema

de oscilaciones y tener guías técnicas para influir en el diseño de controles de nuevas centrales generadoras. En este caso es importante el estudio y análisis del probable comportamiento del sistema, previo a la ocurrencia de las oscilaciones ya que el tenerlas identificadas permitirá una mejor comprensión del problema así como una estrategia de prevención al momento que se presenten.

En esta tesis se describen y se aplican dos metodologías para el cálculo de los modos de oscilación electromecánicos o frecuencias naturales del sistema eléctrico; la primera en base al conocimiento de los modelos de la red eléctrica con las características de sus elementos y la otra en base al análisis de registros de disturbios que se presentan en el SEP.

## **1.2.Revisión bibliográfica**

En diversos sistemas de potencia en el mundo se han presentado condiciones de inestabilidad ante pequeñas perturbaciones al presentarse oscilaciones electromecánicas no amortiguadas [30,12]. Lo anterior ha motivado el desarrollo de diferentes trabajos enfocados al análisis y control de oscilaciones electromecánicas. A este análisis se le conoce también en la literatura como análisis de estabilidad de pequeña señal. En [1], Byerly describe una base teórica para el análisis de los modos normales y formas modales (análisis modal) de un sistema de potencia obteniendo datos para una mejor comprensión del comportamiento dinámico. En [3,4,24] Pérez-Arriaga y Verghese proponen un marco llamado Análisis Modal Selectivo para analizar y reducir los grandes modelos lineales invariantes en el tiempo que se originan en el estudio de la Estabilidad Dinámica en sistemas de potencia. Mediante el, se puede determinar de manera eficiente y con precisión, los valores propios y vectores propios de los modos naturales de interés.

Aunque inicialmente se realizaron estudios de oscilaciones electromecánicas mediante simulaciones dinámicas sobre el modelo no lineal del SEP, donde sus elementos son modelados con la mayor cantidad de detalles posibles, se sabe que el comportamiento de un SEP ante pequeñas perturbaciones puede compararse al comportamiento de sistemas lineales lo cual permite linealizar la dinámica del SEP en un punto de operación y la aplicación de métodos de estudio de estabilidad de sistemas lineales. Los métodos propuestos para el análisis de estabilidad de pequeña señal son: a) análisis modal, b) análisis de torque, c) método de respuesta en frecuencia y d) métodos de identificación siendo los mayor uso en el estudio de las oscilaciones, por su eficacia comprobada en sistemas reales, el análisis modal y los métodos de identificación [30].

En [27] Hauer presenta resultados iniciales del análisis Prony a señales de respuesta de un sistema de potencia. El análisis Prony realiza una extensión del análisis de Fourier, estimando directamente la frecuencia, el amortiguamiento, la magnitud y la fase relativa de las componentes modales presentes en una señal dada, obtenida generalmente como salida de un programa de estabilidad transitoria. Este análisis consiste en una estrategia matemática que ajusta una combinación lineal de términos exponenciales a la señal muestreada en el tiempo.

Por sus características, el análisis Prony, junto con los algoritmos Steiglitz-McBride y el Eigensystem Realization, son considerados métodos de identificación. En [25], Sanchez-Gasca y Chow, realizan una comparación empírica de estos tres métodos de identificación utilizados en el análisis de oscilaciones electromecánicas.

La estabilidad de oscilaciones electromecánicas débilmente amortiguadas entre grupos de generadores es un requerimiento fundamental para la operación adecuada en un SEP. En [28] se utilizan el análisis modal y un método basado

en análisis de residuos para la aplicación de FACTS (Flexible Ac Transmission Systems), específicamente se discute la aplicación de Compensadores Estáticos de Var's (CEV) y Capacitores Serie Controlados por Tiristores (CSCT), para amortiguar oscilaciones interárea concluyendo que los dispositivos FACTS mejoran el desempeño dinámico de un sistema de potencia.

En publicaciones recientes se ha aplicado el análisis modal para evaluar el comportamiento dinámico del SEP ante pequeñas perturbaciones permitiendo la identificación directa de las causas que contribuyen en forma negativa al amortiguamiento asociado con los modos electromecánicos, así como la ubicación más adecuada de controles que contribuyan a mejorar el amortiguamiento de los mismos[29].

Un nuevo enfoque en la supervisión y control de oscilaciones electromecánicas del sistema de potencia se plantea en [33], donde se ha identificado una tendencia a emplear mediciones fasoriales sincronizadas, provistas por unidades de medición fasorial (PMU) en nuevos esquemas de supervisión y control. Se propone una metodología para la supervisión y control de oscilaciones de baja frecuencia en tiempo real, basada en índices de controlabilidad y observabilidad. El método para estimar la frecuencia y amortiguamiento de las oscilaciones realiza una combinación de la transformada de wavelet discreta y el algoritmo Prony.

### **1.3. Estructura de la tesis**

En el capítulo 1 se presenta los motivos que dan origen a esta tesis, realiza una revisión bibliográfica con los antecedentes relacionados al tema de investigación, se presenta la estructura del contenido del trabajo y se incluyen las aportaciones más significativas. En el Capítulo 2 se presenta la teoría fundamental para el análisis de oscilaciones electromecánicas, se parte de la

técnica de valores característicos y se interpreta el significado dichos valores y sus vectores característicos asociados en relación con las frecuencias de oscilación y formas características de las mismas.

En el capítulo 3 se aplica la teoría del capítulo 2 para el análisis de oscilaciones electromecánicas no amortiguadas en SEP's. Se presentan algunas consideraciones para obtener los modos de oscilación naturales y formas características de oscilación del SEP mediante el cálculo de valores y vectores característicos así como las justificaciones para la linealización de las ecuaciones de potencia en un punto de operación. Se describe la interpretación de los resultados obtenidos mediante el cálculo de los modos de oscilación, en variables como la posición y velocidad angular de rotores y la potencia eléctrica, con algunos ejemplos ilustrativos en SEP's de prueba y se simulan algunos modos con la ayuda de un programa de estabilidad transitoria.

El capítulo 4 considera las ecuaciones generales que incluyen los pares de sincronización y amortiguamiento en la dinámica de las maquinas generadoras. Se analizan SEP's de prueba obteniendo los modos de oscilación e interpretando el efecto del amortiguamiento. Se realizan comparaciones respecto al análisis presentado en el capítulo 3 para el caso no amortiguado. Así mismo se detalla el proceso matemático de la excitación de modos de oscilación en SEP's.

En el capítulo 5 se analiza el impacto de pequeñas perturbaciones en otras variables que definen el comportamiento reactivo de los generadores y los voltajes del sistema. Se desarrollan las ecuaciones para el voltaje en terminales y la potencia reactiva generada, se obtienen expresiones en función de la posición angular de rotores para un sistema básico, usando este desarrollo se definen las regiones lineales y no-lineales del comportamiento de las unidades en función del punto de operación. Mediante el análisis de casos ilustrativos se muestra la deformación de voltajes y potencias que resultan de la condición

operativa y del movimiento de las posiciones angulares de rotores de unidades generadoras. El análisis se extiende a diversos modos de oscilación y confirmando el mismo efecto de no-linealidad.

El capítulo 6 presenta una alternativa para el cálculo de los modos naturales de un sistema de potencia cuando no se conocen por completo los parámetros físicos de la red de manera que no pueden utilizarse las técnicas del análisis modal. La alternativa propuesta requiere tener registros de datos del comportamiento del sistema de potencia durante perturbaciones que se hayan presentado en dicho sistema. Mediante el uso de técnicas del análisis de señales y análisis de Fourier se analiza la información contenida en los registros para obtener información de los modos de oscilación del sistema en cuestión. También en éste capítulo se presentan ejemplos ilustrativos de la obtención e interpretación de los modos naturales en SEP's de prueba. Se realizan comparaciones con los resultados del análisis modal presentado en capítulos anteriores.

Finalmente el capítulo 7 presenta las conclusiones de la tesis y algunas recomendaciones para trabajos futuros.

#### **1.4. Aportaciones**

Este trabajo presenta dos alternativas para el cálculo de los modos de oscilación electromecánicos de un SEP. La primera de ellas consiste en una aplicación del análisis de sistemas lineales al cálculo de los modos de oscilación (análisis modal) de un SEP demostrándose su validez para predecir la respuesta natural ante pequeñas perturbaciones. La segunda alternativa presenta una metodología para obtener los modos de oscilación de un SEP a partir de registros de disturbios.

Se describe en forma clara, la relación entre los valores característicos, eigenvalores, eigenvectores y factores de participación con las frecuencias de oscilación electromecánicas del SEP, así como las magnitudes relativas y fases de dichas oscilaciones.

Para oscilaciones amortiguadas se realiza la descripción matemática de la respuesta del SEP en función de los eigenvalores y eigenvectores.

Se extiende el análisis de pequeñas perturbaciones al análisis de otras variables confirmando que los modos electromecánicos se reflejan en la posición y velocidad angular y generalmente también en la potencia activa y flujos de potencia activa pero no necesariamente en el voltaje y potencia reactiva.

Se obtienen los modos naturales de oscilación en sistemas de potencia de prueba a partir de registros de disturbios ocurridos en el sistema. En esta metodología es necesario considerar que una falla en particular que ocurra en el SEP podría excitar solo algunos de los modos de oscilación naturales y necesariamente la respuesta no lineal estará compuesta por contribuciones de dichos modos.

Ambas metodologías pueden combinarse y ser de gran utilidad al aplicarse en el análisis de sistemas de potencia, tanto para la identificación de oscilaciones que pudieran presentarse en el sistema como para influir en el diseño de controles.

# CAPITULO 2

## Caracterización de Modos de Oscilación

### 2.1 Introducción

Los sistemas eléctricos de potencia (SEP) están sujetos a diversas perturbaciones, que pueden ser desde variaciones normales en la carga, cambios en la potencia de generación, conexión y desconexión de elementos, hasta fallas en los sistemas de generación y transmisión. Toda perturbación origina un desbalance entre los pares eléctrico y mecánico de generadores y turbinas respectivamente, que produce la oscilación de los grupos turbina-generador, que a su vez ocasiona oscilaciones en las diversas variables en el sistema de potencia; tales como posiciones y velocidades angulares de rotores, flujos de potencia, voltajes y corrientes, potencia generada entre otras.

En el SEP también existen diferentes fuentes de amortiguamiento que reducen la amplitud y duración de la oscilación. Entre ellas los devanados amortiguadores en generadores, el comportamiento de la potencia activa y reactiva de las cargas con el voltaje, los controles en sistemas de excitación y gobernación de velocidad. En el mejor de los casos, si la fuente de amortiguamiento es efectiva las oscilaciones disminuyen su amplitud decrecen con el tiempo. Sin embargo, en algunos casos, hay oscilaciones que persisten en el tiempo e incluso oscilaciones que incrementan su magnitud, ocasionando el disparo de líneas y la pérdida de cargas en el sistema. Desde punto de vista

del análisis dinámico de un sistema es de gran importancia identificar el origen de oscilaciones para tratar de minimizar este problema.

En este capítulo se presenta la teoría fundamental para el análisis de oscilaciones electromecánicas, se parte de la técnica de valores característicos y se interpreta el significado dichos valores y sus vectores característicos asociados en relación con las frecuencias de oscilación y formas características de las mismas.

## 2.2 Sistemas lineales y ecuaciones de estado

Las ecuaciones dinámicas que rigen el comportamiento del sistema de potencia son no-lineales. Sin embargo, para el análisis de pequeñas perturbaciones pueden ser linealizadas alrededor de un punto de operación. El modelo linealizado puede ser expresado como un conjunto de ecuaciones diferenciales de primer orden y a la representación en variables de estado

$$\begin{aligned}\dot{x}(t) &= A(t)x(t) + B(t)\mu(t) \\ y(t) &= C(t)x(t) + D(t)\mu(t)\end{aligned}\tag{2-1}$$

donde  $\dot{x}(t)$  denota el vector de derivadas de las variables  $x(t)$  con respecto al tiempo. El vector función del tiempo  $x(t)$  de orden  $(n \times 1)$  es el llamado vector de estado y sus componentes  $x_1(t)$ ,  $x_2(t)$ , ...  $x_n(t)$ , son las variables de estado del sistema. La función  $u(t)$ , la excitación al sistema es un vector de orden  $(m \times 1)$ ,  $y(t)$  es el vector de las señales de salida de orden  $(p \times 1)$ .  $A(t)$   $(n \times n)$  es la matriz de estado,  $B(t)$  es la matriz  $(n \times m)$  de coeficientes de las entradas,  $C(t)$   $(p \times n)$  es la matriz de coeficientes de las salidas y  $D(t)$   $(p \times m)$  es la matriz de coeficientes que relaciona directamente las variables de entrada y salida.

El sistema lineal será invariante en el tiempo (LIT) si estas matrices de coeficientes son constantes. Si una o más de estas matrices varían con el tiempo el sistema es variante en el tiempo (LVT).

En el análisis de sistemas de potencia se considera un tiempo fijo  $t_0$  inicial, y las propiedades de la solución  $x(t)$  de una ecuación lineal de estado, para un estado inicial dado  $x(t_0)=x_0$  y una señal de entrada  $u(t)$  especificada, son de interés para  $t \geq t_0$ .

Ecuaciones lineales de estado de la forma (2-1) pueden originarse de muchas formas y en efecto, las ecuaciones diferenciales clásicas de n-ésimo orden pueden llevarse a la forma de la ecuación de estado.

## 2.3 Análisis modal

### 2.3.1 Modos de oscilación

Los modos de oscilación naturales de un sistema eléctrico describen la respuesta libre, natural o no forzada del mismo. El objetivo es predecir el funcionamiento futuro del sistema en el dominio del tiempo mediante el análisis en el dominio de la frecuencia compleja.

Para realizar el análisis modal, se parte de la ecuación de estado (2-1), considerando que el sistema es LIT y se aplica la transformada de Laplace de donde se obtiene una representación alternativa para la ecuación de estado en el dominio de la frecuencia

$$X(s) = [SI - A]^{-1} x(0) + [SI - A]^{-1} b U(s)$$

$$Y(s) = c X(s) \quad \text{donde } X(s) \triangleq \int_{0^-}^{\infty} x(t) e^{-st} dt \quad (2-2)$$

En general, la respuesta natural de un sistema LIT con un estado inicial  $x(t_0)=x_0$  en el tiempo  $t_0=0$  y en ausencia de nuevas entradas obedecerá

$$X(s) = [SI - A]^{-1} x_0 \quad (2-3)$$

La matriz  $[SI-A]$  es algunas veces llamada la matriz característica de A, su determinante

$$a(s) = \det[SI - A] = (s - \lambda_1)(s - \lambda_2) \dots (s - \lambda_n) \quad (2-4)$$

es conocido como el polinomio característico de A, y sus raíces  $\{\lambda_i\}$  son llamados los valores característicos de A [13]. Los eigenvalores pueden ser reales o complejos. Si A es real los eigenvalores necesariamente ocurren en pares complejos conjugados. Para el sistema de potencia la matriz de estado A tiene coeficientes reales.

Es claro, de la ecuación (2-1), que estos eigenvalores describen la respuesta natural ( $u=0$ ) de la realización  $\{A,b,c\}$  (la descripción en variables de estado), y por lo tanto ellos son con frecuencia llamados los *modos o frecuencias naturales de oscilación*.

### 2.3.2 Eigenvalores o valores característicos

Los eigenvalores de A están dados por los valores escalares de  $\lambda$  para los cuales existe una solución con  $p_i$  diferente de cero

$$Ap = \lambda p \quad (2-5)$$

donde:  $A$  es una matriz  $n \times n$  con coeficientes reales

$p$  es un vector  $n \times 1$

Para encontrar los eigenvalores la ecuación (2-5) puede ser escrita como

$$(A - \lambda I)p = 0 \quad (2-6)$$

para una solución no trivial

$$\det(A - \lambda I) = 0 \quad (2-7)$$

Al encontrar las  $n$  soluciones de  $\lambda$ , obtenemos los eigenvalores de  $A$ .

### 2.3.3 Eigenvectores o vectores característicos

Para algún eigenvalor  $\lambda_i$ , el vector columna  $p_i$  el cual satisface la ecuación (2-5) es conocido como el eigenvector derecho de  $A$  asociado con el eigenvalor  $\lambda_i$

$$Ap_i = \lambda_i p_i \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (2-8)$$

el eigenvector  $p_i$  tiene la forma

$$p_i = \begin{bmatrix} p_{1i} \\ p_{2i} \\ \vdots \\ p_{ni} \end{bmatrix} \quad (2-9)$$

En forma similar, el vector renglón de la forma

$$q_i^T = [q_{i1} \quad q_{i2} \quad \dots \quad q_{in}] \quad (2-10)$$

que satisface la ecuación

$$q_i^T A = \lambda_i q_i^T \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (2-11)$$

es llamado el eigenvector izquierdo de  $A$  asociado con el eigenvalor  $\lambda_i$ .

Para eigenvalores diferentes, los vectores característicos derecho e izquierdo correspondientes, forman un conjunto ortogonal, es decir

$$\begin{aligned} q_j^T p_i &= k_i & i = j \\ &= 0 & i \neq j \end{aligned} \tag{2-12}$$

En vista de que los eigenvectores están determinados con algún multiplicador escalar, es una práctica común normalizar estos vectores de tal forma que para  $i = j$  tenemos

$$k_i = q_i^T p_i = 1 \tag{2-13}$$

Siguiendo con el análisis de las propiedades de la matriz A, se definen las siguientes matrices:

$$\text{sea } P = [p_i] = [p_1 \ p_2 \ \dots \ p_n] \tag{2-14}$$

una matriz  $n \times n$  con los vectores característicos derechos de A y sea

$$Q = [q_i^T] = \begin{bmatrix} q_1^T \\ \vdots \\ q_n^T \end{bmatrix} \tag{2-15}$$

una matriz  $n \times n$  formada por los vectores característicos izquierdos de A.

En términos de estas matrices y considerando las ecuaciones (2-8) y (2-13), se puede escribir

$$AP = P\Lambda \tag{2-16}$$

$$QP = I, \quad Q = P^{-1} \tag{2-17}$$

y de (2-16) y (2-17)

$$QAP = \Lambda \quad (2-18)$$

$$\text{donde la matriz } \Lambda = \text{diag}\{\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n\} \quad (2-19)$$

es la matriz de valores característicos de A.

## 2.4 La respuesta en el tiempo de un sistema lineal

La solución en el dominio del tiempo del sistema puede ser analizada por medio de la transformada inversa de Laplace. Arreglando la ecuación (2-3) tenemos

$$X(s) = [SI - A]^{-1} x_0 = [PP^{-1}SI - PP^{-1}APP^{-1}]^{-1} x_0 \quad (2-20)$$

que también puede escribirse como

$$X(s) = [P(SI - P^{-1}AP)P^{-1}]^{-1} x_0 \quad (2-21)$$

y de (2-17) y (2-18)

$$X(s) = P(SI - \Lambda)^{-1} P^{-1} x_0 \quad (2-22)$$

como P y P<sup>-1</sup> son las matrices con los vectores característicos derechos e izquierdos, y (SI-Λ) es una matriz diagonal, se tiene

$$X(s) = \sum_{i=1}^n \frac{P_i(q_i^T x_0)}{s - \lambda_i} \quad (2-23)$$

donde al aplicar la transformada inversa de Laplace se obtiene la respuesta en el tiempo del sistema en función de eigenvalores y eigenvectores.

$$x(t) = \sum_{i=1}^n \left[ (q_i^T x_0) e^{\lambda_i t} \right] p_i \quad (2-24)$$

Nótese que  $q_i^T x_0$  es una cantidad escalar.

Un modo de oscilación en particular está excitado si la respuesta solo incluye un valor característico  $\lambda_i$ .

$$x(t) = e^{\lambda_i t} c \quad (2-25)$$

donde  $c$  es un vector constante proporcional al eigenvector  $p_i$ .

En la ecuación (2-24) se observa que el eigenvector izquierdo  $q_i^T$  determina la influencia de las condiciones iniciales  $x_0$  sobre el modo  $i$ , mientras que el eigenvector derecho  $p_i$  determina la actividad de cada variable de estado en, el  $i$ -ésimo modo, es decir la forma del modo. Además se observa que la respuesta en el tiempo del sistema en general está formada por una combinación de todos los modos de oscilación del sistema.

Si bien los eigenvectores dan información importante de la magnitud y la forma del modo, la contribución de cada uno es dependiente de la escala, es decir de las unidades en que se miden las variables de estado, por lo que la información es útil cuando las variables de estado se expresan en las mismas unidades. Los eigenvectores son particularmente valiosos para determinar los aspectos de fase y la forma del modo.

En general la respuesta en el tiempo del sistema es de carácter no lineal, está dada por la sumatoria de varias funciones senoidales de diferente fase y frecuencia, correspondientes a los modos de oscilación del sistema. Sin embargo, en algunos casos un modo de oscilación puede dominar el

comportamiento oscilatorio del sistema debido a su mayor participación en ese modo.

### 2.4.1 Matriz de participación

Un problema al usar los eigenvectores derechos e izquierdos para identificar las relaciones entre los estados y los modos es el escalamiento de los elementos de los eigenvectores. La matriz de participación es comúnmente utilizada para evitar este problema de escalamiento. Considerando que el elemento  $p_{ki}$  mide la actividad de la variable de estado  $x_k$  en el  $i$ -ésimo modo y  $q_{ki}$  da un factor de peso de esta actividad en el modo, entonces es posible definir

$$P_{ki} = \{q_{ki} p_{ik}\} \quad (2-26)$$

como la matriz de participación y los factores de participación  $P_{ki}$  son números adimensionales y miden la participación neta del  $k$ -ésimo estado en el  $i$ -ésimo modo y viceversa. Los factores de participación, en vista de la normalización de los eigenvectores, tienen la particularidad de que, ya sea asociados con algún modo o con alguna variable de estado, son igual a la unidad, es decir

$$\sum_{i=1}^n P_{ki} = 1 \text{ y } \sum_{k=1}^n P_{ki} = 1 \quad (2-27)$$

## 2.5 Conclusiones

La respuesta en el tiempo de un sistema dinámico puede describirse en función de los modos de oscilación del sistema. El análisis modal, el cual se realiza a partir de definir el estado del sistema en una condición inicial, comprende el cálculo de valores y vectores característicos y a partir de estos últimos se calculan los factores de participación.

Los valores característicos contienen información referente a las frecuencias naturales de oscilación, los vectores característicos contienen información sobre

la fase y participación relativa de las variables de estado en cada modo y los factores de participación miden la participación neta de cada variable de estado en cada modo.

En un sistema con  $n$  modos de oscilación y ante alguna perturbación arbitraria, uno o más de ellos son excitados. Si se desea estimular solo un modo es suficiente ajustar el vector de condiciones iniciales  $x_0$ , con un vector proporcional al eigenvector correspondiente al modo de interés.

# CAPITULO 3

## Interpretación de los modos de oscilación en sistemas eléctricos de potencia

### 3.1 Introducción

Los modos de oscilación en SEP's definen la forma natural en que los rotores de los generadores oscilan al perturbarse el equilibrio del sistema. Ellos están asociados a las inercias de los generadores (ecuación de oscilación) y a los pares mecánicos y eléctricos de turbinas y generadores. Si bien, las ecuaciones que rigen el comportamiento dinámico del SEP son en general no-lineales, la teoría presentada en el capítulo 2 para el análisis de Sistemas Lineales, se aplica en este capítulo para el análisis de oscilaciones electromecánicas en SEP's.

En este análisis se deja fuera, por lo pronto, el efecto del amortiguamiento en las oscilaciones ya que se analiza en el capítulo 4. Los generadores son representados por el modelo clásico con encadenamientos de flujo constante y se realizan algunas consideraciones adicionales para obtener los modos de oscilación naturales y formas características de oscilación del SEP mediante el cálculo de valores y vectores característicos. Se incluyen algunos ejemplos ilustrativos donde se interpreta los resultados del análisis modal y con la ayuda

de un programa de simulación se observan los modos de oscilación en SEP's de prueba.

### 3.2 Frecuencias naturales no amortiguadas

Las frecuencias naturales no amortiguadas que existen en un sistema son descritas por un sistema de ecuaciones diferenciales de la forma

$$\ddot{x} + Ax = 0 \quad (3-1)$$

para llegar a esta forma las ecuaciones de aceleración que describen la dinámica de las máquinas, se escriben sin el término del amortiguamiento [7].

$$\frac{2H_i}{w_0} \ddot{\delta}_i = P_{Ti} - P_{Ei} \quad (3-2)$$

Se considera que en el momento de la perturbación, la potencia de la turbina permanece constante, el modelo clásico (un voltaje constante detrás de una reactancia transitoria) se emplea para representar a los generadores y el sistema es linealizado en un punto de operación.

#### 3.2.1 Obtención del modelo linealizado de las ecuaciones de flujos de potencia

La linealización del sistema se logra considerando que la posición angular de rotores está dada por un valor inicial o de estado estable más una desviación incremental

$$\delta_i = \delta_{i0} + \Delta\delta_i \quad (3-3)$$

al obtener la segunda derivada considerando que  $\dot{\delta}_{i0}$  es cero,  $\ddot{\delta}_i = \Delta\ddot{\delta}_i$ , entonces la ecuación de oscilación puede ser escrita como:

$$\frac{2H_i}{\omega_0} \Delta \ddot{\delta}_i = P_{Ti} - P_{Ei} \quad (3-4)$$

siendo H la constante de inercia del rotor del grupo turbina generador.

Si las cargas se modelan como una impedancia constante y la red se reduce hasta los nodos internos de los generadores, la generación eléctrica para cada máquina puede ahora ser escrita como:

$$P_{Ei} = -E_i^2 G_{ii} - \sum_{j=1, j \neq i}^n E_i E_j G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) - \sum_{j=1, j \neq i}^n E_i E_j B_{ij} \text{sen}(\delta_i - \delta_j) \quad (3-5)$$

la ecuación (3-5) está en función de las magnitudes de voltajes internos de generadores, ángulos de rotores y admitancias de transferencia;  $G_{ij}$  y  $B_{ij}$  son las componentes real e imaginaria de la matriz de admitancias reducida y  $G_{ii}$  es la componente real del término diagonal.

Esta ecuación no-lineal para la potencia eléctrica generada se linealiza utilizando el argumento en (3-3) de tal modo que

$$\delta_i - \delta_j = (\delta_{i0} + \Delta \delta_i) - (\delta_{j0} + \Delta \delta_j) \quad (3-6)$$

y además con las aproximaciones siguientes

$$\begin{aligned} \cos(\delta_i - \delta_j) &\approx \cos(\delta_{i0} - \delta_{j0}) + (\Delta \delta_i - \Delta \delta_j) \text{sen}(\delta_{i0} - \delta_{j0}) \\ \text{sen}(\delta_i - \delta_j) &\approx \text{sen}(\delta_{i0} - \delta_{j0}) + (\Delta \delta_i - \Delta \delta_j) \cos(\delta_{i0} - \delta_{j0}) \end{aligned} \quad (3-7)$$

se obtiene la ecuación linealizada para la aceleración del rotor, la cual puede escribirse como:

$$\begin{aligned} \frac{2H_i}{w_0} \Delta \ddot{\delta}_i = P_{Ti} + E_i^2 G_{ii} + \sum_{j=1, j \neq i}^n E_i E_j G_{ij} [\cos(\delta_{i0} - \delta_{j0}) - (\Delta \delta_i - \Delta \delta_j) \text{sen}(\delta_{i0} - \delta_{j0})] \\ + \sum_{j=1, j \neq i}^n E_i E_j B_{ij} [\text{sen}(\delta_{i0} - \delta_{j0}) + (\Delta \delta_i - \Delta \delta_j) \cos(\delta_{i0} - \delta_{j0})] \end{aligned} \quad (3-8)$$

como en estado estable no debe existir aceleración, se cumple que  $P_{Ti} = P_{Ei0}$ .

por tanto (3-8) se simplifica a

$$\frac{2H_i}{w_0} \Delta \ddot{\delta}_i = - \sum_{j=1, j \neq i}^n E_i E_j G_{ij} (\Delta \delta_i - \Delta \delta_j) \text{sen}(\delta_{i0} - \delta_{j0}) + \sum_{j=1, j \neq i}^n E_i E_j B_{ij} (\Delta \delta_i - \Delta \delta_j) \cos(\delta_{i0} - \delta_{j0}) \quad (3-9)$$

Si se separan los términos  $\Delta \delta_i$ , la ecuación (3-9) se expresa como:

$$\begin{aligned} \frac{2H_i}{w_0} \Delta \ddot{\delta}_i = \left[ - \sum_{j=1, j \neq i}^n E_i E_j G_{ij} \text{sen}(\delta_{i0} - \delta_{j0}) \right] \Delta \delta_i + \left[ \sum_{j=1, j \neq i}^n E_i E_j G_{ij} \text{sen}(\delta_{i0} - \delta_{j0}) \right] \Delta \delta_j + \\ \left[ \sum_{j=1, j \neq i}^n E_i E_j B_{ij} \cos(\delta_{i0} - \delta_{j0}) \right] \Delta \delta_j - \left[ \sum_{j=1, j \neq i}^n E_i E_j B_{ij} \cos(\delta_{i0} - \delta_{j0}) \right] \Delta \delta_i \end{aligned} \quad (3-10)$$

Usando (3-10) para cada generador, las ecuaciones diferenciales para el sistema pueden ser escritas en forma matricial

$$[g + b] \Delta \delta_i = \left[ \frac{2H_i}{w_0} \Delta \ddot{\delta}_i \right] \quad (3-11)$$

donde

$$g_{ij} = E_i E_j G_{ij} \text{sen}(\delta_{i0} - \delta_{j0}) \quad (3-12)$$

$$g_{ii} = - \sum_{j=1, j \neq i}^n E_i E_j G_{ij} \text{sen}(\delta_{i0} - \delta_{j0}) = - \sum_{j=1, j \neq i}^n g_{ij} \quad (3-13)$$

$$b_{ij} = -E_i E_j B_{ij} \cos(\delta_{i0} - \delta_{j0}) \quad (3-14)$$

$$b_{ii} = \sum_{j=1, j \neq i}^n E_i E_j B_{ij} \cos(\delta_{i0} - \delta_{j0}) = -\sum_{j=1, j \neq i}^n b_{ij} \quad (3-15)$$

Definiendo la constante  $M_i = 2H_i/w_0$  y dividiendo cada ecuación por su correspondiente  $M_i$ , se obtiene

$$A \Delta \delta = \Delta \ddot{\delta} \quad (3-16)$$

donde los elementos de la matriz A están dados por

$$A = [a_{ij}] = [g_{ij} + b_{ij}] / M_i \quad (3-17)$$

La matriz de estado A contiene información condensada de datos del sistema como las reactancias de la red, el punto de operación, inercias de generadores, modelo de cargas, etc.

Partiendo de la ecuación (3-16) y considerando la relación entre la posición angular, la velocidad angular y la aceleración angular el modelo del sistema puede ser representado por un conjunto de ecuaciones diferenciales de la forma

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{\omega}_i \\ \Delta \dot{\delta}_i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & A \\ I & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \omega_i \\ \Delta \delta_i \end{bmatrix} \quad (3-18)$$

Este sistema tiene la forma general  $\dot{x} = Ax$  por lo que algunas características de la estabilidad del sistema pueden ser analizadas a partir de los eigenvectores de la matriz de estado A. Las técnicas para el análisis de sistemas lineales son ahora válidas para un sistema de potencia con el modelo descrito en (3-18).

En el análisis realizado se ha simplificado el modelo y no se ha incluido el amortiguamiento de las oscilaciones. En el caso general, el problema es más complejo cuando se incluye en el modelo los elementos que contribuyen al amortiguamiento a las oscilaciones. En tal caso se debe incluir el detalle necesario para lograr el control de las oscilaciones. Sin embargo, generalmente se considera, y con justificación, que la frecuencia de una oscilación es primeramente determinada por las inercias de generadores, por el nivel de generación, por las reactancias de la red y un promedio de las diferencias angulares entre máquinas y a cuyo análisis se ha dedicado gran parte de este capítulo. En el capítulo 5 se analiza el efecto del amortiguamiento en el cálculo de las frecuencias naturales de un SEP.

### **3.2.2 El cálculo de modos de oscilación como un problema de valores característicos**

Se presenta una forma alterna [1] para el cálculo de las frecuencias naturales del sistema, donde las oscilaciones incrementales del rotor son escritas de tal forma que:

$$\Delta\delta = \mu \text{sen}(\omega t) \tag{3-19}$$

donde  $\Delta\delta$  y  $\mu$  son vectores de dimensión  $n$ , el cálculo de modos de oscilación y sus formas características puede ser expresado como un problema de eigenvalores.

De (3-19) tenemos que

$$\Delta\dot{\delta} = \mu\omega \text{cos}(\omega t) \tag{3-20}$$

$$\Delta\ddot{\delta} = -\mu\omega^2 \text{sen}(\omega t) \tag{3-21}$$

substituyendo (3-19) y (3-21) en (3-16)

$$A\mu \text{sen}(\omega t) = -\mu\omega^2 \text{sen}(\omega t) \quad (3-22)$$

Si (3-22) es válida para todo tiempo,

$$(A + \omega^2 I)\mu = 0 \quad (3-23)$$

debe satisfacerse. Si los valores característicos  $\lambda_i$  y los vectores característicos  $\mu_i$  cumplen lo siguiente,

$$(A - \lambda_i I)\mu_i = 0 \quad (3-24)$$

las frecuencias naturales están dadas por

$$\omega_i = \sqrt{-\lambda_i} \quad (3-25)$$

Los vectores característicos correspondientes  $\mu_i$  indican las amplitudes relativas de las oscilaciones del rotor de los generadores para una frecuencia dada (forma característica de oscilación), como puede verse en (3-19) y (3-20) para la posición y velocidad angular.

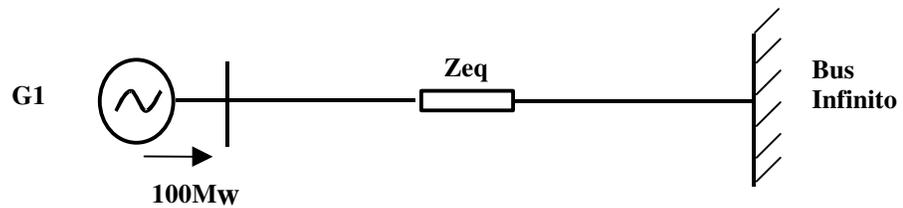
### 3.3 Interpretación de modos de oscilación en sistemas eléctricos de potencia de prueba

#### Ejemplo 3.1. Sistema Máquina-Bus Infinito.

Se tiene un generador de 300 MW de capacidad nominal, se analiza los modos del sistema para las condiciones de generación mínima, media y máxima.

A) Generación mínima.

La figura 3.1 muestra el sistema de prueba a analizar. El generador G1 entrega 100MW al sistema.



**Figura 3.1.** Sistema de prueba de Máquina-Bus infinito.

En la tabla 3-1 se presentan resultados del análisis modal del sistema, se tiene un modo de oscilación de frecuencia 1.3569Hz (modo 2). Se tendrá una oscilación sin amortiguamiento. Los factores de participación nos indican que la mayor amplitud en la oscilación es del generador G1 mientras que el bus infinito se mantendrá sin oscilar. Este factor es de 0.0005 para la velocidad y posición angular en el bus infinito y en G1 es de 0.4995.

RESULTADOS DEL ANÁLISIS MODAL						
Modos	D	W	Mag	Fase	f	DATOS DE LA OSCILACIÓN
1	0	0.0000i	0	0	0	D = Cte. de Amortiguamiento
2	0	8.5254i	8.5254	90	1.3569	W = Frecuencia angular (rad/s)
						f = Frecuencia (Hz)
FORMA CARACTERÍSTICA DE OSCILACIÓN (MAGNITUD Y FASE)				FACTORES DE PARTICIPACIÓN		
VAR_GEN	modo 1		modo 2		modo 1	modo 2
w BI	1	180	0.001	0	0.4995	0.0005
w1	1	180	1	180	0.0005	0.4995
d BI	1	180	0.001	-90	0.4995	0.0005
d1	1	180	1	90	0.0005	0.4995
DESCRIPCIÓN DEL CASO: Sistema Máquina_Bus Infinito						
Generación Mínima. PG1=100MW						

**Tabla 3-1** Análisis modal del sistema máquina-bus infinito en condiciones de generación mínima.

Además la fase del modo nos indica que existe un defasamiento de 90 grados entre la velocidad y posición angular para cada máquina.

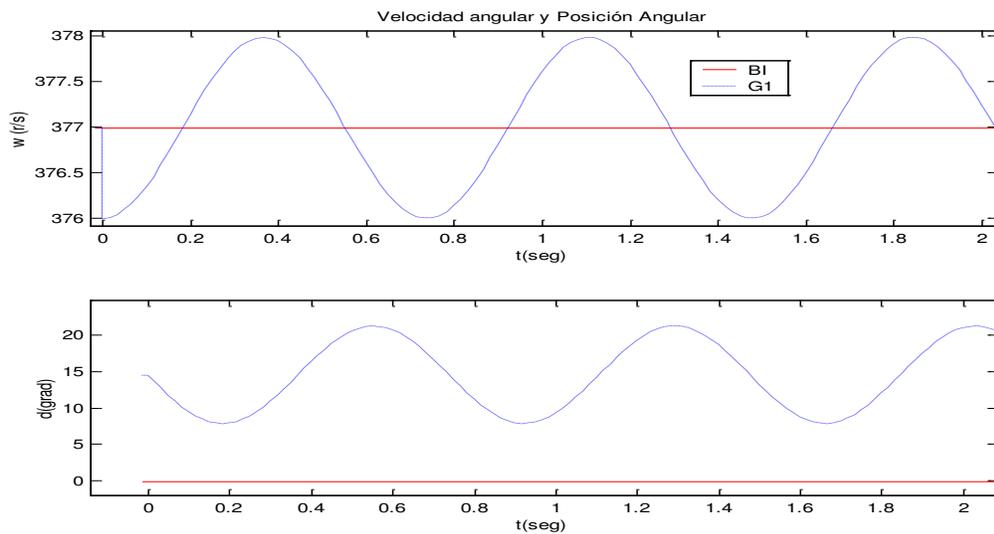


Figura 3.2. A) Oscilación de la frecuencia. B) Oscilación de la posición angular.

En la figura 3-2, se muestran los gráficos obtenidos al estimular el modo de oscilación del sistema en un programa de estabilidad transitoria. La figura 3.2A, muestra la oscilación de la velocidad angular en G1, mientras que en el Bus infinito no hay cambio, esto se observa también para la posición angular en la figura 3.2B.

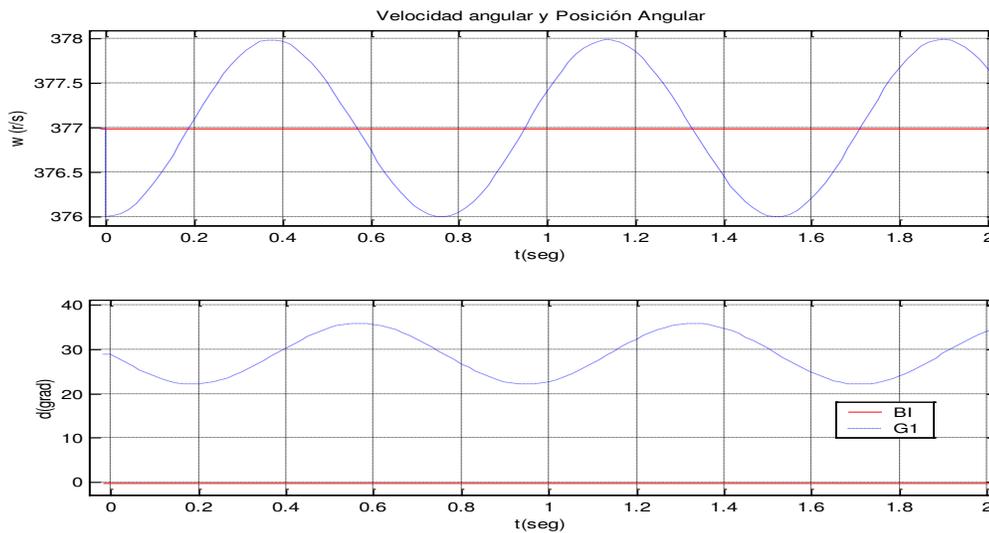
B) Generación Media.

RESULTADOS DEL ANÁLISIS MODAL						
Modos	D	W	Mag	Fase	f	DATOS DE LA OSCILACIÓN
1	0	0.0000i	0	0	0	D = Cte. de Amortiguamiento
2	0	8.2776i	8.2776	90	1.3174	W = Frecuencia angular (rad/s)
						f = Frecuencia (Hz)
FORMA CARACTERÍSTICA DE OSCILACIÓN (MAGNITUD Y FASE)					FACTORES DE PARTICIPACIÓN	
VAR_GEN	modo 1		modo 2		modo 1	modo 2
w BI	1	180	0.001	0	0.4995	0.0005
w2	1	180	1	180	0.0005	0.4995
d BI	1	180	0.001	-90	0.4995	0.0005
d2	1	180	1	90	0.0005	0.4995
DESCRIPCIÓN DEL CASO: Sistema Máquina_Bus Infinito						
Generación media. PG1=200Mw						

Tabla 3-2 Análisis modal del sistema máquina-bus infinito en condiciones de generación media.

Para las condiciones de generación media G1 está entregando al sistema de transmisión 200 MW. La tabla 3-2 muestra la información modal. Se observa que ocurrió una pequeña disminución en la frecuencia de oscilación, ahora  $f=1.3174\text{Hz}$ .

Los demás datos son iguales a la condición anterior. Esta nueva condición de



**Figura 3.3. A) Oscilación de la velocidad angular. B) Oscilación de la posición angular.**

operación del sistema se observa en la figura 3.3B en donde la posición angular de G1 oscila entre los 30 grados.

C) Generación Máxima.

Para este caso la frecuencia de oscilación disminuye aun más a un valor de  $1.2440\text{Hz}$ , los aspectos de fase y participación de máquinas permanecen sin cambio.

### Ejemplo 3.2. Sistema de dos máquinas finitas

La figura 3.4 muestra un sistema de potencia de dos máquinas unidas por un enlace de 230 KV. Se realiza un análisis modal para la condición de operación mostrada.

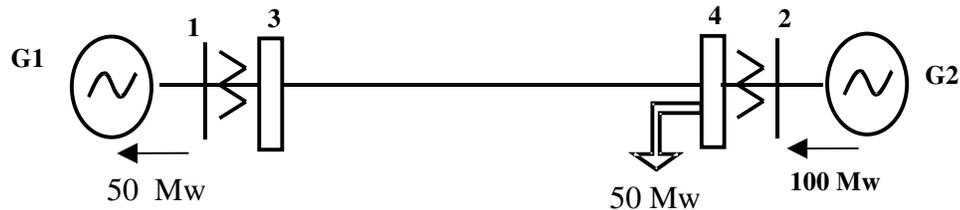


Figura 3.4. Sistema de prueba de dos máquinas.

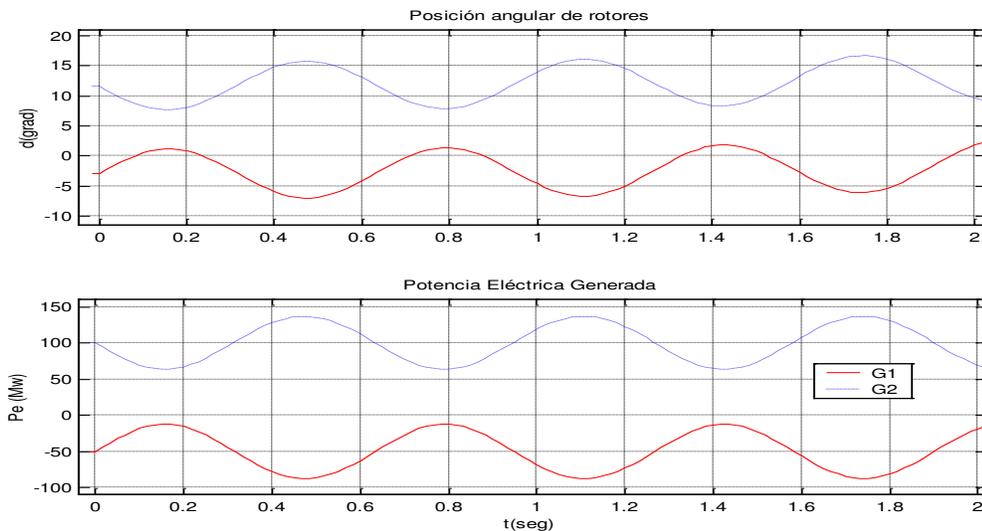
En la tabla 3-3 vemos que ante alguna perturbación en el sistema, las variables eléctricas tendrán una frecuencia de oscilación de 1.5838 Hz y la participación de ambos generadores en la oscilación será prácticamente igual. Las máquinas oscilan una en contra de la otra, esto lo apreciamos en la fase del modo 1 y gráficamente en la figura 3.5A.

RESULTADOS DEL ANÁLISIS MODAL						
Modos	D	W	Magnitud	Fase (°)	f	DATOS DE LA OSCILACIÓN
1	0	9.9515i	9.9515	90	1.5838	D = Cte. de Amortiguamiento
2	0	0.0000i	0	0	0	W = Frecuencia angular (rad/s)
						f = Frecuencia (Hz)
FORMA CARACTERÍSTICA DE OSCILACIÓN (MAGNITUD Y FASE)				FACTORES DE PARTICIPACIÓN		
VAR_GEN	modo 1		modo 2		modo 1	modo 2
w1	1	0	1	0	0.2528	0.2472
w2	0.9781	180	1	0	0.2472	0.2528
d1	1	-90	1	0	0.2528	0.2472
d2	0.9781	90	1	0	0.2472	0.2528
<b>DESCRIPCIÓN DEL CASO</b>						
Sistema de dos Máquinas Finitas						

Tabla 3-3 Análisis modal de un sistema de prueba de dos máquinas.

En la figura 3.5 se presentan los resultados gráficos obtenidos en el programa de estabilidad transitoria al estimular el modo de oscilación.

Se observa también que la potencia eléctrica entregada por los generadores al sistema oscila también a la frecuencia del modo.



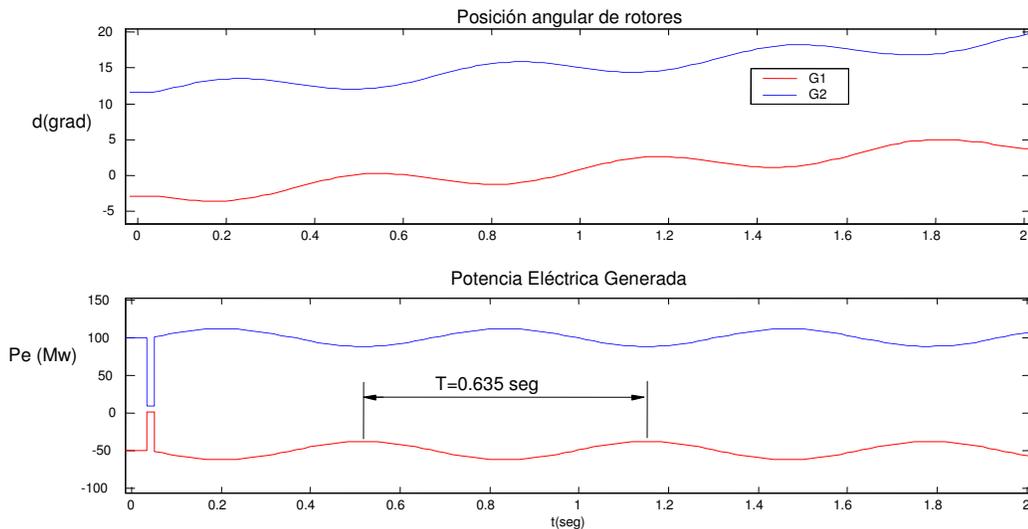
**Figura 3.5. Excitación del modo de oscilación en el sistema de prueba de dos máquinas A) Posición angular. B) Potencia Eléctrica**

De acuerdo al análisis de los modos de oscilación electromecánicos del SEP, para el caso de modelar el sistema de prueba con dos generadores, se tiene un solo modo de oscilación en vista de que se ha tomado uno de los generadores como referencia y ante cualquier tipo de perturbación<sup>(1)</sup> se tendrá una oscilación de una misma frecuencia. A manera de comprobación de lo anterior, se realiza un ejercicio de observar la respuesta del sistema ante la ocurrencia de una falla.

Se simula una falla trifásica en uno de los nodos del sistema con el fin de observar y confirmar la frecuencia de oscilación de las variables. La condición de operación es la mostrada en el sistema de prueba de la figura 3.4.

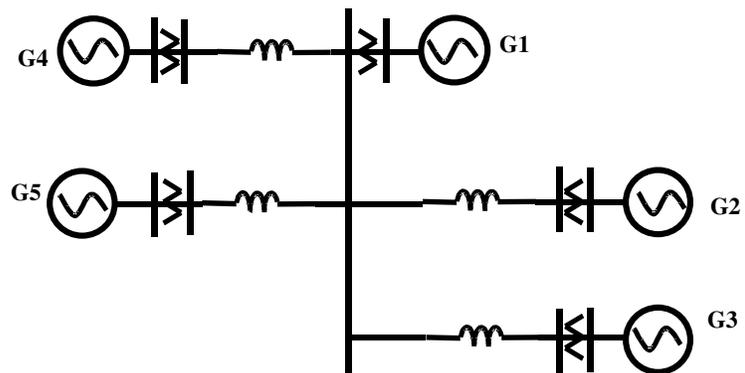
(1) Valido estrictamente para perturbaciones pequeñas

En la figura 3.6 se tienen los resultados gráficos de la respuesta del sistema ante la falla. El periodo de la oscilación <sup>(1)</sup> es de 0.635s dando una frecuencia de oscilación de 1.575 Hz que es aproximadamente igual a la calculada en el análisis modal de 1.58Hz.



**Figura 3.6.** Oscilación de la A) posición angular y B) potencia eléctrica al ocurrir una falla.

### Ejemplo 3.3. Sistema multimáquina.



**Figura 3.7.** Sistema de prueba para el caso multimáquina.

(1) El tiempo en segundos de un ciclo de la oscilación.

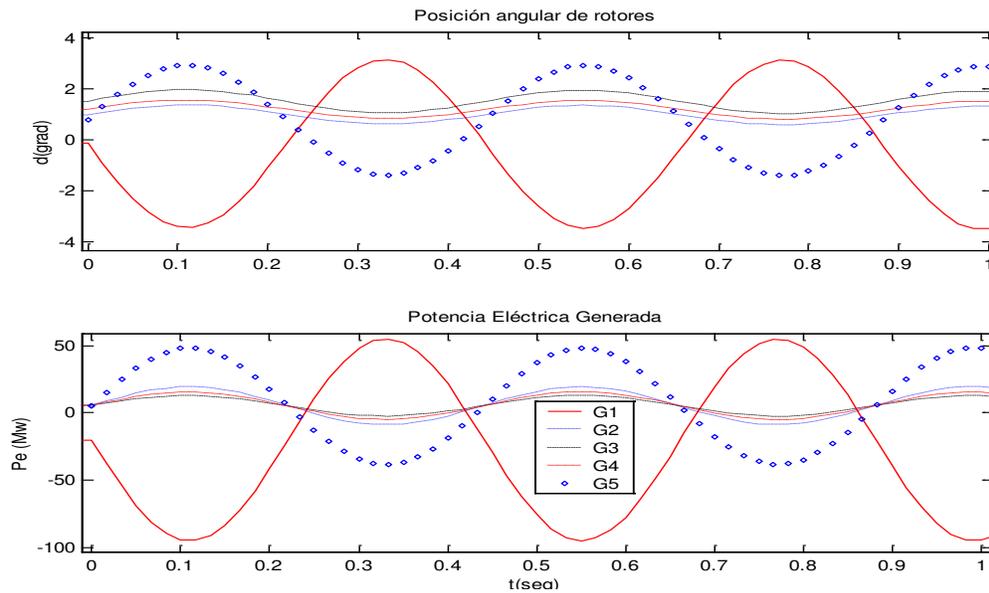
La figura 3.7 muestra un sistema de potencia multimáquina. En el se tienen cinco generadores enlazados mediante líneas de transmisión de características diferentes, en cuyo modelo se han incluido los efectos resistivos y reactivos.

En la tabla 3-4 se muestran datos para los modos de oscilación del sistema y la forma característica de oscilación de la posición angular. Se observa que G1 oscila en contra de las demás máquinas y es esta máquina la que mayor participación tiene en la oscilación, seguida por las máquinas G5, G2, G4 y G3 respectivamente.

<b>RESULTADOS DEL ANALISIS MODAL</b>										
FORMA CARACTERISTICA DE OSCILACIÓN EN MAGNITUD Y FASE										
	Modo 1		Modo 2		Modo 3		Modo 4		Modo 5	
	f1=2.279 Hz		f2 = 0 Hz		f3 = 1.4772 Hz		f4=1.1179 Hz		f 5 = 1.0504 Hz	
G1	1	90	1	-90	0.4229	180	0.0425	90	0.0129	-90
G2	0.1124	-90	1	-90	0.3366	0	0.3192	-90	0.6974	-90
G3	0.136	-90	1	-90	0.4667	0	1	90	0.0772	-90
G4	0.1086	-90	1	-90	0.3184	0	0.2496	-90	1	90
G5	0.6523	-90	1	-90	1	180	0.0598	90	0.0173	-90
FACTORES DE PARTICIPACIÓN										
G1	0.3508		0.0902		0.058		0.0009		0	
G2	0.0074		0.1502		0.0612		0.0848		0.1964	
G3	0.0048		0.0674		0.0529		0.3738		0.0011	
G4	0.0052		0.1125		0.041		0.0389		0.3024	
G5	0.1319		0.0797		0.2868		0.0016		0.0001	
DESCRIPCIÓN DEL CASO										
Sistema multimáquina.					Nota: Valores correspondientes a la oscilación de la posición angular					

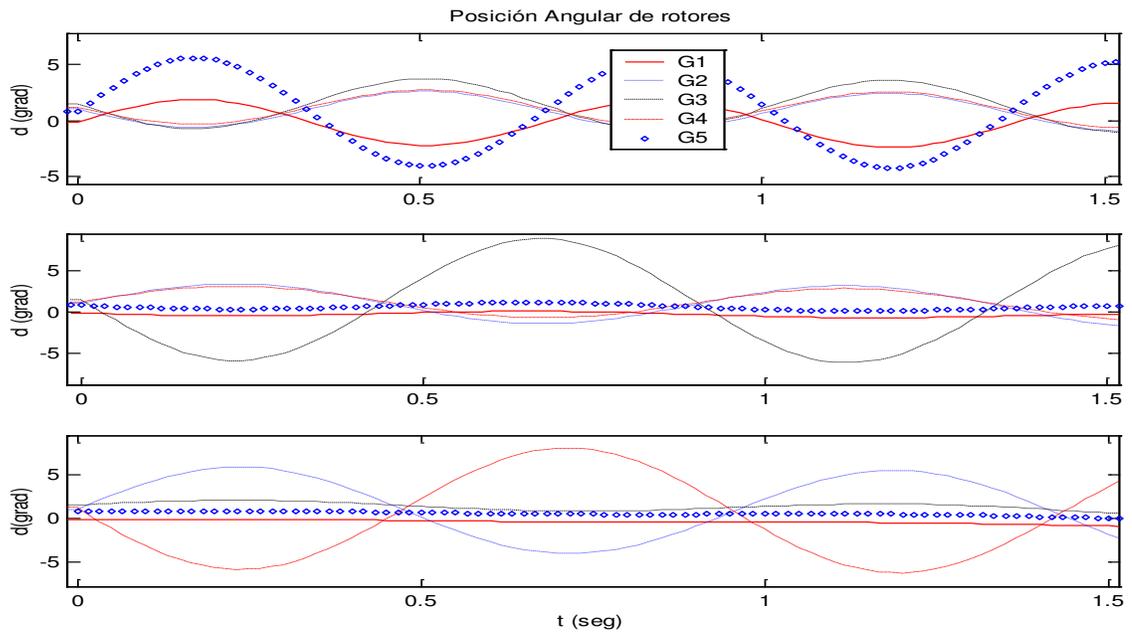
*Tabla 3-4 Análisis modal de un sistema de prueba multimáquina.*

En la figura 3.8A y 3.8B se muestran la oscilación de la posición angular y la potencia eléctrica al excitar el modo 1, confirmando los resultados mostrados en la tabla 3-4.



**Figura 3.8.** Oscilación de la A) posición angular y B) potencia eléctrica para el modo1 ( $f=2.28\text{Hz}$ ).

Para los modos 3, 4 y 5 se grafica la posición angular para cada generador en las figuras 3.9A, 3.9B y 3.9C, respectivamente.



**Figuras 3.9 A, 3.9B y 3.9C.** Modos de oscilación en un sistema multimáquina

A) Modo 3,  $f=1.47\text{ Hz}$  B) Modo 4,  $f=1.11\text{Hz}$  C) Modo 5,  $f=1.05\text{Hz}$

### **3.4 Conclusiones**

El análisis modal es de gran utilidad en el análisis del comportamiento del sistema de potencia ya que es posible conocer las frecuencias naturales de oscilación que pueden presentarse al ocurrir una perturbación. Si bien al ocurrir una falla en el sistema, la respuesta oscilatoria no es una frecuencia pura sino que se trata de una combinación de las diferentes frecuencias naturales, en ocasiones un modo puede dominar el comportamiento del sistema de potencia o parte de él.

En forma individual se obtiene información sobre la fase y participación relativa de cada variable de estado en los diferentes modos del sistema, esto es, se puede predecir la forma característica de oscilación así como aspectos de amplitudes de oscilación de las variables.

Por otra parte, utilizando la información obtenida a partir de este análisis, por ejemplo la información de los vectores característicos, como información de entrada en un programa de estabilidad transitoria, es posible observar el comportamiento oscilatorio de las unidades generadoras, la forma característica de la oscilación así como el nivel de participación de cada unidad generadora, haciendo de esta manera más eficiente un estudio de estabilidad.

Además, usando el análisis modal, se puede determinar el efecto de la condición inicial del sistema en la frecuencia de oscilación al ocurrir una perturbación. En los ejemplos mostrados se observa que la frecuencia de oscilación es afectada por la condición inicial del sistema, es decir el punto de operación. En los ejemplos mostrados se observa que a mayor cargabilidad del sistema se tiene un punto de operación más crítico y una frecuencia natural de oscilación menor. En la práctica el hecho de tener una frecuencia de oscilación menor hace que esta sea más difícil de detectar o bien que se requiera de un mayor tiempo de análisis y capacidad de memoria del equipo de simulación y/o registro.

El estado del sistema de potencia se define en base a las posiciones relativas de rotores y a la selección de una referencia para las desviaciones angulares. Por esta razón para un SEP de  $n$  generadores es común hablar de  $n-1$  modos de oscilación electromecánicos, ya que en el cálculo de los  $n$  valores característicos, uno de ellos ( $f=0$  Hz) corresponde al modo no oscilatorio o de estado estable.

Se confirma que un modo de oscilación en particular puede ser excitado y en el SEP esto se logra modificando las condiciones iniciales de máquinas con un vector proporcional al vector característico derecho correspondiente al modo de oscilación que se desea observar.

Si bien, ya hemos mencionado que las ecuaciones que rigen el comportamiento dinámico del SEP son no-lineales, ellas se linealizan en un punto de operación con lo que esta formulación es útil para análisis de pequeñas perturbaciones donde las variables tienen movimientos reducidos.

# CAPITULO 4

## Amortiguamiento de oscilaciones

### 4.1 Introducción

En el análisis realizado en el capítulo 3 se han considerado las frecuencias naturales de oscilación no amortiguadas lo cual nos ha permitido simplificar de alguna manera, el análisis de oscilaciones electromecánicas, sin embargo, como ya se ha mencionado, en el sistema eléctrico de potencia, existen diferentes factores que tratan de reducir la amplitud y duración de la oscilación.

El efecto de estos factores, entre ellos, los devanados amortiguadores de máquinas, el devanado de campo, el regulador automático de voltaje, el gobernador de velocidad y el comportamiento de cargas, en el amortiguamiento de oscilaciones es mejor comprendido mediante los conceptos de pares de sincronización y pares de amortiguamiento.

En este capítulo se consideran las ecuaciones generales, que incluyen los pares de sincronización y amortiguamiento, en la dinámica de las máquinas generadoras. Se analizan SEP's de prueba obteniendo los modos de oscilación naturales e interpretando los efectos del amortiguamiento. Se realizan comparaciones respecto del análisis presentado en el capítulo 3 para el caso no amortiguado. Así mismo se detalla el proceso matemático de la excitación de modos de oscilación en SEP's, se presentan ejemplos ilustrativos de ello y se presentan conclusiones al respecto.

## 4.2 Coeficientes de sincronización y amortiguamiento en SEP's

A una frecuencia dada la máquina desarrolla ambos: par de sincronización y par de amortiguamiento y ellos definen el comportamiento dinámico de la máquina ante disturbios; el par de sincronización se encuentra en fase con el ángulo del rotor de la máquina, depende del punto de operación del sistema y está relacionado con la fuerza restauradora para mantener el equilibrio mientras que el par de amortiguamiento se encuentra en fase con la velocidad angular de la máquina y tiene que ver con el crecimiento o reducción de la amplitud y duración de la oscilación.

La condición para que el sistema sea estable es que ambos pares sean positivos, de lo contrario el sistema será inestable. En orden de considerar los efectos de los pares de sincronización y pares de amortiguamiento, la ecuación de oscilación que describe la dinámica de las máquinas se escribe en su forma más general

$$\frac{2H}{w_0} \Delta \ddot{\delta} + \frac{D}{w_0} \Delta \dot{\delta} = \Delta P_m - \Delta P_e \quad (4-1)$$

donde 
$$\Delta \dot{\delta} = \frac{d\Delta \delta}{dt} = \Delta \omega = \omega - w_0 \quad (4-2)$$

H es la constante de inercia

D = constante de amortiguamiento

En la ecuación (4-1), la constante de amortiguamiento D incluye en forma aproximada el amortiguamiento natural del sistema, es decir la fricción, el efecto de devanados amortiguadores, y el comportamiento de cargas. Por ejemplo un coeficiente de 1-3 pu es comúnmente usado para representar el amortiguamiento debido a la fricción del aire de la turbina y el efecto de cargas. Un valor mucho más alto, arriba de 25 pu, es usado algunas veces como una

representación del amortiguamiento, cuando fuentes importantes de amortiguamiento han sido omitidas del modelo de la máquina [8].

### 4.3 Análisis de los coeficientes de sincronización y amortiguamiento en un SEP básico

Para el sistema de la figura 4-1 el cambio en la potencia acelerante dado por el término de la derecha en la ecuación (4-1), considerando que la potencia mecánica no cambia al ocurrir

un disturbio, puede escribirse en función de las componentes del par

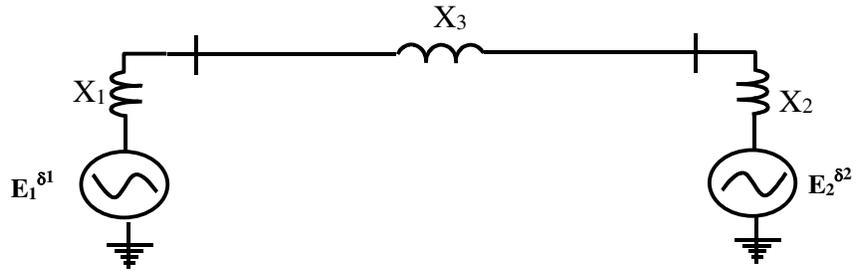


Figura 4-1 Sistema de prueba de dos máquinas.

desarrollado por la máquina:

$$\Delta P_m - \Delta P_e = -[K_1 \Delta \delta + K_2 \Delta \dot{\delta}] \quad (4-3)$$

$$\text{donde } K_1 = \frac{E_1 E_2}{X_{eq}} \cos \delta_0 \quad (4-4)$$

substituyendo (4-3) en (4-1) y arreglando la ecuación

$$\frac{2H}{w_0} \Delta \ddot{\delta} + \left( \frac{D}{w_0} + K_2 \right) \Delta \dot{\delta} + K_1 \Delta \delta = 0 \quad (4-5)$$

$K_1$  y  $K_2$  son los coeficientes de sincronización y amortiguamiento de la máquina y sus controles respectivamente. En el modelo empleado en nuestro análisis no

se incluye a los controles de la máquina, consideramos el coeficiente  $K_2=0$  y usaremos la constante de amortiguamiento  $D$ , para representar el amortiguamiento existente en el sistema. La ecuación (4-5) puede escribirse como

$$\frac{2H}{w_0} \Delta \ddot{\delta} + \frac{D}{w_0} \Delta \dot{\delta} + K_1 \Delta \delta = 0 \quad (4-6)$$

La ecuación linealizada de aceleración ecuación (4-6) es válida ante pequeñas perturbaciones, sin embargo, nos permite ilustrar la dinámica del sistema alrededor de un punto de operación.

Se encuentra que la ecuación característica de (4-6) es

$$\lambda^2 + \frac{D}{2H} \lambda + \frac{K_1 w_0}{2H} = 0 \quad (4-7)$$

Las raíces de esta ecuación son de la forma

$$\lambda_{1,2} = \sigma \pm jw_d = \frac{-D}{4H} \pm j \sqrt{\frac{K_1 w_0}{2H} - \frac{D^2}{16H^2}} \quad (4-8)$$

de lo cual se desprende que

$$\sigma = \frac{-D}{4H} \quad (4-9)$$

$$y \quad w_d = \sqrt{\frac{K_1 w_0}{2H} - \frac{D^2}{16H^2}} \quad (4-10)$$

La parte real de la ecuación (4-8) define el amortiguamiento y la parte imaginaria define la frecuencia de oscilación amortiguada, ecuaciones (4-9) y (4-10) respectivamente.

La ecuación (4-6) es de la forma general

$$\lambda^2 + 2\zeta w_n \lambda + w_n^2 = 0 \quad (4-11)$$

en donde la frecuencia natural no amortiguada es

$$w_n = \sqrt{\frac{K_1 w_0}{2H}} \quad (4-12)$$

y la razón de amortiguamiento queda definida como

$$\zeta = \left(\frac{1}{2}\right) \frac{D}{2Hw_n} \quad (4-13)$$

De la ecuación (4-8) se observa que al introducir el amortiguamiento (D), este no afecta en gran medida la frecuencia de oscilación, y cuando no existe amortiguamiento (D=0), se tiene que  $w_d = w_n$ . Las expresiones para el amortiguamiento  $\sigma$  y la frecuencia de oscilación amortiguada  $w_d$  pueden simplificarse a:

$$\sigma = -\zeta w_n \quad (4-14)$$

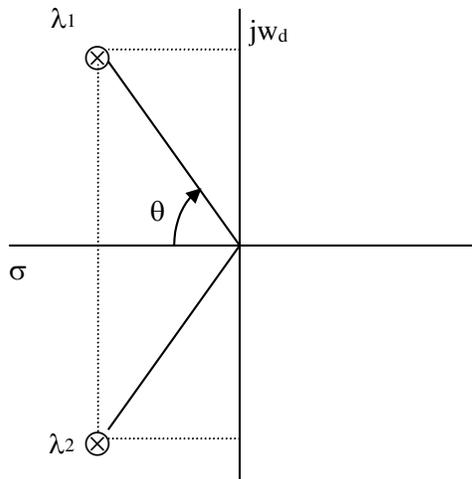
$$y \quad w_d = w_n \sqrt{1 - \zeta^2} \quad (4-15)$$

En la figura 4-2 se muestra la ubicación de las raíces en el plano complejo. El ángulo de amortiguamiento es

$$\theta = \cos^{-1} \zeta = \tan^{-1} \left[ \frac{\sqrt{1 - \zeta^2}}{\zeta} \right] \quad (4-16)$$

el cual queda definido por los valores de amortiguamiento y frecuencia de oscilación.

Para que el sistema sea estable las raíces deben localizarse en el semiplano izquierdo del plano complejo.

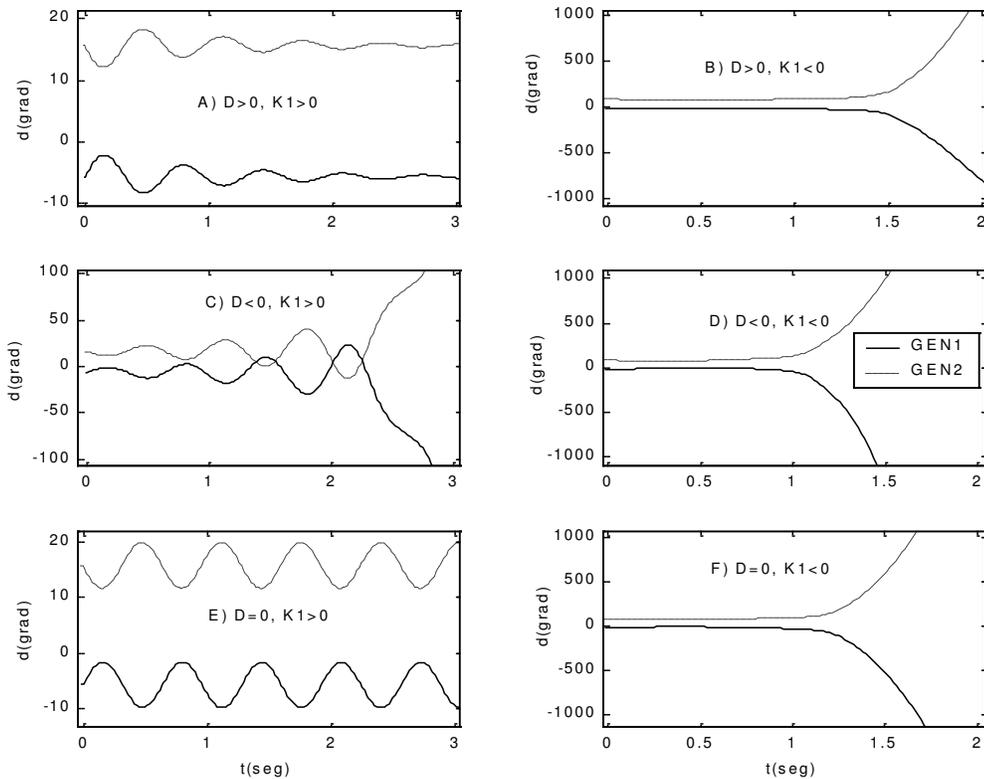


**Figura 4-2 .** Ubicación de las raíces en el plano complejo.

De este modo para tener amortiguamiento positivo en las oscilaciones la constante de amortiguamiento  $D$  debe ser mayor que cero; si  $D$  es negativo se tiene un crecimiento en las oscilaciones. Para  $D=0$  se tienen oscilaciones que se mantienen en el tiempo, en estos últimos dos casos se tiene inestabilidad producida por los pares de amortiguamiento. Otro tipo de inestabilidad es producida por los pares de sincronización. Esta se tiene cuando el coeficiente de sincronización  $K_1$  es negativo, en cuyo caso no se tiene oscilación sino un crecimiento sostenido en la diferencia angular.

En la figura 4-3 se ilustra gráficamente lo anterior. Se grafica, para diferentes condiciones de operación, la posición angular de rotores en un sistema de potencia básico.

En la figura 4-3A se observa claramente que la condición necesaria para que el sistema sea estable es la existencia de pares de sincronización y amortiguamiento positivos. A falta de cualquiera de ellos el sistema es inestable, figuras 4-3B a 4-3F.



**Figura 4-3** Efecto de los coeficientes de sincronización  $K_1$  y amortiguamiento  $D$  en la estabilidad.

En este apartado hemos demostrado, para un sistema básico, que cuando existe amortiguamiento en el sistema, se tienen valores característicos los cuáles dan información tanto de la frecuencia natural de oscilación como de la presencia de amortiguamiento en el sistema, ecuación 4-8, donde la parte real define el amortiguamiento del modo de oscilación y la parte imaginaria define la frecuencia de oscilación. Se observa además que la frecuencia natural de

oscilación no se ve afectada en gran medida por la presencia de amortiguamiento.

#### 4.4 Obtención del modelo lineal de un SEP multimáquina

Considerando que la derivada del cambio en la posición angular es el cambio en la velocidad angular ecuación (4-2), la ecuación (4-1) puede escribirse para cada máquina como:

$$\frac{2H_i}{w_0} \Delta \dot{\omega}_i + \frac{D}{w_0} \Delta \omega_i = \Delta P m_i - \Delta P e_i \quad (4-17)$$

$$\text{donde} \quad \Delta \dot{\omega}_i = \Delta \ddot{\delta}_i \quad (4-18)$$

$i = 1, 2, \dots, n$ ,  $n =$  numero de unidades generadoras

En este caso de tener presente el término de amortiguamiento, las mismas consideraciones hechas en el apartado 3.2 son consideradas; en estado estable  $P m_i = P e_i$ , se linealiza el flujo de potencia en un punto de operación y la potencia mecánica no cambia al ocurrir una perturbación. La ecuación 3-10 se transforma a:

$$\frac{2H_i}{w_0} \Delta \dot{\omega}_i + \frac{D_i}{w_0} = \sum_{j=1, j \neq i}^n E_i E_j B_{ij} (\Delta \delta_i - \Delta \delta_j) \cos(\delta_{i0} - \delta_{j0}) - \sum_{j=1, j \neq i}^n E_i E_j G_{ij} (\Delta \delta_i - \Delta \delta_j) \text{sen}(\delta_{i0} - \delta_{j0}) \quad (4-19)$$

en la ecuación anterior solo se ha agregado el termino que contiene el amortiguamiento D a la ecuación 3-10. Factorizando la desviación incremental de ángulos obtenemos

$$\frac{2H_i}{w_0} \Delta \dot{\omega}_i + \frac{D_i}{w_0} \Delta \omega = \sum_{j=1, j \neq i}^n [E_i E_j B_{ij} \cos(\delta_{i0} - \delta_{j0}) - E_i E_j G_{ij} \text{sen}(\delta_{i0} - \delta_{j0})] (\Delta \delta_i - \Delta \delta_j) \quad (4-20)$$

Para una condición inicial de operación del sistema de potencia,  $\delta_{i0}$  son conocidos por lo que el termino entre paréntesis cuadrados en ecuación (4-20), es una constante. Esta ecuación puede simplificarse a:

$$\frac{2H_i}{w_0} \Delta \dot{\omega}_i + \frac{D_i}{w_0} \Delta \omega = \sum_{j=1, j \neq i}^n K_{1ij} (\Delta \delta_i - \Delta \delta_j) \quad (4-21)$$

Donde

$$K_{1ij} = E_i E_j B_{ij} \cos(\delta_{i0} - \delta_{j0}) - E_i E_j G_{ij} \text{sen}(\delta_{i0} - \delta_{j0}) \quad (4-22)$$

$K_{1ij}$  es el coeficiente de sincronización entre las máquinas i y j y representa el cambio en la potencia eléctrica de la máquina i debido al cambio en la posición angular entre las máquinas i y j con los demás ángulos constantes.

Escribiendo la ecuación (4-21) para cada generador, el sistema de ecuaciones diferenciales de primer orden puede ser escrito en forma matricial

$$\Delta \dot{\omega}_i = K_S \Delta \delta_i + K_D \Delta \omega_i \quad (4-23)$$

que también puede ser escrita como

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{\omega}_i \\ \Delta \delta_i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} K_D & K_S \\ I & O \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \omega_i \\ \Delta \delta_i \end{bmatrix} \quad (4-24)$$

$K_S$  es una matriz que contiene información de los coeficientes de sincronización e inercias de máquinas y  $K_D$  es una matriz que contiene información del amortiguamiento en el sistema. Así mismo  $\Delta\omega$  es el vector de velocidades angulares y  $\Delta\delta$  es el vector de posiciones angulares de rotores. Los pares de sincronización están en fase con la desviación de la posición angular y los pares de amortiguamiento están en fase con la desviación de velocidad angular ecuación (4-23).  $I$  es una matriz identidad y  $O$  es una matriz de ceros.

Hasta ahora hemos llegado al modelo linealizado para representar la dinámica del SEP ecuación (4-24), el cual tiene forma general de un conjunto de ecuaciones diferenciales de primer orden de la forma

$$\dot{x} = Ax \tag{4-25}$$

donde  $\dot{x}$  representa el vector de primeras derivadas de las variables de estado para la velocidad y posición angular, respectivamente, contenidas en el vector  $x$ . La matriz

$$A = \begin{bmatrix} K_D & K_S \\ I & O \end{bmatrix} \tag{4-26}$$

contiene la información del estado del sistema y está formada por submatrices como se ve en (4-23) y (4-26).

Ahora algunas características de la estabilidad del sistema puede ser analizadas a partir de los eigenvectores de la matriz de estado  $A$  y todos los argumentos para el análisis de sistemas lineales, dados en el capítulo dos, son ahora válidos para el sistema de potencia cuyo modelo ha sido representado en (4-24) y en el cual se han incluido ambos coeficientes, de sincronización y amortiguamiento.

#### 4.5 Excitación de modos de oscilación

Según lo establecimos en el capítulo 2, la respuesta en el tiempo de un sistema como el de la ecuación (4-25), puede ser expresada en función de los elementos de los vectores característicos y los eigenvalores de la matriz de estado A; rescribiendo la ecuación 2-24

$$x(t) = \sum_{i=1}^n \left[ (q_i^T x_0) e^{\lambda_i t} \right] p_i \quad (4-27)$$

se observa además que la respuesta dinámica del sistema, ante alguna perturbación, es una combinación lineal de los modos naturales del sistema.

Para un sistema con  $n$  modos de oscilación, la respuesta en el tiempo puede ser encontrada a partir de (4-27) como:

$$x(t) = p_1 (q_1^T x_0) e^{\lambda_1 t} + p_2 (q_2^T x_0) e^{\lambda_2 t} + p_3 (q_3^T x_0) e^{\lambda_3 t} + \dots + p_n (q_n^T x_0) e^{\lambda_n t} \quad (4-28)$$

y de las propiedades de los vectores característicos (definidas en la sección 2.3.3) sabemos que

$$\begin{aligned} q_j^T p_i &= 1 & i = j \\ &= 0 & i \neq j \end{aligned} \quad (4-29)$$

Usando este argumento y observando la ecuación (4-28), es fácil identificar que un modo de oscilación en particular, digamos el  $i$ -ésimo, puede ser excitado si el vector de condiciones iniciales  $X_0$  es modificado con un vector proporcional al vector característico derecho  $P_i$  correspondiente al modo de interés, esto es, haciendo  $X_0 = P_i$  para excitar el modo 1 en (4-28), tendremos una señal de respuesta de la forma

$$x(t) = p_1 (q_1^T p_1) e^{\lambda_1 t} + p_2 (q_2^T p_1) e^{\lambda_2 t} + p_3 (q_3^T p_1) e^{\lambda_3 t} + \dots + p_n (q_n^T p_1) e^{\lambda_n t} \quad (4-30)$$

de lo cual se desprende que la respuesta en el tiempo para las variables del sistema será de la forma

$$x(t) = \begin{bmatrix} x_1(t) \\ x_2(t) \\ \vdots \\ x_n(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} p_{11} e^{\lambda_1 t} \\ p_{21} e^{\lambda_1 t} \\ \vdots \\ p_{n1} e^{\lambda_1 t} \end{bmatrix} \quad (4-31)$$

es decir, todas las variables de estado del sistema tienen una frecuencia de oscilación única, la correspondiente a uno de los modos de oscilación, el modo uno en este caso particular.

## 4.6 Interpretación de modos de oscilación en SEP's de Prueba y análisis de amortiguamiento

### 4.6.1 Interpretación del amortiguamiento en los modos de oscilación

En el caso de tener presencia de amortiguamiento al calcular los valores característicos del sistema representado en la matriz de estado A, ecuación 4-26 son de la forma de la ecuación 4-8, es decir

$$\lambda_i = \sigma_i \pm j\omega_{di} \quad (4-32)$$

los cuáles, como era de esperarse, tienen una parte real y una parte imaginaria; la parte real define el amortiguamiento del modo el cual se ve reflejado en todas las variables de estado y la parte imaginaria define la frecuencia de oscilación amortiguada. Ya que la respuesta en el tiempo de un sistema al estimular uno de los modos de oscilación digamos el modo 1 en particular, está descrita por la

ecuación 4-31 y considerando una de las variables de estado se tiene que para esa variable en particular la respuesta en el tiempo es de la forma:

$$x_i(t) = p_{i1} e^{\lambda_1 t} = p_{i1} e^{(\sigma_1 + j\omega_1)t} = p_{i1} e^{\sigma_1 t} e^{j\omega_1 t} \quad (4-33)$$

donde:  $p_{i1}$  contiene información de la magnitud y fase para la respuesta de  $x_i(t)$  al excitar el modo 1

Esta importante expresión, define una respuesta oscilatoria de frecuencia definida por la parte imaginaria del valor característico, de amplitud y fase definidas por la magnitud y fase de  $p_{i1}$  y una envolvente de amortiguamiento definida por la parte real del valor característico. Cada elemento del vector característico puede expresarse de la forma

$$p_{ki} = A_{ki} \angle \theta_{ki} = \tilde{A}_{ki} \quad (4-34)$$

en donde hemos definido el fasor  $\tilde{A}$  tal como lo hacemos en circuitos eléctricos como la parte que contiene información suficiente sobre la magnitud y fase de una respuesta oscilatoria[10] en este caso se trata de una respuesta oscilatoria amortiguada.

La ecuación 4-33 puede ser escrita ahora como

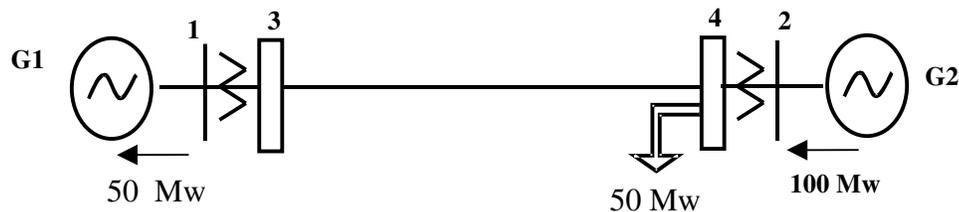
$$x_i(t) = \tilde{A} e^{\lambda_1 t} = A e^{j\theta} e^{\sigma_1 t} e^{j\omega_1 t} = A e^{\sigma_1 t} e^{j(\omega_1 t + \theta)} \quad (4-35)$$

Esta es una expresión que define la respuesta en el tiempo de una de las variables de estado del sistema, la variable  $i$  en este caso, al excitar uno de los modos de oscilación, el modo 1 en este caso particular; la Amplitud es  $A$ , la fase es  $\theta$ , la frecuencia es  $\omega$  y el coeficiente de amortiguamiento es  $\sigma$ .

A continuación se presentan algunos ejemplos ilustrativos del amortiguamiento en SEP's de prueba.

### **Ejemplo 4.1. Sistema de dos máquinas finitas (véase también el ejemplo 3.2).**

Descripción de la condición Inicial. La máquina G2 entrega 50MW sin pérdidas a una carga y 50MW a la línea de transmisión. Ambas máquinas cuentan con amortiguamiento.



**Figura 4-4 Sistema de prueba de dos máquinas con amortiguamiento en máquinas**

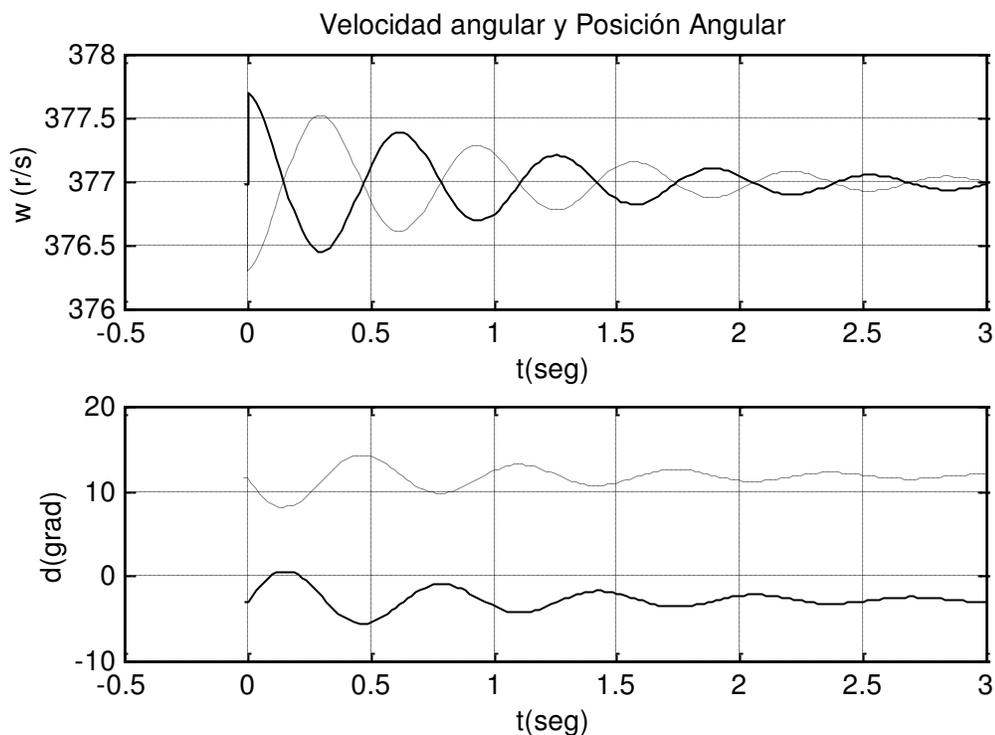
La tabla 4-1 muestra los resultados obtenidos del análisis modal. Se observa que la frecuencia del modo es de 1.5833Hz, (compare con el caso sin amortiguamiento presentado en el ejemplo 3.2 donde la frecuencia es de 1.5838Hz).

Las máquinas oscilan una en contra de la otra y la máquina G1 tiene una participación ligeramente mayor. Se tiene un coeficiente de amortiguamiento  $D = -0.5$  por lo que se tendrá una oscilación amortiguada en el caso de que el sistema sea perturbado.

RESULTADOS DEL ANÁLISIS MODAL						
Modos	D	W	Magnitud	Fase (°)	f	DATOS DE LA OSCILACIÓN
1	-0.25	9.9484i	9.9515	91.4395	0	D = Coef. de Amortiguamiento
2	-0.5	0.0000i	0.5	180	1.5833	W = Frecuencia angular (rad/s)
						f = Frecuencia (Hz)
FORMA CARACTERÍSTICA DE OSCILACIÓN (MAGNITUD Y FASE)				FACTORES DE PARTICIPACIÓN		
VAR_GEN	modo 1		modo 2		modo 1	modo 2
w 1	1	1.4395	1	180	0.2529	0.4945
w2	0.9781	-178.561	1	180	0.2473	0.5055
d 1	1	-90	1	0	0.2529	0
d2	0.9781	90	1	0	0.2473	0
<b>DESCRIPCIÓN DEL CASO</b>						
Sistema de Dos Máquinas. Generación PG1=50MW, PG2=100MW y carga de 50MW en G2						

**Tabla 4-1** Análisis modal de un sistema de Dos Máquinas con Amortiguamiento

En la figura 4-5 se muestra gráficamente el resultado de estimular el modo de oscilación en un programa de estabilidad transitoria, en donde se observa una oscilación amortiguada.



**Figura 4-5** A) Oscilación de la velocidad y B) Oscilación de la posición angular.

### Ejemplo 4.2. Sistema multimáquina del ejemplo 3.3.

El sistema de la figura 4-6 se encuentra operando en estado estable. Se han incluido efectos de amortiguamiento en los modelos de las máquinas G1 y G5. Se realiza un análisis de los modos de oscilación electromecánicas obteniendo la información que se muestra en la tabla 4-2.

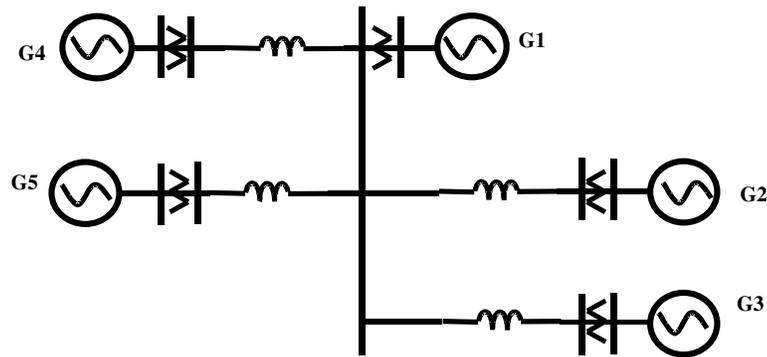


Figura 4-6 Sistema de Prueba Multimáquina.

En la Tabla 4-2, se observa que los valores característicos son números complejos con información del amortiguamiento y frecuencias naturales de oscilación. El amortiguamiento presente en el sistema, se refleja en los modos 1, y 3 pero para los modos 4 y 5 no se tiene amortiguamiento o este es muy pequeño por lo que en el caso de presentarse una perturbación que excite alguno de estos modos oscilatorios, se tendrá un problema de inestabilidad.

Para el primer modo de oscilación (modo1), el análisis modal realizado nos indica que la máquina G1 oscilará en contra de las demás unidades generadoras. Se observa que la mayor participación en la oscilación la tiene G1 seguido de G5, G2, G4 y G3 respectivamente. En la tabla 4-2, se observan también los aspectos de fase de la oscilación. A partir de la tabla 4-2, una

interpretación similar a la descrita para el modo 1, puede también hacerse para cada uno de los modos del sistema.

RESULTADOS DEL ANÁLISIS MODAL										
FORMA CARACTERÍSTICA DE OSCILACIÓN EN MAGNITUD Y FASE DE LA POSICIÓN ANGULAR										
	Modo 1		Modo 2		Modo 3		Modo 4		Modo 5	
$\lambda$	-0.4167 +14.3120i		-0.3013 + 0.0000i		-0.3187 + 9.2673i		-0.0022 + 7.0240i		-0.0001 + 6.5998i	
f	f 1 = 2.2778 Hz		f 2 = 0.0000 Hz		f 3 = 1.4749 Hz		f 4 = 1.1179 Hz		f 5 = 1.0504 Hz	
G1	1	38.88	0.9989	0.00	0.4245	-55.68	0.0425	-103.37	0.0129	165.04
G2	0.1124	-145.38	0.9964	0.00	0.3376	116.62	0.3187	77.40	0.6975	166.17
G3	0.1359	-145.57	0.9967	0.00	0.4668	115.02	1	-101.29	0.0772	166.08
G4	0.1086	-145.34	0.9964	0.00	0.3194	116.84	0.2492	77.46	1	-14.07
G5	0.6523	-139.98	1	0.00	1	-59.32	0.0596	-107.14	0.0173	161.78
FACTORES DE PARTICIPACIÓN										
G1	0.3511		0.1814		0.0586		0.0009		0	
G2	0.0074		0.3003		0.0616		0.0847		0.1964	
G3	0.0048		0.1349		0.0529		0.3742		0.0011	
G4	0.0052		0.2249		0.0413		0.0388		0.3024	
G5	0.132		0.1605		0.2871		0.0016		0.0001	
DESCRIPCIÓN DEL CASO										
Análisis de Amortiguamiento en un Sistema multimáquina.										

**Tabla 4-2** Información obtenida en el Análisis Modal para un sistema Multimáquina.  
Se observan valores característicos con parte real e imaginaria indicación de la presencia de amortiguamiento en el sistema

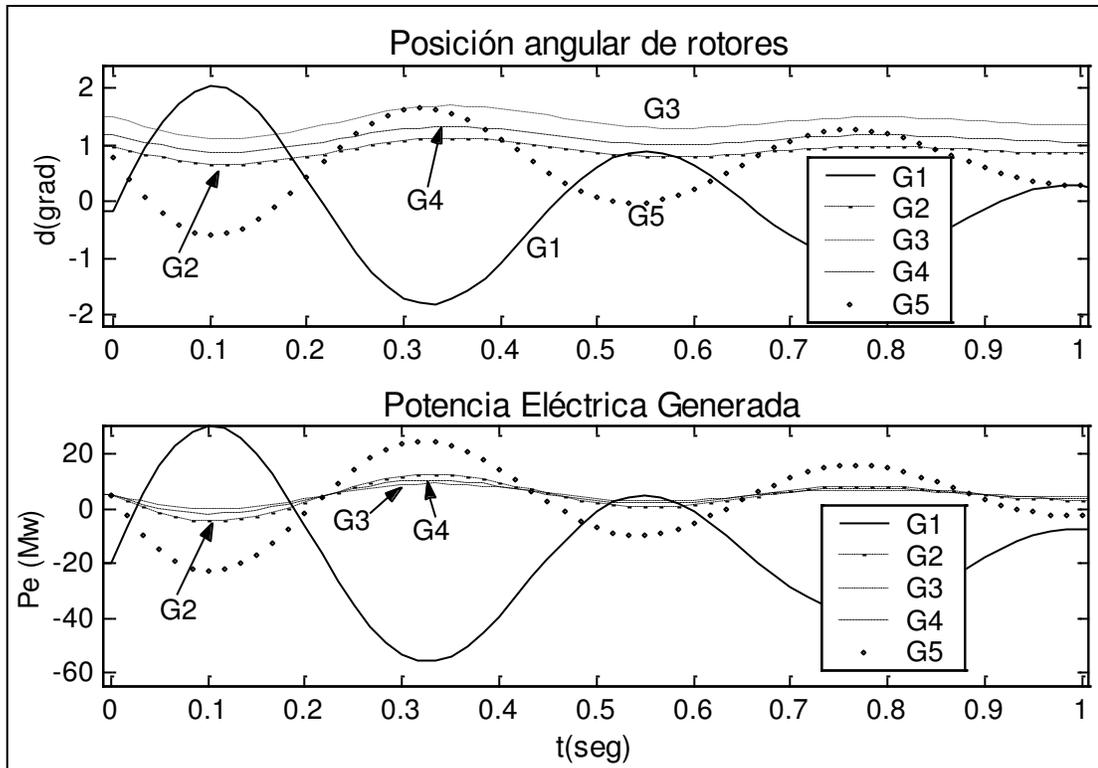
En el ejemplo 3.3 se obtuvieron las frecuencias naturales siguientes, de este sistema de prueba, pero sin incluir los efectos del amortiguamiento:

f 1 = 2.2790 Hz	f 2 = 0.0000 Hz	f 3 = 1.4772 Hz	f 4 = 1.1179 Hz	f 5 = 1.0504 Hz
-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------

Para el caso de incluir los efectos de amortiguamiento en algunas máquinas, las frecuencias naturales son:

f 1 = 2.2778 Hz	f 2 = 0.0000 Hz	f 3 = 1.4749 Hz	f 4 = 1.1179 Hz	f 5 = 1.0504 Hz
-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------

Comparando ambos resultados anteriores, se confirma que la presencia de amortiguamiento en el sistema no afecta en gran medida el cálculo de las frecuencias naturales de oscilación.

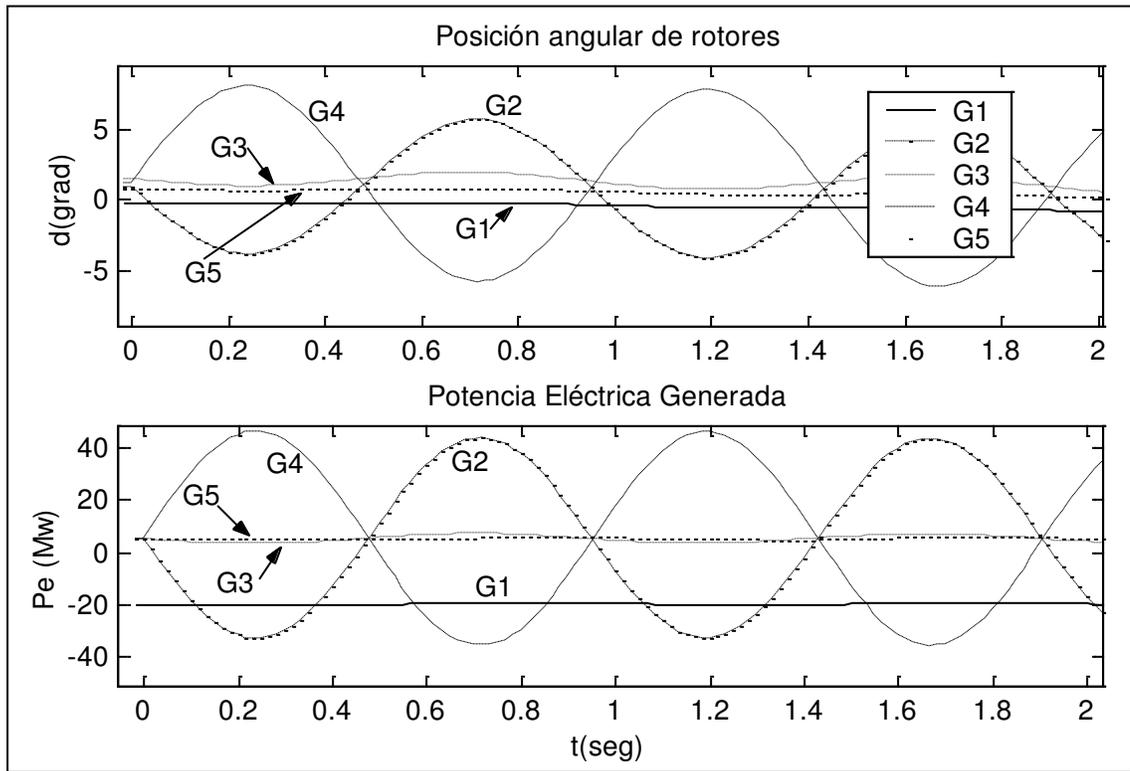


**Figura 4-7** Excitación del modo 1 de 2.2778Hz. En la figura se muestra la oscilación de A) la posición angular y B) la potencia eléctrica.

Posteriormente se aplica una perturbación en el sistema de prueba en un programa de simulación de estabilidad transitoria para excitar un modo de oscilación. El resultado gráfico se muestra en la figura 4-7 para el modo 1. Al observar este resultado gráfico se confirma lo que habíamos obtenido a partir del análisis modal en cuanto a la forma característica de oscilación, niveles de participación de máquinas y amortiguamiento del modo. Cabe mencionar que los aspectos de fase no se observan en la respuesta del sistema ante la perturbación aplicada en el Programa de Simulación de Estabilidad Transitoria.

En la figura 4-8 se muestra la excitación del modo 5, uno de los modos sin amortiguamiento, con la finalidad de observar la inestabilidad. Se observa también que debido a que se trata de un modo de más baja frecuencia, se requiere de un tiempo de simulación mayor para observar el proceso oscilatorio.

Asimismo a la hora de detectar estas bajas frecuencias se requiere de mayor número de registros, en el caso de monitorear el comportamiento de un sistema.



**Figura 4-8** Excitación de modo 5,  $f=1.05\text{Hz}$ . Se observa que en este modo, el amortiguamiento presente en el sistema no tiene efecto alguno. Se tienen oscilaciones en forma permanente.

#### 4.7 Conclusiones

Se modela el sistema de potencia incluyendo los efectos de amortiguamiento para contemplar el efecto de diversos factores que contribuyen a reducir la amplitud y tiempo de una oscilación. Ya que se trata de un modelo linealizado, esta formulación es útil para análisis de perturbaciones pequeñas y una vez definido el estado del sistema en función de coeficientes de sincronización y amortiguamiento se realiza el análisis modal.

A partir del análisis modal, el cálculo de los valores y vectores característicos, se obtiene información valiosa la cual es útil para conocer las frecuencias naturales que conforman el sistema de manera de tener una idea clara de la respuesta del sistema ante alguna perturbación previo a la ocurrencia de la misma. Esta información es de gran utilidad antes de iniciar un estudio de estabilidad ya que es posible usar esta información para conocer el comportamiento oscilatorio de los modos del sistema, los aspectos de amplitud y fase de la oscilación de variables, si se cuenta con amortiguamiento para las diferentes frecuencias naturales, etc. Estos resultados ayudan a tener una mejor comprensión de los análisis que se realizan en el SEP.

En este capítulo hemos demostrado que cuando existe amortiguamiento en el sistema, se tienen valores característicos los cuáles dan información tanto de la frecuencia natural de oscilación como de la presencia de amortiguamiento en el sistema, donde la parte real define el amortiguamiento del modo de oscilación y la parte imaginaria define la frecuencia de oscilación. También hemos mostrado que para un modo de oscilación, el amortiguamiento se ve reflejado en todas las variables de estado, e incluso en otras variables como la potencia eléctrica.

Se ha confirmado que la frecuencia natural de oscilación no se ve afectada en gran medida por la presencia de amortiguamiento y que el tener amortiguamiento positivo necesariamente llevará al sistema a una nueva condición de estado estable.

# CAPITULO 5

## Oscilaciones de voltaje, potencia activa y potencia reactiva

### 5.1 Introducción

El análisis de la estabilidad en un sistema eléctrico es una tarea importante en la planificación y la operación del sistema. Los SEP's están sujetos de manera permanente a diversas perturbaciones debidos principalmente a la variación de la carga, a operaciones normales, cambios en generación, conexión y desconexión de elementos y también debido a fallas en generadores y líneas de transmisión. El sistema para que sea estable debe producir simultáneamente fuerzas de sincronización que permitan mantener las máquinas unidas operando en paralelo y fuerzas de amortiguamiento que lleven a una operación en estado estable después de cualquier perturbación.

Generalmente cuando se perturba un sistema de potencia se produce la excitación de algunos modos de oscilación electromecánicos que se observan en la dinámica de la posición angular y en la potencia activa de las máquinas que participan en esos modos, también se detectan en la dinámica de algunos flujos de potencia activa en el sistema de transmisión.

Las técnicas de análisis lineal se han utilizado tradicionalmente para caracterizar las oscilaciones electromecánicas en los sistemas de potencia, identificando los generadores que participan en cada modo de oscilación y

también su nivel de participación, siendo este análisis válido estrictamente ante pequeñas perturbaciones donde las variables de interés tienen movimientos reducidos.

El objetivo de este capítulo es analizar el impacto de estas pequeñas perturbaciones en otras variables que definen el comportamiento reactivo de los generadores y los voltajes del sistema. En la primera parte del capítulo se desarrollan las ecuaciones para el voltaje en terminales y la potencia reactiva generada, se obtienen expresiones en función de la posición angular de rotores para un sistema básico, usando este desarrollo se definen las regiones lineales y no-lineales del comportamiento de las unidades en función del punto de operación.

Mediante el análisis de casos ilustrativos se muestra la deformación de voltajes y potencias que resultan de la condición operativa y del movimiento de las posiciones angulares de rotores de unidades generadoras. El análisis se extiende a diversos modos de oscilación y se confirma el mismo efecto de no-linealidad para un sistema con dos modos de oscilación. Se incluyen conclusiones referentes al análisis y los desarrollos presentados en el trabajo.

## 5.2 Ecuaciones de voltaje, potencia activa y potencia reactiva

### 5.2.1 Ecuaciones de voltajes en terminales de generadores

Para desarrollar las ecuaciones de los voltajes terminales se utiliza el sistema

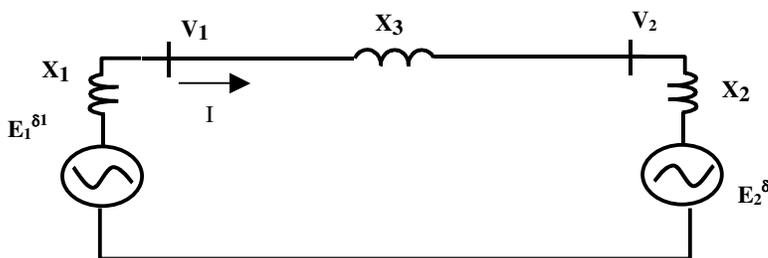


Figura 5.1 Sistema de prueba de dos máquinas.

de prueba mostrado en la figura 1.

La corriente en el sistema está dada por:

$$I = \frac{E_1^{\delta_1} - E_2^{\delta_2}}{j(X_1 + X_2 + X_3)} \quad (5-1)$$

aplicando la ley de Kirchhoff, se obtienen los voltajes en terminales de las máquinas,  $V_1$  y  $V_2$ :

$$V_1 = E_1^{\delta_1} - jX_1 I \quad (5-2)$$

$$V_2 = E_2^{\delta_2} - j(X_2 + X_3) I \quad (5-3)$$

substituyendo la ecuación (5-1), y arreglando las ecuaciones resulta:

$$V_1 = \frac{E_1^{\delta_1}(X_2 + X_3) + E_2^{\delta_2}(X_1)}{X_1 + X_2 + X_3} \quad (5-4)$$

$$V_2 = \frac{E_2^{\delta_2}(X_2 + X_3) + E_1^{\delta_1}(X_1)}{X_1 + X_2 + X_3} \quad (5-5)$$

y si en (5-4) y (5-5) se aplica la identidad de Euler, los voltajes pueden expresarse como:

$$V_1 = \left[ \frac{X_2 + X_3}{X_1 + X_2 + X_3} \right] E_1 \cos(\delta_1) + \left[ \frac{X_1}{X_1 + X_2 + X_3} \right] E_2 \cos(\delta_2) + j \left\{ \left[ \frac{X_2 + X_3}{X_1 + X_2 + X_3} \right] E_1 \sin(\delta_1) + \left[ \frac{X_1}{X_1 + X_2 + X_3} \right] E_2 \sin(\delta_2) \right\} \quad (5-6)$$

$$V_2 = \left[ \frac{X_2}{X_1 + X_2 + X_3} \right] E_1 \cos(\delta_1) + \left[ \frac{X_1 + X_3}{X_1 + X_2 + X_3} \right] E_2 \cos(\delta_2) + j \left\{ \left[ \frac{X_2}{X_1 + X_2 + X_3} \right] E_1 \sin(\delta_1) + \left[ \frac{X_1 + X_3}{X_1 + X_2 + X_3} \right] E_2 \sin(\delta_2) \right\} \quad (5-7)$$

En forma alterna, partiendo de las ecuaciones (5-4) y (5-5), la magnitud de los voltajes también puede expresarse de la manera siguiente:

$$V_1^2 = \left[ \frac{X_2 + X_3}{X_1 + X_2 + X_3} \right]^2 E_1^2 + \left[ \frac{X_1}{X_1 + X_2 + X_3} \right]^2 E_2^2 + \frac{2X_1(X_2 + X_3)}{(X_1 + X_2 + X_3)^2} E_1 E_2 \cos(\delta_1 - \delta_2) \quad (5-8)$$

$$V_2^2 = \left[ \frac{X_2}{X_1 + X_2 + X_3} \right]^2 E_1^2 + \left[ \frac{X_1 + X_3}{X_1 + X_2 + X_3} \right]^2 E_2^2 + \frac{2X_2(X_1 + X_3)}{(X_1 + X_2 + X_3)^2} E_1 E_2 \cos(\delta_1 - \delta_2) \quad (5-9)$$

En las ecuaciones (5-6) y (5-7) el voltaje se expresa en su parte real e imaginaria, con funciones coseno y seno de los ángulos de las máquinas, respectivamente; en cambio en (5-8) y (5-9) el voltaje está dado por un término constante más otro que depende de una función coseno de la diferencia de ángulos.

### 5.2.2 Ecuaciones de potencia activa y potencia reactiva

En el sistema de la figura 5.1, la potencia de generación para la máquina 1 está dada por:

$$S_1 = V_1 I^* = P_1 + jQ_1 \quad (5-10)$$

o bien 
$$S_1^* = V_1^* I = P_1 - jQ_1 \quad (5-11)$$

Substituyendo en (5-11) la ecuación (5-1) para la corriente y el conjugado de la ecuación (5-4) para el voltaje en terminales de la máquina 1, se obtiene:

$$P_1 - jQ_1 = \left[ \frac{E_1^{-\delta_1}(X_2 + X_3) + E_2^{-\delta_2}(X_1)}{(X_1 + X_2 + X_3)} \right] \left[ \frac{E_1^{\delta_1} - E_2^{\delta_2}}{j(X_1 + X_2 + X_3)} \right] \quad (5-12)$$

donde al realizar las operaciones algebraicas pertinentes se obtienen las ecuaciones para la potencia de generación, activa y reactiva de la máquina 1:

$$P_1 = \frac{E_1 E_2}{X_1 + X_2 + X_3} \text{sen}(\delta_{12}) \quad (5-13)$$

$$Q_1 = \left[ \frac{(X_2 + X_3)}{(X_1 + X_2 + X_3)^2} \right] E_1^2 - \left[ \frac{X_1}{(X_1 + X_2 + X_3)^2} \right] E_2^2 + \left[ \frac{(X_1 - X_2 - X_3)}{(X_1 + X_2 + X_3)^2} \right] E_1 E_2 \cos(\delta_{12}) \quad (5-14)$$

donde  $\delta_{12} = \delta_1 - \delta_2$  (5-15)

de manera similar para la máquina 2, las ecuaciones quedan:

$$P_2 = -\frac{E_1 E_2}{X_1 + X_2 + X_3} \text{sen}(\delta_{12}) \quad (5-16)$$

$$Q_2 = \left[ \frac{(X_1 + X_3)}{(X_1 + X_2 + X_3)^2} \right] E_2^2 - \left[ \frac{X_2}{(X_1 + X_2 + X_3)^2} \right] E_1^2 + \left[ \frac{(X_2 - X_1 - X_3)}{(X_1 + X_2 + X_3)^2} \right] E_1 E_2 \cos(\delta_{12}) \quad (5-17)$$

Las potencias activas, ecuaciones (5-13) y (5-16), son una función senoidal de la diferencia de los ángulos de máquinas y tienen una amplitud determinada por

la magnitud de los voltajes internos de máquinas y reactancias del sistema. Las potencias reactivas están dadas por un término constante sumado de otro término que depende de una función coseno de la diferencia de los ángulos.

### 5.3 Análisis de oscilaciones de voltaje y potencia

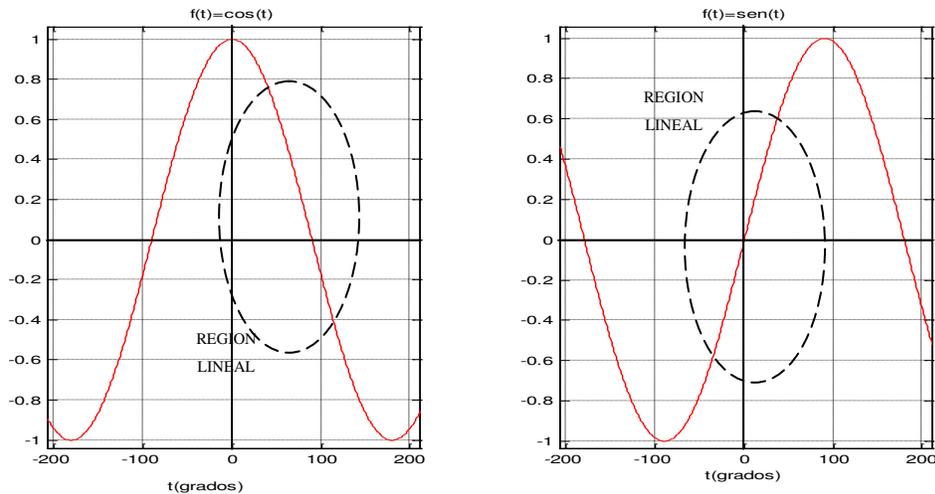
En el capítulo 3 demostramos, con algunas consideraciones, que en un sistema de potencia de  $n$  generadores existen  $(n-1)$  modos de oscilación electromecánicos, los cuales pueden ser calculados usando una representación clásica de máquinas. Los modos de oscilación están directamente relacionados con las oscilaciones de variables como velocidades angulares ( $w$ ), ángulos de rotores ( $\delta$ ) y potencias activas, sin embargo estas oscilaciones producen oscilaciones en todas las variables del sistema de potencia, entre ellas el voltaje y la potencia reactiva. El objetivo de este capítulo es el análisis de este comportamiento.

En el análisis lineal de modos de oscilación se considera una variación senoidal de la posición angular de las máquinas a una velocidad angular de oscilación  $w$ , es decir:

$$\delta = A \sin(\omega t) \quad (5-18)$$

de esta forma si cada máquina que participa en la oscilación tiene una variación angular como en la ecuación (5-18), la potencia activa será una función no lineal ya que en las ecuaciones (5-13) y (5-16) se observa que depende del seno de la diferencia de dos senoidales, sin embargo si el movimiento de los ángulos se realiza en la región más lineal de la función seno (figura 5.2), es decir alrededor de cero grados, la oscilación de la potencia activa sigue un comportamiento similar a la posición angular. De esta forma el modo de oscilación es observable también en la potencia activa generada.

En el caso del voltaje en terminales de generadores, estos se pueden expresar como la suma de un término constante que depende de las magnitudes de los voltajes internos de máquinas y las reactancias de la red y un término que depende del coseno de la diferencia de los ángulos, los voltajes tendrán en general un comportamiento no-lineal ante la variación de los ángulos de rotores.



**Figura 5.2** Región lineal de las funciones coseno y seno.

Para explicar este comportamiento, en la figura 5.2 se marcan las regiones lineales de las funciones coseno y seno, la región lineal en la función coseno se tiene para valores entre 40 y 140 grados, es decir para diferencias angulares grandes. En cambio para valores cercanos a cero grados el comportamiento es altamente no-lineal. Como el comportamiento del voltaje y la potencia reactiva dependen del coseno de una diferencia angular, la respuesta en el tiempo seguirá la oscilación de ángulos solo si se opera en la región lineal, en el caso contrario se producirá una distorsión causada por la no linealidad de la característica.

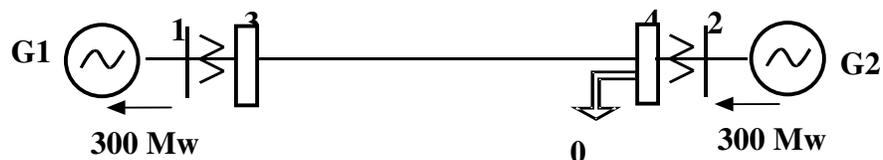
Otro aspecto relevante en el análisis es la forma de la oscilación de los voltajes en terminales para ambas máquinas, las ecuaciones (5-8) y (5-9) muestran que dependen del coseno de la misma diferencia angular, lo cual indica que ambos

voltajes en terminales tendrán la misma forma de oscilación, en cambio la amplitud puede variar ya que depende de la combinación, en forma diferente para cada máquina, de los voltajes internos y reactancias de la red.

A su vez la potencia reactiva de generación puede ser positiva o negativa en la condición inicial ya que el término constante en las ecuaciones (5-14) y (4-17) se compone de una suma algebraica de otros dos miembros, uno positivo y uno negativo. Además, depende de la misma diferencia angular que el voltaje en terminales, solo que el término que da la amplitud de oscilación generalmente es negativo, lo que hará que la oscilación de la potencia reactiva sea opuesta a la del voltaje. La conclusión del análisis realizado es que los voltajes y las potencias reactivas generadas no oscilan de la misma forma que los ángulos de las máquinas. A continuación se presentan algunos casos de prueba para ilustrar el comportamiento de las variables del sistema ante una perturbación.

#### 5.4 Ejemplos ilustrativos de oscilaciones de voltaje y potencia

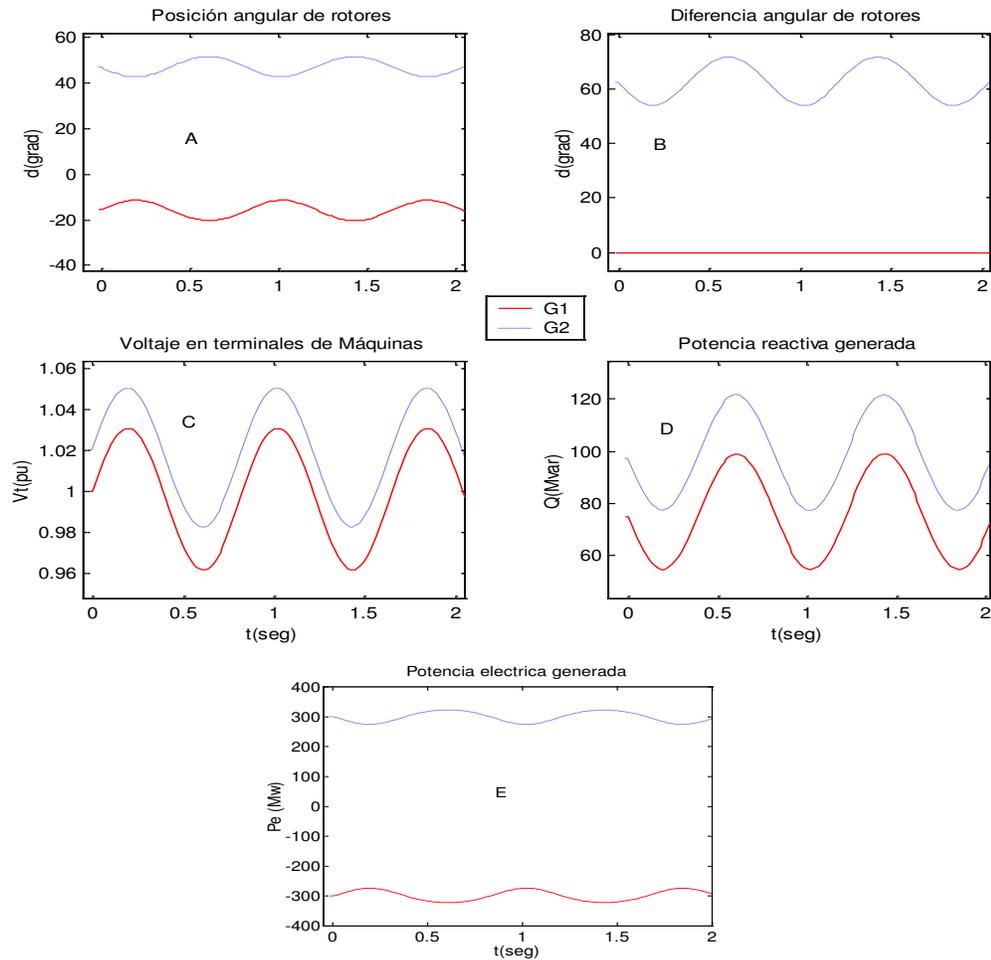
**Ejemplo 5.1.** La figura 5.3 muestra el sistema en su condición de operación. El flujo de potencia por la línea de transmisión se encuentra en su nivel máximo con lo que la diferencia angular es grande. Se pretende observar la linealidad de voltaje en terminales y potencia reactiva al mismo tiempo la no linealidad en la potencia activa.



**Figura 5.3** Sistema de prueba de dos máquinas en condiciones de flujo máximo de potencia.

En la figura 5.4A y 5.4B se grafican respectivamente la posición y la diferencia angular entre máquinas, esta última oscilando entre 55 y 70°.

En la figura 5.4C se observa una oscilación lineal de una frecuencia igual a la del modo de oscilación de la posición angular para el voltaje en terminales. Lo mismo se observa en la figura 5.4D para la potencia reactiva.

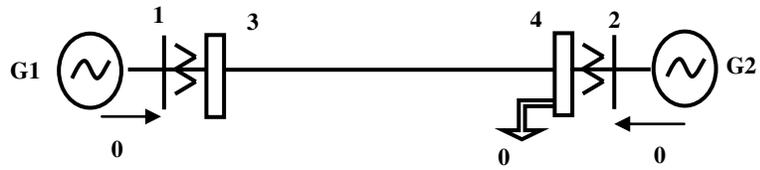


**Figura 5.4** Comportamientos de variables del sistema de dos máquinas ante una perturbación.

En la figura 5.4E se observa la no linealidad en la oscilación de la potencia activa generada donde la curva está un poco deformada. Esto se debe a que la región lineal de función seno se tiene entre los  $-50$  y  $50$  grados.

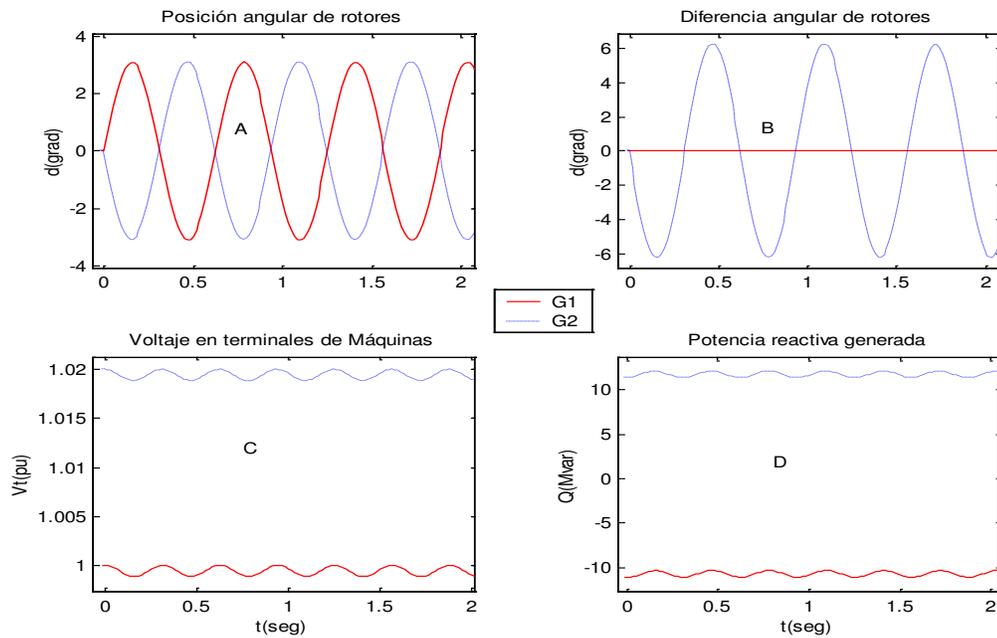
**Ejemplo 5.2.** En este caso el sistema se encuentra descargado al momento de la perturbación, vea la figura 5.5. El objetivo es operar el sistema en la región

más no-lineal para observar el comportamiento de voltajes y potencias reactivas.



**Figura 5.5** Sistema de prueba operando en la región no-lineal.

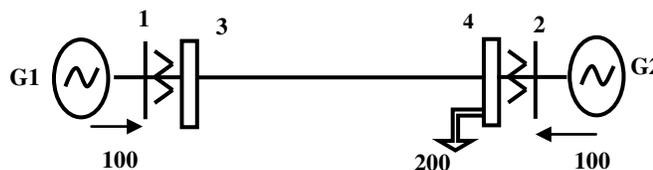
En la figuras 5.6A y 5.6B se observa el comportamiento de los ángulos de rotores y la diferencia angular en el momento en que se perturba el sistema, las



**Figura 5.6.** A) Posición angular B) Diferencia angular C) y D) Comportamiento no lineal del Voltaje y la Potencia Reactiva respectivamente.

máquinas oscilan una contra la otra, la diferencia angular se mueve alrededor de  $\pm 6$  grados. Como resultado de esta no linealidad, en la figura 5.6C se observa una doble frecuencia en la oscilación del voltaje de las máquinas. En la figura 5.6D se muestra el comportamiento de la potencia reactiva que tiene una forma de oscilación similar pero opuesta al voltaje.

**Ejemplo 5.3.** En este caso los generadores alimentan a una carga, el objetivo es analizar el cambio en la condición de operación y observar el comportamiento resultante.

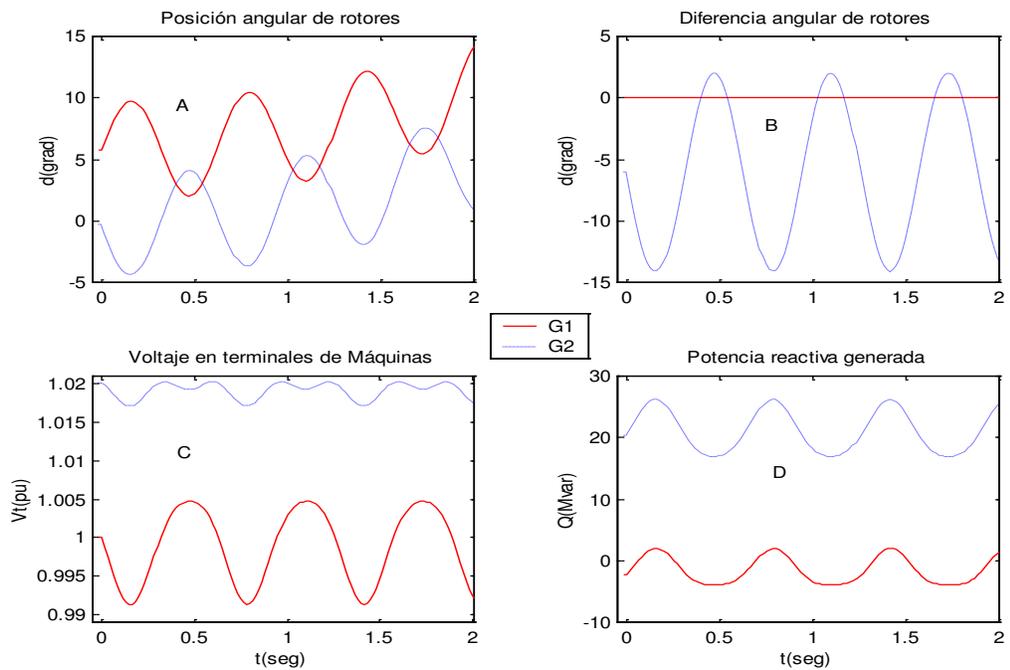


**Figura 5.7** Efecto en el cambio en la condición de operación en el sistema de potencia de prueba.

En este caso el sistema está en un punto de operación donde la diferencia angular se mueve dentro de la región no-lineal y está variando entre -14 y 3 grados, figura 5.8B.

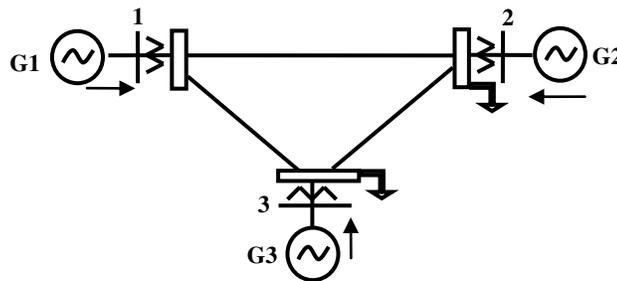
Se observa una mayor distorsión para el voltaje en terminales de la máquina 2 (figura 5.8C), ya que la posición angular de esta máquina está oscilando en la región más no-lineal.

En la figura 5.8D, se observa que en la oscilación de la potencia reactiva también existe distorsión, aunque, el efecto de la no linealidad es menor que en el voltaje como se aprecia también en las ecuaciones (5-14) y (5-17).



**Figura 5.8.** Efecto de la condición de operación en las variables del sistema.

**Ejemplo 5.4.** En el sistema de tres máquinas de la figura 5.9 se estimulan los modos de oscilación por separado para observar el comportamiento de voltajes y potencias reactivas en cada modo.

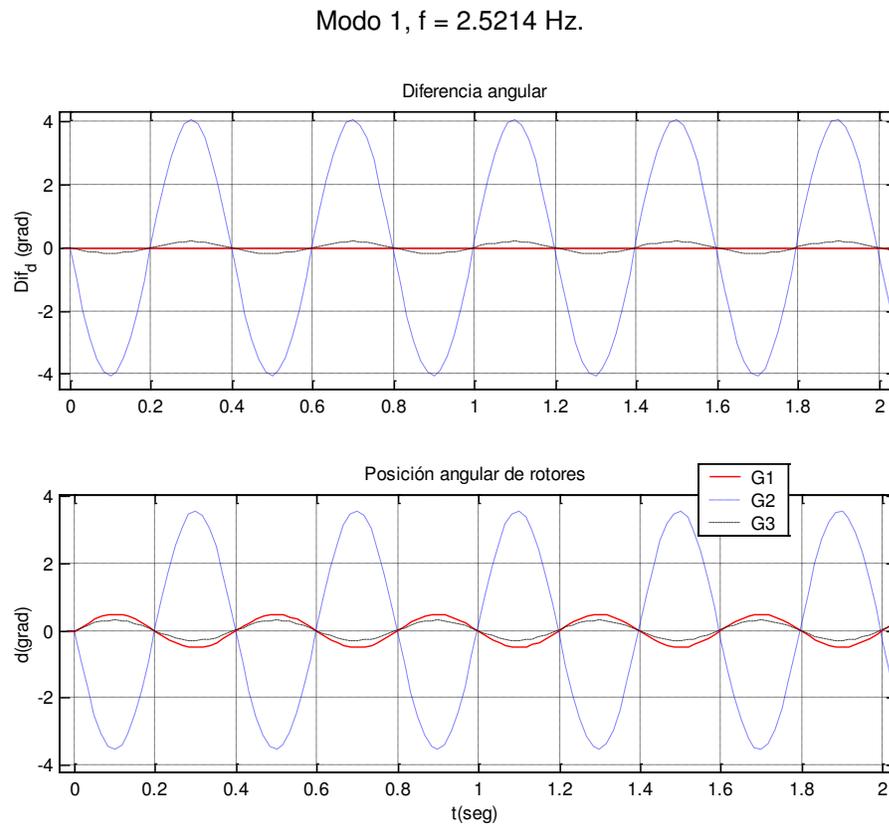


**Figura 5.9** Sistema de potencia de prueba de tres generadores.

En este caso el sistema está descargado, el objetivo es confirmar el comportamiento de voltajes y potencias reactivas para esta región no-lineal.

En la figura 5.10A y 5.10B se observa la oscilación de los ángulos para el primer modo de oscilación ( $f=2.52$  Hz). El efecto no-lineal se ve reflejado en la figura 5.11A y 5.11B, donde se observa una doble frecuencia en la oscilación de voltaje y potencia reactiva.

Para el segundo modo de oscilación (1.63 Hz) se confirma también que la frecuencia de oscilación del voltaje y la potencia reactiva también es el doble de la oscilación de los ángulos, figuras 5.12 y 5.13.



**Figura 5.10 (A y B).** Diferencia y posición angular de máquinas.

Modo 1,  $f = 2.5214$  Hz.

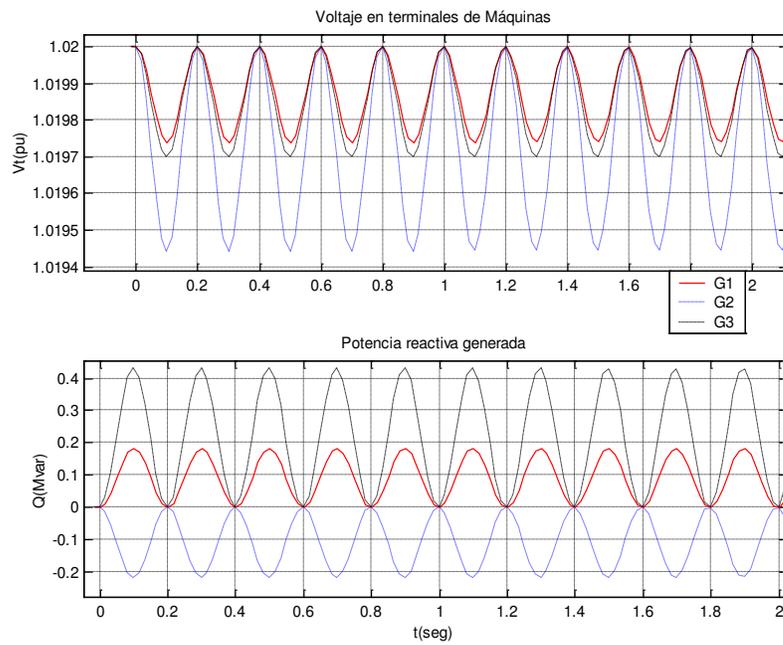


Figura 5.11 A) Voltaje y B) Potencia reactiva de generadores

Modo 2,  $f = 1.6314$  Hz

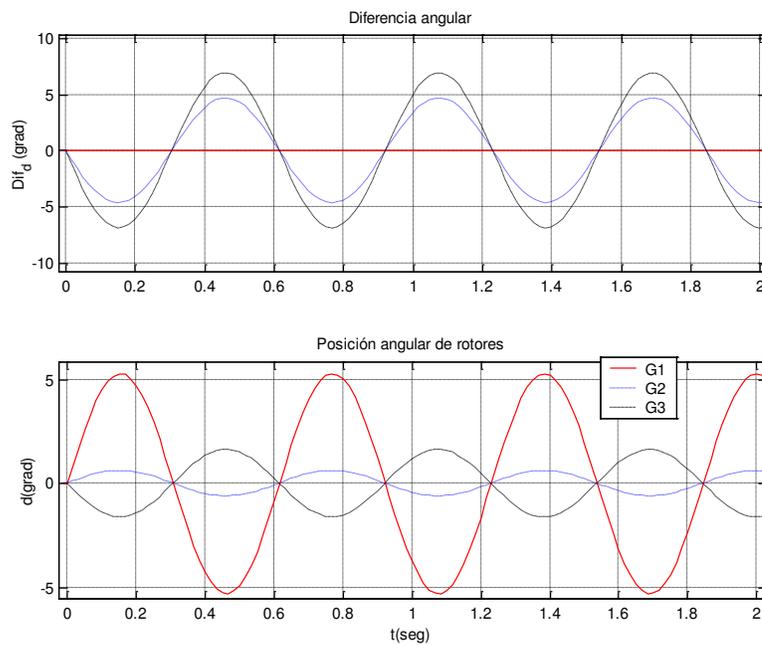


Figura 5.12 (A y B). Diferencia y posición angular de máquinas.

Modo 2,  $f = 1.6314\text{Hz}$

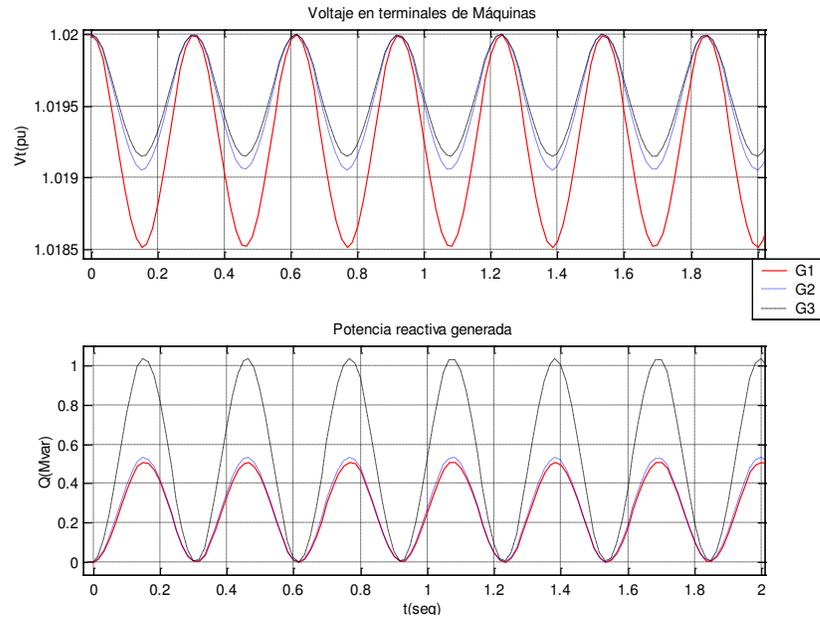


Figura 5.13 A) Voltaje y B) Potencia reactiva de generadores

**Ejemplo 5.5.** En este caso el sistema de tres máquinas suministra la potencia demandada en dos nodos de carga. El objetivo es operar el sistema en una región lineal.

Modo 1  $f = 2.5240\text{ Hz}$

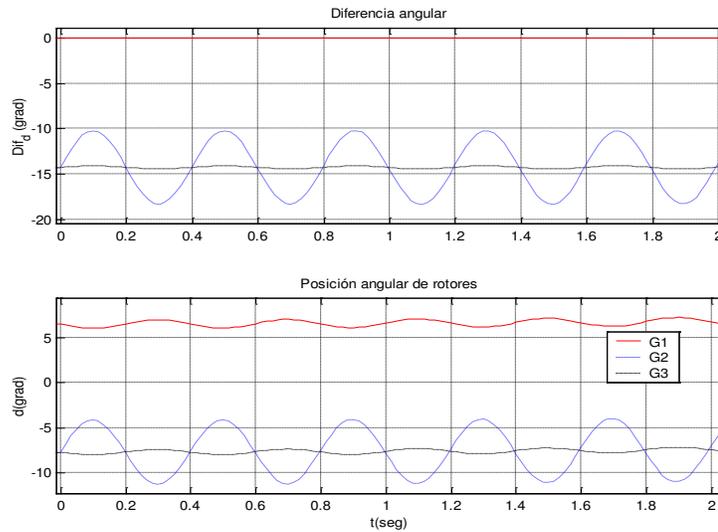
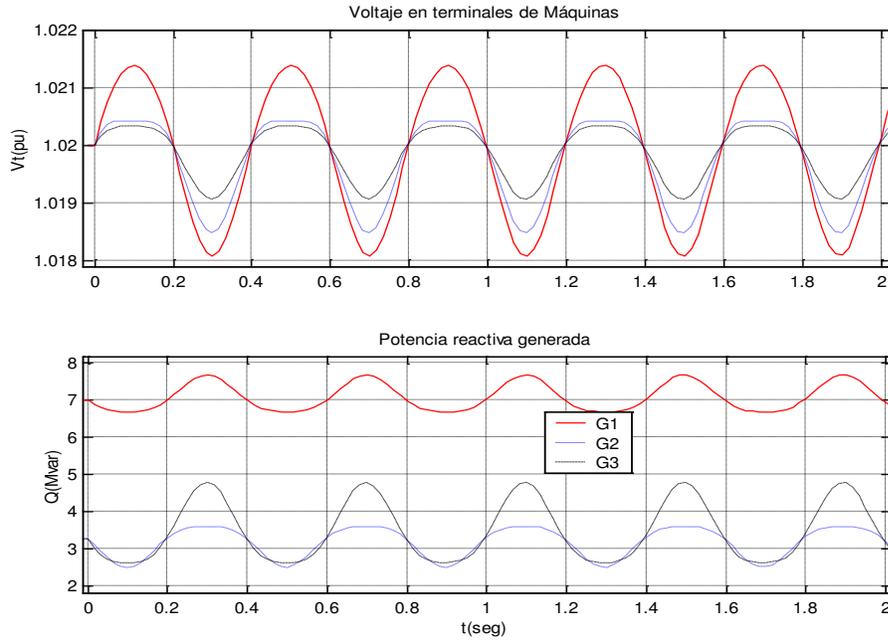


Figura 5.14 A) Diferencia y B) Posición angular de máquinas.

Modo 1  $f = 2.5240$  Hz

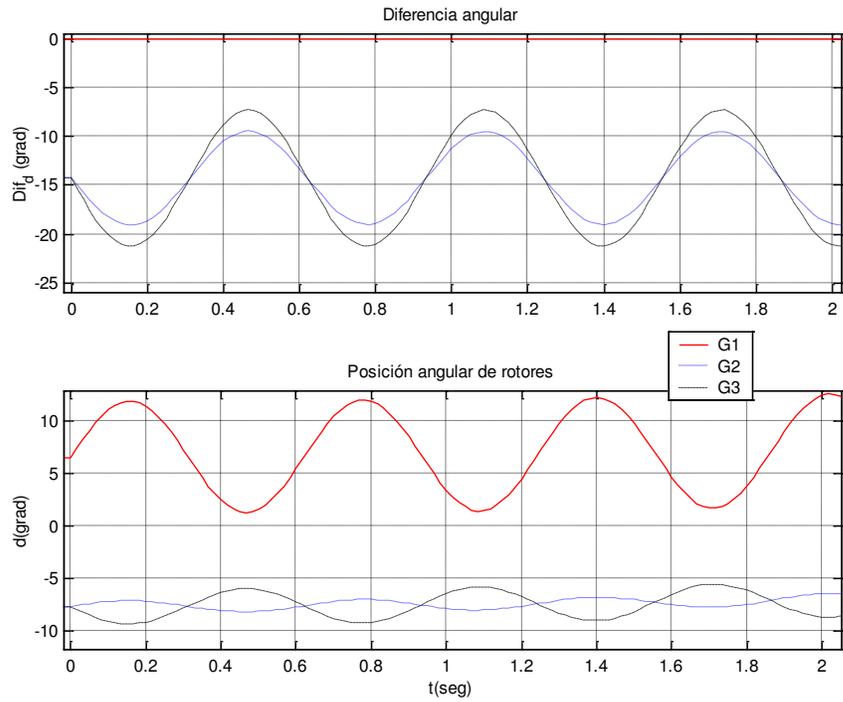


**Figura 5.15 A) Voltaje y B) Potencia reactiva de generadores.**

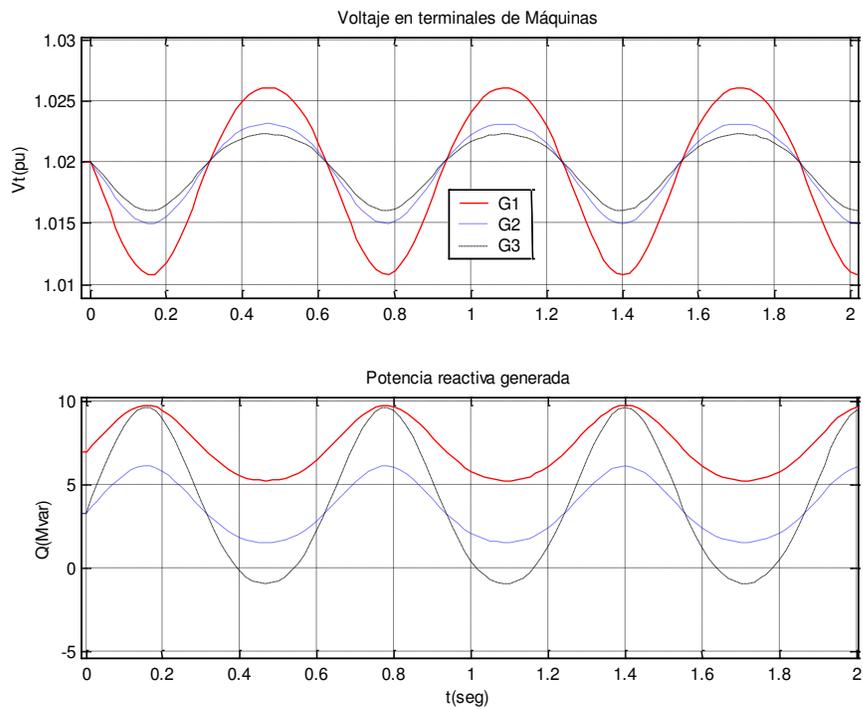
En las figuras 5.14 y 5.16 se observa la respuesta en el tiempo para los ángulos de rotores ante el disturbio; los voltajes y potencias reactivas oscilan a la frecuencia de la posición angular (figuras 5.15 y 5.17), sin embargo hay un grado de distorsión dada por la no linealidad del coseno.

Para ambos modos de oscilación se cumplen estas observaciones, además que la oscilación de cada potencia reactiva generada es opuesta al voltaje en terminales de esa máquina.

Modo 2  $f=1.6146$  Hz



**Figura 5.16(A y B).** Diferencia y posición angular de máquinas.



**Figura 5.17.A)** Voltaje y B) Potencia reactiva de generadores

## **5.5 Conclusiones**

### **Comportamiento de voltajes en terminales**

La condición inicial para los ángulos de los voltajes internos de máquinas depende del punto de operación del sistema, al ocurrir una perturbación se tendrán oscilaciones en estas variables del sistema. Si la perturbación es pequeña los ángulos de los voltajes internos de máquinas siguen una variación senoidal alrededor de su condición inicial y oscilan en forma opuesta para el caso de dos máquinas. Los voltajes en terminales dependen directamente de la variación de estos ángulos y por lo tanto la forma de oscilación es también función del punto de operación.

En general el comportamiento dinámico de los voltajes es de naturaleza no-lineal debido a que la oscilación es descrita por una suma de senos y cosenos de funciones senoidales. Además, los voltajes de los generadores oscilan en la misma dirección ya que dependen principalmente de funciones coseno, en las cuales, sin importar si crece o decrece la diferencia angular, el resultado siempre será positivo.

La distorsión de los voltajes en terminales de máquinas dependerá del ángulo del voltaje interno de las máquinas, si se opera en la región no-lineal la distorsión produce otras frecuencias de oscilación en los voltajes, si se opera en la región lineal la distorsión será menor. La conclusión es que los voltajes no siguen el comportamiento del modo de oscilación de las posiciones angulares.

### **Comportamiento de la potencia reactiva**

La oscilación de la potencia reactiva generada es en general no-lineal ya que está dada por un valor constante sumado o restado de una función coseno de la diferencia de dos funciones senoidales. Sin embargo, esta oscilación puede tener un comportamiento bastante lineal, lo que depende directamente del comportamiento de la diferencia angular.

El tener la posibilidad de que el término constante pueda ser positivo o negativo indica que la máquina en la condición inicial puede estar entregando o recibiendo potencia reactiva, el término que produce la oscilación puede a su vez ser positivo o negativo, lo cual describe la forma de oscilación.

Se debe resaltar que no es importante si la diferencia angular es positiva o negativa ya que el coseno es una función par, lo que sí es relevante en la oscilación es que si existe cambio de signo en la diferencia angular, que se tiene cuando el sistema opera en una región no-lineal, se tiene distorsión en el comportamiento de la potencia reactiva. Si bien, tanto la potencia reactiva como el voltaje en terminales dependen del coseno de la diferencia angular, la oscilación de la potencia reactiva es menos sensible debido a la amplitud de éste término (ecuaciones (5-8), (5-9), (5-14) y (5-17)).

La potencia activa es en general una función no-lineal cuya oscilación es descrita por una función seno de la diferencia de los ángulos de máquinas, sin embargo, se ha demostrado e ilustrado que la oscilación de la potencia activa sigue el modo de oscilación de la posición angular, esto, en el caso tener diferencias angulares pequeñas. La explicación es que se opera en la región lineal de la función seno.

Cuando la diferencia angular aumenta conforme aumenta la condición de carga del sistema la oscilación de la potencia activa es no-lineal teniéndose frecuencias adicionales a la del modo de oscilación de la posición angular. La explicación es que se opera en la región no-lineal de la función seno.

# **CAPITULO 6**

## **Determinación de modos de oscilación mediante el procesamiento de respuestas en el tiempo**

### **6.1 Introducción**

En capítulos anteriores hemos comentado que la respuesta en el tiempo de un sistema lineal ante una perturbación es una combinación lineal de todas las frecuencias naturales de dicho sistema. Por medio del análisis modal hemos calculado estas frecuencias naturales (modos de oscilación) así como los vectores característicos a partir de haber definido el estado del sistema en una condición inicial en función de parámetros de generadores, características de la red eléctrica, modelos de cargas, etc.

Además ha sido posible, para un sistema eléctrico de potencia de prueba, lograr la excitación de un solo modo de oscilación y hemos podido observar por separado, las oscilaciones de las variables de estado del sistema a una sola frecuencia natural de oscilación utilizando un programa de simulación.

En este capítulo se presenta una alternativa para el cálculo de los modos naturales de un sistema eléctrico de potencia cuando no se conocen por

completo los parámetros físicos de la red de manera que no es sencillo establecer, con esta base, el estado del sistema en alguna condición inicial de operación y por tanto no pueden utilizarse las técnicas del análisis modal.

La alternativa propuesta consiste en la obtención de los modos naturales de oscilación de sistemas eléctricos a partir de registros de datos. Esta alternativa requiere tener registros de datos del comportamiento del sistema de potencia, para un intervalo de tiempo determinado, obtenidos durante perturbaciones que se hayan presentado en dicho sistema. Mediante el uso de técnicas apropiadas, se procesa la información contenida en los registros, para obtener los modos de oscilación del sistema en cuestión.

Además de lo antes descrito, se presentan también en éste capítulo, ejemplos ilustrativos de la obtención e interpretación de los modos naturales en SEP's de prueba. Los registros del comportamiento del SEP de prueba, se obtienen con base en la simulación de fallas en dicho sistema, con la ayuda de un programa de estabilidad transitoria. Posteriormente, mediante el adecuado procesamiento de la información contenida en tales registros, de la respuesta en el tiempo del sistema ante la falla, se calculan los modos naturales del SEP de prueba, aspectos de fase y factores de participación y finalmente los resultados obtenidos se comparan contra los resultados obtenidos en capítulos anteriores a partir de las técnicas del análisis modal obteniendo conclusiones relevantes.

## **6.2 Determinación del espectro de frecuencias de señales de respuesta en el tiempo en un sistema eléctrico de potencia**

La respuesta en el tiempo de un sistema ante una perturbación es la superposición de componentes de diferentes frecuencias. Si se tiene la respuesta en el tiempo de un sistema, a partir de dicha información es posible determinar el espectro de frecuencias de alguna señal así como los aspectos de fase. Para ello pueden utilizarse técnicas apropiadas de muestreo y análisis de

señales así como la transformada de Fourier en tiempo discreto aplicada a la señal de respuesta [21, 16]. Para aplicar esta teoría a un SEP debe contarse con los registros necesarios, procesar adecuadamente las señales, realizar los cálculos necesarios y realizar la interpretación de los resultados lo cual forma parte del objetivo de este capítulo.

### **6.3 Aplicación en sistemas eléctricos de potencia de prueba**

En el análisis de SEP's con frecuencia se utilizan esquemas de monitoreo y medición de parámetros eléctricos (registradores de eventos que incluyen Unidades de Medición Fasorial, PMU's por su nombre en ingles) que faciliten el estudio del comportamiento del sistema ante disturbios. A partir de registros apropiados y considerando los datos registrados como muestras de una señal discreta, es posible analizar la señal de respuesta en el tiempo, de modo de obtener información de la magnitud y fase de las frecuencias naturales que componen a dicha señal.

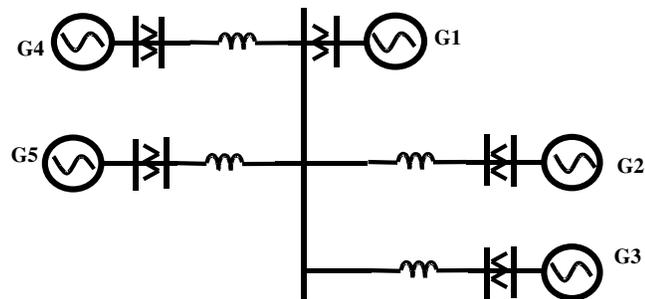
En el ejemplo siguiente, mediante la aplicación de técnicas de procesamiento digital de señales, técnicas de muestreo así como la transformada de Fourier en tiempo discreto se obtienen los modos naturales de oscilación de un SEP de prueba.

#### **6.3.1 Determinación de modos de oscilación en un SEP de Prueba**

**Ejemplo 6.1.** En este ejemplo, se utiliza el mismo SEP de prueba utilizado en el ejemplo 3.3 que corresponde a un sistema multimáquina de cinco generadores el cual se muestra en la figura 6-1. Con la ayuda de un programa de estabilidad transitoria, se modela el sistema de prueba en el cual se registra el comportamiento de la velocidad angular de rotores de maquinas al ocurrir una perturbación. A partir de esa información se realiza el análisis de las señales

muestreadas para obtener las frecuencias que componen la respuesta de cada generador.

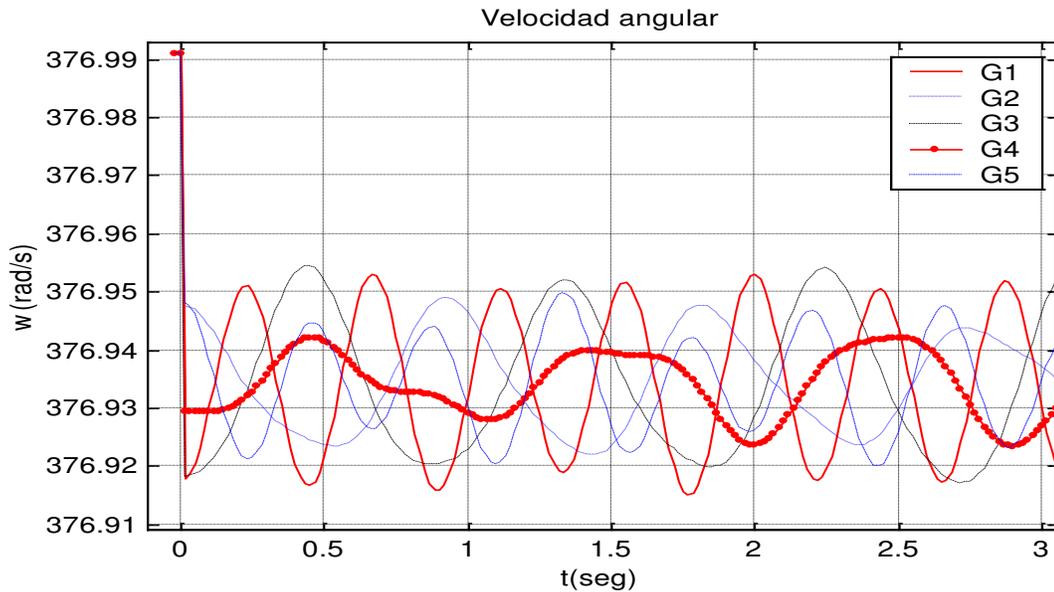
El sistema de la figura 6.1 se encuentra operando en estado estable cuando se presenta una falla trifásica, en uno de los nodos del sistema, que se libera en un ciclo. Se registra el comportamiento de variables en diversos puntos del sistema y en la figura 6-2 se muestra gráficamente la respuesta oscilatoria de las máquinas la cual, como es de esperarse, es una respuesta no lineal.



**Figura 6-1** Sistema de Prueba Multimáquina.

Las señales presentan una componente de directa que es necesario eliminar previo al procesamiento de las muestras. Posteriormente se elige una ventana de muestreo que permita observar mejor las componentes frecuenciales tratando de evitar que puedan confundirse con los lóbulos laterales que se obtienen durante el procesamiento de la señal.

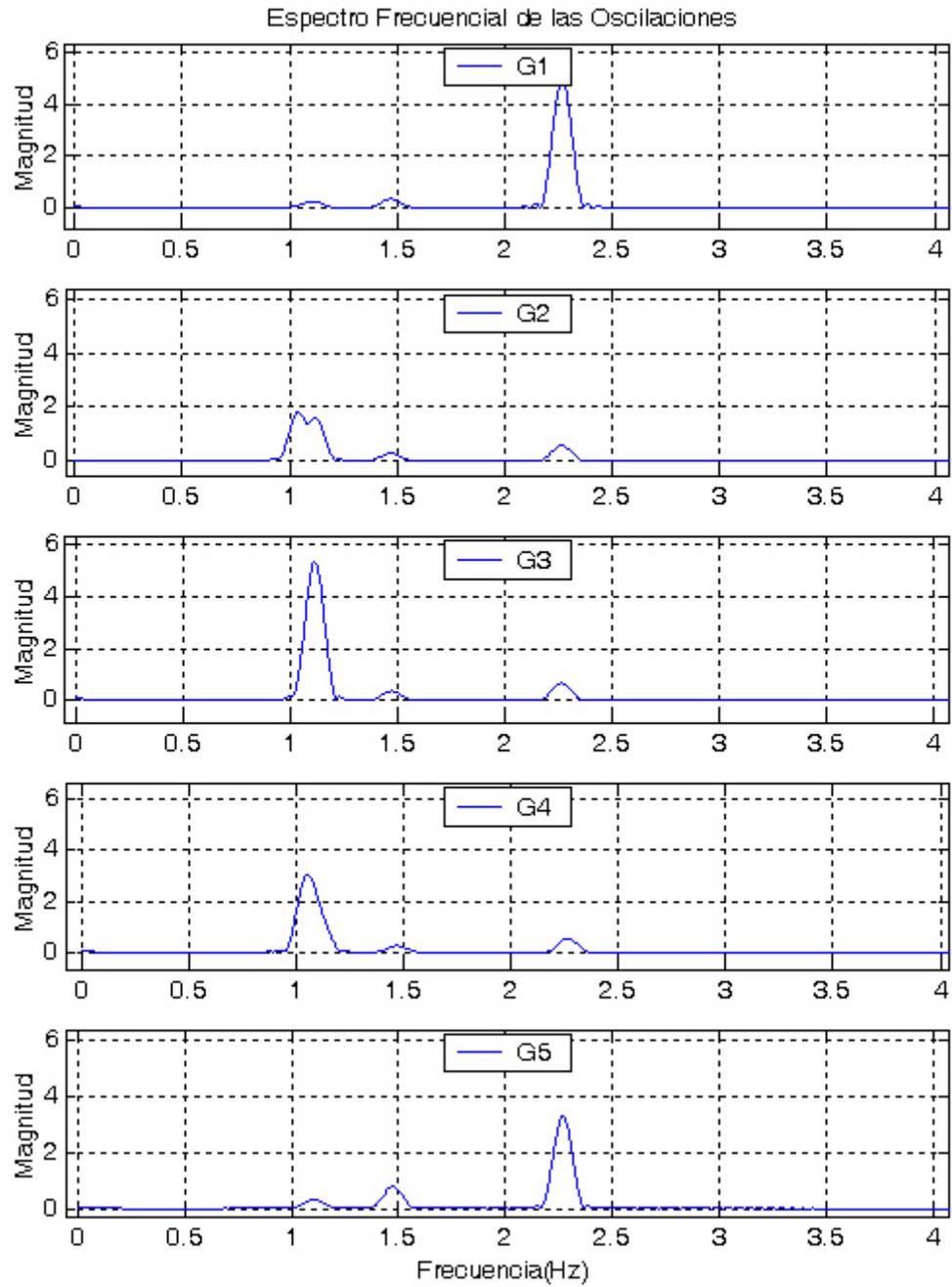
Con estas y otras aplicaciones del análisis de señales se obtienen los resultados que se presentan enseguida, utilizando las técnicas del análisis de Fourier para el cálculo del espectro de frecuencias, de las señales de respuesta del sistema en cuestión.



**Figura 6-2** Oscilación de velocidades de máquinas al ocurrir un disturbio.

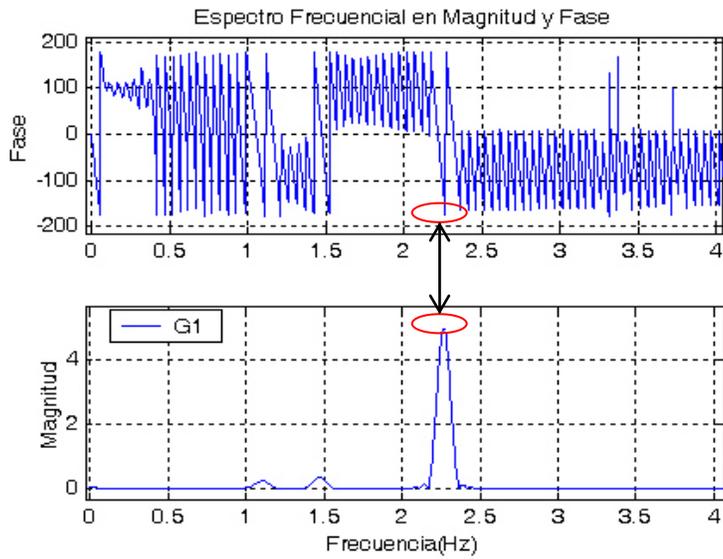
En la figura 6.3 se muestra, para cada máquina, el espectro de frecuencias obtenido a partir de la respuesta no lineal de la velocidad de rotores. Se puede observar las componentes principales de la respuesta de las máquinas. También se observa que hay frecuencias de oscilación que se presentan en varias maquinas por ejemplo, aunque en diferentes proporciones, la frecuencia de 2.27 Hz está presente en todos los generadores.

Algunas frecuencias tienen una mayor magnitud lo cual indica mayor influencia de tal frecuencia de oscilación en una máquina en particular por ejemplo en la respuesta de G1, la frecuencia de 2.27 Hz tiene la mayor magnitud y domina el comportamiento oscilatorio de la maquina 1 lo cual también se observa en la figura 6.2 donde dicha respuesta tiene un periodo de 0.45seg. Se observa también como las frecuencias naturales de oscilación que componen a este sistema de prueba participan en forma diferente en cada generador.



**Figura 6-3** Espectro de Frecuencias de las Oscilaciones de máquinas.

La figura 6.4 muestra el espectro obtenido para la máquina 1 donde se observa tanto la magnitud como la fase de las frecuencias que componen la respuesta de la máquina ante la falla.



**Figura 6-4** Amplitud y Fase de componentes de la máquina 1. Para  $f=2.27\text{Hz}$  la fase es de  $-173.1^\circ$ , para  $f=1.47\text{Hz}$  la fase es  $8^\circ$  y para  $f=1.11\text{Hz}$  la fase es de  $-169.5^\circ$ .

En la tabla 6-1 se muestran las frecuencias, en magnitud y fase, que componen la respuesta en el tiempo de cada generador. Se observa cual de dichas frecuencias tiene mayor influencia en el comportamiento de una máquina en particular, esto es, la componente de mayor magnitud, siendo 2.27 Hz en G1, 1.04 Hz en G2, 1.11 Hz en G3, 1.05 Hz en G4 y 2.27 Hz en G5.

G1			G2			G3		
Frec	Mag	Fase	Frec	Mag	Fase	Frec	Mag	Fase
2.268	4.975	-173.1	1.040	1.791	15.1	1.113	5.383	-176.2
1.473	0.335	8.0	1.120	1.576	-11.4	2.268	0.665	6.9
1.110	0.228	-169.5	2.268	0.553	6.9	1.473	0.361	-171.7
			1.475	0.266	178.7			

G4			G5		
Frec	Mag	Fase	Frec	Mag	Fase
1.053	3.055	166.9	2.268	3.281	6.9
2.268	0.530	6.9	1.473	0.778	8.0
1.473	0.249	-171.7	1.110	0.318	-169.3

**Tabla 6-1** Espectro de frecuencias de la respuesta oscilatoria de los generadores G1, G2, G3, G4 y G5 ante la ocurrencia de un disturbio.

Es importante el hecho de que los resultados de la tabla 6-1, pueden compararse entre todas las máquinas, por ejemplo, la frecuencia de 1.11 Hz es la que presenta la mayor amplitud de oscilación ante el disturbio con una magnitud relativa de 5.83 en el generador G3. Estos resultados son particularmente útiles para efectos de comparación de magnitudes de oscilación. Se observa también que son 4 las frecuencias que, en mayor o menor medida, contribuyen a la respuesta no lineal de todas las maquinas del sistema y ellas son las frecuencias naturales del sistema, tal como se aprecia en la tabla 6-3.

### **6.3.2 Comparación de resultados**

El SEP de prueba utilizado en el ejemplo 6.1 es el mismo que se utilizó en el ejemplo 3.3. De este sistema se conocen sus parámetros de red y en el capítulo 3 se calcularon, a partir del análisis modal, sus frecuencias naturales. A continuación se realiza una comparación de los resultados obtenidos al analizar el comportamiento del sistema ante el disturbio y su relación con las frecuencias naturales de oscilación obtenidas a partir del análisis modal.

En la tabla 6-2 la información de la tabla 6-1 se ha reacomodado y normalizado para fines de comparación con los resultados obtenidos en el cálculo de modos del sistema en el ejemplo 3.3 los cuales se muestran en la tabla 6-3.

Los resultados de las tablas 6-2 y 6-3, muestran la magnitud y fase de la participación relativa de cada máquina en cada modo de oscilación. De este modo se puede observar cual generador tiene mayor participación en una frecuencia dada, por ejemplo G1 en 2.27 Hz, G5 en 1.47 Hz, G3 en 1.11 Hz y G4 en 1.05 Hz.

También se puede observar en la tabla 6-2, la forma característica de oscilación para algún modo en particular, por ejemplo en el modo de 2.27 Hz, G1 oscila en contra de los demás generadores, tal como se aprecia también en la tabla 6-3.

<b>RESULTADOS DEL ANÁLISIS ESPECTRAL</b> (FORMA CARACTERÍSTICA DE OSCILACIÓN EN MAGNITUD Y FASE)								
	f = 2.27 Hz		f = 1.47 Hz		f = 1.11 Hz		f = 1.05 Hz	
G1	1.000	-173.13	0.430	8.01	0.042	-169.50		
G2	0.111	6.87	0.342	178.67	0.293	-11.40	0.586	15.1
G3	0.134	6.88	0.464	-171.7	1.000	-176.23		
G4	0.107	6.86	0.319	-171.75			1.000	166.86
G5	0.659	6.87	1.000	8.00	0.059	-169.3		
<b>DESCRIPCIÓN DEL CASO: Sistema multimáquina.</b> Valores correspondientes a la oscilación de la velocidad angular								

**Tabla 6-2** Espectro de frecuencias de la respuesta oscilatoria de los generadores G1, G2, G3, G4 y G5 ante la ocurrencia de un disturbio. Las frecuencias se han ordenado para indicar en cuales generadores está presente cada frecuencia. Por ejemplo la frecuencia de 1.05 Hz solo está presente en G2 y G4.

<b>RESULTADOS DEL ANÁLISIS MODAL</b>										
FORMA CARACTERÍSTICA DE OSCILACIÓN EN MAGNITUD Y FASE										
	Modo 1		Modo 2		Modo 3		Modo 4		Modo 5	
	f1=2.279 Hz		f2 = 0 Hz		f3 = 1.4772 Hz		f4=1.1179 Hz		f 5 = 1.0504 Hz	
G1	1	90	1	-90	0.4229	180	0.0425	90	0.0129	-90
G2	0.112	-90	1	-90	0.3366	0	0.3192	-90	0.6974	-90
G3	0.136	-90	1	-90	0.4667	0	1	90	0.0772	-90
G4	0.109	-90	1	-90	0.3184	0	0.2496	-90	1	90
G5	0.652	-90	1	-90	1	180	0.0598	90	0.0173	-90
<b>DESCRIPCIÓN DEL CASO</b>										

**Sistema multimáquina.**

Nota: Valores correspondientes a la oscilación de la posición angular

**Tabla 6-3** Cálculo de modos de oscilación del ejemplo 3.3

Al comparar ambos resultados mostrados en las tablas 6-2 y 6-3 observamos que, el disturbio ocurrido en el sistema provocó una respuesta oscilatoria en las máquinas, compuesta por las frecuencias naturales del sistema en cuestión. En la tabla 6-2 se observa que, con ligeras variaciones, la participación relativa de las maquinas ocurrió de acuerdo a lo que pudiera haberse previsto de la tabla 6-3.

A partir de esta comparación también es importante mencionar que la matriz de participación utilizada en el análisis lineal para mostrar resultados de participación neta de cada variable de estado en cada modo de oscilación puede compararse con el espectro de frecuencias mostrado en la tabla 6-1. En la tabla 6-4 se muestran los factores de participación obtenidos en el análisis lineal.

Factores de Participación. Sistema multimáquina				
	f1=2.27	f3=1.47	f4=1.11	f5=1.05
G1	0.349	0.060	0.001	0.000
G2	0.007	0.063	0.088	0.192
G3	0.005	0.052	0.374	0.002
G4	0.005	0.041	0.036	0.306
G5	0.134	0.285	0.002	0.000
Valores correspondientes a la oscilación de la velocidad angular				

**Tabla 6-4** Factores de participación para la oscilación de la velocidad angular de máquinas. Resultados del análisis lineal.

Leyendo en forma horizontal, observamos en orden de magnitud que 2.27 Hz, 1.47 Hz, 1.11 Hz son las frecuencias que participarían en la oscilación de G1. De forma similar, en la tabla 6-1 los resultados muestran que la respuesta de G1 ante el disturbio se compone de las frecuencias 2.27 Hz, 1.47 Hz y 1.11 Hz en ese orden de magnitud.

Si continuamos con la comparación pero utilizando la información de los factores de participación, ahora presentada en la tabla 6-5, donde solamente se cambia el arreglo de la tabla 6-4, podemos comparar directamente con los resultados del análisis espectral (tabla 6-1). En ambas tablas 6-1 y 6-5, se muestran las frecuencias que participan en la respuesta de cada generador.

<b>Factores de participación. Sistema multimáquina.</b>									
G1		G2		G3		G4		G5	
Frec	Mag	Frec	Mag	Frec	Mag	Frec	Mag	Frec	Mag
2.27	0.349	1.04	0.192	1.11	0.374	1.05	0.306	1.47	0.285
1.47	0.060	1.12	0.088	1.47	0.052	1.47	0.041	2.27	0.134
1.11	0.001	1.48	0.063	2.27	0.005	1.11	0.036	1.11	0.002
1.05	0.000	2.27	0.007	1.05	0.002	2.27	0.005	1.05	0.000
Valores correspondientes a la oscilación de la velocidad angular									

**Tabla 6-5** Factores de participación para la oscilación de la velocidad angular de máquinas. Resultados del análisis lineal. Cambia el arreglo de la información de la Tabla 6-4.

Además con este arreglo es sencillo observar que, junto con los aspectos de fase ya presentados (tabla 6-3) es posible predecir el comportamiento no lineal de la respuesta oscilatoria de las máquinas.

Para el resto de los generadores no se cumple del todo este orden sin embargo es conveniente mencionar que no se espera que los resultados obtenidos sean exactamente iguales, pero si muy aproximados, ya que en el caso presentado en el ejemplo 6.1, los registros analizados corresponden a la respuesta no lineal del sistema ante una falla trifásica liberada en un ciclo. Es conveniente mencionar que el sistema de potencia está sujeto a diferentes disturbios pudiendo cada uno de ellos excitar en forma diferente los modos oscilatorios.

Sin embargo se ha demostrado que es posible, con esta técnica, obtener las frecuencias naturales de oscilación de un sistema, así como, con una muy buena aproximación, los aspectos de magnitud relativa y fase de la participación de las unidades generadoras en la oscilación.

## **6.4 Conclusiones**

En este capítulo se han calculado las frecuencias que componen la respuesta no lineal de un SEP de prueba a partir de registros del comportamiento de variables de unidades generadoras ante un disturbio ocurrido en el SEP.

Se han comparado los resultados aquí obtenidos con los resultados obtenidos en el capítulo 3 mediante las técnicas del análisis modal, comprobando que la respuesta no lineal de las unidades generadoras del SEP de prueba, está compuesta por las frecuencias naturales del sistema.

Con el procesamiento de las señales de respuesta de las máquinas, ha sido posible obtener con muy buena aproximación, los aspectos de magnitud y fase de las frecuencias naturales del sistema. También se ha podido observar, cual modo de oscilación tiene mayor influencia en el comportamiento de una máquina en particular, información que puede ser de utilidad en la identificación y solución de problemas de oscilaciones pobremente amortiguadas. También se pudo observar cual generador tiene mayor participación en una frecuencia dada.

Con los resultados obtenidos se confirma que, con el conocimiento de los modos naturales del sistema, es posible predecir con magnitudes relativas y con buen acercamiento el comportamiento del sistema ante disturbios.

Se demuestra que, con la adecuada selección de registros, es posible obtener las frecuencias naturales de oscilación de un sistema, mediante el adecuado procesamiento de las señales de la respuesta en el tiempo obtenidas a partir de disturbios ocurridos en dicho sistema.

Si en un sistema de potencia se piensa que hay problemas de oscilaciones de baja frecuencia se puede implementar el monitoreo del mismo para estudiar su comportamiento ante disturbios; a partir de dicho comportamiento se pueden

identificar las frecuencias causa del problema para posteriormente proporcionar en el sistema el amortiguamiento de las mismas.

# CAPITULO 7

## Conclusiones y recomendaciones

### 7.1 Conclusiones finales

El análisis de los modos de oscilación de Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) (análisis modal), se realiza a partir de definir el estado del sistema en una condición inicial de operación y comprende el cálculo de valores y vectores característicos y a partir de estos últimos, se calculan los factores de participación.

En los resultados obtenidos en SEP's de prueba se comprueba que los valores característicos contienen información referente a las frecuencias naturales de oscilación y del amortiguamiento del sistema, que los vectores característicos contienen información tanto de la influencia de la condición inicial en los modos como de la fase y participación relativa de las variables de estado en cada modo y que los factores de participación miden la participación neta de cada variable de estado en cada modo.

Mediante el análisis modal aplicado a un SEP es posible predecir las frecuencias naturales de oscilación que pueden presentarse al ocurrir una perturbación. Los resultados muestran que ante una perturbación, la respuesta oscilatoria de las variables del sistema será una combinación de las diferentes frecuencias naturales de dicho sistema.

Con la ayuda de un programa de estabilidad transitoria se realiza la estimulación de modos de oscilación en particular en el SEP. Se observa el comportamiento oscilatorio de unidades generadoras, forma característica de oscilación y nivel de participación de cada unidad, mediante el uso de la información del análisis modal como información de entrada al programa de simulación; esta información permite predecir en cierta medida el comportamiento oscilatorio del sistema ante disturbios.

Mediante el análisis modal, se determina que la condición inicial del sistema tiene un efecto en la frecuencia de oscilación al ocurrir una perturbación. En los resultados obtenidos se observa que a mayor cargabilidad del sistema se tiene un punto de operación más crítico y una frecuencia natural de oscilación menor. En la práctica el hecho de tener una frecuencia de oscilación menor hace que esta sea más difícil de detectar y que se requiera de un mayor tiempo de análisis y capacidad de memoria del equipo de simulación y/o registro.

El estado del SEP se define en base a las posiciones relativas de rotores y a la selección de una referencia para las desviaciones angulares. Por esta razón para un SEP de  $n$  generadores es común hablar de  $n-1$  modos de oscilación electromecánicos, ya que en el cálculo de los  $n$  valores característicos, uno de ellos ( $f=0$  Hz) corresponde al modo no oscilatorio o de estado estable.

Se confirma que un modo de oscilación en particular puede ser excitado y en las simulaciones de estabilidad transitoria del SEP esto se logra modificando las condiciones iniciales de máquinas con un vector proporcional al vector característico derecho correspondiente al modo de oscilación que se desea observar. En SEP's reales los modos oscilatorios son excitados por las perturbaciones que se presentan.

Las ecuaciones que rigen el comportamiento dinámico del SEP son no-lineales, por lo que en la técnica del análisis modal, ellas se linealizan en un punto de

operación por lo que esta formulación es útil para análisis de pequeñas perturbaciones donde las variables tienen movimientos reducidos.

Se modela el sistema de potencia incluyendo los efectos de amortiguamiento para contemplar el efecto de diversos factores que contribuyen a reducir la amplitud y tiempo de una oscilación. Por tratarse de un modelo linealizado, esta formulación es útil para análisis de perturbaciones pequeñas y una vez definido el estado del sistema en función de coeficientes de sincronización y amortiguamiento se realiza el análisis modal.

Se demuestra que cuando existe amortiguamiento en el sistema, se tienen valores característicos los cuáles dan información tanto de la frecuencia natural de oscilación como de la presencia de amortiguamiento en el sistema, donde la parte real define el amortiguamiento del modo de oscilación y la parte imaginaria define la frecuencia de oscilación. También se muestra que para un modo de oscilación amortiguado, el amortiguamiento se ve reflejado en todas las variables de estado, e incluso en otras variables como la potencia eléctrica.

Se confirma que la frecuencia natural de oscilación no se ve afectada en gran medida por la presencia de amortiguamiento y que el tener amortiguamiento positivo necesariamente llevará al sistema a una nueva condición de estado estable.

La condición inicial para los ángulos de los voltajes internos de máquinas depende del punto de operación del sistema y al ocurrir una perturbación se tienen oscilaciones en estos ángulos. Si la perturbación es pequeña los ángulos de los voltajes internos de máquinas siguen una variación senoidal alrededor de su condición inicial. Los voltajes en terminales dependen directamente de la variación de estos ángulos y por lo tanto la forma de oscilación es también función del punto de operación.

En general el comportamiento dinámico de los voltajes es de naturaleza no-lineal debido a que la oscilación es descrita por una suma de senos y cosenos de funciones senoidales. Además, los voltajes de los generadores oscilan en la misma dirección ya que dependen principalmente de funciones coseno, en las cuales, sin importar si crece o decrece la diferencia angular, el resultado siempre será positivo.

La distorsión de los voltajes en terminales de máquinas dependerá del ángulo del voltaje interno de las máquinas, si se opera en la región no-lineal la distorsión produce otras frecuencias de oscilación en los voltajes, si se opera en la región lineal la distorsión será menor. La conclusión es que los voltajes no siguen el comportamiento del modo de oscilación de las posiciones angulares.

La oscilación de la potencia reactiva generada es en general no-lineal ya que está dada por un valor constante sumado o restado de una función coseno de la diferencia de dos funciones senoidales. Sin embargo, esta oscilación puede tener un comportamiento bastante lineal, lo que depende directamente del comportamiento de la diferencia angular.

El tener la posibilidad de que el término constante pueda ser positivo o negativo indica que la máquina en la condición inicial puede estar entregando o recibiendo potencia reactiva, el término que produce la oscilación puede a su vez ser positivo o negativo, lo cual describe la forma de oscilación. Se debe resaltar que no es importante si la diferencia angular es positiva o negativa ya que el coseno es una función par, lo que si es relevante en la oscilación es que si existe cambio de signo en la diferencia angular, que se tiene cuando el sistema opera en una región no-lineal, se tiene distorsión en el comportamiento de la potencia reactiva. Si bien, tanto la potencia reactiva como el voltaje en terminales dependen del coseno de la diferencia angular, la oscilación de la potencia reactiva es menos sensible debido a la amplitud de éste término (ecuaciones (5-8), (5-9), (5-14) y (5-17)).

La potencia activa es en general una función no-lineal cuya oscilación es descrita por una función seno de la diferencia de los ángulos de máquinas, sin embargo, se ha demostrado e ilustrado que la oscilación de la potencia activa sigue el modo de oscilación de la posición angular, esto, en el caso tener diferencias angulares pequeñas. La explicación es que se opera en la región lineal de la función seno. Cuando la diferencia angular aumenta conforme aumenta la condición de carga del sistema la oscilación de la potencia activa es no-lineal teniéndose frecuencias adicionales a la del modo de oscilación de la posición angular. La explicación es que se opera en la región no-lineal de la función seno.

Se calculan las frecuencias que componen la respuesta no lineal de un SEP de prueba a partir de registros del comportamiento de variables de unidades generadoras ante un disturbio ocurrido en el SEP. Se comparan los resultados aquí obtenidos, con los resultados obtenidos mediante las técnicas del análisis modal, comprobando que la respuesta no lineal de las unidades generadoras del SEP de prueba, está compuesta por las frecuencias naturales del sistema.

Con el procesamiento de las señales de respuesta de las máquinas ante una falla, ha sido posible obtener con muy buena aproximación, los aspectos de magnitud y fase de las frecuencias naturales del sistema. También ha se ha podido observar, cual modo de oscilación tiene mayor influencia en el comportamiento de una máquina en particular, información que puede ser de utilidad en la identificación y solución de problemas de oscilaciones pobremente amortiguadas.

Con los resultados obtenidos a partir de registros de disturbios, se confirma que, con el conocimiento de los modos naturales del sistema, es posible predecir con magnitudes relativas y con buen acercamiento el comportamiento del sistema ante disturbios.

Se demuestra que, con la adecuada selección de registros, es posible obtener las frecuencias naturales de oscilación de un sistema, mediante el adecuado procesamiento de las señales de la respuesta en el tiempo obtenidas a partir de disturbios ocurridos en dicho sistema.

Si en un sistema de potencia se piensa que hay problemas de oscilaciones de baja frecuencia se puede implementar el monitoreo del mismo para estudiar su comportamiento ante disturbios; a partir de dicho comportamiento se pueden identificar las frecuencias causa del problema para posteriormente proporcionar en el sistema el amortiguamiento de las mismas.

## **7.2 Aportaciones**

Este trabajo presenta una aplicación del análisis de sistemas lineales al cálculo de los modos de oscilación de un Sistema Eléctrico de Potencia. Se obtiene un modelo linealizado para el SEP y se demuestra su validez para predecir la respuesta natural del SEP ante pequeñas perturbaciones mediante el análisis de los modos de oscilación del sistema.

Se presenta, de forma clara, la relación entre los valores característicos, eigenvalores, eigenvectores y factores de participación con las frecuencias naturales de oscilaciones electromecánicas del SEP, las magnitudes relativas y fase de dichas oscilaciones.

Se extiende el análisis de pequeñas perturbaciones al análisis de los modos de oscilación electromecánicos a otras variables como el voltaje y potencia reactiva confirmando que dichos modos se reflejan en la posición y velocidad angular y generalmente también en la potencia activa y flujos de potencia activa pero no necesariamente en el voltaje y potencia reactiva.

Para el caso de oscilaciones amortiguadas se logra la descripción matemática de la respuesta del SEP en función de los eigenvalores y eigenvectores en donde la parte real e imaginaria de los eigenvalores describen el amortiguamiento y la frecuencia respectivamente. Se demuestra y se ilustra que el amortiguamiento afecta en menor medida la frecuencia de oscilación y también que para que el sistema sea estable se requiere la presencia de amortiguamiento positivo.

En forma alterna, en este trabajo de tesis se presenta una metodología para la obtención de los modos naturales de oscilación para un sistema de potencia a partir de registros de disturbios ocurridos en el sistema con la observación de que una falla en particular podrá excitar algunos de ellos. Esta metodología es particularmente útil para el caso donde no se conoce por completo los parámetros de la red eléctrica de forma que no puede emplearse la técnica del análisis modal para el cálculo de los modos. La combinación de ambas metodologías puede ser de gran utilidad al ser aplicadas en el análisis de sistemas de potencia para la identificación de oscilaciones que pudieran presentarse en el sistema ocasionando la pérdida de la estabilidad del sistema o bien el disparo de elementos importantes del sistema con la consecuente pérdida de carga y/o generación.

### **7.3 Recomendaciones para trabajos futuros**

Una vez calculados los modos de oscilación de un sistema, la información obtenida puede ser de gran utilidad usándola de la manera adecuada.

En un sistema del cual se conocen sus parámetros y se puede modelar, es posible, mediante técnicas del análisis de señales, determinar cuales modos de oscilación pueden ser excitados ante diferentes disturbios que pudieran presentarse en el sistema. Primeramente en un programa de estabilidad

transitoria se podría simular la respuesta del sistema ante diferentes disturbios, a partir de esa respuesta obtener los modos que pueden ser excitados.

Ya que un sistema eléctrico es dinámico y continuamente variable en cuanto a sus condiciones de cargabilidad esto podría significar una gran carga de trabajo, sin embargo el analista del sistema de potencia puede seleccionar algunas condiciones de operación que sean las más significativas del comportamiento del sistema o en algunas condiciones especiales por ejemplo la hora de máxima demanda, el mes de máxima demanda, etc. y de esta forma obtener ayuda valiosa en el mejoramiento de la seguridad operativa del sistema, así como en el mejor conocimiento anticipado del comportamiento del sistema ante algunos disturbios.

Una vez conocidos los modos que pueden ser excitados, se puede identificar los de mayor participación y simular el efecto que tendría en el sistema el lograr amortiguar dichos modos. Posteriormente, y una vez confirmado mediante simulaciones de estabilidad transitoria, que es útil el amortiguar positivamente dichos modos de oscilación, se tendría que analizar la forma y lugar convenientes en donde se podría proveer al sistema, de las condiciones de amortiguamiento para los modos de oscilación de mayor interés. Lograr esto seguramente sería un gran avance en la prevención de comportamientos no deseados que pueden ocurrir en el SEP tales como las oscilaciones por baja frecuencia que pueden llegar a provocar la desconexión de elementos como líneas de transmisión, generadores o cargas del SEP.

# Referencias

- [1] R. T. Byerly, D. E. Sherman, D. K. McLain, "Normal modes and mode shapes applied to dynamic stability analysis", IEEE Transactions on PAS vol. 94, March/April 1975.
- [2] F. Aboytes, F. Sánchez, "Oscilaciones electromecánicas en sistemas eléctricos de potencia", IEEE, RVP-88, Acapulco, Guerrero, Agosto 1988.
- [3] I. J. Perez-Arriaga, G. C. Verghese, F. C. Schweppe, "Selective modal analysis with applications to electric power systems, Part I: Heuristic introduction", IEEE Transactions on PAS, vol. 101, Septiembre/1982.
- [4] G. C. Verghese, I. J. Perez-Arriaga, F. C. Schweppe, "Selective modal analysis with applications to electric power systems, Part II: The dynamic stability problem", IEEE Transactions on PAS, vol. 101, Septiembre/1982.
- [5] P. Kundur, G. J. Rogers, D. Y. Wong, L. G. Lauby, "A comprehensive computer program package for small signal stability analysis of power systems", IEEE Transactions on Power Systems, November/1990.
- [6] Florencio Aboytes, "Estabilidad Transitoria en Sistemas Eléctricos de Potencia", Comisión Federal de Electricidad, México, D.F., Julio 1990.
- [7] Florencio Aboytes, "Estabilidad Dinámica en Sistemas Eléctricos de Potencia", Comisión Federal de Electricidad, Monterrey, Nuevo León, Octubre 1991.

- [8] P. M. Anderson, A. A. Fouad, "Power System Control and Stability", Vol. I, Iowa, U.S.A. 1977.
- [9] E. W. Kimbark, "Power System Stability" Vol. III, Wiley, New York, 1964.
- [10] Prabha Kundur, "Power System Stability and Control", McGraw-Hill, California, 1994.
- [11] Florencio Aboytes, "Análisis de Sistemas de Potencia" Monterrey N. L., 1990.
- [12] Fernando Sánchez Tello, "Análisis y Control de Oscilaciones Electromecánicas en Sistemas Eléctricos de Potencia", Tesis, UANL, Monterrey N.L., 1997.
- [13] Thomas Kailath, "Linear Systems", Prentice-Hall, Inc., Englewoods Clifs, N.J., 1980.
- [14] Florencio Aboytes, "Control de Voltaje en Sistemas Eléctricos de Potencia", Comisión Federal de Electricidad, UANL, Monterrey, N.L. México, Mayo, 1991.
- [15] J. F. Hauer, "Introduction to the 1989 IEEE/PES Symposium on eigenanalysis and frequency domain methods for system dynamic performance", Portland, Oregon.
- [16] Alan V. Oppenheim, Alan S. Willsky "Señales y Sistemas", 2ª Edición, Prentice Hall Hispanoamericana, S.A., México, 1998.
- [17] David J. DeFatta, Joseph G. Lucas, William S. Hodgkiss "Digital Signal Processing", Chong Moh Offset Printing Pte. Ltd., Singapore, 1988.

[18] David J. DeFatta, Joseph G. Lucas, William S. Hodgkiss "Matlab for windows", Chong Moh Offset Printing Pte. Ltd., Singapore, 1988.

[19] J. F. Hauer, "The use of prony analysis to determine modal content and equivalent models for measured power system response", Portland, Oregon.

[20] Juan C. Ramírez, Florencio Aboytes G. "Análisis de oscilaciones de Voltajes y Potencias Reactivas en Sistemas Eléctricos de Potencia", IEEE, RVP-2000, Gro. México.

[21] Alan V. Openheim, Ronald W. Schafer, Jhon R. Back, "Tratamiento de Señales en tiempo Discreto", 2ª Edición, Prentice Hall, Madrid, 2000.

[22] F. Aboytes, F. Sánchez, R. Ramírez, Simulador Interactivo de Sistemas de Potencia, SISP-PC Manual Del Usuario, CFE, CENACE, Mayo 1993.

[23] Juan C. Ramírez, Alfonso López, Luis D. Aréchiga, "Determinación de Modos de Oscilación a partir de registros de disturbios en Sistemas Eléctricos de Potencia", CFE, CENACE, IEEE, RVP-2009, Gro. México.

[24] I. J. Pérez - Arriaga, G. C. Verghese, F. Luis Pagola, F. C. Schweppe, "Selective modal analysis in power systems", American Control Conference, San Francisco, EE.UU. June/1983.

[25] J. J. Sanchez-Gasca, J. H. Chow, "Performance comparison of three identification methods for the analysis of electromechanical oscillations", IEEE Transactions on power systems, August/1999.

[26] D. Y. Wong, G. J. Rogers, B. Porreta, P. Kundur, "Eygenvalue analysis of very large power systems", IEEE Transactions on power systems, May/1988.

[27] J. F. Hauer, C. J. Demeure, L. L. Sharf, "Initial results in prony analysis of power systems response signals" IEEE Transactions on Power Systems, vol. 5, February/1990.

[28] Jesús H. Hernández L, A. R. Messina, "Utilización de dispositivos de control en la red de transmisión para amortiguar oscilaciones de potencia", Comité Nacional de CIGRE, Junio/2001.

[29] J. G Calderón-Guizar, "Análisis modal de oscilaciones electromecánicas en sistemas eléctricos de potencia", IIE, México, Agosto/2007.

[30] J. L Rueda, D. G. Colomé, "Métodos para el análisis de estabilidad de pequeña señal en sistemas eléctricos de potencia", XII ERIAC del CIGRÉ, Brasil, Mayo/2007.

[31] C. Sharma, P. Shing. "The effect of load types on power systems oscillations", IEEE/PES transmission and distribution conference and exposition, Chicago, Il. 2008.

[32] R. Castellanos B., A. R. Messina, H. Sarmiento U., G. Pampin. "Assessment of remedial control schemes for damping transient oscillations in the Mexican system", Conference on Power Systems, Winnipeg, Canada, CIGRÉ, October/2008.

[33] C. A. Juárez, D. G. Colomé, "Un nuevo enfoque en la Supervisión y Control de Oscilaciones Electromecánicas del Sistema de Potencia", IEEE, El Salvador, Noviembre/2011.

[34] J. Turunen, J. Thambirajah, M. Larsson, B. C. Pal, N. F. Thornhill, L. C. Haarla, W. W. Hung, A. M. Carter, T. Rauhala. "Comparison of three

electromechanical oscillation damping estimation methods”, IEEE Transactions on power systems, November/2011.

[35] M. A. Andrade, A. R. Messina, C. A. Rivera, D. Olguin. “Identification of instantaneous attributes of torsional shaft signals using Hilbert transform”, IEEE Transactions on power systems, August/2014.

[36] A. R. Messina, M. A. Andrade, J. H. Hernández, R. Betancourt. “Analysis and characterizations of power system nonlinear oscillations using Hilbert spectral analysis”, The Open Electrical and Electronic Engineering Journal, June/2007.

# Índice de tablas

Tabla		Página
3-1	Análisis modal del sistema máquina-bus infinito en condiciones de generación mínima. . . . .	25
3-2	Análisis modal del sistema máquina-bus infinito en condiciones de generación media. . . . .	26
3-3	Análisis modal de un sistema de prueba de dos máquinas. . . . .	28
3-4	Análisis modal de un sistema de prueba multimáquina . . . . .	31
4-1	Análisis modal de un sistema de dos máquinas con amortiguamiento. . . . .	49
4-2	Información obtenida en el análisis modal para un sistema multimáquina. . . . .	51
6-1	Espectro de frecuencias de la respuesta oscilatoria de los generadores G1, G2, G3, G4 y G5 ante la ocurrencia de un disturbio. . . . .	80
6-2	Espectro de frecuencias de la respuesta oscilatoria de los generadores G1, G2, G3, G4 y G5 ante la ocurrencia de un disturbio. Las frecuencias se han ordenado para indicar en cuales generadores está presente cada frecuencia . . . . .	82
6-3	Cálculo de modos de oscilación del ejemplo 3.3 . . . . .	82
6-4	Factores de participación para la oscilación de la velocidad angular de máquinas. Resultados del análisis lineal. . . . .	83
6-5	Factores de participación para la oscilación de la velocidad angular de máquinas. Resultados del análisis lineal. Cambia el arreglo de la información de la tabla 6-4. . . . .	84

# Índice de figuras

Figura		Página
3.1	Sistema de prueba de Máquina-Bus infinito. . . . .	25
3.2	A) Oscilación de la frecuencia. B) Oscilación de la posición angular. . . . .	26
3.3	A) Oscilación de la velocidad angular. B) Oscilación de la posición angular. . . . .	27
3.4	Sistema de prueba de dos máquinas. . . . .	28
3.5	Excitación del modo de oscilación en el sistema de prueba de dos máquinas A) Posición angular. B) Potencia Eléctrica . . . . .	29
3.6	Oscilación de la A) posición angular y B) potencia eléctrica al ocurrir una falla. . . . .	30
3.7	Sistema de prueba para el caso multimáquina. . . . .	30
3.8	Oscilación de la A) posición angular y B) potencia eléctrica para el modo1 ( $f=2.28\text{Hz}$ ). . . . .	32
3.9	A, B y C. Modos de oscilación en un sistema multimáquina . . .	32
4.1	Sistema de prueba de dos máquinas. . . . .	37
4.2	Región lineal de las funciones coseno y seno . . . . .	40
4.3	Efecto de los coeficientes de sincronización $K1$ y amortiguamiento $D$ en la estabilidad. . . . .	41
4.4	Sistema de prueba de dos máquinas con amortiguamiento. . . .	48
4.5	A) Oscilación de la velocidad y B) Oscilación de la posición angular. . . . .	49
4.6	Sistema de Prueba Multimáquina. . . . .	50
4.7	Excitación del modo 1 de $2.2778\text{Hz}$ . . . . .	52
4.8	Excitación de modo 5, $f=1.05\text{Hz}$ . . . . .	53

## Índice de figuras (continuación)

5.1	Sistema de prueba de dos máquinas. . . . .	56
5.2	Región lineal de las funciones coseno y seno . . . . .	61
5.3	Sistema de prueba de dos máquinas en condiciones de flujo máximo de potencia. . . . .	62
5.4	Comportamientos de variables del sistema de dos máquinas ante una perturbación. . . . .	63
5.5	Sistema de prueba operando en la región no-lineal. . . . .	64
5.6	A) Posición angular, B) Diferencia angular, C) y D) Comportamiento no lineal del Voltaje y la Potencia Reactiva respectivamente. . . . .	64
5.7	Efecto en el cambio en la condición de operación en el Sistema de Potencia de prueba . . . . .	65
5.8	Efecto de la condición de operación en las variables del sistema. . . . .	66
5.9	Sistema de Potencia de prueba de tres generadores . . . . .	66
5.10	(A y B). Diferencia y posición angular de máquinas. . . . .	67
5.11	A) Voltaje y B) Potencia reactiva de generadores. . . . .	68
5.12	(A y B). Diferencia y posición angular de máquinas. . . . .	68
5.13	A) Voltaje y B) Potencia reactiva de generadores. . . . .	69
5.14	A) Diferencia y B) Posición angular de máquinas. . . . .	69
5.15	A) Voltaje y B) Potencia reactiva de generadores. . . . .	70
5.16	(A y B). Diferencia y posición angular de máquinas. . . . .	71
5.17	A) Voltaje y B) Potencia reactiva de generadores. . . . .	71
6.1	Sistema de Prueba Multimáquina. . . . .	77
6.2	Oscilación de velocidades de máquinas al ocurrir un disturbio. . . . .	78
6.3	Espectro de Frecuencias de las Oscilaciones de máquinas . . . . .	79
6.4	Amplitud y Fase de componentes de la máquina 1. . . . .	80

## **APÉNDICE 1**

### **Sistemas de prueba utilizados para los casos de estudio**

**SISTEMA MAQUINA-BUS INFINITO:**

Datos de Nodos							
1Nodo	2_PI	3_QI	4_Tc	5_Tn	6SBase	7KVline	Comentario:
1	0.0	0.0	9	0	100	20	Nodo de BT G1
2	0.0	0.0	9	1	100	20	Nodo de BT G2
3	0.0	0.0	9	9	100	230	Nodo de carga
4	0.0	0.0	9	9	100	230	Nodo de carga
5	0.0	0.0	9	9	100	230	Nodo de carga

Datos de Generadores:			
1Nodo	2PE_Gen	3Vt_Esp	Comentario:
1	5.0	1	Bus Infinito Gen_1
2	1.0	1.02	Generador 2

Datos de Líneas y Transformadores:									
1_Ns	2_NII	3_r	4_x	5_y/2	6_R.T.	7_ID	8SBase	9Vline	Comentario:
1	3	0	0.04	0	1	1	100	230	Trasf. 1
2	4	0	0.04	0	1	1	100	230	Trasf. 2
3	5	0.01206	0.08242	0.08	1	1	100	230	L.T.
4	3	0.02412	0.16484	0.164	1	1	100	230	L.T.
4	5	0.01206	0.08242	0.08	1	1	100	230	L.T.

**SISTEMA DE DOS MAQUINAS FINITAS CON PC=50MW:**

Datos de Nodos							
1Nodo	2_Pl	3_Ql	4_Tc	5_Tn	6SBase	7KVline	Comentario:
1	0.0	0.0	9	0	100	20	Nodo BT G1
2	0.0	0.0	9	1	100	20	Nodo BT G2
3	0.0	0.0	9	9	100	230	Nodo de carga
4	0.5	0.0	2	-1	100	230	Nodo de carga

Datos de Generadores:			
1Nodo	2PE_Gen	3Vt_Esp	Comentario:
1	5.0	1	Gen_1
2	1.0	1.02	Gen_2

Datos de Líneas y Transformadores:									
1_Ns	2_Nll	3_r	4_x	5_y/2	6_R.T.	7_ID	8SBase	9Vline	Comentario:
1	3	0	0.040	0	1	1	100	230	Trasf. 1
2	4	0	0.040	0	1	1	100	230	Trasf. 2
3	4	0	0.100	0	1	1	100	230	L.T.

**SISTEMA MULTIMAQUINA DE 5 GENERADORES.**

Datos de Nodos							
1Nodo	2_Pl	3_Ql	4_Tc	5_Tn	6SBase	7KVline	Comentario:
1	0.0	0.0	9	0	100	20	Nodo BT G1
2	0.0	0.0	9	1	100	20	Nodo BT G2
3	0.0	0.0	9	1	100	20	Nodo BT G3
4	0.0	0.0	9	1	100	20	Nodo BT G4
5	0.0	0.0	9	1	100	20	Nodo BT G5
6	0.0	0.0	9	9	100	230	Nodo de carga
7	0.0	0.0	9	9	100	230	Nodo de carga
8	0.0	0.0	9	9	100	230	Nodo de carga
9	0.0	0.0	9	9	100	230	Nodo de carga
10	0.0	0.0	9	9	100	230	Nodo de carga

Datos de Generadores:			
1Nodo	2PE_Gen	3Vt_Esp	Comentario:
1	3	1	Compensador.
2	0.05	1.02	Gen_2
3	0.05	1.02	Gen_3
4	0.05	1.02	Gen_4
5	0.05	1.02	Gen_5

Datos de Líneas y Transformadores:									
1_Ns	2_Nll	3_r	4_x	5_yn2	6_R.T.	7_ID	8SBase	9Vline	Comentario:
1	6	0	0.033	0	1	1	100	230	Trasf. 1
2	7	0	0.033	0	1	1	100	230	Trasf. 2
3	8	0	0.033	0	1	1	100	230	Trasf. 3
4	9	0	0.033	0	1	1	100	230	Trasf. 4
5	10	0	0.033	0	1	1	100	230	Trasf. 5
7	6	0.0146	0.0973	0.092	1	1	100	230	L.T.
8	6	0.0434	0.2891	0.275	1	1	100	230	L.T.
9	6	0.0293	0.1987	0.191	1	1	100	230	L.T.
0	6	0.0035	0.0233	0.025	1	1	100	230	L.T.

**SISTEMA DE 3 GENERADORES.**

Datos de Nodos							
1Nodo	2_Pl	3_Ql	4_Tc	5_Tn	6SBase	7KVline	Comentario:
1	0.0	0.0	9	0	100	20	Nodo BT G1
2	0.0	0.0	9	1	100	20	Nodo BT G2
3	0.0	0.0	9	1	100	20	Nodo BT G3
4	0.0	0.0	9	9	100	230	Nodo de carga
5	0.0	0.0	2	-1	100	230	Nodo de carga
6	0.0	0.0	2	-1	100	230	Nodo de carga

Datos de Generadores:			
1Nodo	2PE_Gen	3Vt_Esp	Comentario:
1	3.0	1.02	Compensador.
2	0.0	1.02	Gen_2
3	0.0	1.02	Gen_3

Datos de Líneas y Transformadores:									
1_Ns	2_Nll	3_r	4_x	5_yn2	6_R.T.	7_ID	8SBase	9Vline	Comentario:
1	4	0	0.010	0	1	1	100	230	Trasf. 1
2	5	0	0.010	0	1	1	100	230	Trasf. 2
3	6	0	0.010	0	1	1	100	230	Trasf. 3
4	5	0	0.260	0	0	1	100	230	L.T.
5	6	0	0.060	0	0	1	100	230	L.T.
6	4	0	0.260	0	0	1	100	230	L.T.

**APÉNDICE 2**  
**Artículos presentados referentes al trabajo de tesis**

# ANÁLISIS DE OSCILACIONES DE VOLTAJES Y POTENCIAS REACTIVAS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

F. Aboytes §\*

§ Unidad de Ingeniería Avanzada  
Centro Nacional de Control de Energía  
Comisión Federal de Electricidad  
[faboytes@cfe.gob.mx](mailto:faboytes@cfe.gob.mx)

J.C. Ramírez\*

\*Programa Doctoral en Ingeniería Eléctrica  
Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica  
Universidad Autónoma De Nuevo León  
[jramirez@die.fime.uanl.mx](mailto:jramirez@die.fime.uanl.mx)

## RESUMEN

Se presenta el análisis del comportamiento de voltajes terminales y potencias reactivas de generadores al estimular una oscilación electromecánica en un sistema de potencia básico. Se detalla el comportamiento no-lineal de estas variables y se ilustran casos críticos en sistemas de prueba. En el trabajo se presentan conclusiones referentes al efecto de la posición del rotor del generador en la dinámica de los voltajes en terminales y la potencia reactiva de generadores para los modos de oscilación lineales.

## INTRODUCCIÓN

El análisis de la estabilidad en un sistema eléctrico es una tarea importante en la planificación y la operación de un sistema. Los sistemas de potencia están sujetos de manera permanente a diversas perturbaciones debido principalmente a la variación de la carga, a operaciones normales, cambios en generación, conexión y desconexión de elementos y también debido a fallas en generadores y líneas de transmisión. El sistema para que sea estable debe producir simultáneamente fuerzas de sincronización que permitan mantener las máquinas unidas operando en paralelo y fuerzas de amortiguamiento que lleven a una operación en estado estable después de cualquier perturbación.

Generalmente cuando se perturba un sistema de potencia se produce la excitación de algunos modos de oscilación electromecánicos que se observan en la dinámica de la posición angular y en la potencia activa de las máquinas que participan en esos modos, también se detectan en la dinámica de algunos flujos de potencia activa en el sistema de transmisión.

Las técnicas de análisis lineal se han utilizado tradicionalmente para caracterizar las oscilaciones electromecánicas en los sistemas de potencia, identificando los generadores que participan en cada modo de oscilación y también su nivel de participación, este análisis es válido estrictamente ante pequeñas perturbaciones donde las variables de interés tienen movimientos reducidos.

El objetivo de este trabajo es analizar el impacto de estas pequeñas perturbaciones en otras variables que definen el comportamiento reactivo de los generadores y los voltajes del sistema. En la primera parte del artículo se desarrollan las ecuaciones para el voltaje en terminales y la potencia reactiva generada, se obtienen expresiones en función de la posición angular de rotores para un sistema básico, usando este desarrollo se definen las regiones lineales y no-lineales del comportamiento de las unidades en función del punto de operación.

Mediante el análisis de casos ilustrativos se muestra la deformación de voltajes y potencias reactivas resultado de la condición operativa y del movimiento de las posiciones angulares de rotores de unidades generadoras. El análisis se extiende a diversos modos de oscilación y se confirma el mismo efecto de no-linealidad para un sistema con dos modos de oscilación. Se incluyen conclusiones referentes al análisis y los desarrollos presentados en el trabajo.

## ECUACIONES DE VOLTAJE

Para desarrollar las ecuaciones de los voltajes terminales se utiliza el sistema de prueba mostrado en la figura 1.

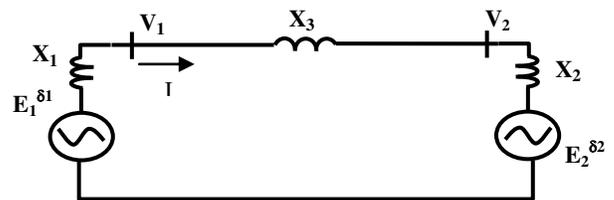


Figura 1. Sistema de prueba de dos máquinas

La corriente en el sistema está dada por:

$$I = \frac{E_1^{\delta 1} - E_2^{\delta 2}}{j(X_1 + X_2 + X_3)} \quad (1)$$

**RVP-AI/2000-SIS-19** PONENCIA RECOMENDADA POR EL  
**COMITÉ DE SISTEMAS DE POTENCIA DEL**  
**CAPITULO DE POTENCIA DEL IEEE SECCION MEXICO Y**  
PRESENTADA EN LA **REUNION DE VERANO, RVP-AI/2000,**  
ACAPULCO, GRO., DEL 9 AL 14 DE JULIO DEL 2000.

aplicando la ley de Kirchhoff, se obtienen los voltajes en terminales de las máquinas,  $V_1$  y  $V_2$ :

$$V_1 = E_1^{\delta_1} - jX_1 I \quad (2A, 2B)$$

$$V_2 = E_1^{\delta_1} - j(X_1 + X_3)I$$

substituyendo la ecuación 1, y arreglando las ecuaciones resulta:

$$V_1 = \frac{E_1^{\delta_1}(X_2 + X_3) + E_2^{\delta_2}(X_1)}{X_1 + X_2 + X_3} \quad (3A, 3B)$$

$$V_2 = \frac{E_1^{\delta_1}(X_2) + E_2^{\delta_2}(X_1 + X_3)}{X_1 + X_2 + X_3}$$

y si en (3A) y (3B) se aplica la identidad de Euler, los voltajes pueden expresarse como:

$$V_1 = \left[ \frac{X_2 + X_3}{X_1 + X_2 + X_3} \right] E_1 \cos(\delta_1) + \left[ \frac{X_1}{X_1 + X_2 + X_3} \right] E_2 \cos(\delta_2) + j \left\{ \left[ \frac{X_2 + X_3}{X_1 + X_2 + X_3} \right] E_1 \text{sen}(\delta_1) + \left[ \frac{X_1}{X_1 + X_2 + X_3} \right] E_2 \text{sen}(\delta_2) \right\} \quad (4A)$$

$$V_2 = \left[ \frac{X_2}{X_1 + X_2 + X_3} \right] E_1 \cos(\delta_1) + \left[ \frac{X_1 + X_3}{X_1 + X_2 + X_3} \right] E_2 \cos(\delta_2) + j \left\{ \left[ \frac{X_2}{X_1 + X_2 + X_3} \right] E_1 \text{sen}(\delta_1) + \left[ \frac{X_1 + X_3}{X_1 + X_2 + X_3} \right] E_2 \text{sen}(\delta_2) \right\} \quad (4B)$$

En forma alterna, partiendo de (3), la magnitud de los voltajes también puede expresarse de la manera siguiente:

$$V_1^2 = \left[ \frac{X_2 + X_3}{X_1 + X_2 + X_3} \right]^2 E_1^2 + \left[ \frac{X_1}{X_1 + X_2 + X_3} \right]^2 E_2^2 + \frac{2X_1(X_2 + X_3)}{(X_1 + X_2 + X_3)^2} E_1 E_2 \cos(\delta_1 - \delta_2) \quad (5A)$$

$$V_2^2 = \left[ \frac{X_2}{X_1 + X_2 + X_3} \right]^2 E_1^2 + \left[ \frac{X_1 + X_3}{X_1 + X_2 + X_3} \right]^2 E_2^2 + \frac{2X_2(X_1 + X_3)}{(X_1 + X_2 + X_3)^2} E_1 E_2 \cos(\delta_1 - \delta_2) \quad (5B)$$

En la ecuación (4) el voltaje se expresa en su parte real e imaginaria, con funciones coseno y seno de los ángulos de las máquinas, respectivamente; en cambio en la ecuación (5) el voltaje está dado por un término constante, más otro

que depende de una función coseno de la diferencia de ángulos.

### ECUACIONES DE POTENCIA REACTIVA

En el sistema de la figura 1, la potencia de generación para la máquina 1 está dada por:

$$S_1 = V_1 I^* = P_1 + jQ_1 \quad (6)$$

o bien

$$S_1^* = V_1^* I = P_1 - jQ_1 \quad (7)$$

Substituyendo en (7) la ecuación (1) para la corriente y el conjugado de la ecuación (3) para el voltaje en terminales de la máquina 1, se obtiene:

$$P_1 - jQ_1 = \left[ \frac{E_1^{-\delta_1}(X_2 + X_3) + E_2^{-\delta_2}(X_1)}{(X_1 + X_2 + X_3)} \right] \left[ \frac{E_1^{\delta_1} - E_2^{\delta_2}}{j(X_1 + X_2 + X_3)} \right] \quad (8)$$

donde al realizar las operaciones algebraicas pertinentes se obtienen las ecuaciones para la potencia de generación, activa y reactiva de la máquina 1:

$$P_1 = \frac{E_1 E_2}{X_1 + X_2 + X_3} \text{sen}(\delta_{12}) \quad (9)$$

$$Q_1 = \left[ \frac{(X_2 + X_3)}{(X_1 + X_2 + X_3)^2} \right] E_1^2 - \left[ \frac{X_1}{(X_1 + X_2 + X_3)^2} \right] E_2^2 + \left[ \frac{(X_1 - X_2 - X_3)}{(X_1 + X_2 + X_3)^2} \right] E_1 E_2 \cos(\delta_{12}) \quad (10)$$

$$\text{donde } \delta_{12} = \delta_1 - \delta_2 \quad (11)$$

de manera similar para la máquina 2, las ecuaciones quedan:

$$P_2 = -\frac{E_1 E_2}{X_1 + X_2 + X_3} \text{sen}(\delta_{12}) \quad (12)$$

$$Q_2 = \left[ \frac{(X_1 + X_3)}{(X_1 + X_2 + X_3)^2} \right] E_2^2 - \left[ \frac{X_2}{(X_1 + X_2 + X_3)^2} \right] E_1^2 + \left[ \frac{(X_2 - X_1 - X_3)}{(X_1 + X_2 + X_3)^2} \right] E_1 E_2 \cos(\delta_{12}) \quad (13)$$

Las potencias activas, ecuaciones (9) y (12), son una función senoidal de la diferencia de los ángulos de máquinas y tienen una amplitud determinada. Las potencias reactivas están dadas por un término constante sumado de otro término que depende de una función coseno de la diferencia de los ángulos.

## ANÁLISIS DE OSCILACIONES ELECTROMECAÑICAS

Se sabe que en un sistema de potencia de  $n$  generadores existen  $(n-1)$  modos de oscilación electromecánicos, los cuales pueden ser calculados usando una representación clásica de máquinas y algunas consideraciones [1,2]. Los modos de oscilación están directamente relacionados con las oscilaciones de variables como velocidades angulares ( $\omega$ ), ángulos de rotores ( $\delta$ ) y potencias activas, sin embargo estas oscilaciones producen oscilaciones en todas las variables del sistema de potencia, entre ellas el voltaje y la potencia reactiva. El objetivo de esta sección es el analizar este comportamiento.

En el análisis lineal de modos de oscilación se considera una variación senoidal de la posición angular de las máquinas a una velocidad angular de oscilación  $w$ , es decir:

$$\delta = A \text{sen}(wt) \quad (14)$$

de esta forma si cada máquina que participa en la oscilación tiene una variación angular como en (14), la potencia activa será una función no lineal ya que en las ecuaciones (9) y (12) se observa que depende del seno de la diferencia de dos senoidales, sin embargo si el movimiento de los ángulos se realiza en la región más lineal de la función seno (figura 2), es decir alrededor de cero grados, la oscilación de la potencia activa sigue un comportamiento similar a la posición angular. De esta forma el modo de oscilación es observable también en la potencia activa generada.

En el caso del voltaje en terminales de generadores, estos se pueden expresar como la suma de un término constante que depende de las magnitudes de los voltajes internos de máquinas y las reactancias de la red y un término que depende del coseno de la diferencia de los ángulos, los voltajes tendrán en general un comportamiento no-lineal ante la variación de los ángulos de rotores.

Para explicar este comportamiento, en la figura 2 se marcan las regiones lineales de las funciones coseno y seno, la región lineal en la función coseno se tiene para valores entre 30 y 150 grados, es decir para diferencias angulares grandes. En cambio para valores cercanos a cero grados el comportamiento es altamente no-lineal. Como el comportamiento del voltaje y la potencia reactiva dependen del coseno de una diferencia angular, la respuesta en el tiempo seguirá la oscilación de ángulos solo si se opera en la región lineal, en el caso contrario se producirá una distorsión causada por la no linealidad de la característica.

Otro aspecto relevante en el análisis es la forma de la oscilación de los voltajes en terminales para ambas máquinas, las ecuaciones (5A) y (5B) muestran que dependen del coseno de la misma diferencia angular, lo cual indica que ambos voltajes en terminales tendrán la

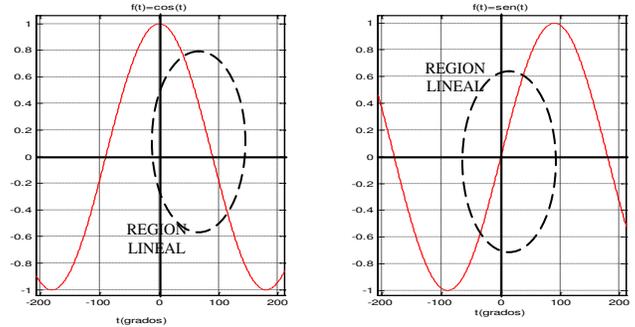


Figura 2. Funciones coseno y seno

misma forma de oscilación, en cambio la amplitud puede variar ya que depende de la combinación, en forma diferente para cada máquina, de los voltajes internos y reactancias de la red, (ecuación (5)).

A su vez la potencia reactiva de generación puede ser positiva o negativa en la condición inicial ya que el término constante en las ecuaciones (10) y (13) se compone de una suma algebraica de otros dos miembros, uno positivo y uno negativo. Además, depende de la misma diferencia angular que el voltaje en terminales, solo que el término que da la amplitud de oscilación generalmente es negativo, lo que hará que la oscilación de la potencia reactiva sea opuesta a la del voltaje. La conclusión del análisis realizado es que los voltajes y las potencias reactivas generadas no oscilan de la misma forma que los ángulos de las máquinas.

A continuación se presentan algunos casos de prueba para ilustrar el comportamiento de las variables del sistema ante la aplicación de una perturbación.

**Caso 1.** En este caso el sistema se encuentra descargado al momento de la perturbación. El objetivo es operar el sistema en la región más no-lineal para observar el comportamiento de voltajes y potencias reactivas.

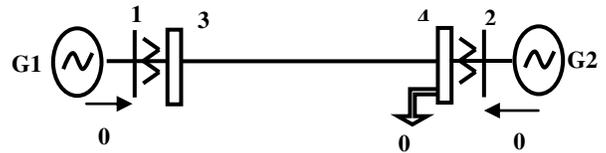


Figura 3. Sistema de prueba para el caso 1

En la figuras 4A y 4B se observa el comportamiento de la diferencia angular y los ángulos de rotores en el momento en que se perturba el sistema, las máquinas oscilan una contra la otra, la diferencia angular está alrededor de  $\pm 3$  grados.

Como resultado de esta no linealidad, en la figura 5A se observa una doble frecuencia en la oscilación del voltaje de la máquina 1. La máquina 2 tiene un comportamiento similar. En la figura 5B se muestra el comportamiento de la

potencia reactiva que tiene un forma de oscilación similar pero opuesta al voltaje.

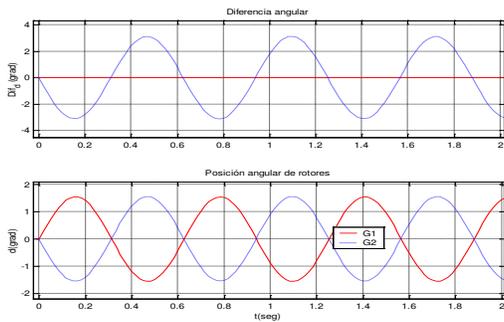


Figura 4(A y B). Diferencia y posición angular de máquinas

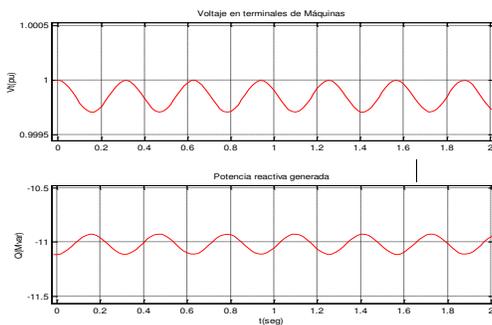


Figura 5. A) Voltaje y B)Potencia reactiva de generadores

**Caso 2.** En este caso los generadores alimentan a una carga, el objetivo es analizar el cambio en la condición de operación y observar el comportamiento resultante.



Figura 6. Sistema de prueba para el caso 2

En este caso el sistema está en un punto de operación donde la diferencia angular se mueve dentro de la región no-lineal y está variando entre -14 y 3 grados, figura 7.

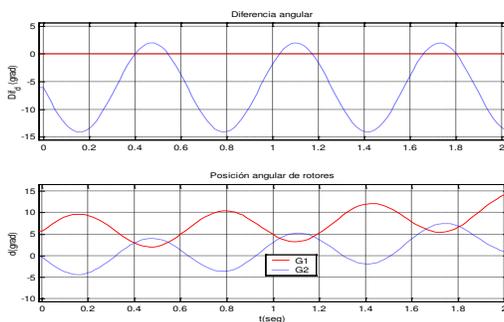


Figura 7 (A y B). Diferencia y posición angular de máquinas

Se observa una mayor distorsión para el voltaje en terminales de la máquina 2 (figura 8A), ya que la posición angular de esta máquina está oscilando en la región no-lineal.

En la figura 8B, se observa que en la oscilación de la potencia reactiva también existe distorsión, aunque, de acuerdo a las ecuaciones (10) y (13), el efecto de la no linealidad es menor que en el voltaje.

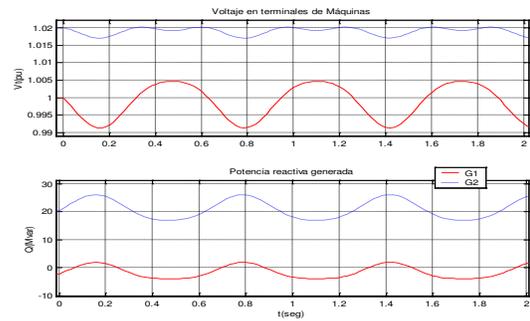


Figura 8. A) Voltaje y B)Potencia reactiva de generadores

**Caso 3.** En este caso se pretende operar al sistema en la región lineal para determinar el impacto en la oscilación de voltajes y potencia reactiva.

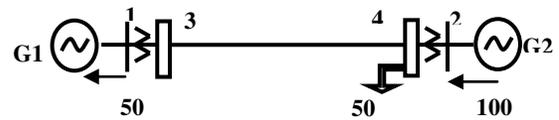


Figura 9. Sistema de prueba para el caso 3

En la figura 10A se observa la diferencia angular oscilando en valores cercanos a los 15 grados, en (11A) y (11B) se muestra la oscilación de voltajes y potencias reactivas, se observa un poco de distorsión, pero oscilan a la misma frecuencia del modo de oscilación del ángulo. La explicación es que se opera cerca de la región lineal.

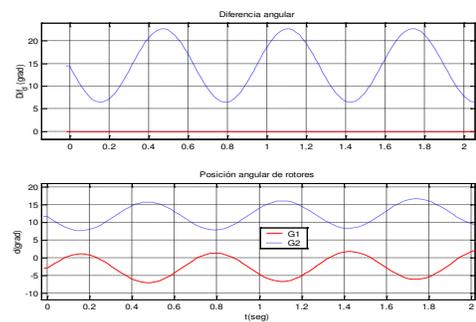


Figura 10 (A y B). Diferencia y posición angular de máquinas

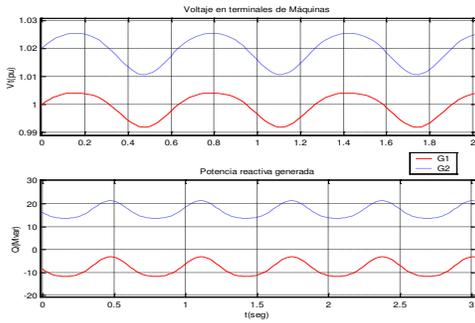


Figura 11. A) Voltaje y B) Potencia reactiva de generadores

En el sistema de tres máquinas de la figura 12 se estimularán los modos de oscilación por separado para observar el comportamiento de voltajes y potencias reactivas en cada modo.

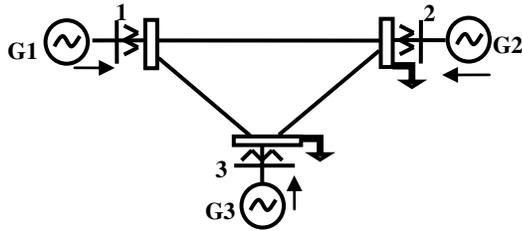


Figura 12. Sistema de prueba de tres máquinas

**Caso 4.** En este caso el sistema está descargado, el objetivo es confirmar el comportamiento de voltajes y potencias reactivas para esta región no-lineal.

**Modo 1  $f = 2.5214$  Hz**

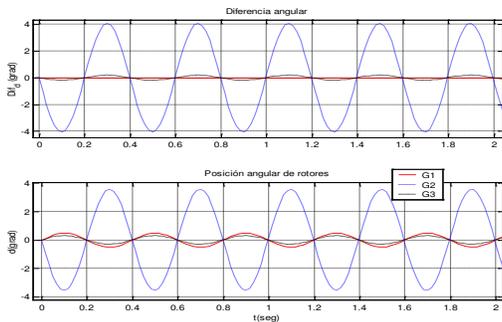


Figura 13(A y B). Diferencia y posición angular de máquinas

En la figura 13A y 13B se observa la oscilación de los ángulos para el primer modo de oscilación (2.52 hz), el efecto no-lineal se ve reflejado en la figura 14A y 14B, se observa una doble frecuencia en la oscilación de voltajes y potencias reactivas.

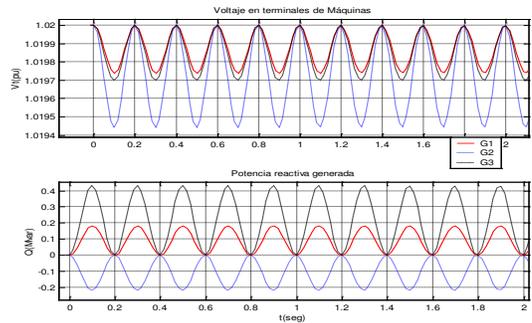


Figura 14. A) Voltaje y B) Potencia reactiva de generadores

Para el segundo modo de oscilación (1.63 hz) se confirma también que la frecuencia de oscilación del voltaje y la potencia reactiva también es el doble de la oscilación de los ángulos, figuras 15 y 16.

**Modo 2  $f = 1.6314$  Hz**

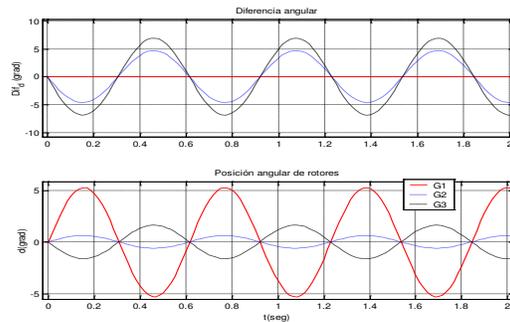


Figura 15 (A y B). Diferencia y posición angular de máquinas

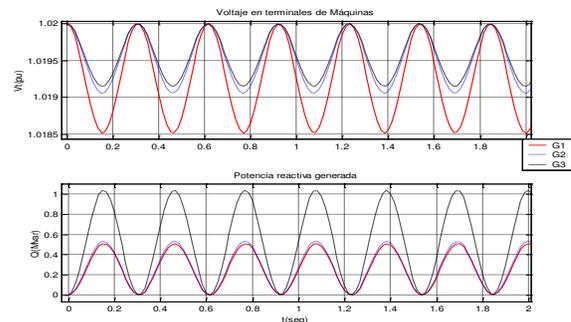


Figura 16. A) Voltaje y B) Potencia reactiva de generadores

**Caso 5.** En este caso el sistema de tres máquinas suministra la potencia demandada en dos nodos de carga. El objetivo es operar el sistema en una región lineal.

En las figuras 17 y 19 se observa la respuesta en el tiempo para los ángulos de rotores ante el disturbio; los voltajes y potencias reactivas oscilan a la frecuencia de la posición angular (figuras 18 y 20), sin embargo hay un grado de distorsión dada por la no linealidad del coseno.

### Modo 1 $f= 2.5240$ Hz

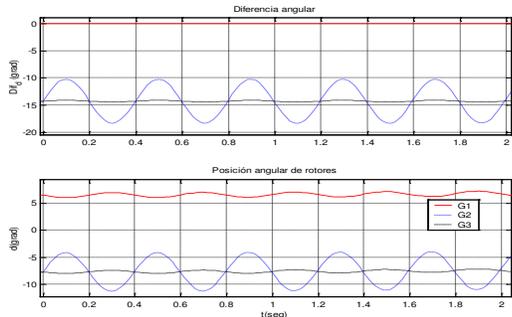


Figura 17 (A y B). Diferencia y posición angular de máquinas

Para ambos modos de oscilación se cumplen estas observaciones, además que la oscilación de cada potencia reactiva generada es opuesta al voltaje en terminales de esa máquina.

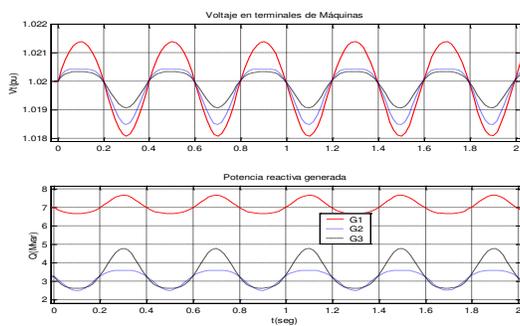


Figura 18. A) Voltaje y B) Potencia reactiva de generadores

### Modo 2 $f= 1.6146$ Hz

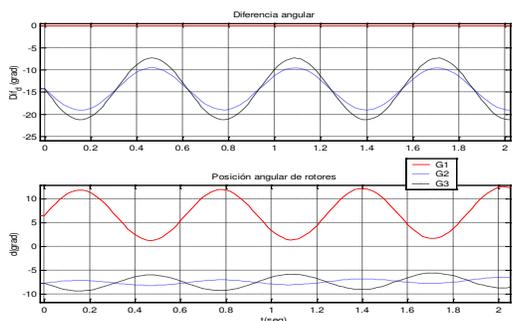


Figura 19 (A y B). Diferencia y posición angular de máquinas

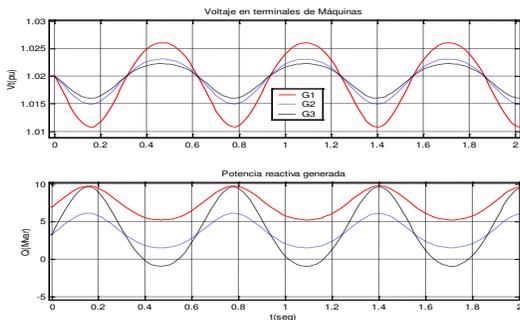


Figura 20. A) Voltaje y B) Potencia reactiva de generadores

## CONCLUSIONES

### Comportamiento de voltajes en terminales

La condición inicial para los ángulos de los voltajes internos de máquinas depende del punto de operación del sistema, al ocurrir una perturbación se tendrán oscilaciones en estas variables del sistema. Si la perturbación es pequeña los ángulos de los voltajes internos de máquinas siguen una variación senoidal alrededor de su condición inicial y oscilan en forma opuesta para el caso de dos máquinas. Los voltajes en terminales dependen directamente de la variación de estos ángulos y por lo tanto la forma de oscilación es también función del punto de operación.

En general el comportamiento dinámico de los voltajes es de naturaleza no-lineal debido a que la oscilación es descrita por una suma de senos y cosenos de funciones senoidales. Además, los voltajes de los generadores oscilan en la misma dirección ya dependen principalmente de funciones coseno, en las cuales, sin importar si crece o decrece la diferencia angular, el resultado siempre será positivo.

La distorsión de los voltajes en terminales de máquinas dependerá del ángulo del voltaje interno de las máquinas, si se opera en la región no-lineal la distorsión produce otras frecuencias de oscilación en los voltajes, si se opera en la región lineal la distorsión será menor. La conclusión es que los voltajes no siguen el comportamiento del modo de oscilación de las posiciones angulares.

### Comportamiento de la potencia reactiva

La oscilación de la potencia reactiva generada es en general no-lineal ya que está dada por un valor constante sumado o restado de una función coseno de la diferencia de dos funciones senoidales. Sin embargo, esta oscilación puede tener un comportamiento bastante lineal, lo que depende directamente del comportamiento de la diferencia angular.

El tener la posibilidad de que el término constante pueda ser positivo o negativo indica que la máquina en la condición inicial puede estar entregando o recibiendo potencia reactiva, el término que produce la oscilación puede a su vez ser positivo o negativo, lo cual describe la forma de oscilación. Se debe resaltar que no es importante si la diferencia angular es positiva o negativa ya que el coseno es una función par, lo que si es relevante en la oscilación es que si existe cambio de signo en la diferencia angular, que se tiene cuando el sistema opera en una región no-lineal, se tiene distorsión en el comportamiento de la potencia reactiva. Si bien, tanto la potencia reactiva como el voltaje en terminales dependen del coseno de la diferencia angular, la oscilación de la potencia reactiva es menos sensible debido a la amplitud de éste término (ecuaciones (5), (10) y (13)).

## **BIBLIOGRAFIA**

[1] R. T. Byerly, D. E. Sherman, D. K. McLain, "Normal modes and mode shapes applied to dynamic stability analysis", IEEE Transactions on PAS vol. 94, March/April 1975.

[2] F. Aboytes, F. Sanchez, "Oscilaciones electromecánicas en sistemas eléctricos de potencia", RVP-88, Acapulco, Guerrero, Agosto 1988.

[3] I. J. Perez-Arriaga, G. C. Verghese, F. C. Schweppe, "Selective modal analysis with applications to electric power systems, Part I: Heuristic introduction", IEEE Transactions on PAS, vol. 101, Septiembre/1982.

[4] G. C. Verghese, I. J. Perez-Arriaga, F. C. Schweppe, "Selective modal analysis with applications to electric power systems, Part II: The dynamic stability problem", IEEE Transactions on PAS, vol. 101, Septiembre/1982.

[5] G. J. Roger, P. Kundur, "Small signal stability of power systems", Ontario, Canada.

[6] Florencio Aboytes, "Estabilidad Transitoria en Sistemas Eléctricos de Potencia", Comisión Federal de Electricidad, México, D.F., Julio 1990.

[7] Florencio Aboytes, "Estabilidad Dinámica en Sistemas Eléctricos de Potencia", Comisión Federal de Electricidad, Monterrey, Nuevo León, Octubre 1991.

**Dr. Florencio Aboytes García.** Ingeniero Mecánico Electricista y Maestro en Ciencias del Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey en 1968 y 1969. Doctorado en Ingeniería Eléctrica en el Imperial College of

Science and Technology de Londres, Inglaterra en 1974. Desde 1975 trabaja en Comisión Federal de Electricidad donde ha ocupado diversos puestos técnicos en la Gerencia de Estudios y la Gerencia del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE). Actualmente es Jefe de la Unidad de Ingeniería Avanzada del CENACE.

Adicionalmente, desde 1975 ha impartido cursos de posgrado y dirigido trabajos de investigación en la Sección de Graduados del ESIME-IPN, la División de Estudios de Posgrado de la UNAM, y en el Programa de Doctorado de la Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica de la Universidad Autónoma de Nuevo León (FIME-UANL). Actualmente es Presidente del Comité Doctoral de FIME-UANL.

Es Fellow Member del IEEE, Académico de Número de la Academia Mexicana de Ingeniería, miembro de CIGRE, Presidente del Consejo México del IEEE, y es Investigador Nacional del Sistema Nacional de Investigadores.

**Juan C. Ramírez,** nació en Zacatecas en 1974, donde realizó sus estudios primarios. Desde 1987 vive en Monterrey y en 1997 se graduó de Ingeniero Mecánico Electricista en la Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica de la Universidad Autónoma de Nuevo León donde actualmente realiza estudios de maestría en el Programa Doctoral en Ingeniería Eléctrica. Ha trabajado para la iniciativa privada en el área de proyectos y asesoría en la rama electromecánica y a la fecha es catedrático de tiempo parcial en la Universidad del Norte en la división de Ingeniería Eléctrica. Su área de interés se centra en el análisis de oscilaciones electromecánicas en Sistemas Eléctricos de Potencia.

## DETERMINACIÓN DE MODOS DE OSCILACIÓN A PARTIR DE REGISTROS DE DISTURBIOS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Juan Carlos Ramírez Saucedo  
CFE - Área de Control Noreste  
[juan.ramirez01@cfe.gob.mx](mailto:juan.ramirez01@cfe.gob.mx)

Alfonso López Delgado  
CFE - Área de Control Noreste  
[alfonso.lopez@cfe.gob.mx](mailto:alfonso.lopez@cfe.gob.mx)

Luis David Aréchiga Rodríguez  
CFE - Área de Control Noreste  
[luis.arechiga@cfe.gob.mx](mailto:luis.arechiga@cfe.gob.mx)

### Resumen

Se presenta una alternativa para el cálculo de los modos de oscilación naturales de un sistema eléctrico de potencia (SEP) para cuando no se conocen por completo los parámetros físicos de la red, de manera que no es sencillo establecer, con esta base, el estado del sistema en alguna condición inicial de operación y por tanto no pueden utilizarse las técnicas convencionales del análisis modal.

La alternativa propuesta requiere tener registros de datos del comportamiento del SEP, para un intervalo de tiempo determinado, durante perturbaciones que se hayan presentado en dicho sistema. Mediante el uso de técnicas apropiadas se analiza la información contenida en los registros para obtener información de los modos de oscilación del sistema en cuestión.

Palabras clave: modos de oscilación, análisis lineal, espectro de frecuencias, estabilidad, oscilaciones electromecánicas, oscilaciones de baja frecuencia.

### I. Introducción

La respuesta en el tiempo de un sistema ante una perturbación es la superposición de componentes de diferentes frecuencias. Si se tiene la respuesta en el tiempo de un sistema, a partir de dicha información es posible determinar el espectro de frecuencias de alguna señal así como los aspectos de fase.

Para ello pueden utilizarse técnicas apropiadas de muestreo y análisis de señales, la Transformada de Fourier en Tiempo Discreto, Análisis Prony, aplicadas a la señal de respuesta [1, 2, 5]. Para aplicar esta teoría a un SEP debe contarse con los registros necesarios, procesar adecuadamente las señales y realizar la interpretación de los resultados lo cual forma parte del objetivo de este artículo.

En el análisis de SEP's es común el uso de esquemas de monitoreo y medición de parámetros eléctricos (registradores de eventos que incluyen Unidades de Medición Fasorial, PMU's por su nombre en ingles) que faciliten el estudio del comportamiento del sistema ante disturbios. A partir de registros apropiados y considerando los datos registrados como muestras de una señal discreta, es posible analizar la señal de respuesta en el tiempo de modo de obtener información de la magnitud y fase de las frecuencias que componen a dicha señal.

Desde el punto de vista de la estabilidad del Sistema de Potencia, es conveniente identificar las oscilaciones de baja frecuencia que se pueden presentar ya que podrían causar desde una pequeña variación en los parámetros eléctricos hasta pérdida de algunos elementos del SEP.

Este trabajo presenta ejemplos ilustrativos de la obtención e interpretación de los modos naturales en sistemas eléctricos de potencia de prueba. Los registros del comportamiento del sistema se obtienen mediante la simulación de fallas en dicho sistema. Posteriormente, con la información contenida en tales registros, de la respuesta en el tiempo del sistema ante la falla, se calculan los modos naturales del sistema de prueba y se comparan los resultados con los obtenidos mediante técnicas del análisis modal.

### II. Desarrollo

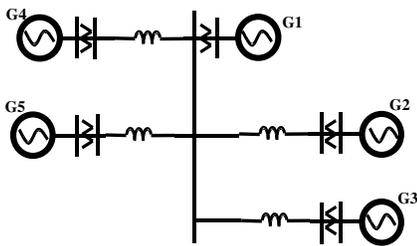
En el caso que se presenta se modela un SEP de prueba y con la ayuda de un programa de Estabilidad Transitoria se registra el comportamiento de la velocidad angular de rotores de maquinas al ocurrir una perturbación en uno de los nodos del sistema. A partir de esa información se realiza el análisis de las señales muestreadas para obtener las frecuencias que componen la respuesta de cada generador mediante el cálculo del espectro de frecuencias de dichas señales.

En forma alterna, a partir de los parámetros de la red eléctrica, se presentan los resultados obtenidos a partir de las técnicas del análisis lineal con las cuales se obtienen los modos de oscilación electromecánicos del sistema en cuestión.

**RVP-AI/2009 – SIS-12** PONENCIA RECOMENDADA  
POR EL **COMITÉ DE SISTEMAS DE POTENCIA DEL**  
**CAPÍTULO DE POTENCIA DEL IEEE SECCIÓN MÉXICO**  
Y PRESENTADA EN LA **REUNIÓN DE VERANO, RVP-AI'2009.**  
ACAPULCO GRO., DEL 5 AL 11 DE JULIO DEL 2009.

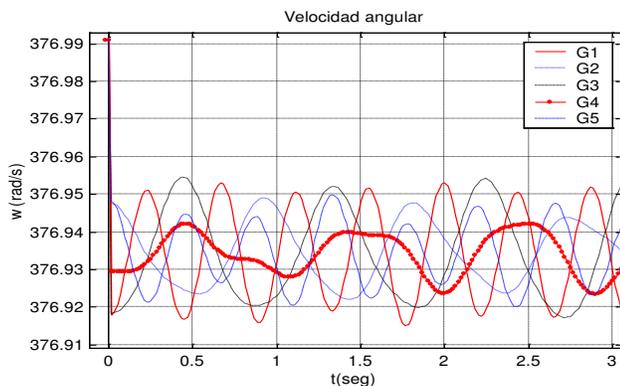
Con ambos resultados, los obtenidos a partir de los datos del disturbio y los obtenidos a partir del análisis lineal se realizan comparaciones para observar si es posible obtener las frecuencias naturales de oscilación para un sistema del cual se desconoce el modelo de la red y se describen las observaciones del comportamiento del sistema ante el disturbio y su relación con las frecuencias naturales de oscilación.

El sistema de la figura 1 se encuentra operando en estado estable cuando se presenta una falla trifásica que se libera en 1 ciclo.



**Figura 1** Sistema de Prueba Multimáquina.

Se registra el comportamiento en diversos puntos del sistema y en la figura 2 se muestra gráficamente la respuesta oscilatoria de la velocidad de las máquinas que se obtiene una vez que la falla es liberada.



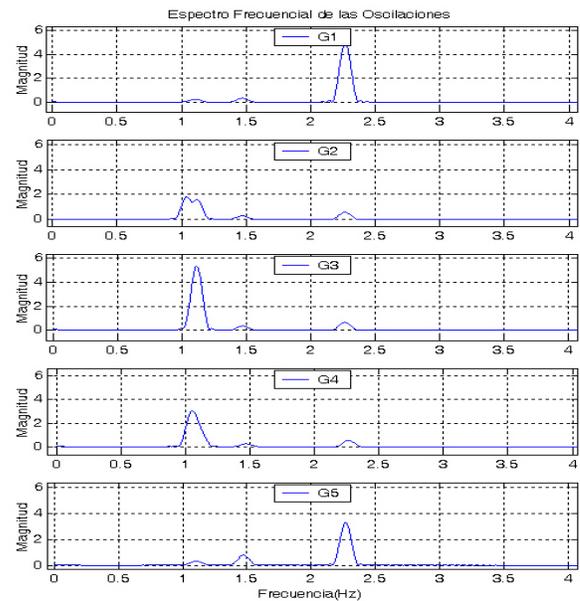
**Figura 2** Oscilación de velocidades de máquinas ante el disturbio.

Nótese la no linealidad de la respuesta oscilatoria, G1 presenta una oscilación casi lineal pero con variación en amplitud. G2 oscila de forma no lineal y con amplitud decreciente. G3 oscila permanentemente con forma no lineal. G4 oscila de forma altamente no lineal y G5 con menor amplitud tiene una respuesta también no lineal.

Las señales presentan una componente de directa que es necesario eliminar previo al procesado de las muestras. Posteriormente se elige una ventana de muestreo que permita observar mejor las componentes frecuenciales

tratando de evitar que puedan confundirse con los lóbulos laterales que se obtienen durante el procesamiento de la señal. Con estas consideraciones, se obtiene los resultados que siguen utilizando las técnicas del análisis de Fourier.

En la figura 3 se muestra el espectro de frecuencias obtenido a partir de los datos registrados de la velocidad de cada máquina. En ella se pueden observar las componentes principales de la respuesta de cada máquina. Algunas frecuencias de oscilación se presentan en varias máquinas por ejemplo la frecuencia de 2.27hz está presente en todos los generadores en diferentes proporciones.

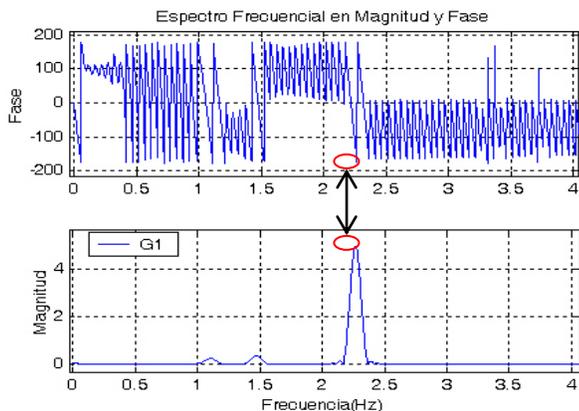


**Figura 3** Espectro de Frecuencias de las Oscilaciones de máquinas.

Algunas frecuencias tienen una mayor magnitud lo cual indica mayor influencia en una máquina en particular por ejemplo en la respuesta de G1, la frecuencia de 2.27hz tiene la mayor magnitud y domina el comportamiento oscilatorio de la máquina G1, lo cual también se observa en la figura 2, donde dicha respuesta tiene un periodo de 0.45seg. Se observa también como las frecuencias naturales de oscilación que componen a este sistema de prueba participan en forma diferente en cada generador.

La figura 4 muestra el espectro obtenido para la máquina G1 donde se observa tanto la magnitud como la fase de las frecuencias que componen la respuesta de la máquina ante la falla. En la tabla 1 se muestran las frecuencias en magnitud y fase que componen la respuesta de cada generador donde se observa cual de dichas frecuencias tiene mayor influencia en el comportamiento de una máquina en particular, esto es, la componente de mayor

magnitud, 2.27hz en G1, 1.04hz en G2, 1.11hz en G3, 1.05hz en G4 y 2.27hz en G5.



**Figura 4** Amplitud y Fase de componentes de la máquina 1. Para  $f=2.27\text{hz}$  la fase es de  $-173.1^\circ$ , para  $f=1.47\text{hz}$  la fase es  $8^\circ$  y para  $f=1.11\text{hz}$  la fase es de  $-169.5^\circ$ .

Es importante el hecho de que estos resultados pueden compararse entre todas las maquinas, por ejemplo, la mayor amplitud de oscilación ante el disturbio se presenta en G3 con una magnitud relativa de 5.38 para la frecuencia de 1.11hz. La tabla 1 es sobre todo útil para efectos de comparación de magnitudes de oscilación.

G1			G2			G3		
FREC	MAG	FASE	FREC	MAG	FASE	FREC	MAG	FASE
2.268	4.975	-173.1	1.040	1.791	15.1	1.113	5.383	-176.2
1.473	0.335	8.0	1.120	1.576	-11.4	2.268	0.665	6.9
1.110	0.228	-169.5	2.268	0.553	6.9	1.473	0.361	-171.7
			1.475	0.266	178.7			

G4			G5		
FREC	MAG	FASE	FREC	MAG	FASE
1.053	3.055	166.9	2.268	3.281	6.9
2.268	0.530	6.9	1.473	0.778	8.0
1.473	0.249	-171.7	1.110	0.318	-169.3

**Tabla 1** Espectro de frecuencias de la respuesta oscilatoria de los generadores G1, G2, G3, G4 y G5 ante la ocurrencia de un disturbio.

Se observa también que son 4 las frecuencias que, en mayor o menor medida, contribuyen a la respuesta de todas las maquinas del sistema; 2.27hz, 1.47hz, 1.11hz y 1.05hz y ellas son las frecuencias naturales del sistema, como se aprecia en la tabla 3.

En la tabla 2 la información de la tabla 1 se ha reacomodado y normalizado solo para fines de comparación con los resultados obtenidos en el cálculo de modos de oscilación electromecánicos del sistema los cuales se muestran en la Tabla 3. Los resultados

muestran la magnitud y fase de la participación relativa de cada máquina en cada modo de oscilación.

RESULTADOS DEL ANÁLISIS ESPECTRAL (FORMA CARACTERÍSTICA DE OSCILACIÓN EN MAGNITUD Y FASE)									
	$f = 2.27 \text{ Hz}$		$f = 1.47 \text{ Hz}$		$f = 1.11 \text{ Hz}$		$f = 1.05 \text{ Hz}$		
G1	1.000	-173.13	0.430	8.01	0.042	-169.50			
G2	0.111	6.87	0.342	178.67	0.293	-11.40	0.586	15.1	
G3	0.134	6.88	0.464	-171.7	1.000	-176.23			
G4	0.107	6.86	0.319	-171.75			1.000	166.86	
G5	0.659	6.87	1.000	8.00	0.059	-169.3			

DESCRIPCIÓN DEL CASO: Sistema multimáquina. Valores correspondientes a la oscilación de la velocidad angular

**Tabla 2** Espectro de frecuencias de la respuesta oscilatoria de los generadores G1, G2, G3, G4 y G5 ante la ocurrencia de un disturbio. Las frecuencias se han ordenado para indicar en cuales generadores está presente cada frecuencia. Por ejemplo la frecuencia de 1.05hz solo está presente en G2 y G4.

De este modo se puede observar cual generador tiene mayor participación en una frecuencia dada, por ejemplo G1 en 2.27hz, G5 en 1.47hz, G3 en 1.11hz y G4 en 1.05hz así como la participación relativa de cada máquina, sin embargo la mayor utilidad de esta distribución de los datos es la observación de la forma característica de oscilación de cada modo en función de la fase; en 2.27hz la maquina G1 oscila en contra del resto de las maquinas, en 1.47hz G1 y G5 oscilan en contra de G2, G3 y G4, etc. Esto puede observarse tanto en la tabla 2 como en la tabla 3.

RESULTADOS DEL ANÁLISIS MODAL										
FORMA CARACTERÍSTICA DE OSCILACIÓN EN MAGNITUD Y FASE										
	Modo 1		Modo 2		Modo 3		Modo 4		Modo 5	
	$f_1=2.279 \text{ Hz}$	$f_2=0 \text{ Hz}$	$f_3=1.4772 \text{ Hz}$	$f_4=1.1179 \text{ Hz}$	$f_5=1.0504 \text{ Hz}$					
G1	1	90	1	-90	0.4229	180	0.0425	90	0.0129	-90
G2	0.1124	-90	1	-90	0.3366	0	0.3192	-90	0.6974	-90
G3	0.136	-90	1	-90	0.4667	0	1	90	0.0772	-90
G4	0.1086	-90	1	-90	0.3184	0	0.2496	-90	1	90
G5	0.6523	-90	1	-90	1	180	0.0598	90	0.0173	-90

DESCRIPCIÓN DEL CASO: Sistema multimáquina. Nota: Valores correspondientes a la oscilación de la posición angular

**Tabla 3** Cálculo de modos de oscilación del sistema. Análisis lineal.

A partir de la tabla 2 se observa que, con ligeras variaciones, la participación relativa de las maquinas ocurrió de acuerdo a lo que pudiera haberse previsto del análisis modal presentado en la tabla 3. Al comparar ambos resultados del análisis de la respuesta ante el disturbio mostrados en la tabla 2 y los mostrados en la tabla 3 observamos que, el disturbio ocurrido en el sistema provocó una respuesta oscilatoria en las máquinas, compuesta por las frecuencias naturales del sistema en cuestión. Conclusiones similares se obtienen también acerca de la forma característica de oscilación.

A partir de esta comparación también es importante mencionar que la matriz de participación utilizada en el análisis lineal para mostrar resultados de participación neta de cada variable de estado en cada modo de oscilación puede compararse con el espectro de

frecuencias mostrado en la tabla 1. En la Tabla 4 se muestran los factores de participación obtenidos en el análisis lineal.

FACTORES DE PARTICIPACIÓN				
	f1=2.27	f3=1.47	f4=1.11	f5=1.05
G1	0.349	0.060	0.001	0.000
G2	0.007	0.063	0.088	0.192
G3	0.005	0.052	0.374	0.002
G4	0.005	0.041	0.036	0.306
G5	0.134	0.285	0.002	0.000
Descripción del caso: Sistema multimáquina				
Valores correspondientes a la oscilación de la velocidad angular				

**Tabla 4** Factores de participación para la oscilación de la velocidad angular de máquinas. Resultados del análisis lineal.

Leyendo en forma horizontal, observamos en orden de magnitud que 2.27hz, 1.47hz, 1.11hz son las frecuencias que participarían en la oscilación de G1. En la Tabla 1 este orden es 2.27hz, 1.47hz y 1.11hz.

Si continuamos con la comparación pero utilizando la información ahora presentada en la tabla 5 donde solamente se cambia el arreglo de la tabla 4, podemos comparar directamente con los resultados del análisis espectral (tabla 1). Además con este arreglo es sencillo observar que junto con los aspectos de fase ya presentados (tabla 3) es posible predecir el comportamiento no lineal de la respuesta oscilatoria de las maquinas.

Factores de participación. Sistema multimáquina.									
G1		G2		G3		G4		G5	
Frec	Mag	Frec	Mag	Frec	Mag	Frec	Mag	Frec	Mag
2.27	0.349	1.04	0.192	1.11	0.374	1.05	0.306	1.47	0.285
1.47	0.060	1.12	0.088	1.47	0.052	1.47	0.041	2.27	0.134
1.11	0.001	1.48	0.063	2.27	0.005	1.11	0.036	1.11	0.002
1.05	0.000	2.27	0.007	1.05	0.002	2.27	0.005	1.05	0.000
Valores correspondientes a la oscilación de la velocidad angular									

**Tabla 5** Factores de participación para la oscilación de la velocidad angular de máquinas. Resultados del análisis lineal.

Para el resto de los generadores no se cumple del todo este orden sin embargo es conveniente mencionar que no se espera que los resultados obtenidos sean exactamente iguales, pero si muy aproximados, ya que en el caso presentado, los registros analizados corresponden a una falla trifásica liberada en un ciclo pero en el sistema existen diferentes disturbios que pueden ocurrir pudiendo excitar en forma diferente los modos oscilatorios. Sin embargo se ha mostrado que es posible, con está técnica, obtener las frecuencias naturales de oscilación de un sistema, así como, con una muy buena aproximación, los aspectos de magnitud relativa y fase de la participación de las unidades generadoras en la oscilación.

### III. CONCLUSIONES

1. Con la metodología presentada se han calculado los modos de oscilación de un sistema de potencia de prueba a partir de conocer la respuesta de los maquinas ante un disturbio ocurrido en el sistema.
2. También con el análisis de las señales de respuesta en el tiempo, ha sido posible obtener, con una muy buena aproximación, los aspectos de magnitud y fase de las frecuencias naturales o modos de oscilación electromecánicos del sistema.
3. Ha sido posible observar cual modo de oscilación tiene mayor influencia en el comportamiento de un generador en particular y también se pudo observar cual generador tiene mayor participación en una frecuencia dada.
4. Con los resultados aquí obtenidos se confirma que, con el conocimiento de los modos naturales del sistema, es posible predecir con magnitudes relativas y con buen acercamiento el comportamiento del sistema ante disturbios.
5. Se demuestra que, con la adecuada selección de registros, es posible obtener las frecuencias naturales de oscilación de un sistema mediante el análisis de señales de la respuesta en el tiempo de disturbios ocurridos en el sistema.
6. Si en un sistema de potencia se piensa que hay problemas de oscilaciones de baja frecuencia, se puede implementar el monitoreo del mismo para estudiar su comportamiento ante disturbios; a partir de dicho comportamiento se pueden identificar las frecuencias causa del problema para posteriormente proporcionar en el sistema el amortiguamiento adecuado.
7. Esta herramienta puede ser de gran utilidad en la supervisión del SEP.

### IV. BIBLIOGRAFÍA

1. Alan V. Openheim, Ronald W. Schafer, Jhon R. Back, "Tratamiento de Señales en tiempo Discreto", 2ª Edición, Prentice Hall, Madrid, 2000.
2. Alan V. Oppenheim, Alan S. Willsky "Señales y Sistemas", 2ª Edición, Prentice Hall Hispanoamericana, S.A., México, 1998.

3. F. Aboytes, Juan C. Ramírez, Análisis de oscilaciones de voltajes y potencias reactivas en sistemas eléctricos de potencia, RVP-2000, Acapulco, Guerrero.
4. J.F. Hauer, C.J. Demeure, L.L. Scharf, Initial Results in Prony analysis of power system response signals, IEEE 1990.
5. F. Aboytes, F. Sanchez, “Oscilaciones electromecánicas en sistemas eléctricos de potencia”, RVP-88, Acapulco, Guerrero, Agosto 1988.
6. R. T. Byerly, D. E. Sherman, D. K. McLain, “Normal modes and mode shapes applied to dynamic stability analysis”, IEEE Transactions on PAS vol. 94, March/April 1975.
7. Florencio Aboytes, “Estabilidad Transitoria en Sistemas Eléctricos de Potencia”, Comisión Federal de Electricidad, México, D.F., Julio 1990.
8. Juan C. Ramírez, Tesis de Maestría. Análisis de Modos de Oscilación y Amortiguamiento en Sistemas Eléctricos de Potencia. DIE-FIME-UANL.



M.C. Luis David Aréchiga Rodríguez, nació en Monterrey NL. Se graduó de Ingeniero Mecánico Electricista en la Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica (FIME) de la Universidad Autónoma de Nuevo León (UANL) en 1985, realizó sus estudios de maestría en el programa Doctoral de Ingeniería Eléctrica de la FIME de la UANL de 1986 a 1991, en la actualidad trabaja en el ACNE de la CFE, desempeñando el puesto de Subgerente de Transacciones Comerciales.

#### **V. CURRICULUM VITAE**



**Ing. Juan Carlos Ramírez Saucedo.** Nació en Zacatecas en 1974, y desde 1986 radica en Nuevo León. Actualmente trabaja para la CFE en el Área de Control Noreste y desde 1999 al 2008 fue catedrático en la Universidad del Norte en Monterrey, N. L.

Realizó sus estudios de Maestría en el Programa Doctoral de la Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica en la Universidad Autónoma de Nuevo León. También ha trabajado durante unos 6 años para la industria privada, entre otros aspectos, en el análisis de calidad de energía y en el diseño de Transformadores Industriales.



M.C. Alfonso López Delgado: Nació en Tres Valles Ver. en 1966. Se graduó como Ingeniero Electromecánico en 1990 en el Instituto Tecnológico de Tuxtepec Oax. Obtuvo el grado de Maestría en Ingeniería Eléctrica en 1999 en el Programa Doctoral

de la Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica en la Universidad Autónoma de Nuevo León. Actualmente labora en el Área de Control Noreste en Monterrey N. L.