

CAPITULO IV

ESTABILIZACION DE OSCILACIONES ELECTROMECHANICAS

4.1 Introducción

De acuerdo a lo presentado en capítulos anteriores, es claro que el amortiguamiento de la máquina puede ser modificado a través del sistema de excitación. Generalmente un sistema de excitación de respuesta rápida reduce el amortiguamiento, aunque la reducción no siempre es significativa. Esto es evidente al observar unidades generadoras en servicio con niveles de amortiguamiento aceptables. En ciertas situaciones, sin embargo, la combinación de características de la carga, el generador, el sistema de excitación y el primomotor, dan como resultado un amortiguamiento reducido.

Afortunadamente, el voltaje de excitación puede ser modulado para incrementar el amortiguamiento. Esto requiere una señal adicional en el regulador de voltaje, la cual se obtiene del *estabilizador de potencia (ESP)*. Numerosas publicaciones documentan estudios y pruebas de campo en los cuales se ha conseguido mejorar el amortiguamiento a través de este medio. Los sistemas de excitación de acción rápida ofrecen las mejores características para incrementar el amortiguamiento.

En la aplicación de controles para mejorar el amortiguamiento de uno o varios modos de oscilación, cuatro problemas básicos deberán resolverse; su ubicación, el tipo de señal de entrada, el número de controles, y las características de fase y ganancia.

El presente capítulo estudia en detalle cada una de estas partes para el estabilizador de potencia. Se analizan en detalle las metodologías más relevantes para la ubicación de un

ESP, indicando en cada caso sus ventajas y desventajas. En este aspecto se debe resaltar que a la fecha no existe ninguna técnica estándar para el análisis de cualquier tipo de sistemas y condiciones operativas. Por lo cual es importante entender los alcances y limitaciones de cada técnica y decidir su aplicación en las condiciones más favorables.

Un aspecto clave en el diseño de cualquier controlador es la selección de su señal de entrada, esta característica, junto con las del sistema de potencia, determinan el tipo y los parámetros del controlador. La selección de la señal de entrada y la determinación de las características del sistema de potencia (fase y ganancia) pueden abordarse en forma separada o conjunta. En este capítulo se presentan metodologías en ambas direcciones.

Finalmente, se evalúan distintos índices cualitativos los cuales reflejan la calidad de la señal utilizada y el impacto del controlador utilizado. Estos índices representan una herramienta de análisis de mucha utilidad en el estudio y control de oscilaciones.

4.2 Objetivos de la Estabilización

Un sistema de potencia interconectado puede tener un gran número de modos naturales de oscilación. En el análisis y control de la estabilidad de un sistema de potencia se identifican generalmente dos tipos de oscilaciones electromecánicas. El primer tipo está asociado a una estación generadora oscilando con respecto al resto del sistema de potencia, estas oscilaciones se identifican como modos de oscilación locales, las frecuencias correspondientes varían en un rango de 1.0 a 3.0 hertz. El segundo tipo está asociado con la oscilación de varias máquinas en una parte del sistema contra máquinas de otras regiones. Estos fenómenos se identifican como modos de oscilación entre áreas o entre plantas, las frecuencias típicas están en el rango de 0.1 a 1.0 hertz. En este contexto, el objetivo básico de aplicar dispositivos de control es mejorar el

amortiguamiento para ambos tipos de oscilaciones, de manera de satisfacer los objetivos del comportamiento dinámico del sistema de potencia.

Al realizar su función de amortiguamiento, el control deberá minimizar posibles efectos secundarios adversos, los cuales pueden caer dentro de las siguientes dos categorías:

- i) Interacciones con fenómenos de alta frecuencia, como las vibraciones torsionales del grupo turbina-generator y la resonancia con la red de transmisión.
- ii) Inestabilidades locales dentro del ancho de banda de acción de control (interacciones con el modo de oscilación del excitador).

El dispositivo de control deberá ser robusto. Esto significa que el control deberá cumplir sus objetivos en un rango amplio de condiciones operativas del sistema de potencia.

De manera general, el sistema de control de la excitación de un generador, incluyendo el estabilizador de potencia, deberá ser diseñado para:

- i) Mejorar la estabilidad transitoria del sistema.
- ii) Maximizar el amortiguamiento del modo local de la planta, así como los modos de oscilación entre-áreas sin afectar la estabilidad de los modos asociados al resto de controles.
- iii) No afectar el comportamiento del sistema durante perturbaciones mayores donde se presenten grandes variaciones de la frecuencia.
- iv) Minimizar las consecuencias de fallas en sus componentes.

4.3 Conceptos básicos de estabilización [31]

El estabilizador de potencia extiende los límites de estabilidad modulando la excitación del generador lo cual permite incrementar el amortiguamiento a las frecuencias de oscilación de los rotores. Para proporcionar amortiguamiento, el estabilizador debe producir una componente del par eléctrico en fase con las variaciones de velocidad. Para cualquier señal de entrada, el estabilizador debe compensar las características de ganancia y fase del sistema de excitación, del generador y del sistema de potencia, los que colectivamente determinan una función de transferencia. Esta función, denotada como $GEP(s)$, está fuertemente influenciada por la ganancia del regulador de voltaje, el nivel de potencia del generador y la robustez del sistema.

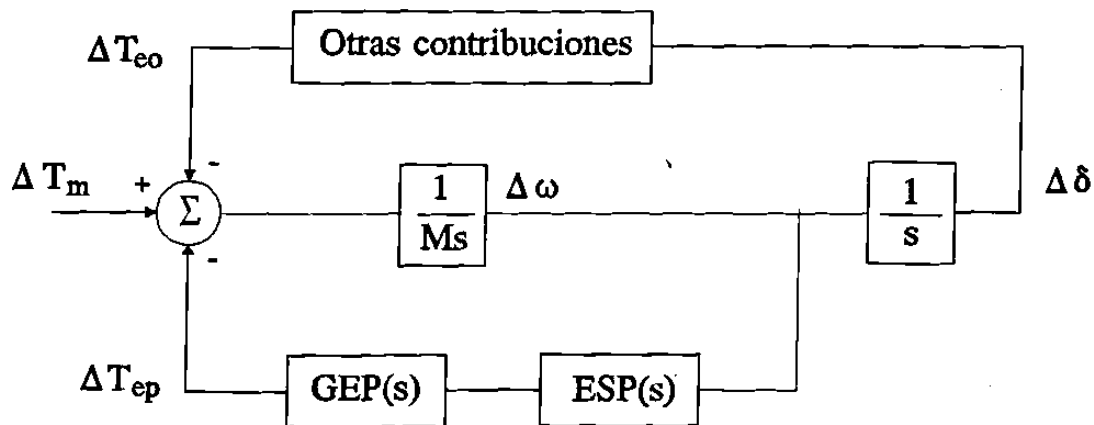


Figura 4.1 Componentes del par eléctrico

El diagrama de bloques de la Figura 4.1 ilustra las relaciones entre los pares en la flecha del grupo turbina-generador, la velocidad resultante del rotor ($\Delta \omega$) y el desplazamiento angular ($\Delta \delta$). Se considera al par eléctrico con dos componentes; una de las cuales es producida por el estabilizador modulando los encadenamientos de flujo del devanado de campo del generador, (T_{ep}), y la otra que resulta de todas las otras fuentes (T_{eo}).

Se analiza la relación fundamental entre la velocidad y el par para un estabilizador que emplea la velocidad del rotor como señal de entrada. La contribución debido al estabilizador está dada por:

$$\frac{\Delta T_{ep}}{\Delta \omega} = ESP(s) GEP(s) = P(s) \quad (4.1)$$

Para desarrollar un par de amortiguamiento positivo, la función $ESP(s)$ del estabilizador deberá compensar perfectamente, para todo valor de s , la característica de fase de la función $GEP(s)$. Esta relación determina la base de los procedimientos de sintonización del estabilizador.

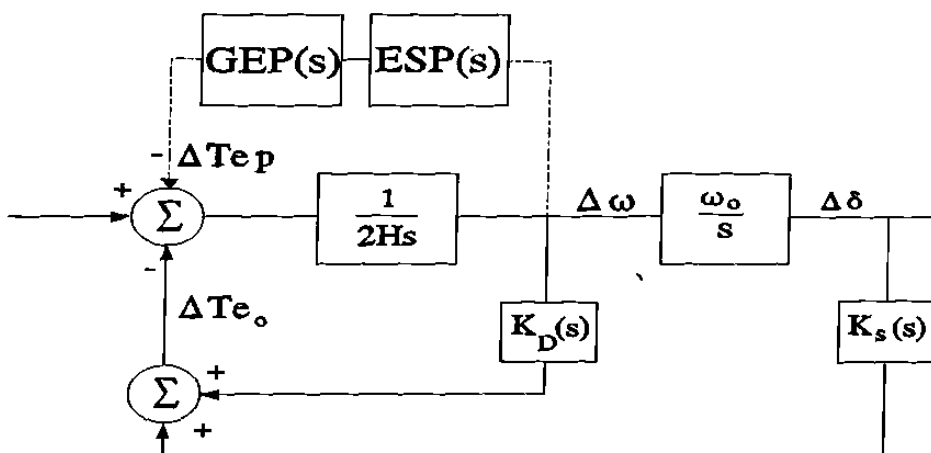


Figura 4.2 Sistema máquina-barra infinita.

Considere el sistema de la Figura 4.2. Se asume un amortiguamiento pequeño y se excluye inicialmente la acción del estabilizador. Para esta condición, los valores propios del sistema se expresan como:

$$\lambda_i \approx -\frac{K_D}{4H} \mp j \sqrt{\frac{\omega_o K_s}{2H}} = \sigma_i \mp j \omega_i \quad (4.2)$$

Al incluir la acción del estabilizador, esta resulta en dos nuevas contribuciones al par

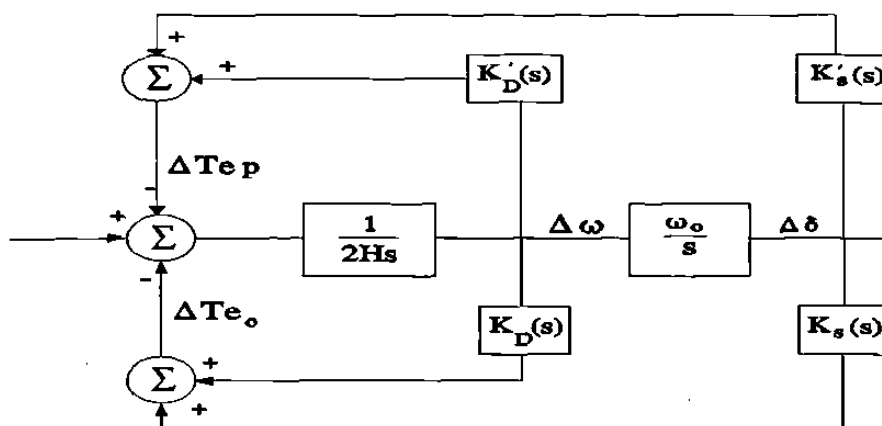


Figura 4.3 Pares de sincronización y amortiguamiento en el sistema.

eléctrico; una de sincronización ($K'_s(\omega_i) \Delta\delta$) y otra de amortiguamiento ($K'_D(\omega_i) \Delta\omega$) como se muestra en la Figura 4.3. De acuerdo a esto, la función de transferencia en el lazo estabilizador entre la señal de entrada ($\Delta\omega$) y el par de salida se expresa como:

$$P(s) = \frac{\partial T_{ep}}{\partial \omega} = K'_D(\omega_i) - j \frac{\omega_o}{\omega_i} K'_s(\omega_i) \quad (4.3)$$

Al incluir estas contribuciones en la expresión para el valor propio resultante, se obtienen los cambios de los valores propios en términos de las contribuciones de sincronización y amortiguamiento del estabilizador.

$$(\lambda_i + \Delta\lambda_i) = -\frac{(K_D + K'_D)}{4H} \mp j \sqrt{\frac{\omega_o(K_s + K'_s)}{2H}} \quad (4.4)$$

$$\begin{aligned} \Delta\sigma_i &= -\frac{1}{4H} K'_D(\omega_i) \\ \Delta\omega_i &\approx \frac{1}{4H} K'_s(\omega_i) \frac{\omega_o}{\omega_i} \end{aligned} \quad (4.5)$$

De la ecuación (4.5), el cambio en el valor propio está relacionado a esta contribución mediante:

$$\Delta\lambda_i = -\frac{1}{4H} P(j\omega_i) \quad (4.6)$$

Debe notarse que una característica de fase cero para $P(j\omega_i)$ causará que la parte real del valor propio se incremente en una dirección negativa, lo cual implica amortiguamiento positivo. El atraso de fase en $P(j\omega_i)$ resulta en una componente de sincronización positiva y un incremento en la frecuencia. Un adelanto de fase trae consigo una contribución sincronizante negativa y un decremento en la frecuencia [43].

Una característica ideal, de acuerdo a lo anterior, sería tener una función de estabilización inversamente proporcional a $GEP(s)$, es decir,

$$ESP(s) = K'_D / GEP(s) \quad (4.7)$$

donde K'_D representa la contribución deseada de amortiguamiento.

La problemática de ajuste del estabilizador radica en la función $GEP(s)$, cuyas características varían significativamente con las condiciones operativas, con la ganancia del sistema de excitación y con la fortaleza del sistema de potencia.

La respuesta de lazo-cerrado del regulador de voltaje es función de las características del excitador y de la robustez del sistema. Para situaciones donde la frecuencia de cruce por cero es menor que la frecuencia de oscilación de interés (alrededor de 1 radian/seg), la ganancia de $GEP(s)$ a la frecuencia de oscilación puede ser aproximada por:

$$|GEP(j\omega_i)| \cong K_2 |G_{EX}(j\omega_i)| / \omega_i T'_{do} \quad (4.8)$$

La ganancia global es entonces proporcional a la ganancia del excitador e inversamente proporcional a la constante de tiempo a circuito abierto del campo y la frecuencia de

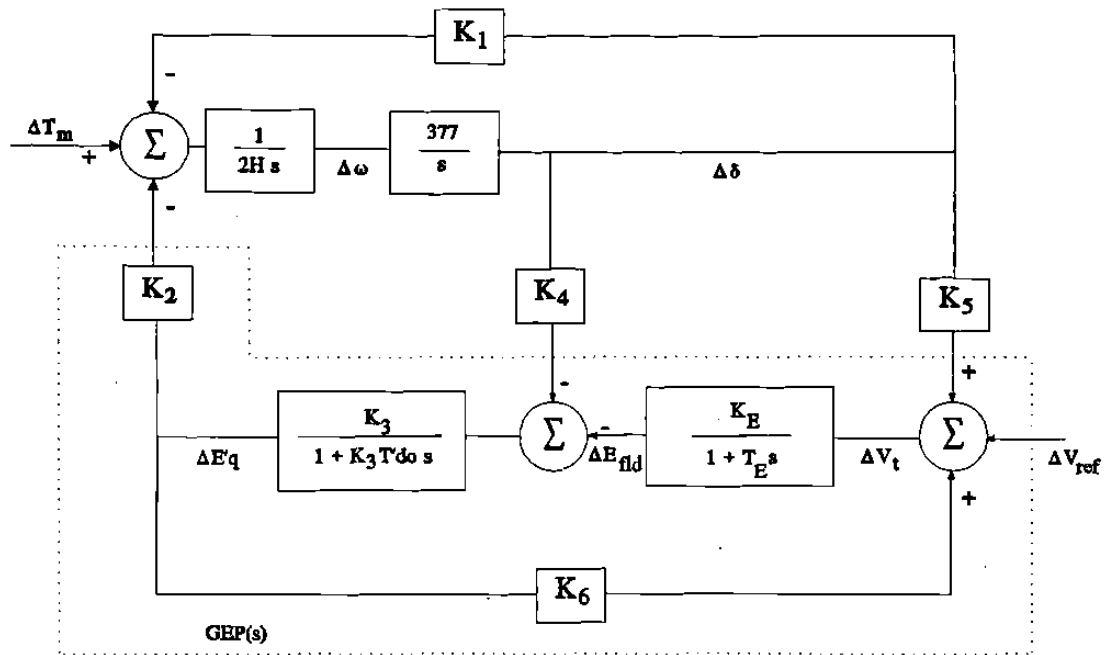


Figura 4.4 Modelo lineal simplificado máquina-barra infinita

oscilación. La ganancia también es proporcional a la constante K_2 , la cual se incrementa con la robustez y carga del sistema.

Para situaciones donde la frecuencia de cruce por cero es mayor que la frecuencia de oscilación de interés, como en el caso de una ganancia del regulador muy alta, la ganancia de $GEP(s)$ ya no es proporcional a la ganancia del regulador, pero es inversamente proporcional al parámetro K_6 , como se indica en la ecuación (4.9).

$$GEP(s) \cong \frac{K_2}{K_6} \frac{\Delta V_t}{\Delta V_{ref}} \quad (4.9)$$

La ecuación (4.9) se deriva del modelo de la Figura 4.4, donde se observa que las características dinámicas de $GEP(s)$ son proporcionales a las de lazo cerrado de regulación de voltaje, cuando la velocidad del generador es constante ($\Delta\omega = 0$). La

constante K_6 representa el efecto de $\Delta E'q$ en el voltaje terminal, el cual disminuye a medida que el sistema de transmisión se fortalece, lo que produce que la ganancia de $GEP(s)$ se incremente.

Como la ganancia de lazo abierto del regulador de voltaje es proporcional a K_6 , la frecuencia de cruce por cero disminuye a medida que el sistema es más fuerte. Esto influye en el comportamiento del estabilizador, obteniendo mayor atraso de fase en un sistema fuerte que en uno débil. Este efecto es más pronunciado con ganancias altas del regulador.

En resumen, el estabilizador de sistema de potencia debe operar a través de la planta $GEP(s)$, la cual es dependiente del generador, el sistema de excitación y el sistema de potencia. La función $GEP(s)$ presenta la mayor ganancia y el mayor atraso de fase bajo condiciones de plena carga del generador y con el sistema de transmisión más robusto posible. Como la ganancia para $GEP(s)$ disminuye a medida que el sistema se debilita, la contribución del estabilizador debería maximizarse en condiciones robustas para asegurar el mejor comportamiento en condiciones más adversas.

Para un sistema máquina-barra infinita, la Figura 4.5 muestra las características de fase y la magnitud de la función $GEP(s)$ para distintas condiciones operativas. Se evalúan distintos niveles de carga activa para un rango amplio de demanda reactiva. Deben observarse las marcadas diferencias en fase y magnitud para las dos condiciones de red mostradas ($X_e = 0.1$, $X_e = 0.4$), particularmente para las situaciones de mayor demanda. La Figura 4.5 también presenta la variación de la frecuencia de oscilación en el sistema.

En el caso general de utilizar una señal de entrada diferente a la velocidad, la función $GEP(s)$ puede representarse conceptualmente a través de una función adicional $G_{SA}(s)$, que la relaciona con la velocidad como se presentó en la Figura 3.12.

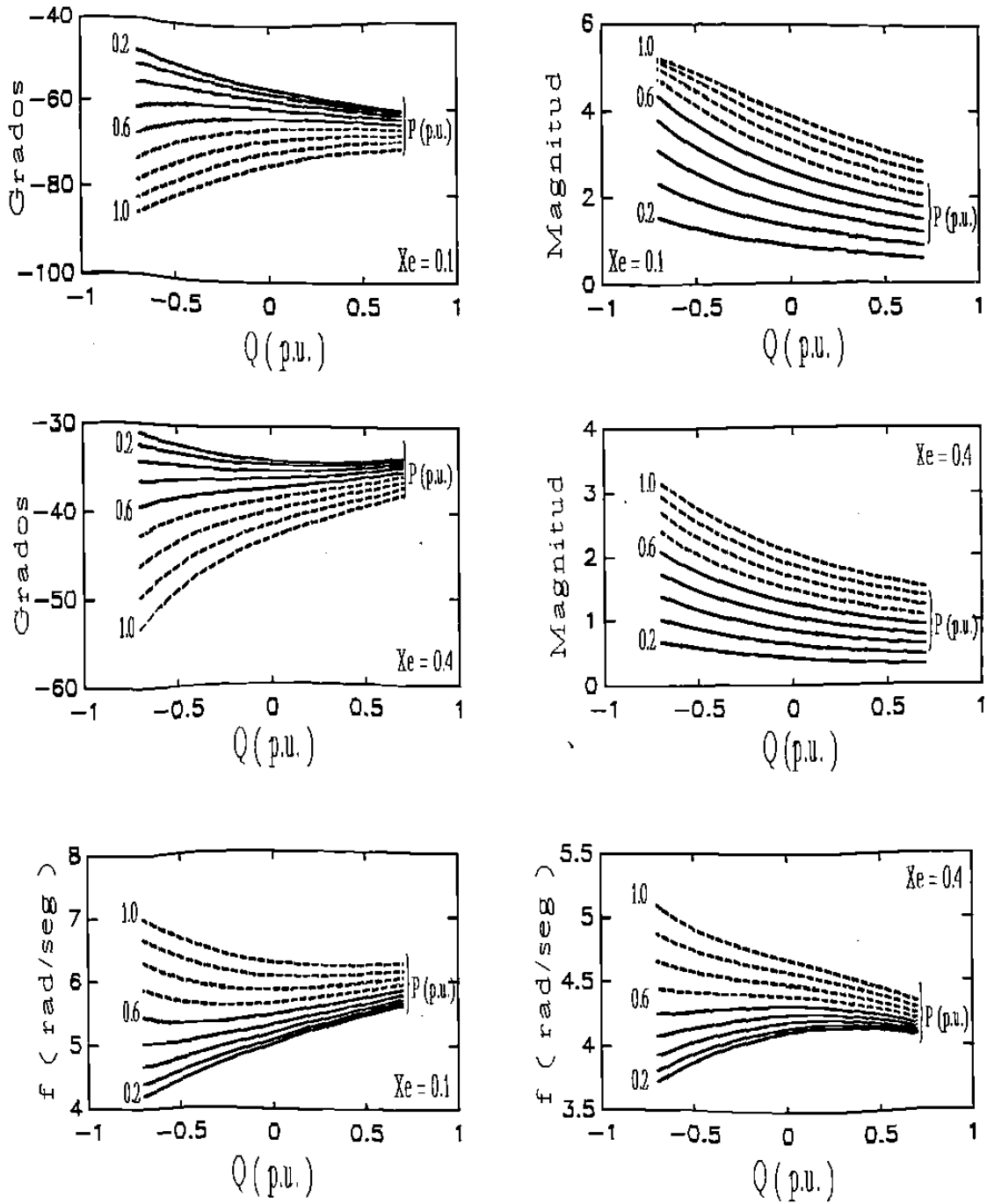


Figura 4.5
 Características de fase y ganancia para $GEP(s)$.
 Sistema máquina-barra infinita.
 ($X_d=0.55$, $X_q=0.54$, $X'd=0.09$, $K_E=50$, $T_E=0.05$, $T'do=6.0$, $D=1$, $H=7$)

4.4 Localización

La experiencia con la aplicación de estabilizadores de potencia indica que ubicar estabilizadores en todas las unidades puede ser ineficiente, ya que el efecto en el amortiguamiento depende de su localización en el sistema. De aquí que sea muy importante determinar la efectividad relativa de los estabilizadores en todos los lugares posibles. Los estabilizadores deben entonces considerarse en el proceso de planificación como adiciones al sistema, tratando de lograr un amortiguamiento satisfactorio.

El problema de estabilidad dinámica está bien identificado en casos donde la inestabilidad se involucra con una máquina o un grupo de máquinas en una planta. En estos casos la aplicación de estabilizadores es directa. Sin embargo, en el caso general donde un modo de oscilación involucra muchas máquinas en el sistema o existen varios modos de oscilación críticos, la identificación de los lugares adecuados para aplicar un estabilizador es más complicada. Esta dificultad surge al tratar de identificar las características de los modos naturales del sistema utilizando los resultados de simulaciones en el dominio del tiempo, el problema es que varios modos de oscilación están combinados en esta respuesta. Una alternativa eficiente es identificar las características de los modos naturales mediante el análisis modal y la inspección de los valores y vectores característicos del sistema.

Una vez que se han identificado varios lugares para la ubicación de un estabilizador, es importante conocer el tipo de sistema de excitación instalado en cada generador. La aplicación de estabilizadores en unidades antiguas con controles de excitación de respuesta lenta puede ser de poco valor práctico. Aunque se reconoce que es posible obtener cierto nivel de amortiguamiento, esto generalmente es difícil de lograr en la práctica. En cambio, el costo de aplicar estabilizadores efectivos a generadores modernos con controles de excitación rápidos es bajo. Los sistemas de excitación estáticos son confiables, simples para mantener, fáciles para modificar y directos para representar.

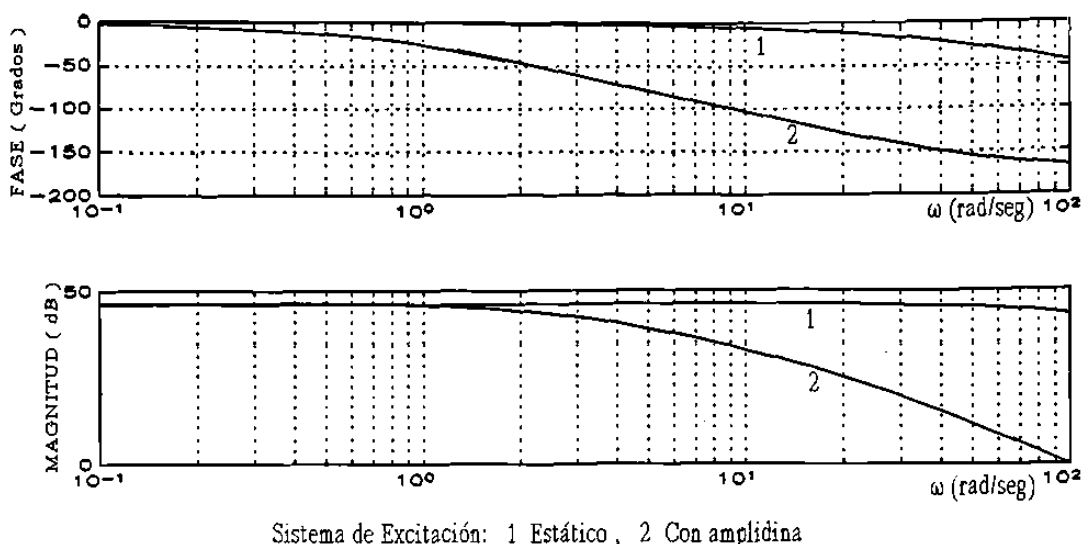


Figura 4.6 Características de fase y ganancia para $\Delta E_{fld}/\Delta V_t$ en sistemas de excitación estáticos y con amplidina.

El problema para los sistemas de excitación antiguos radica en las características de atenuación y atraso de fase en el rango de frecuencias de interés (1-8 rad/seg). La Figura 4.6 presenta los valores de fase y ganancia para la función $\Delta E_{fld}/\Delta V_t$ de un sistema de excitación estático y otro con amplidina. Para el sistema de excitación con amplidina, se observa una variación importante en los valores de fase y magnitud. El sistema de excitación estático presenta un menor atraso de fase. Esto impacta directamente las características de la función de transferencia de lazo cerrado del control del voltaje $\Delta V_t/\Delta V_{ref}$ y en la función $GEP(s)$ del lazo de control del estabilizador. Para un sistema básico de una máquina y una barra infinita, la Figura 4.7 presenta las características de fase y magnitud para la función $GEP(s)$ con ambos tipos de sistemas de excitación. Las curvas de la Figura 4.7 se evalúan para un rango amplio de valores de potencia real. De acuerdo a la ecuación (4.9), las características de fase para las funciones $GEP(s)$ y $\Delta V_t/\Delta V_{ref}$ serán muy similares. Por otro lado, las características de ganancia para $GEP(s)$ son función de la robustez y condición operativa del sistema de

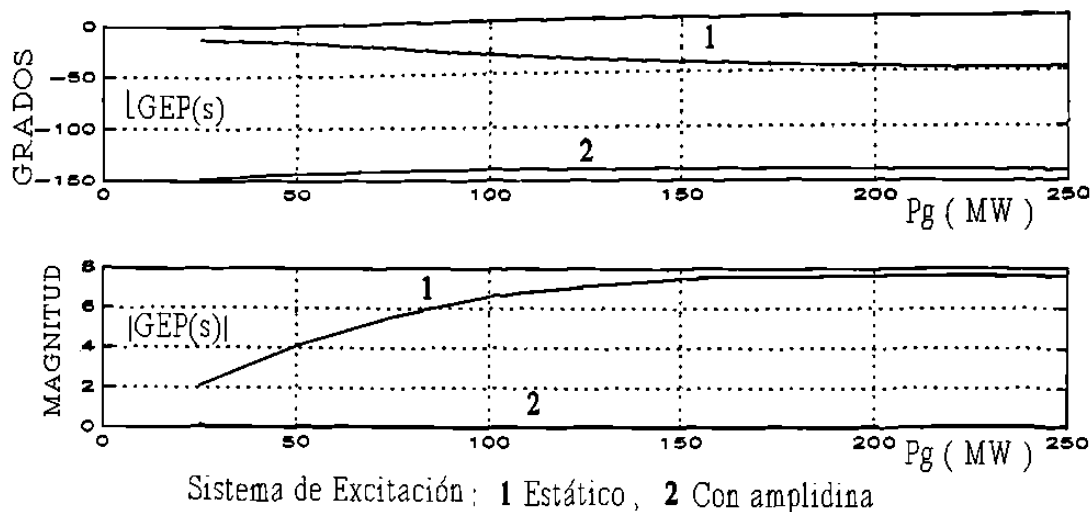


Figura 4.7 Características de fase y ganancia para $GEP(s)$.

potencia (K_3 , K_2 y K_6).

De acuerdo a lo anterior, los resultados de la Tabla 4.1 muestran el impacto de un ESP instalado en un sistema de excitación del tipo estático y en un excitador que utiliza una amplidina. Para la condición operativa indicada, se presentan los valores para el modo local de oscilación antes y después de instalar el estabilizador. Desde el punto de vista de control, los valores de magnitud y ángulo de fase para la función $GEP(j\omega_j)$ muestran las diferencias entre ambos tipos de sistemas de excitación, básicamente un mayor atraso de fase y una menor ganancia para el sistema de excitación con amplidina. Los parámetros de los ESP's se seleccionan de acuerdo a las características de la función $GEP(j\omega_j)$. La Tabla 4.1 proporciona los datos completos del sistema.

En la actualidad, no existe una metodología estándar asociada a la ubicación de estabilizadores de potencia. Todas las metodologías propuestas en el pasado poseen cualidades y deficiencias específicas. El propósito de esta sección es analizar a detalle

Tabla 4.1 Efecto del ESP con diversos sistemas de excitación.

Sistema de excitación con amplidina	Sistema de excitación estático
sin ESP: $-0.19 \pm j6.38$ con ESP: $-0.88 \pm j6.33$	sin ESP: $1.06 \pm j7.60$ con ESP: $-0.92 \pm j7.20$
GEP(j6.38): $0.1 \angle -140$	GEP(j7.6): $7.8 \angle -49$
Sistema: $P_g=250$ MW, $X_e=0.21$ Máquina: $X_d=0.907$, $X_q=0.867$, $X'd=0.12$, $T'do=8.5$, $H=11.52$ Exc. estático: $K_E=200$, $T_E=0.01$ Exc. autoexcitado (rr=2.0): $K_E=50$, $T_E=0.02$, $K_e=-0.017$, $T_e=0.1$, $A=0.011$, $B=0.8$, $K_f=0.13$, $T_f=0.12$, ESP ₁ : $T_1=T_3=0.91$, $T_2=T_4=0.03$, $T_w=10$, $K_{esp}=10$, ESP ₂ : $T_1=0.35$, $T_2=0.05$, $T_w=10$, $K_{esp}=6$	

detalle las metodologías más relevantes y como consecuencia de este estudio, proponer guías precisas para su aplicación. La decisión de cual de ellas usar será función del tipo de estudio a realizar, de las características de sistema analizado y de los recursos computacionales disponibles.

4.4.1 Vector propio

Para un modo de oscilación eléctrico, los elementos del vector propio derecho definen el patrón modal de velocidades del rotor. Una primer indicación para la localización de un estabilizador de potencia se obtiene del análisis de estos patrones modales. En primera instancia, los candidatos naturales para la instalación de un estabilizador son los generadores con las mayores magnitudes en el patrón modal de velocidades del rotor.

Los vectores propios derechos proporcionan una indicación de la actividad de cada variable en un modo de oscilación determinado. Entonces, un patrón modal de

velocidades sólo proporciona una medida relativa de la observabilidad de un modo en variables del sistema. Una mejor indicación para la ubicación de una fuente de amortiguamiento debería contener también una medida de controlabilidad, relacionando variables y modos de oscilación.

La limitación del uso de los vectores propios para la ubicación de un estabilizador radica básicamente en que sus elementos son dependientes del escalamiento de cada variable. Otro punto importante es que la capacidad de los generadores no está representada directamente en dichos elementos. De hecho, existen casos donde la información proporcionada por estos vectores es inconsistente.

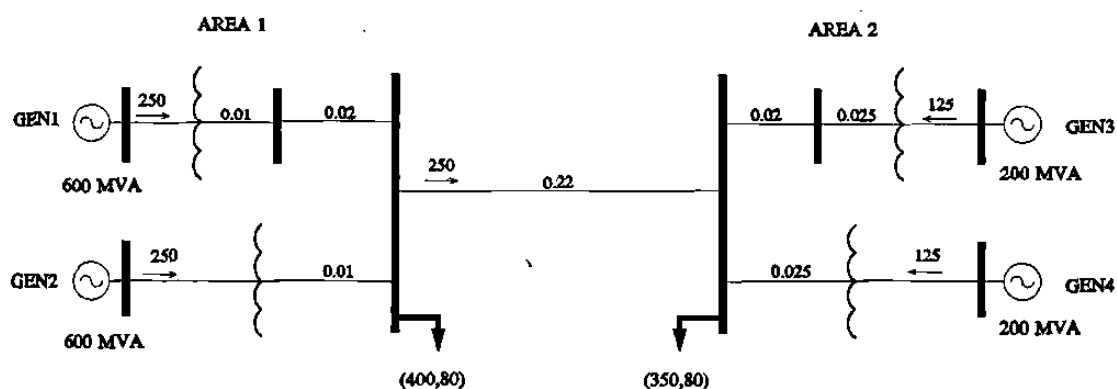


Figura 4.8 Sistema de potencia de dos áreas y cuatro máquinas.

Tabla 4.2 Ubicación de un ESP empleando el patrón modal de velocidades

Patrón modal ($\Delta\omega_j(s)$)	Modo de oscilación entre áreas		
	GEN3, 0.56 \angle 57	sin ESP	ESP en GEN3
GEN4, 0.60 \angle -111	$0.118 \pm j 6.824$	$-0.41 \pm j 6.73$	$-0.02 \pm j 6.92$

Considere por ejemplo el sistema de dos áreas y cuatro máquinas mostrado en la Figura 4.8. En este caso la atención se centra en el modo de oscilación local para el Area 2. Las máquinas GEN3 y GEN4 son de la misma capacidad (200 MVA) y tienen una potencia de salida de 200 y 50 MW respectivamente. La Tabla 4.2 presenta el patrón modal de velocidades y el modo de oscilación local para la condición antes y después de la instalación de un estabilizador en cada máquina.

De acuerdo a las desviaciones de velocidad modales, un estabilizador ubicado en GEN4 sería lo adecuado al presentar la mayor magnitud. Sin embargo, de la Tabla 4.2 es claro que ubicar el estabilizador en la máquina GEN3 sería una mejor opción, ya que se obtiene mayor amortiguamiento. Se concluye que la información de controlabilidad modal no está representada en la información del vector propio derecho.

4.4.2 Factores de Participación

En este método la selección del generador para aplicar un estabilizador se guía por el vector de factores de participación asociados al modo de oscilación considerado.

En comparación con los eigenvectores derechos, donde la magnitud de los elementos cambia con las unidades de las variables, los factores de participación son números adimensionales que son invariantes con los valores de las variables de estado. El factor de participación a través de la combinación de los eigenvectores derechos e izquierdos, ofrece una medida para evaluar la asociación entre variables de estado y modos de oscilación. De esta forma, el factor de participación p_{ki} , proporciona la participación relativa de la k -ésima variable de estado en el i -ésimo modo de oscilación.

Por otro lado, se puede demostrar que el factor de participación p_{ki} es igual a la sensibilidad del eigenvalor λ_i con respecto al elemento a_{kk} de la matriz de estado A del

sistema [65]. Si el índice k corresponde a la variable ω de cada generador, el elemento a_{kk} está asociado con el coeficiente de amortiguamiento correspondiente. De esta manera, un factor de participación mide el efecto de agregar un par de amortiguamiento puro sobre el modo de oscilación correspondiente. En otras palabras, p_{ki} cuantifica el impacto que tiene la modulación de la potencia de aceleración de la máquina k sobre el modo de oscilación λ_i , independientemente del tipo de control y señal de entrada utilizados.

Para el ejemplo de la sección 4.4.1, los factores de participación asociados a las desviaciones de velocidad del modo local para el Area 2 son = [GEN4:0.23 [5 GEN3:0.25 [-6]. La selección de la máquina para ubicar el estabilizador es guiada por el elemento de mayor magnitud del vector de participación, en este caso, el generador GEN3. En este ejemplo se utilizó como señal de entrada al estabilizador la desviación de velocidad del rotor ($T_1=0.1769$, $T_2=0.03$, $T_W=10$, $K_{esp}=8$).

Un punto interesante a observar de la Tabla 4.2 es que una vez que se instala el estabilizador en la máquina GEN4, el nivel de amortiguamiento que se consigue no es tan bueno como su factor de participación predice. De acuerdo a las magnitudes de los factores de participación, el nivel de amortiguamiento en ambos generadores debería ser muy similar con el ESP instalado. La explicación a esto se tiene al observar que los factores de participación no reflejan la información de las matrices **B** y **C** del modelo del sistema, ya que solo involucra el análisis de la matriz **A**. Una indicación más completa para ubicar estabilizadores debería incluir medidas de controlabilidad y observabilidad para las distintas señales disponibles en el sistema.

4.4.3 Residuos de Funciones de Transferencia

La técnica está basada en la ecuación (4.10), la cual expresa el cambio en el valor característico λ_i cuando un lazo de retroalimentación $H(s) = \varepsilon h(s)$ se ubica entre la

entrada y la salida de una función $G(s)$, $h(s)$ tiene una estructura definida y ε es un escalar.

$$\Delta\lambda_i = -R_i H(\lambda_i) \quad (4.10)$$

en esta ecuación, λ_i es un polo de $G(s)$ y R_i es su residuo asociado.

Sean λ_p, λ_i^* un par de eigenvalores, los cuales requieren un mayor amortiguamiento. El método investiga las funciones de transferencia $G^k(s)$, para los generadores de interés, buscando la función con el residuo R_i más grande asociado con λ_p, λ_i^* . Si $G^k(s)$ tiene el mayor residuo (R_i^k), entonces se considera al k -ésimo generador como el más adecuado para instalar un estabilizador.

Generalmente $G^k(s)$ se selecciona como la función de transferencia entre el voltaje de referencia del regulador automático de voltaje (V_{ref}) y la variable de entrada al estabilizador (y).

Una característica importante del residuo R_i^k es que se expresa como el producto de un factor de observabilidad del modo (c_i^k) y un factor de controlabilidad del modo (b_i^k) [37, 42]. En la ecuación (4.11) se observa que para obtener R_i^k para $k = 1, 2, \dots, n_g$ en la ecuación (4.11), sólo es necesario calcular los vectores propios derecho (u_i) e izquierdo (v_i) asociados con λ_i .

$$\begin{aligned} G^k(s) &= \underline{C}^k (s I - A)^{-1} \underline{B}^k = \underline{C}^k V^{-1} V (s I - A)^{-1} V^{-1} V \underline{B}^k = \\ &= \begin{bmatrix} \frac{-k}{c_1} & \frac{-k}{c_2} & \dots & \frac{-k}{c_n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \text{diag} \frac{1}{s - \lambda_i} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} b_1^k \\ b_2^k \\ \cdot \\ \cdot \\ b_n^k \end{bmatrix} = \sum_{i=1}^n \frac{R_i^k}{s - \lambda_i} \end{aligned} \quad (4.11)$$

donde

$$R_i^k = \underline{c}_i^k \underline{b}_i^k, \quad \underline{c}_i^k = \underline{C}^k V^{-1}, \quad \underline{b}_i^k = V \underline{B}^k, \quad V (sI - A)^{-1} V^{-1} = \left[\text{diag} \frac{1}{s - \lambda_i} \right]$$

Continuando con el ejemplo de la sección 4.4.1, las magnitudes normalizadas de los residuos de $\Delta\omega(s)/\Delta V_{\text{ref}}(s)$ asociados al modo de oscilación local para el Area 2 son [GEN3,1.0, GEN4, 0.3]. Al igual que los factores de participación, los residuos señalan al generador GEN3 como el más indicado para la ubicación del ESP. Si se considera un sistema lineal, los residuos proporcionan información relativa de la efectividad del control en distintas localizaciones. Para el caso analizado, por ejemplo, un ESP ubicado en GEN4 será igualmente efectivo que en GEN3, cuando su valor de ganancia sea de tres a cuatro veces la de GEN3.

Como un ejemplo ilustrativo, se considera el sistema de dos áreas y cuatro máquinas de la Figura 4.8. Para la condición mostrada se tiene una generación de 500 y 250 MW en las Areas 1 y 2 respectivamente, y un flujo en el enlace de 100 MW. La relación de capacidad entre las áreas es de 3 a 1. En todas las máquinas se considera un sistema de excitación del tipo estático con un valor de ganancia de 50 y una constante de tiempo de 0.01 segundos, inicialmente ninguna de las unidades tiene instalado un estabilizador de potencia. La atención se centra en el modo de oscilación entre áreas el cual es inestable para esta condición.

La Tabla 4.3 presenta valores de residuos asociados al modo de oscilación entre áreas calculados para tres señales de entrada distintas; desviaciones de velocidad ($\Delta\omega$), frecuencia terminal (Δf_t) y potencia de aceleración (ΔP_a). Se incluye para cada residuo sus correspondientes valores de observabilidad y controlabilidad. Para cada función de transferencia los valores se normalizan, ordenándose los valores en forma descendente. Para cada generador, el valor del residuo se ubica en la parte superior y el factor de

Tabla 4.3 Residuos de funciones $\Delta\omega/\Delta V_{ref}$, $\Delta Pa/\Delta V_{ref}$, $\Delta f_t/\Delta V_{ref}$

$\Delta\omega/\Delta V_{ref}$		$\Delta Pa/\Delta V_{ref}$		$\Delta f_t/\Delta V_{ref}$		Controlabilidad	
GEN3	1.0	GEN3	1.0	GEN3	1.0	GEN3	1.0
	1.0		1.0		1.0		
GEN4	0.48	GEN1	0.70	GEN4	0.63	GEN1	0.73
	0.72		0.96		0.96		
GEN1	0.23	GEN4	0.48	GEN1	0.23	GEN4	0.64
	0.32		0.71		0.31		
GEN2	0.1	GEN2	0.29	GEN2	0.1	GEN2	0.44
	0.22		0.66		0.26		
(entre-áreas, $0.04 \pm j5.02$), (Local Area 1, $-0.021 \pm j6.1$), (Local Area 2, $-0.03 \pm j6.95$)							

observabilidad en la parte inferior. Los factores de controlabilidad se presentan en las últimas dos columnas. La Tabla 4.4 presenta los elementos del patrón modal de velocidades (V) y el vector de participación (FP) asociados al modo de oscilación entre áreas.

Tabla 4.4 Elementos del vector derecho y de participación asociados a $\Delta\omega_1$

V	0.71	0.50	0.22	0.15
FP	0.24	0.13	0.08	0.04
MAQ	GEN3	GEN4	GEN1	GEN2

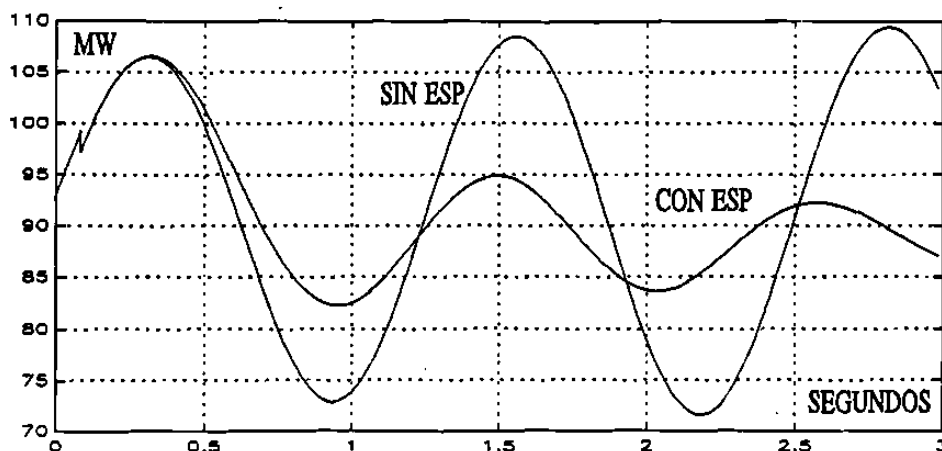


Figura 4.9 Comportamiento del enlace ante un cambio de carga de 10 MW en el Área 1.

Para cada señal de entrada, la posición de cada máquina en las listas de la Tabla 4.3 es distinta. La posición en la lista está determinada por el valor de residuo asociado, el cual está determinado a su vez por el producto de los factores de observabilidad y controlabilidad correspondientes. Por un lado, el factor de controlabilidad es fijo e independiente de la señal de entrada que utilice el estabilizador, básicamente función de las características particulares de cada máquina, en especial del tipo de sistema de excitación y valor de ganancia asociado ($V \underline{B}^k$). Por otro lado, los factores de observabilidad son función directa del contenido modal de la señal de entrada del estabilizador ($C^k V^{-1}$).

Para este caso, la máquina GEN3 presenta las mejores características de observabilidad y controlabilidad en los tres tipos de señal de entrada analizados. El caso opuesto ocurre con la máquina GEN2. Las máquinas GEN4 y GEN1 cambian su posición en la lista cuando se emplea la potencia acelerante como señal de entrada. Las desviaciones de velocidad de la unidad GEN4 son mayores que las asociadas a GEN1 (ver Tabla 4.4)

debido a la diferencia entre sus capacidades. Esta diferencia en capacidad establece una mayor sensibilidad de la potencia eléctrica vs ΔV_{ref} , lo cual resulta en una observabilidad mayor. Esta observabilidad mayor hace la diferencia entre GEN4 y GEN1 considerando que la controlabilidad de ambas es muy similar. Es interesante observar en la Tabla 4.4 que los elementos de mayor magnitud del vector derecho y del vector de participación corresponden a la unidad GEN3. Estos resultados complementan los valores de residuos calculados. La Figura 4.9 muestra el comportamiento del enlace antes y después de instalar un estabilizador en la máquina GEN3 ante un cambio de carga de 10 MW en el Area 1. El estabilizador utiliza una señal de velocidad con los siguientes parámetros: $T_1=0.3$, $T_2=0.03$, $T_W=10$, $K_{esp}=5$.

En ausencia de variaciones de potencia mecánica, existe una relación entre los residuos de las funciones $\Delta P_i^k(s)/\Delta V_{ref}^k$ y $\Delta \omega^k/\Delta V_{ref}^k$ definida por la ecuación (4.12). Los símbolos H^k y D^k representan la constante de inercia y la constante de amortiguamiento mecánico para el k-ésimo generador.

$$R_{P_i}^k = (2 H^k \lambda_i + D^k) R_{\omega}^k \quad (4.12)$$

La función $\Delta P_i(s)/\Delta V_{ref}$ ha sido ampliamente utilizada en el cálculo de residuos debido a que inherentemente contiene información del tamaño de la unidad [37,42]. Es intuitivo considerar en el caso de dos generadores estratégicamente localizados, que el de mayor capacidad tendrá un mayor impacto en el amortiguamiento de un modo de oscilación.

De hecho, ambas funciones de transferencia contienen la misma información acerca del tamaño de la unidad, pero las desviaciones de potencia eléctrica son más relevantes en máquinas de mayor capacidad. Por otro lado, las desviaciones de velocidad son más observables a medida que la capacidad de la unidad disminuye.

Es importante señalar que el uso de la ecuación (4.10) también puede llevar a resultados

incorrectos. Esta ecuación ofrece buenos resultados para el caso de ganancias del estabilizador pequeñas. En un caso real, $\Delta\lambda_i$ depende también de los otros modos del sistema, los cuales no son tomados en cuenta en esta ecuación. De esta forma, la selección basada en $\Delta\lambda_i$ debería ser mejor comparada con R_i , especialmente si la estructura de otros estabilizadores no es similar. Otra clasificación podría obtenerse exclusivamente de los factores de controlabilidad.

También pueden existir situaciones donde un valor característico tiene un valor de residuo grande a pesar de ubicarse en la vecindad de un cero de lazo abierto. Este hecho refleja las limitaciones al hacer uso de análisis incremental. Un valor de residuo grande indica que la derivada inicial de la trayectoria del polo es grande, pero no acierta a detectar que es atraída bruscamente por un cero cercano. Lo anterior se explica de la derivación formal de la ecuación (4.10), la cual establece [37]:

$$\lim_{\epsilon \rightarrow 0} \left[\frac{\Delta\lambda_i}{\epsilon} \right] = R_i h(\lambda_i) \quad (4.13)$$

De hecho, el polo es atraído por el cero independientemente de los parámetros del estabilizador. Si tal cero existe, el generador debe eliminarse de la lista de residuos.

Una manera de calcular ceros de lazo abierto es colocar una ganancia muy grande en el lazo del estabilizador y calcular los valores propios del sistema. La teoría del lugar de las raíces muestra que este valor característico es igual a un cero de lazo abierto para ganancias infinitas en el lazo de retroalimentación [71]. Otra situación interesante ocurre cuando un generador es clasificado en una posición importante en la lista de residuos y tiene actualmente instalado un estabilizador. Este hecho significa que el estabilizador debería ser sintonizado nuevamente.

Como ejemplo complementario considere el sistema de la Figura 4.10 [11]. El sistema

consiste de dos áreas de igual capacidad, todas las máquinas son de 900 MVA y cuentan con un sistema de excitación estático. La atención se centra en el modo de oscilación entre áreas, el cual es inestable para las dos condiciones de flujo en el enlace consideradas (A = 100 MW, B = 370 MW). La Tabla 4.5 presenta los valores característicos, los elementos del vector derecho (VD), factor de participación (FP) y de residuos (R_i) correspondientes. El interés se orienta en ubicar un estabilizador de potencia que mejore significativamente el amortiguamiento del modo de oscilación entre áreas. Se utiliza una señal de velocidad en el estabilizador.

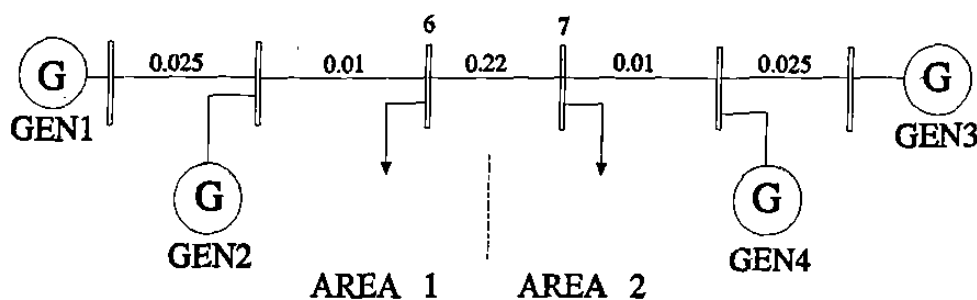


Figura 4.10 Sistema de prueba multimáquina.

Es interesante observar en la Tabla 4.5, que de acuerdo a las magnitudes de los elementos del vector derecho y de factores de participación, la mejor ubicación de un estabilizador sería la máquina GEN3, y de acuerdo al valor del residuo de la función $\Delta\omega/\Delta V_{ref}$ sería la máquina GEN4. La Tabla 4.5 presenta los valores característicos resultantes cuando se instala individualmente un estabilizador en cada máquina ($K_{esp} = 12$, $T_1 = 0.082$, $T_2 = 0.03$). De acuerdo a estos resultados, el valor del residuo acierta en definir la ubicación más adecuada del estabilizador. En el caso B, los tres vectores modales coinciden en la selección de la unidad GEN4. Es interesante observar, en el primer caso, que todas las máquinas presentan una actividad muy similar para esta condición (observar elementos del vector derecho). Sin embargo, en el segundo caso, las máquinas de área receptora (GEN3, GEN4) tienen una actividad predominante.

Tabla 4.5 Análisis modal de la oscilación entre áreas.

Caso A: Sin ESP, $P_C A1 = 1240$ MW, $P_C A2 = 1500$ MW (Local A1 $-0.87+j6.81$), (Local A2 $-0.81+j6.92$), (Entre áreas $0.03+j3.14$)					
MAQ	VD	FP	R_i	$R(\Delta V_7/\Delta V_{ref})$	$ \Delta V_7/\Delta V_{ref} $
GEN1	0.42	0.13	0.48	0.47	0.49
GEN2	0.33	0.09	0.73	0.93	0.97
GEN3	0.45	0.14	0.52	0.48	0.49
GEN4	0.41	0.12	1.0	1.0	1.0
Modo entre áreas: (ESP en GEN3, $-0.09+j3.11$), (ESP en GEN4, $-0.2+j3.14$)					
Caso B: Sin ESP, $P_C A1 = 970$ MW, $P_C A2 = 1770$ MW (Local A1 $-0.74+j6.83$), (Local A2 $-0.69+j6.96$), (Entre áreas $0.02+j2.26$)					
MAQ	VD	FP	R_i	$R(\Delta V_7/\Delta V_{ref})$	$ \Delta V_7/\Delta V_{ref} $
GEN1	0.13	0.06	0.10	0.29	0.26
GEN2	0.06	0.03	0.15	0.94	0.71
GEN3	0.38	0.18	0.28	0.29	0.22
GEN4	0.41	0.19	1.0	1.0	1.0
Modo entre áreas: (ESP en GEN3, $-0.04+j2.24$), (ESP en GEN4, $-0.2+j2.26$)					

La selección de la máquina GEN4 en los casos analizados, está ponderada en mayor medida por la capacidad de modulación de la carga y en consecuencia de la potencia acelerante de las unidades. Esto puede justificarse a través de los residuos y magnitudes de la función $\Delta V_7(s)/\Delta V_{ref}(s)$, los cuales se indican en la Tabla 4.5. La carga del área

receptora está ubicada en la barra 7. En ambos casos, la máquina GEN4 presenta el valor mayor. En el caso A, los valores indican una relación de capacidad de control de 2 a 1 entre las máquinas GEN3 y GEN4 y en el segundo caso una relación de 3 a 1. Esto indica que un estabilizador en GEN3, con el doble de ganancia del estabilizador instalado en GEN4, proporcionará aproximadamente el mismo amortiguamiento, lo cual se observa en los valores presentados en la Tabla 4.5, los cuales a su vez se calculan para el mismo valor de ganancia.

4.4.4 ESP Ideal

Una compensación perfecta para la función GEP(s) puede representarse por una ganancia k_i entre la velocidad ω_i y el voltaje E'_{qi} como se muestra en la Figura 4.11. Esto representaría el comportamiento *ideal* de un ESP (ver ecuación (4.7)).

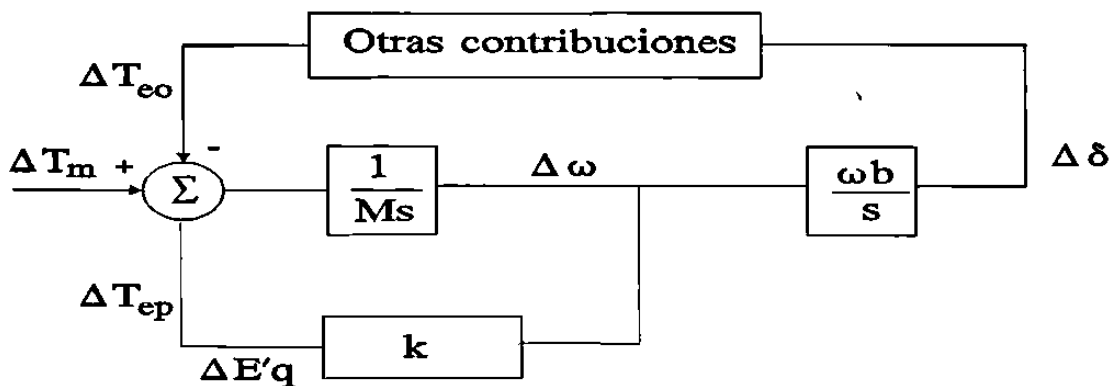


Figura 4.11 Representación del ESP *ideal*.

En este método, la efectividad de la estabilización de un ESP se mide por la sensibilidad de la parte real de los valores propios de interés a la ganancia k_i . Desde el punto de vista de simulación, una buena aproximación de este comportamiento *ideal* del ESP se obtiene al asignar un valor pequeño a la constante de T'_{do} e incluir un ESP del tipo $ESP(s)=k$.

Esta aproximación considera que el atraso de fase de la función GEP(s) corresponde a

la función entre E'_q y E_{fld} . Esta consideración es generalmente válida, particularmente con excitadores del tipo estático.

En forma individual, el método ubica en cada máquina un ESP *ideal* y evalúa la sensibilidad respectiva. La mejor opción para ubicar un ESP está asociada al generador con la mayor sensibilidad mayor. El método considera que un diseño adecuado del estabilizador logrará el amortiguamiento deseado.

Para el sistema y las condiciones de la Figura 4.8, la Tabla 4.6 muestra la variación de la parte real del eigenvalor asociado al modo de oscilación entre áreas como consecuencia de ubicar un ESP ideal en cada uno de los generadores. Los resultados son del mismo orden que los obtenidos en los apartados anteriores, el GEN3 es el mejor candidato para ubicar un ESP.

Un procedimiento muy similar al del ESP *ideal* consiste en agregar un término de amortiguamiento puro en cada máquina a través del coeficiente de amortiguamiento mecánico D evaluar su impacto en la parte real del eigenvalor de interés. La Tabla 4.6 presenta los resultados obtenidos de este procedimiento en el sistema de la Figura 4.8. Para este caso, los resultados que se obtienen de ambas técnicas son muy similares.

Tabla 4.6 Ubicación de un estabilizador por el ESP ideal

GEN	$\Delta\sigma$, ESP <i>ideal</i>	$\Delta\sigma$, $D = 20$ p.u.
GEN1	-0.1	-0.029
GEN2	-0.1	-0.013
GEN3	-0.35	-0.279
GEN4	-0.153	-0.14

Sin embargo, el término D no considera la dinámica debida a las variaciones del voltaje interno E'_q la cual puede ser significativa. En este sentido, el ESP *ideal* representa de manera más fiel la dinámica real un estabilizador de potencia.

4.5 Característica de fase

Para proporcionar amortiguamiento, el estabilizador debe producir una componente de par eléctrico en fase con las variaciones de velocidad. Entonces, la función de transferencia del estabilizador deberá tener una característica de fase apropiada para compensar el atraso de fase entre la entrada al sistema de excitación y el par eléctrico.

La característica de fase a ser compensada cambia con las condiciones del sistema. Esto obliga a seleccionar una característica de fase aceptable en un rango de frecuencias y ante diferentes condiciones del sistema. Lo anterior puede resultar en un amortiguamiento menor al óptimo para una frecuencia específica.

De acuerdo a la Figura 4.1, el ESP debe operar a través de la función $GEP(s)$. La variación de $GEP(s)$ con la ganancia del sistema de excitación, la potencia de salida del generador y la fortaleza del sistema de potencia juega un papel muy importante en los requerimientos de sintonización del ESP. Las características básicas de esta función son;

- La característica de fase de $GEP(s)$ es muy cercana a las características de fase de lazo cerrado del regulador de voltaje.
- La ganancia de $GEP(s)$ se incrementa con la carga del generador
- La ganancia de $GEP(s)$ se incrementa a medida que se tiene una conexión más robusta. Este efecto se amplifica con las ganancias de los reguladores de voltaje.
- El atraso de fase se incrementa a medida que el sistema es más robusto.

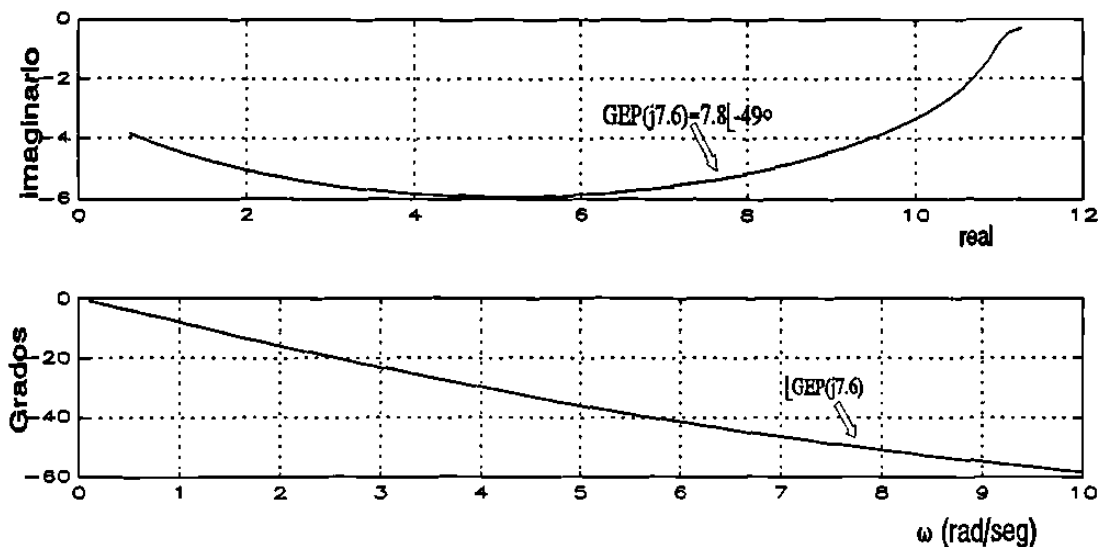


Figura 4.12 Respuesta de frecuencia para $GEP(s)$

La característica de fase a compensar es el punto de partida para lograr un incremento de amortiguamiento en las oscilaciones de interés. Esta información, junto con las características de la señal de entrada determinan la estructura y los parámetros de tipo de control a utilizar. En los siguientes apartados se presentan distintas técnicas para calcular la información de fase requerida por el ESP.

4.5.1 Lazo de Control Par-Angulo

Para producir amortiguamiento, el ESP debe producir una componente de par eléctrico en fase con la velocidad. Basado en este concepto, el procedimiento evalúa la característica de fase de la función $GEP(s)$ en el rango de frecuencias de las oscilaciones electromecánicas. El sistema de potencia es modelado a través del lazo de control par-ángulo como lo ilustra la Figura 4.1. Este procedimiento ha sido ampliamente utilizado en el pasado para la sintonización de estabilizadores de potencia [43,31].

Para determinar la compensación de fase requerida, se debe calcular la respuesta de frecuencia entre la entrada del sistema de excitación y el par eléctrico del generador. El cálculo debe considerar el ángulo del generador constante para eliminar el efecto retroalimentado de las variaciones del ángulo del rotor causados por cambios en el par eléctrico. Los parámetros del ESP se seleccionan de manera de proporcionar la compensación requerida.

Para el sistema descrito en la Tabla 4.1 y considerando excitadores del tipo estático, la Figura 4.12 muestra la curva de respuesta de frecuencia para la función GEP. A la frecuencia de oscilación electromecánica, el valor de $GEP(j\omega_a)$ es igual a $7.8 \angle -49^\circ$.

4.5.2 Lazo de Control del Regulador de Voltaje [60]

Este procedimiento se fundamenta en el criterio de estabilidad de Nyquist. A partir de la respuesta a la frecuencia de la función de lazo abierto y de su gráfica polar, se determinan los requerimientos de fase de la función de transferencia del ESP para estabilizar el sistema.

La Figura 4.13 muestra el diagrama de bloques que describe la dinámica completa del sistema de potencia a través del lazo de control del regulador de voltaje de un generador. Los bloques $RAV(s)$ y $ESP(s)$ corresponden a las funciones de transferencia del regulador automático de voltaje y al estabilizador de potencia respectivamente. Las funciones $F_1(s)$ y $F_2(s)$ relacionan el voltaje de campo con el voltaje terminal y la variable utilizada como entrada al estabilizador.

Para el mismo ejemplo de la sección anterior, y teniendo como señal de entrada la variación de velocidad, la Figura 4.14 muestra la gráfica polar de la función de transferencia $\Delta\omega(s)/\Delta V_{ref}(s)$. En este caso se tiene un par de valores propios ($P_o = 2$) inestables, y de acuerdo al criterio de Nyquist ($P_c = P_o + N$), la gráfica de la función

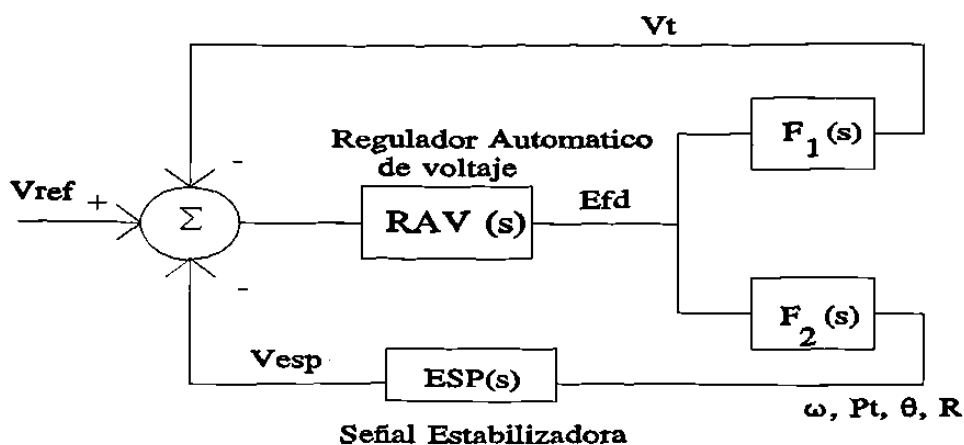


Figura 4.13 Lazo de control del regulador de voltaje.

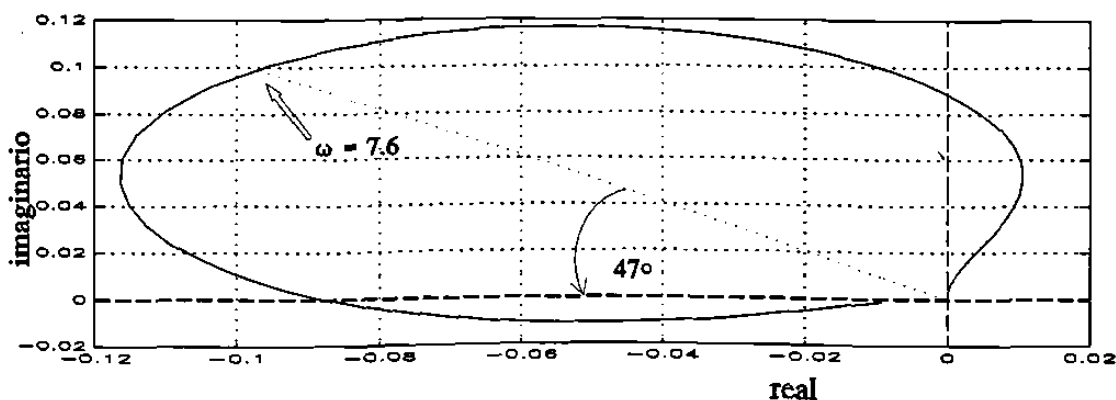


Figura 4.14 Respuesta a la frecuencia para $\Delta\omega(s)/\Delta V_{ref}(s)$.

de transferencia de lazo abierto $\Delta\omega(s)/\Delta V_{ref}(s)$ deberá encerrar el punto $(-1,0)$ del plano complejo ($N=-2$) en una dirección contraria a las manecillas del reloj para asegurar estabilidad del sistema de lazo cerrado ($P_c = 0$). De esta manera, el bloque del ESP deberá compensar aproximadamente 47° a la frecuencia de 7.6 rad/seg, como se muestra en la Figura 4.14. Este valor es similar al obtenido del análisis del lazo par-ángulo.

4.5.3 Residuos [60,37]

En la ecuación (4.10), el desplazamiento para $\Delta\lambda_i$ que corresponde a un incremento máximo de amortiguamiento se obtiene en la dirección $j\omega_a$, es decir con ω_n constante. Si se considera un modo de oscilación con un valor pequeño de amortiguamiento, se tiene que $\lambda_i = j\omega_a$, y entonces:

$$\Delta\lambda_i|_{\omega_n = cte} = -\omega_a \Delta\xi \quad (4.14)$$

De esta forma la función de retroalimentación $H(j\omega_a)$ deberá satisfacer

$$H(\lambda_i) = H(j\omega_a) = -\frac{\omega_a}{R_i} \Delta\xi \quad (4.15)$$

De la ecuación (4.15) se obtiene la característica de fase requerida para la función $H(s)$

$$\Delta H(j\omega_a) = \pi - \Delta R_i \quad (4.16)$$

La función $H(s)$ representa la función de transferencia del ESP y el ángulo de la ecuación (4.16), la cantidad de fase a compensar con el ESP de manera de obtener un desplazamiento para λ_i a la izquierda y en paralelo al eje real del plano complejo.

Para el mismo caso de la sección anterior, el residuo de la función $\Delta\omega(s)/\Delta V_{ref}(s)$ asociado al modo local de oscilación es igual a 0.14 [132°. De acuerdo al residuo, el ángulo a compensar por el ESP para obtener un máximo amortiguamiento debe ser de 48°. Este valor es congruente con los valores obtenidos en las dos secciones anteriores.

4.6 Selección de la señal de entrada

En los primeros estudios de oscilaciones entre máquinas la elección de la señal de entrada se orientó naturalmente hacia la velocidad angular del rotor, debido a su relación directa con el amortiguamiento. A la fecha, diferentes señales han sido utilizadas

con diverso éxito. Localmente, las más comúnmente utilizadas han sido la velocidad angular del rotor, la potencia eléctrica, la frecuencia nodal, la potencia acelerante o una combinación de éstas. En forma remota, se ha usado el flujo de potencia real, la impedancia aparente y la diferencia de velocidad entre rotores. Algunas señales son sintéticas, como la señal de frecuencia derivada del voltaje E_q de la máquina y usada localmente.

Existen varias características importantes que deberán tener las señales del sistema de potencia para ser efectivas en el amortiguamiento de oscilaciones. En primer lugar, la señal seleccionada debe *ver* adecuadamente el modo de oscilación de interés. La magnitud del i -ésimo modo de oscilación en la señal utilizada es una medida de su efectividad para el control de amortiguamiento.

Otra característica importante de la señal de entrada son los efectos adversos en otros elementos del sistema de potencia. Estos efectos secundarios son originados por componentes de alta frecuencia o ruido en la señal o en la dinámica de otros componentes. Por ejemplo, la excitación de modos de oscilación torsionales del grupo turbina-generador puede producir una interacción eléctrico-mecánica peligrosa. Estos modos de oscilación son excitados por las frecuencias torsionales presentes en la señal de velocidad de unidades térmicas. La solución en estos casos es utilizar filtros en la entrada del controlador para eliminar las componentes de la señal no deseadas.

Al seleccionar la señal de entrada, los requerimientos de compensación de fase son un punto clave. Para una señal ideal, los requerimientos son constantes en el rango de frecuencias de los modos de oscilación dominantes del sistema. En este caso, la selección de los parámetros del control sería directa. En este sentido, el ajuste fino de la característica de fase no es tan importante como su ancho de banda. Generalmente un atraso de fase a la frecuencia de oscilación de interés es aceptable debido a que se incrementan los pares sincronizantes entre máquinas, elevando consecuentemente la

frecuencia de oscilación.

Para una señal de entrada específica, la capacidad y tipo del equipo donde se instala el controlador y su ubicación, determinan la *controlabilidad* de un modo de oscilación específico. La *controlabilidad* es una medida del efecto de un controlador en un modo de oscilación dado. Para el caso particular de un ESP, está determinada por las características del generador donde se instala; ubicación, tipo de sistema de excitación y capacidad.

Las siguientes secciones analizan varias señales locales y remotas de entrada a un ESP y evalúan su impacto en los modos de oscilación locales y entre áreas. La comparación entre señales se realiza en función de las características mencionadas y de distintos índices desarrollados y otros factores importantes.

4.6.1 Señales Locales

El sistema máquina-barra infinita cuyos datos se presentan en la Tabla 4.7, tiene un par de valores propios inestables que deben ser corregidos. La Tabla 4.8 presenta información obtenida de la respuesta a la frecuencia para $\Delta u(s)/\Delta V_{ref}(s)$ y $\Delta V_{esp_u}(s)/\Delta V_{ref}(s)$, donde u representa la velocidad angular, frecuencia terminal, potencia acelerante y frecuencia derivada del voltaje sintético Eq.

Tabla 4.7 Parámetros del sistema de prueba.

$X_e=0.36, P_g=250, X_d=0.9067, X_q=0.8667, X'_d=0.12, X''_q=X''_d=0.0867,$ $H=11.52, T'_{do}=8.5, T''_{do}=0.03, T''_{qo}=0.90, K_a=25, T_a=0.05$
Modo de oscilación local sin ESP: $+0.433 \pm j 4.15$

Se presenta la fase a compensar por el ESP (θ_{esp}), el residuo (R_i, θ_R), factor de observabilidad (c_u) y factor de controlabilidad (b_u) asociado al modo de oscilación local y los límites de ganancia para el estabilizador (K_{max}, K_{min}) y la relación entre ellos (r_k).

Este ejemplo será utilizado como base para ilustrar las diferencias básicas entre los distintos tipos de señales locales consideradas. Se analizan, por supuesto, características particulares no consideradas en los resultados del ejemplo.

Tabla 4.8 Información de $\Delta u(s)/\Delta V_{ref}(s)$ y $\Delta V_{esp_u}(s)/\Delta V_{ref}(s)$ para diferentes señales

u	θ_{esp}	R_i	θ_R	c_u	b_u	K_{min}	K_{max}	r_k	λ	k_{pss}
ω	70	0.031	108	0.014	2.4	5.50	100	18.2	$-39 \pm j4.08$	10
f(Vt)	80	0.025	100	0.011	2.4	5.60	35.7	6.35	$-39 \pm j4.14$	10
Pa	-20	3.000	-167	1.400	2.4	0.18	8.33	46.3	$-37 \pm j4.06$	0.3
f(Eq)	80	0.012	100	0.006	2.4	15.0	273	18.2	$-52 \pm j4.37$	30

4.6.1.1 Velocidad angular

Desde los años sesentas, la señal de velocidad del rotor ha sido usada con éxito en unidades hidráulicas. Entre las consideraciones importantes en el diseño de equipo para la medición de velocidad está la minimización de ruido causada por vibraciones de la flecha. Los niveles de ruido aceptables son dependientes de la frecuencia, el ruido de baja frecuencia no puede ser eliminado por filtros eléctricos convencionales, su eliminación debe ser inherente al método de medir la señal de velocidad. Esto se consigue sumando distintas mediciones alrededor de la flecha. En algunas máquinas, en posiciones de la compuerta abajo del 70 %, la señal de estabilización se desconecta

automáticamente para prevenir una modulación excesiva del voltaje de campo debida a vibraciones generadas en la turbina por aperturas parciales de la compuerta.

La aplicación de estabilizadores con señal de velocidad en unidades térmicas impone una especial atención sobre los efectos torsionales en la flecha. El estabilizador mientras amortigua las oscilaciones del rotor puede causar inestabilidad de los modos torsionales de la turbina. Este problema eventualmente se soluciona sensando la velocidad en una posición sobre la flecha donde las componentes de los modos torsionales críticos sean reducidas. Adicionalmente se incluye un filtro para atenuar las componentes torsionales.

Debido a la necesidad de usar filtros torsionales en unidades térmicas, este tipo de señal sufre de ciertas limitaciones las cuales complican su diseño y restringen su efectividad. El atraso de fase que introduce el filtro tiene un efecto que reduce la estabilidad del modo asociado al sistema de excitación y generador (modo del excitador [6,31]), de esta manera se impone un límite máximo en la ganancia del estabilizador. En muchos casos, esto es demasiado restrictivo y limita la efectividad global del estabilizador para amortiguar las oscilaciones del sistema. Adicionalmente, el estabilizador tiene que ser diseñado en forma particular para cada tipo de unidad generadora dependiendo de sus características torsionales.

Para el caso analizado en la Tabla 4.8, la Figura 4.15 muestra la trayectoria en el plano complejo de los dos polos dominantes del sistema. La gráfica muestra que la estabilidad se mantiene para $5.5 < K_{esp} < 100$. Ganancias mayores a 100 hacen inestable el modo del excitador mientras que ganancias menores que 5.5 hacen lo mismo con el modo electromecánico. Esto se observa en la gráfica polar $\Delta V_{esp_{\omega}(s)}/\Delta V_{ref}(s)$, también mostrada en la Figura 4.15. Los cruces de la gráfica con el eje real se presentan en -1.82 y -0.1 para las frecuencias de 4.2 y 15.6 respectivamente. La estabilidad del sistema se mantiene si la ganancia del estabilizador se encuentra dentro del rango determinado por las relaciones $10/1.82$ y $10/0.1$, donde 10 es la ganancia utilizada en la gráfica. La gráfica

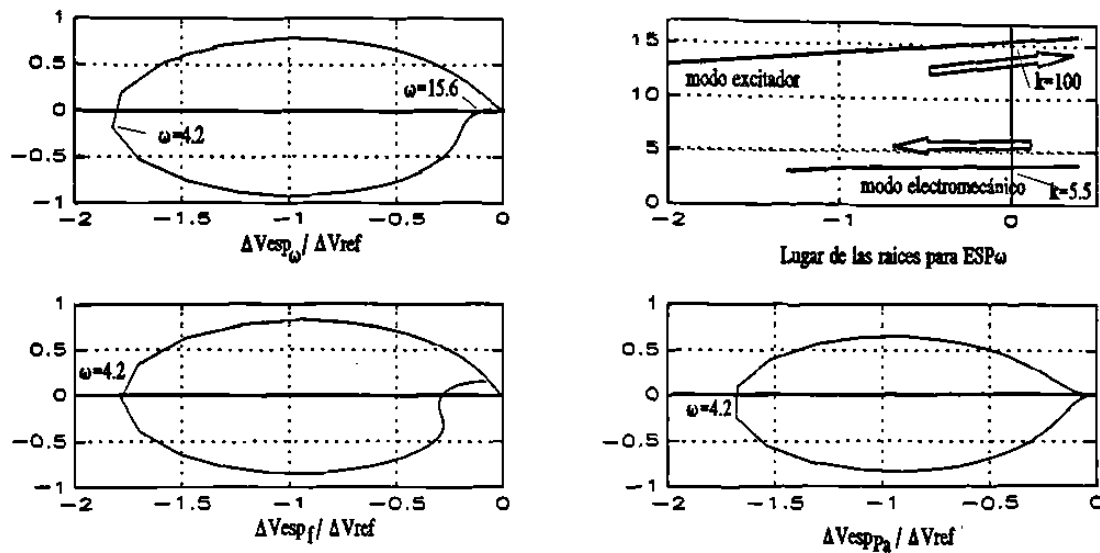


Figura 4.15 Respuestas de frecuencia $V_{esp}(s)/V_{ref}(s)$ para distintas señales.

polar indica que la trayectoria de las raíces cruzan el eje $j\omega$ en los puntos 4.2 y 15.6 para valores de K_{esp} de 5.5 y 100 respectivamente.

En la Figura 4.15 debe notarse que al encerrar el punto $(0,-1)$, la gráfica polar debería ser aproximadamente simétrica con respecto al eje real de manera de tener un margen de fase adecuado. Una vez que se tiene la compensación de fase correcta, los valores de ganancia para el ESP no son críticos considerando los márgenes de estabilidad.

4.6.1.2 Frecuencia terminal

Aunque puede parecer que la frecuencia y la velocidad angular son señales similares, su comportamiento es diferente y sólo en casos especiales son iguales. La frecuencia en un punto del sistema depende de todos los generadores conectados al sistema, ponderando su efecto a través de la distancia eléctrica al punto de interés.

De la Tabla 4.8, el rango de valores de ganancia del estabilizador es $5.6 < K_{esp} < 35.7$. Debe notarse que la relación entre estos valores de ganancia ($35.7/5.6$) es considerablemente menor que la obtenida con la señal de velocidad. Estos resultados indican que la señal de frecuencia del nodo terminal del generador resulta en márgenes de ganancia reducidos comparados con la señal de velocidad del rotor del generador.

Una característica importante de la señal de frecuencia es que incrementa su sensibilidad a las oscilaciones del rotor a medida que el sistema de transmisión externo se debilita, lo cual compensa la reducción en ganancia de la función GEP(s). De aquí que la ganancia de estabilizador con señal de frecuencia puede ser ajustada para obtener su mejor comportamiento ante condiciones más desfavorables de la red de transmisión, donde se requiere más la contribución del estabilizador.

Adicionalmente, la señal de frecuencia es más sensitiva a modos de oscilación entre plantas que a modos que involucran unidades individuales, incluyendo aquellos modos de oscilación entre unidades dentro de una planta. Como una consecuencia, es posible obtener contribuciones de amortiguamiento mayores para modos de oscilación entre plantas o áreas que las que se obtendrían con la entrada de velocidad. Un ejemplo de esto se presenta en la sección 4.6.3.

La señal de velocidad del rotor puede también generarse de la medición de frecuencia de un voltaje sintético $E_q = V_t + jX_q I$. Esta señal presenta un mejor comportamiento que la señal de velocidad, considerando los márgenes de ganancia del estabilizador. Adicionalmente, los requerimientos de fase para éstas dos señales son prácticamente iguales. Los resultados de la Tabla 4.8 indican que el voltaje E_q es superior a la frecuencia del nodo terminal del generador como señal de entrada al estabilizador.

Sin embargo, la señal de frecuencia presenta las siguientes desventajas:

- i) Durante un transitorio rápido, la señal de voltaje, de la cual se deriva la señal de frecuencia, experimenta un repentino cambio de fase, Esto produce un pico en el voltaje de campo, el cual se refleja en las variables de salida del generador.
- ii) La señal de frecuencia frecuentemente contiene ruido del sistema de potencia causado por grandes cargas industriales como hornos de arco. En muchos casos estos niveles de ruido han limitado el uso de la frecuencia como señal de entrada al estabilizador.

4.6.1.3 Potencia acelerante

El uso de la potencia acelerante como una señal de entrada al estabilizador ha recibido considerable atención debido a su inherente bajo nivel de interacción torsional. Por otro lado, considerando que el sistema de estabilización debe compensar los atrasos de fase producidos por el generador y el sistema de excitación, resulta interesante considerar la utilización de la potencia de aceleración que tiene un adelanto natural de 90 grados con respecto a la velocidad. De esta forma los requerimientos de la red compensadora en el estabilizador cambian al tener un adelanto natural en la señal.

$$\begin{aligned}
 K s \Delta\omega &= \Delta P_a = \Delta P_m - \Delta P_e \\
 \Delta P_a &= K \Delta\omega \angle 90^\circ
 \end{aligned}
 \tag{4.17}$$

El problema con la potencia acelerante (P_a) es que se determina a partir de dos componentes, la potencia eléctrica (P_e) que se puede obtener sin problemas y la potencia mecánica (P_m) que es difícil de medir. Es importante señalar que la potencia mecánica tiene cambios lentos comparados con la dinámica de la potencia eléctrica, de esta forma si se considera que la potencia mecánica no sufre cambios ($\Delta P_m \approx 0$), la señal de entrada es el negativo de la potencia eléctrica del generador. Esto se ha utilizado

en diversas aplicaciones. Sin embargo, cuando la potencia mecánica cambia de manera importante por la acción del gobernador y la turbina, por ejemplo, en el valvuleo rápido o en el control automático de generación, el no considerar esta variación de potencia puede presentar problemas.

Actualmente es posible a través de señales de potencia eléctrica y velocidad obtener una señal de entrada al estabilizador que permite eliminar los problemas asociados con la excitación de modos de oscilación torsionales, sin requerir un filtro por este motivo. Adicionalmente, con este procedimiento es posible tomar en cuenta las variaciones de potencia mecánica que se pueden tener en la unidad como resultado del control automático de generación, evitando de esta manera desviaciones en el voltaje y cambios en la generación de reactivos de la unidad [46,65].

En la actualidad, la potencia acelerante es considerada la mejor señal para estabilización vía el control de la excitación. Para el modo de oscilación local presentado en la Tabla 4.7, los resultados de la Tabla 4.8 muestran una clara diferencia con respecto a las otras señales presentadas. La relación de ganancias para el ESP es considerablemente mayor y los requerimientos de fase son mucho menores. Adicionalmente, el factor de observabilidad es casi 100 veces mayor que el asociado con la señal de velocidad.

4.6.1.4 Potencia Eléctrica

La utilización de potencia eléctrica como señal de entrada al estabilizador es atractiva sólo cuando no se presentan cambios importantes en la potencia mecánica o se considera una dinámica lenta. Esta situación se aprovecha para obtener una señal de velocidad sin tener que recurrir a la medición directa y también, como se mencionó anteriormente, para obtener una señal de potencia acelerante equivalente ($\Delta P_a = -\Delta P_e$). En el primer caso, la ventaja es que se tiene una atenuación de los modos de oscilación torsionales de la flecha del grupo turbina-generador. Esto como resultado de que la máquina es un

filtro para las componentes de alta frecuencia. De acuerdo a la ecuación (4.17), la señal de velocidad que se obtiene es:

$$\frac{\Delta\omega(s)}{\omega_o} = - \frac{\Delta P_e(s)}{2Hs}$$

En el segundo caso, la ventaja es no tener que medir la potencia mecánica.

4.6.2 Señales remotas

El uso de señales remotas generalmente se recomienda para incrementar la observabilidad de cierto modo de oscilación, particularmente modos de oscilación entre áreas. A la fecha, esta práctica no es muy atractiva debido al equipo de comunicación requerido. Normalmente se aborda después que todas las otras posibilidades de control descentralizadas no se justifican plenamente.

En un futuro cercano, a medida que se incremente el intercambio de potencia entre áreas, y las interacciones entre máquinas hagan lo propio, las características del sistema pueden alcanzar tal punto que algún tipo de control centralizado y la red de comunicación asociada serán necesarios. El rápido desarrollo de nuevas tecnologías y la evolución de las redes de telecomunicaciones proveen la posibilidad de comunicaciones confiables para propósitos de control.

Descomposición modal aproximada

En el diseño de controles es necesario contar con herramientas analíticas y métodos de verificación en campo que permitan entender adecuadamente su comportamiento. Estos controles deben operar satisfactoriamente en presencia de varios modos de oscilación y en un rango amplio de condiciones del sistema. La selección de la señal de entrada es

un aspecto importante en el diseño del controlador. En el caso de controladores usados para incrementar el amortiguamiento, las señales de velocidad no son necesariamente la mejor selección. En esta sección se analizan distintos índices que permiten evaluar cuantitativamente el comportamiento del control y al mismo tiempo ofrecen información para comprender mejor los resultados de simulaciones de un sistema completo, asimismo permiten especificar pruebas de campo para verificar los aspectos esenciales de funcionamiento del controlador.

La técnica de descomposición multimodal permite determinar los efectos incrementales de un controlador en cada modo de oscilación del sistema [44]. La técnica está basada en una descomposición modal aproximada para sistemas con múltiples modos de oscilación y una sola entrada, es una generalización del análisis par-ángulo originalmente desarrollado para sistemas básicos máquina barra infinita [6,31] (sección 4.3).

La técnica considera que los modos de oscilación de interés tienen poco amortiguamiento y que el impacto del control en el patrón modal de velocidades y en la frecuencia de oscilación es pequeño. Estas consideraciones permiten el cálculo de información clave que permite comprender mejor el impacto de la selección de la señal de entrada y el diseño del control para lograr amortiguamiento.

El sistema como el mostrado en la Figura 4.15 (a) se define mediante:

$$\begin{aligned} s I \underline{x} &= A \underline{x} + B u \\ y &= C \underline{x} + D u \end{aligned} \quad (4.18)$$

Se considera que el vector de estado \underline{x} se ordena como:

$$\underline{x} = [\Delta\delta_1 \dots \Delta\delta_2 \quad \Delta\omega_1 \dots \Delta\omega_2 \quad \underline{z}^T]^T$$

donde $\Delta\delta_j$ y $\Delta\omega_j$ representan el ángulo y la velocidad del generador j respectivamente, y \underline{z} es el vector del resto de variables de estado. Las matrices A y B son de la forma

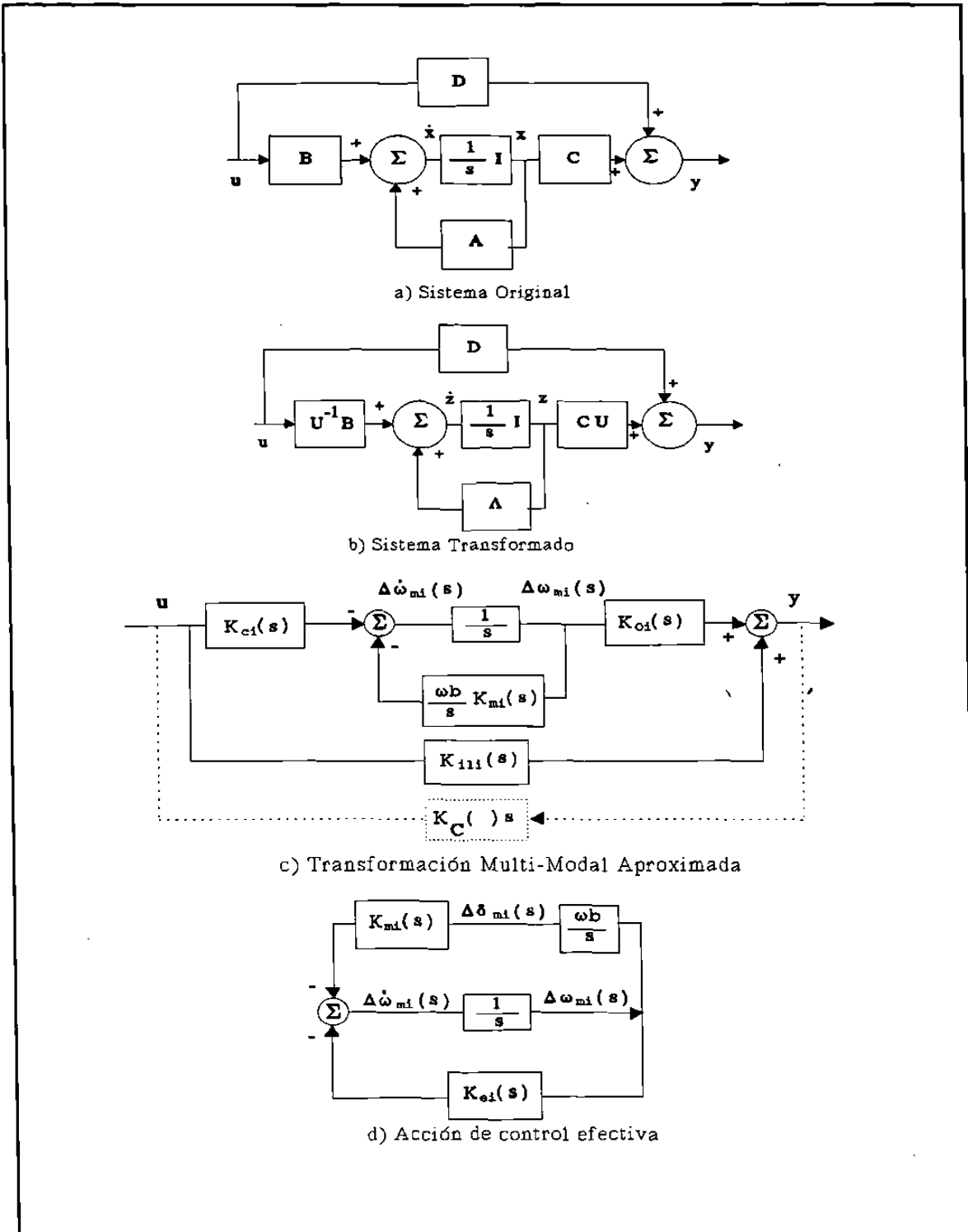


Figura 4.16 Esquema de Descomposición Modal Aproximada.

$$A = \begin{bmatrix} 0 & \omega_b I & 0 \\ A_{21} & A_{22} & A_{23} \\ A_{31} & A_{32} & A_{33} \end{bmatrix}, \quad B = \begin{bmatrix} 0 \\ B_2 \\ B_3 \end{bmatrix} \quad (4.19)$$

donde I es la matriz identidad, ω_b es la velocidad base en rad/seg. La matriz A_{21} representa el efecto de sincronización de la red normalizado con respecto a las inercias de las máquinas. Las interacciones entre máquinas y los modos de oscilación asociados están determinados en gran medida por las matrices A_{21} y A_{22} , representando los efectos de sincronización y amortiguamiento independiente de cualquier otra variable de estado.

La descomposición modal es una transformación basada en la descomposición modal de la matriz A_{21} . Sea U la matriz de vectores derechos de A_{21} con $V = U^{-1}$ y $V^{-1} A_{21} V = \Lambda$, donde Λ es una matriz diagonal cuyos elementos son los coeficientes de sincronización modales normalizados. Se define la transformación T^{-1}

$$\underline{x}_m = T^{-1} \underline{x}, \quad T = \begin{bmatrix} U & 0 & 0 \\ 0 & U & 0 \\ 0 & 0 & I \end{bmatrix} \quad (4.20)$$

que aplicada al sistema original de la ecuación (4.18) resulta en

$$\begin{aligned} \dot{\underline{x}}_m &= T^{-1} A T \underline{x}_m + T^{-1} B u = A_m \underline{x}_m + B_m u \\ y &= C T \underline{x}_m + D u = C_m \underline{x}_m + D u \end{aligned} \quad (4.21)$$

Los ángulos y velocidades en el nuevo sistema de la ecuación (4.21) representan variables modales. La matriz A_m tiene ahora la estructura

$$A_m = \begin{bmatrix} 0 & \omega_b I & 0 \\ \Lambda & A_{m22} & A_{m23} \\ A_{m31} & A_{m32} & A_{m33} \end{bmatrix} \quad (4.22)$$

Para cada modo de oscilación λ_i con frecuencia modal ω_i , las variables de estado son arregladas tales que la frecuencia $\Delta\omega_i$ y ángulo $\Delta\delta_i$ modales sean las primeras variables de estado, entonces de acuerdo a esto se tiene que;

$$\begin{bmatrix} \Delta\dot{\delta}_{mi} \\ \Delta\dot{\omega}_{mi} \\ \dot{z}_{mi} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & \omega_b & 0 \\ -k_{mi} & -d_{mi} & -A_{d23} \\ A_{d31} & A_{d32} & A_{d33} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\delta_{mi} \\ \Delta\omega_{mi} \\ z_{mi} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ -B_{d2} \\ B_{d3} \end{bmatrix} u \quad (4.23)$$

$$y = \begin{bmatrix} C_{d1} & C_{d2} & C_{d3} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\delta_{mi} \\ \Delta\omega_{mi} \\ z_{mi} \end{bmatrix} + Du$$

donde k_{mi} y d_{mi} son los coeficientes de sincronización y amortiguamiento modales aproximados. El vector z_{mi} contiene todas las otras variables de estado. La frecuencia modal se puede aproximar por $\omega_i = (\omega_b k_{mi})^{1/2}$ rad/seg.

La estructura de la ecuación (4.23) es similar a la estructura del modelo de una sola máquina utilizado por DeMello en [6]. Así, es posible construir un diagrama de bloques para representar la ecuación (4.23) usando funciones de transferencia. Expresando la ecuación (4.23) en el dominio de la frecuencia se obtiene

$$s\Delta\omega_{mi}(s) = -(\omega_b/s)K_{mi}(s)\Delta\omega_{mi}(s) - K_{ci}(s)U(s) \quad (4.24)$$

$$Y(s) = K_{oi}(s)\Delta\omega_{mi}(s) + K_{ii}(s)U(s)$$

donde

$$K_{ci}(s) = A_{d32}(sI - A_{d33})^{-1}B_{d3} + B_{d2}$$

$$K_{oi}(s) = C_{d3}(sI - A_{d33})^{-1}(A_{d31}\frac{\omega_b}{s} + A_{d32}) + (\frac{\omega_b}{s}C_{d1} + C_{d2})$$

$$K_{ii}(s) = C_{d3}(sI - A_{d33})^{-1}B_{d3} + D$$

$$K_{mi}(s) = k_{mi} + \frac{s}{\omega_b}d_{mi} + A_{d23}(sI - A_{d33})^{-1}(A_{d31} + \frac{s}{\omega_b}A_{d32})$$

El diagrama de bloques de la ecuación (4.24) se muestra en la Figura 4.16(c).

La representación del sistema de la ecuación (4.24) puede obtenerse también utilizando la matriz modal derecha de A , en lugar de la transformación de la ecuación (4.20). Esto se muestra en la Figura 4.16(b), donde U es la matriz modal derecha de A y $\underline{z} = U^{-1} \underline{x}$. Esta técnica, sin embargo, está limitada a sistemas de bajo orden. El objetivo principal de la descomposición modal aproximada es proporcionar guías de análisis rápidas más que resultados exactos.

Los estados $\Delta\delta_{mi}$ y $\Delta\omega_{mi}$ en la Figura 4.16 (c), representan el modo de oscilación de interés. La función de transferencia modal $K_{mi}(s)$ incluye el efecto del generador, la red y los controles como los sistemas de excitación y gobernadores, y en una pequeña cantidad los otros modos del sistema. Esta función, de acuerdo a la consideración de modos de oscilación de interés con amortiguamiento reducido, es predominantemente real en el rango de frecuencias de interés, para $s=j\omega_i$, $\omega_b K_{mi}(j\omega_i) \approx \omega_i^2$.

De acuerdo a la Figura 4.16 (d), la acción de control efectiva de un controlador $K_C(s)$ ubicado entre la entrada (u) y la salida (y) se puede expresar como,

$$K_{ei}(s) = K_{ci}(s) \frac{K_C(s)}{1 - K_{ii}(s)K_C(s)} K_{oi}(s) \quad (4.25)$$

Esta relación describe el impacto del controlador $K_C(s)$ en el sistema modal y es útil para estimar la sensibilidad del valor propio del i -ésimo modo. Considere el polinomio característico del sistema de lazo cerrado con el controlador $K_C(s)$;

$$s^2 + K_{ei}(s) s + \omega_b K_{mi}(s) = 0$$

Sean $\lambda_i \approx j \omega_i$, $\omega_i^2 \approx \omega_b K_{mi}(j\omega_i)$, $K_{ei}(j\omega_i) = K_{re} + jK_{im}$, y $\lambda_i + \Delta\lambda_i = -\Delta\sigma_i + j(\omega_i + \Delta\omega_i)$ las raíces de polinomio característico. Al substituir estas expresiones en el polinomio

y despreciar los términos de segundo orden se obtiene;

$$\Delta\sigma_i \approx K_{re}/2, \quad \Delta\omega_i \approx -K_{im}/2$$

De esta forma, la perturbación $\Delta\lambda_i = -\Delta\sigma + j\Delta\omega_i$ de λ_i para un controlador $K_C(s)$ con ganancia pequeña puede expresarse como,

$$\Delta\lambda_i = -K_{ei}(j\omega_i)/2 \quad (4.26)$$

Esta relación directa de sensibilidad modal del controlador y las características del sistema de potencia es la base para abordar conceptualmente el diseño del control.

4.6.2.1 Interpretación de coeficientes modales

Los coeficientes $K_{mi}(s)$, $K_{ci}(s)$, $K_{oi}(s)$ y $K_{li}(s)$ - en la ecuación (4.24) - representan funciones de transferencia, las cuales al ser evaluada en $s = j\omega_i$ son números complejos que proporcionan información de ganancia y fase. Esta información es usada para seleccionar la función de transferencia más efectiva para el controlador $K_C(s)$.

Cuando se comparan los diagramas b) y c) de la Figura 4.16, los coeficientes $K_{ci}(s)$ y $K_{oi}(s)$ se identifican como las funciones de controlabilidad y observabilidad modal. La función de controlabilidad $K_{ci}(s)$ afecta directamente a $K_{ei}(s)$ y proporciona una medida de controlabilidad del i -ésimo modo por la señal de control u . Si $K_{ci}(j\omega_i)$ es cero, el modo i no es afectado por u . En general $K_{ci}(s)$ es diferente para cada modo de oscilación. $K_{ci}(j\omega_i)$ también es un buen indicador para evaluar localizaciones efectivas para la aplicación de un control, a medida que el valor es mayor, mayor será su influencia en el modo.

La acción de control efectiva $K_{ei}(s)$ también es directamente proporcional a la función de observabilidad $K_{oi}(s)$. Esta función relaciona la señal de control utilizada u y la velocidad modal $\Delta\omega_{mi}$. Cuando se evalúa en $s=j\omega_i$ proporciona una indicación del

contenido modal del i -ésimo modo en la señal y . La magnitud puede usarse para evaluar la efectividad de la señal y para propósitos de control de amortiguamiento. Si $K_{oi}(s)$ es pequeño, entonces el i -ésimo modo es débilmente observable desde la medición de la señal y . De esta manera, uno de los criterios para seleccionar una señal es tener valores grandes de $K_{oi}(s)$ en la mayoría de los modos de interés.

La función $K_{iji}(s)$ representa el efecto de la salida del control sobre su entrada (la componente de la señal y debida al control u) desarrollado por una vía distinta al modo de oscilación de interés y denotado como $K_{iji}(s)$. Los índices de diseño del control están basados en las restricciones que impone $K_{iji}(s)$ en la selección de la señal de entrada.

4.6.2.2 Índices de diseño del controlador

Si se considera una ganancia del controlador pequeña con respecto a la correspondiente del lazo interno ($| K_{iji}(j\omega_i) K_C(j\omega_i) | \ll 1$), la ecuación (4.26) se reduce a

$$\Delta\lambda_i \approx - K_{ci}(j\omega_i) K_C(j\omega_i) K_{oi}(j\omega_i) / 2 \quad (4.27)$$

A partir de la ecuación (4.27) se define el *índice de fase del controlador* (CPI) para el i -ésimo modo como,

$$CPI(i) = - (\Delta K_{ci}(j\omega_i) + \Delta K_{oi}(j\omega_i)) \quad (4.28)$$

De esta forma la fase de $K_C(j\omega_i)$ debería ser igual a $CPI(i)$ para lograr únicamente un efecto de amortiguamiento. Una vez que la señal medida se selecciona usando este criterio, la selección de las constantes de tiempo para $K_C(s)$ es relativamente directa. De hecho, satisfacer exactamente la fase no es tan crucial como asegurar un buen ancho de banda.

Por otro lado, debe notarse de la Figura 4.16 (c) que el controlador $K_C(s)$ forma un lazo de control con $K_{iji}(s)$. La ganancia para $K_C(s)$ se limita de manera de mantener cierto

margen de ganancia del sistema retroalimentado, después del cual el lazo interno tiende a dominar el control de amortiguamiento. La calidad de un señal puede cuantificarse por un índice de *máxima influencia de amortiguamiento* (*MDI*) para cada modo λ_i como

$$MDI(i) = |K_{ci}(j\omega_i)| |K_{oi}(j\omega_i)| / (2 \sqrt{10} |K_{ii}(j\omega_i)|) \quad (4.29)$$

El índice MDI(i) es una medida del máximo desplazamiento del valor característico considerando que la magnitud mayor del controlador es $1/\sqrt{10} |K_{iii}(j\omega_i)|$, donde el factor de $\sqrt{10}$ garantiza un margen de ganancia de 10 dB. De esta manera, dadas dos señales con valores similares para $|K_{oi}(j\omega_i)|$ en el i-ésimo modo dominante, se selecciona aquella con la ganancia $|K_{ii}(j\omega_i)|$ menor debido a que es posible aplicar una ganancia mayor a $K_C(s)$ de manera de lograr mayor amortiguamiento.

Para ilustrar los conceptos de diseño y el proceso de selección de la señal de entrada se utiliza el sistema de dos áreas y cuatro máquinas presentado en la Figura 4.8. Para este caso se considera cada área con una capacidad de 2400 MVA y dos máquinas de 1500 y 900 MVA. Para la condición considerada se tiene un flujo del Area 1 al Area 2 de 200 MW. En todas las máquinas se tienen excitadores estáticos ($K_E=200$ y $T_E=0.01$), inicialmente no se considera instalado ningún ESP. El ejemplo se concentra en estabilizar el modo de oscilación entre áreas: $+0.0051 \pm j 2.7922$, considerando distintas señales de entrada. Los resultados del estudio se presentan en la Tabla 4.9.

Como el interés es cuantificar la calidad de distintas señales de entrada, sólo se estudia puntualmente el sistema. El análisis de las señales se basa en las funciones de transferencia e índices anteriormente presentados. Las señales remotas analizadas son la frecuencia nodal, una diferencia de velocidades aplicada individualmente en dos generadores distintos y el flujo de potencia. Por comparación se incluye una señal local de velocidad.

Tabla 4.9 Caracterización de señales para el control de oscilaciones entre áreas

Señal	K _{ci}	K _{oi}	K _{ii}	CPI	MDI
ω_3	0.044	0.47	0.014	-8	0.22
$(f_{n7})_3$	0.044	133	3.3	-8	0.28
$(\omega_3 - \omega_1)_3$	0.044	0.95	0.011	-3	0.60
$(P_{7-6})_4$	0.071	405	6.4	105	0.72
$(\omega_3 - \omega_1)_1$	0.046	0.96	0.011	-183	0.67

En la primer columna de la Tabla 4.9 se indica entre paréntesis el tipo de señal. El subíndice indica la máquina donde se aplica el controlador. Las máquinas 1 y 2 se ubican en el área exportadora y la 3 y 4 en el área importadora. Las máquinas de mayor capacidad son la 1 y la 3.

En la Tabla 4.9 el factor de controlabilidad (K_{ci}) mayor se presenta cuando el controlador se ubica en la máquina 4. Esta máquina no es una de las de mayor capacidad pero está eléctricamente más cerca a la carga. Todos los generadores tienen el mismo tipo de control y de esta manera, la diferencia en el factor (K_{ci}) básicamente es función de la capacidad de la unidad y de su cercanía con la carga.

De la tercer columna de la Tabla 4.9 se observa la diferencia notable en observabilidad de las señales. Se confirma la mayor sensibilidad de la señal de frecuencia a modos de oscilación entre áreas. Por otro lado, es interesante comprobar que la observabilidad utilizando la diferencia de velocidades aproximadamente se duplica. Esto se da porque las desviaciones de velocidad en las máquinas 1 y 3 son muy similares y de signo opuesto de tal manera que al restarse se incrementa casi al doble. Para este caso, la mayor

observabilidad se presenta en la señal de flujo de potencia, la cual refleja en forma precisa la dinámica entre rotores de ambas áreas.

Cuando se selecciona una señal con un valor adecuado de observabilidad, es posible obtener diferentes niveles de amortiguamiento instalando el controlador en distintos puntos del sistema. Este es el caso para la señal de diferencia de velocidades ubicada en las máquinas 1 y 3.

En la Tabla 4.9 se observa que los requerimientos de fase para la señal de velocidad y frecuencia nodal son similares. Es interesante observar la diferencia de 180 grados para la señal de diferencia de velocidades en las máquinas 1 y 3. La característica de fase correspondiente a la señal de flujo de potencia difiere alrededor de 90 grados de la señal de velocidad por su relación con las diferencias angulares más que con la velocidad.

En la Tabla 4.9 las relaciones mayores para $|K_{ij}|/|K_{jij}|$ se presentan para las señales de diferencia de velocidades y flujo de potencia. Aunque la señal de diferencia de velocidades tiene un valor menor para $|K_{jij}|$, la diferencia con la señal de flujo de potencia - en el índice MDI - la establece la mayor controlabilidad para esta señal.

La Figura 4.17 muestra la trayectoria del modo de oscilación entre áreas cuando se incrementa la ganancia de un ESP con tres señales de entrada distintas. Se observa que el índice MDI indica aproximadamente el punto donde empieza a ser importante la influencia del lazo interno sobre el amortiguamiento y la trayectoria del eigenvalor se curva y se dirige al cero z_i más cercano. El cero z_i está asociado a la función de transferencia $y(s)/u(s)$. La señal que tiene el valor más alto del índice MDI proporciona la mayor cantidad de amortiguamiento.

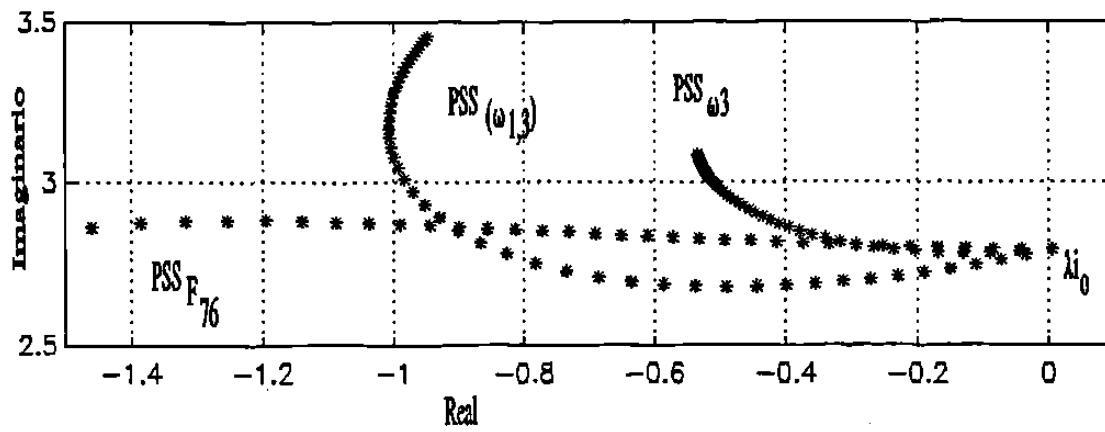


Figura 4.17 Lugar de las raíces para el modo de oscilación entre áreas. Comparación del comportamiento con distintas señales de entrada al ESP.

CAPITULO V

SELECCION Y SINTONIZACION DE CONTROLES DE EXCITACION

5.1 Introducción

Los primeros esfuerzos orientados hacia minimizar los problemas de inestabilidad dinámica, se dirigieron a la sintonización de reguladores de voltaje y adición de equipo complementario para incrementar el amortiguamiento del sistema. Estos análisis tuvieron un soporte en los conceptos clásicos de la teoría de control, apoyados a su vez por un buen nivel de conocimiento de la operación del sistema de potencia. En la actualidad, existe una gran cantidad de documentación detallada de resultados de pruebas y puesta en servicio de controles. Un detalle importante es que hasta hace algunos años no existía una técnica de sintonización común, tampoco una era mejor que la otra. De hecho tenían un fuerte ingrediente de prueba y error. Afortunadamente, y como resultado de todo este esfuerzo, los conceptos teóricos han evolucionado de manera que permiten al analista moverse siempre en la dirección correcta cuando se enfrenta a problemas en esta área.

Al encarar problemas de control en sistemas de potencia, y en particular problemas de estabilización, tradicionalmente se han empleado dos formas de ataque bien definidas. En la primera se usa una combinación de intuición y sentido común para definir la sintonización y estrategia de control adecuada. En la segunda, el problema se aborda desde su aspecto teórico y la síntesis de los controles se realiza mediante estudios apoyados en computadoras digitales. La mayoría del personal que ha participado en la sintonización de controles está de acuerdo que la mejor solución se ubica en algún lugar entre las dos. Si uno confía demasiado en la intuición, seguramente surgirán situaciones

donde el sistema no responde de acuerdo al plan y una nueva estrategia de control deberá proponerse. Por el otro lado, los estudios teóricos frecuentemente conducen a soluciones elegantes, pero difícil de llevar a la práctica. Esta última metodología no conduce necesariamente al conocimiento del comportamiento físico del sistema y algunas veces enmascara soluciones obvias. En muchas situaciones el juicio ingenieril debe emplearse para eliminar aspectos secundarios y reducir el problema al punto donde los conceptos matemáticos conduzcan a soluciones prácticas. El proceso de sintonización de controles involucra desde el movimiento de botones en los equipos hasta la aplicación de algoritmos de computadora para calcular los parámetros de los controles en estudios fuera de línea basados en el modelo matemático del sistema.

En este capítulo se muestra como los ajustes del estabilizador pueden seleccionarse de manera de mejorar la estabilidad transitoria y la estabilidad ante pequeñas perturbaciones, tanto en modos de oscilación locales como en modos entre áreas en los sistemas interconectados. Se propone una metodología general de diseño para los estabilizadores de potencia. Esta metodología se fundamenta en el conocimiento amplio de los aspectos físicos del problema de estabilización de sistemas de potencia. Los controles diseñados con la metodología propuesta son robustos en el sentido que muestran un comportamiento satisfactorio para un rango amplio de condiciones de operación del sistema e incrementan de manera global su estabilidad.

5.2 Estructura del Control

Los parámetros del estabilizador de potencia y el resto de elementos del sistema de excitación deberán seleccionarse para mejorar la estabilidad global del sistema de potencia. En la sección 4.2 se presentaron los objetivos de diseño para el control de la excitación. Esta sección presenta los lineamientos particulares para el logro de estos objetivos, proporcionando guías específicas para la selección de cada uno de los

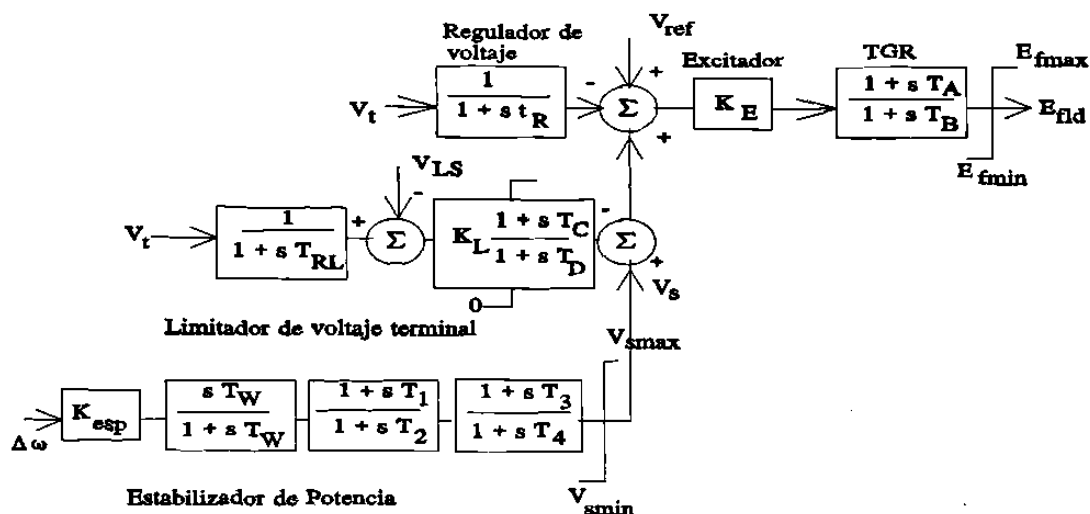


Figura 5.1 Sistema de excitación estático.

parámetros. Para ilustrar el proceso se considera un sistema de excitación tipo estático como el mostrado en la Figura 5.1.

La entrada al estabilizador pueden ser las variaciones de velocidad ($\Delta\omega$) o la desviación de velocidad ($\Delta\omega_{eq}$) que se obtiene del arreglo del estabilizador delta-P-omega mostrado en la Figura 5.2, o cualquier otra señal medida en el sistema. El transductor del voltaje terminal se representa por una constante de tiempo en el rango de 0.01 a 0.02 segundos. Cualquier otra constante de tiempo se desprecia de manera tal que la trayectoria principal del excitador es representada por una sola ganancia K_E . El bloque TGR representa una función de reducción transitoria de ganancia. El limitador de voltaje terminal se incluye para evitar excursiones del voltaje después de cierto nivel preestablecido típicamente de 1.15 p.u.. La eficiencia del sistema de excitación para mejorar la estabilidad global del sistema dependerá del diseño del control y un procedimiento de sintonización adecuado.

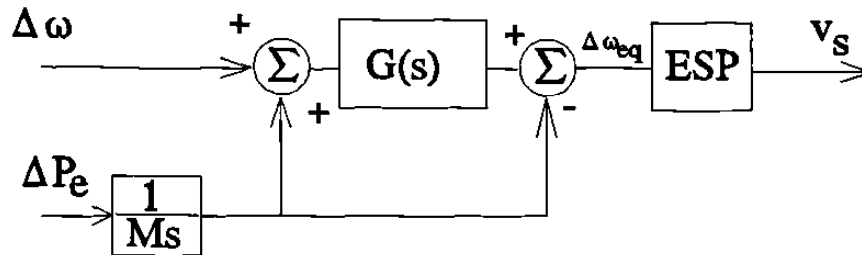


Figura 5.2 Diagrama de bloques del estabilizador delta-P-omega.

5.3 Selección de parámetros

En el pasado, la mayoría de las decisiones de control asociadas con generadores han estado basadas en la estabilidad de los modos de oscilación locales. Sin embargo, en una escala global, las características dinámicas del sistema son también afectadas por estos controles. En un caso extremo, un control diseñado para los modos de oscilación locales podría tener un efecto negativo en la estabilidad de modos entre áreas de baja frecuencia, el cual es un fenómeno global. Esto significa que la influencia de los controles diseñados para la estabilización de modos locales deberían ser verificados usando modelos más completos.

Las oscilaciones de baja frecuencia entre áreas de un sistema son causadas por intercambios de energía entre grupos de generadores. En el caso extremo, todos los generadores en el sistema podrían tomar parte en la oscilación y todos los controles tienen el potencial de incrementar o reducir el amortiguamiento del modo de interés. El impacto de cada generador dependerá de su ubicación, tipo de controles y capacidad.

Los parámetros de diseño deberán asegurar una compensación de fase adecuada en el rango de frecuencias de los modos de oscilación locales y entre áreas. Un estudio de

pequeñas perturbaciones del sistema interconectado completo debe ser llevado a cabo para examinar aquellas interacciones entre los estabilizadores y el sistema, los cuales no podría ser incluidos en el modelo del sistema original. El análisis de estabilidad transitoria deberá también ser realizado para verificar que los efectos no-lineales del sistema no imponen una restricción adicional en el diseño del estabilizador.

5.3.1 Ganancia del Excitador

En los sistemas de excitación modernos se utilizan normalmente valores altos de ganancia de estado estable - de alrededor de 200 p.u. - para obtener una respuesta inicial elevada. Dependiendo de los requerimientos del sistema de potencia y de la filosofía de diseño, se incluye un bloque de reducción de ganancia transitoria (TGR). Los sistemas sin el bloque de reducción de ganancia transitoria contribuyen más a mejorar la estabilidad transitoria a expensas de una contribución negativa mayor de amortiguamiento a las oscilaciones de baja frecuencia. Cuando el estabilizador alcanza sus valores tope en oscilaciones grandes, la contribución negativa del regulador de voltaje se incrementa relativamente y puede ser dominante. En algunos casos, donde las constantes de tiempo del transductor del voltaje son altas o cuando se utilizan con excitadores rotatorios lentos, la reducción de ganancia transitoria es necesaria para una operación satisfactoria de la unidad en condiciones de circuito abierto. Valores típicos de T_A y T_B son de uno y diez segundos.

Aun cuando el bloque de reducción de ganancia transitoria disminuye la contribución negativa de amortiguamiento del sistema de excitación, y en algunos casos especiales evita el uso del ESP para estabilizar el sistema, también reduce la contribución de los sistemas de excitación para mejorar la estabilidad transitoria. La necesidad de uso del bloque de reducción transitoria de la ganancia debe ser cuidadosamente evaluada considerando el comportamiento dinámico global del sistema, así como el impacto de este bloque en la selección de los otros parámetros del sistema de excitación.

5.3.2 Compensación de fase del Estabilizador

Para producir amortiguamiento positivo, el estabilizador debe producir una componente de par eléctrico en fase con las desviaciones de velocidad del rotor de la máquina en el rango de frecuencias de interés. Entonces, la función de transferencia del estabilizador debería tener una característica de fase apropiada para compensar el atraso de fase entre la entrada al sistema de excitación y el par eléctrico. Si la compensación requerida es pequeña, sólo un bloque de adelanto/atraso puede ser necesario. Este es el caso para los generadores hidráulicos donde se tienen valores pequeños para $T'do$.

El estabilizador de potencia se instala principalmente con el objetivo de incrementar el amortiguamiento ya sea del modo local de la planta o un modo de oscilación entre áreas. Estos modos merecen especial atención, sin embargo, la compensación de fase deberá diseñarse de tal manera que el estabilizador contribuya al amortiguamiento positivo de oscilaciones en un rango amplio de frecuencia, donde se incluyen los modos de oscilación locales y entre áreas.

La característica de fase a compensar varía con las condiciones operativas del sistema. Esto, obliga a diseñar una característica de fase aceptable en el rango de frecuencias de interés, y de utilidad ante diferentes condiciones del sistema. Lo anterior puede resultar en un amortiguamiento menor al óptimo para una frecuencia dada. Generalmente, se prefiere una pequeña sub-compensación de manera que simultáneamente las componentes de sincronización y amortiguamiento se incrementen.

De acuerdo a la sección 4.4, la respuesta a la frecuencia entre la entrada del sistema de excitación y el par eléctrico del generador debe calcularse para determinar la compensación de fase requerida. El cálculo debe considerar el ángulo del generador constante para eliminar la retroalimentación de las variaciones del ángulo del rotor causado por cambios en el par eléctrico.

Para un modelo de una máquina contra una barra infinita, si la inercia de la máquina se incrementa aproximadamente unas 100 veces su valor actual, el modelo resultante representa la dinámica de la máquina considerando velocidad del rotor constante. El atraso de fase entre la referencia del regulador de voltaje y el par eléctrico bajo estas condiciones es aquel que debe ser compensado por el estabilizador [31].

En un modelo multimáquina, la máquina de interés se representa en detalle con una inercia muy grande y la dinámica de las otras máquinas se desprecia (barras infinitas). Esto asegura que la impedancia Thevenin equivalente en las terminales de la máquina bajo estudio sea correcta. La característica de fase así determinada se valida posteriormente mediante un estudio detallado del comportamiento del estabilizador para un rango amplio de condiciones de operación del sistema y usando una representación completa del sistema.

La característica de fase a compensar, junto con la característica de fase de la señal de entrada a utilizar, determinadas por los índices CPI - de la sección 4.6.2.2 - y evaluados en el rango de condiciones operativas de interés, establecen el número y parámetros de los bloques de adelanto y atraso del estabilizador.

5.3.3 Bloque restaurador del Estabilizador

El bloque restaurador - o washout - es un filtro que elimina señales de muy baja frecuencia. Sin esta función, los cambios en la velocidad en estado estable modificarían el voltaje terminal.

Desde el punto de vista del bloque restaurador, el valor de la constante T_W no resulta crítica y puede estar en el rango de 1 a 20 segundos. La principal consideración es que debe ser lo suficientemente grande para permitir el paso de las señales estabilizadoras a las frecuencias de interés, pero no tan grande que permita excursiones indeseables del

voltaje del generador, como resultado de la acción del estabilizador, en condiciones donde se presenten grandes variaciones en estado estable de la señal de entrada. Por ejemplo, en casos de segregación del sistema donde se tienen grandes excursiones de la frecuencia.

Para oscilaciones asociadas a un modo local, un valor de 1 a 2 segundos es satisfactorio. Desde el punto de vista de oscilaciones entre áreas de baja frecuencia, una constante de 10 segundos o más puede necesitarse de manera de reducir el adelanto de fase en bajas frecuencias. La sobrecompensación, resultado de valores pequeños de T_W , reduce los componentes de par de sincronización y amortiguamiento a frecuencias típicas entre áreas.

5.3.4 Ganancia del Estabilizador

La ganancia del estabilizador se selecciona después de observar su efecto en un rango amplio de valores. En estas pruebas todas las unidades a ser equipadas con un estabilizador son representadas individualmente en detalle. Idealmente, la ganancia del estabilizador debería corresponder al valor del máximo amortiguamiento. Sin embargo, la ganancia está frecuentemente limitada por otras consideraciones, tales como la inestabilidad del modo de oscilación del excitador y la disminución del par sincronizante de la unidad. El amortiguamiento de este modo disminuye a medida que la ganancia del estabilizador se incrementa. La ganancia del estabilizador se selecciona en un valor donde se tenga un amortiguamiento satisfactorio del modo o modos críticos del sistema, sin afectar la estabilidad de los otros modos o la estabilidad transitoria del sistema, además de no causar una amplificación excesiva del ruido de la señal de entrada.

5.3.5 Límites de salida del estabilizador

Los límites del estabilizador de potencia se imponen para restringir el nivel de

fluctuación del voltaje terminal del generador. Para asegurar una máxima contribución del estabilizador, se establece un límite de salida positivo de 0.1 a 0.2 p.u.. Este límite se complementa con un circuito limitador del voltaje, el cual previene al voltaje terminal del generador de exceder valores en el rango de 1.12 a 1.15 p.u. como se muestra en la Figura 5.1. La ganancia K_L del limitador debe ser alta. Sin embargo, la señal de voltaje terminal contiene pequeñas componentes torsionales. De esta forma al retroalimentar esta señal es posible causar inestabilidad del modo torsional. Para evitar esto, las constantes T_C y T_D se escogen de manera de proporcionar una alta atenuación a las frecuencias torsionales.

El efecto de los dos límites es permitir una máxima variación en la salida y al mismo tiempo mantener el voltaje terminal en un rango de valores deseado. Del lado negativo, se usa un límite entre -0.05 a -0.1 p.u.. El valor se selecciona para permitir un suficiente rango de control, que permita una respuesta transitoria satisfactoria, y reducir la probabilidad de un disparo de unidad como consecuencia de falla del estabilizador.

En sistemas con problemas de voltaje, los límites de salida del estabilizador deberán ser cuidadosamente establecidos. En algunas situaciones, es posible que el voltaje terminal disminuya a niveles inferiores de la referencia del excitador mientras que la velocidad también disminuye. Esto provoca que la salida del estabilizador domine sobre la señal de voltaje del excitador, provocando una recuperación transitoria inadecuada. Para prevenir este hecho es importante limitar la salida del estabilizador.

5.4 Evaluación del comportamiento de controles

El estado final en el diseño del estabilizador involucra determinar sus efectos en el comportamiento del sistema. Los efectos del estabilizador sobre los diferentes modos de oscilación se determinan para un rango amplio de condiciones del sistema. Se deben verificar los modos locales de plantas, modos de control y su interacción con otras

unidades generadoras. Después de observar su comportamiento ante pequeñas perturbaciones, se examina su efecto en estudios de estabilidad transitoria para establecer límites de salida y verificar ajustes de otros estabilizadores.

Los controles usados para mejorar la estabilidad ante pequeñas perturbaciones deberán comportarse satisfactoriamente bajo disturbios transitorios severos. Así, mientras que los controles son diseñados usando técnicas lineales, su comportamiento global deberá ser evaluado considerando su respuesta ante grandes y pequeñas perturbaciones.

Es importante coordinar el comportamiento del estabilizador de potencia con otras protecciones y controles, tales como los limitadores Volts/Hz y la protección de sobre y baja excitación.

5.4.1 Comportamiento ante pequeñas perturbaciones

Considere el sistema de dos áreas y cuatro máquinas que se presenta en la Figura 5.3. Se tienen dos áreas iguales con una capacidad de 2400 MVA. Cada área con dos máquinas equivalentes de 1500 y 900 MVA. Las máquinas de mayor capacidad están ubicadas en los extremos del sistema. Para la demanda mostrada en la Figura 5.3, se tiene un límite de 150 MW para el flujo entre las áreas. En este caso, la dirección del flujo de potencia siempre es del Area 1 al Area 2. La limitación se presenta cuando la generación de cada área se encuentra aproximadamente al 70 % de su capacidad nominal.

Cuando se tiene fuera de servicio la línea L2, para cualquier valor de flujo se tiene un modo de oscilación entre áreas inestable. Se requiere ubicar un control en cualquiera de las cuatro máquinas, en este caso un ESP, que elimine dichas restricciones.

La Tabla 5.1 muestra los elementos del vector derecho, los factores de participación y

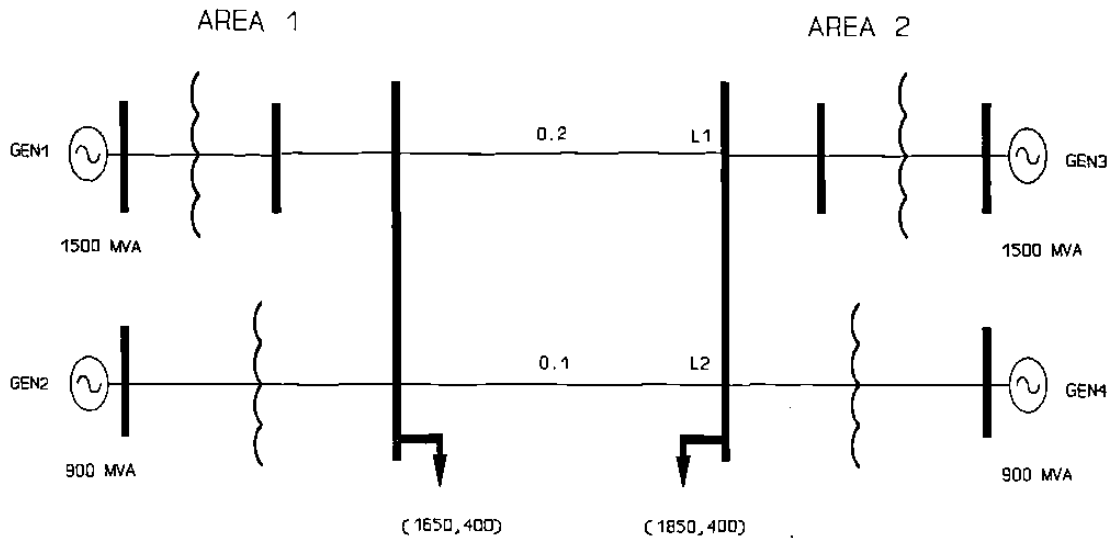


Figura 5.3 Sistema de prueba multimáquina.

los residuos asociados al modo de oscilación entre áreas para una condición límite de transferencia de potencia entre áreas. Sólo se presentan los elementos relacionados con las desviaciones de velocidad de cada máquina. Los valores de residuos corresponden a la función de transferencia $\Delta P_a^k / \Delta V_{ref}^k$, donde k es cada una de las máquinas del sistema.

La información de la Tabla 5.1 es la base para seleccionar la ubicación del estabilizador de potencia. En este caso, las máquinas ubicadas en los extremos del sistema muestran las mejores posibilidades. GEN1 y GEN3 presentan la mayor actividad ($|u|_\omega$) y participación (FP_ω) en este modo. Los valores de residuos (R_i) confirman la contribución importante de estas unidades en el modo de oscilación entre áreas.

De acuerdo a lo anterior y a los valores muy similares de la Tabla 5.1, el estabilizador podría ubicarse en cualquiera de estas dos máquinas. Se decide ubicar el estabilizador en la máquina GEN1 por sus valores superiores de participación y residuo. En este caso, las diferencias de participación, entre máquinas ubicadas en el extremo del sistema y

Tabla 5.1 Vector derecho, factores de participación y residuos para el modo entre áreas

MAQ _k	$ u _{\omega}$	MAQ _k	FP _{ω}	MAQ _k	R _i
GEN1	0.3564	GEN3	0.1899	GEN1	14.3
GEN3	0.3457	GEN1	0.1894	GEN3	14.0
GEN4	0.2714	GEN4	0.0710	GEN4	4.7
GEN2	0.2504	GEN2	0.0610	GEN2	4.1
$\lambda_{\text{entre-áreas}}(\omega_n=0.63, \zeta=-0.002), \lambda_{\text{local A 1}}(\omega_n=1.27, \zeta=0.1), \lambda_{\text{local A 2}}(\omega_n=1.22, \zeta=0.1)$					

aquellas ubicadas más cerca de las cargas, se establece en función de la actividad y capacidad de cada unidad.

La elección de la señal de entrada se basa en la información proporcionada por los índices presentados en la sección 4.6. Estos índices se calculan para el rango completo de condiciones de interés, en la Tabla 5.2 sólo se presentan los correspondientes a la condición más crítica por ser los más representativos. Los dos primeros renglones de la Tabla 5.2 corresponden al modo de oscilación entre áreas y los dos últimos al modo local del área 1.

Para este caso, se considera que sólo se tiene disponible las señales locales de potencia acelerante y señal de velocidad. Para el modo de oscilación entre áreas, la selección de la señal está determinada por el índice de observabilidad (K_o), el cual es muy diferente para cada señal y mayor para la potencia acelerante. El índice de controlabilidad (K_c), el cual es función de la ubicación de la máquina y el tipo de sistema de excitación instalado, no cambia entre señales. El índice MDI combina las características de controlabilidad y observabilidad de las señal y el impacto de la salida del control en la

señal de entrada (la componente de la señal medida debida al control). En este caso, el índice de observabilidad (K_o) es un factor importante en el cálculo del índice MDI, el cual representa el nivel de amortiguamiento a obtener con una señal de entrada específica. Para las señales analizadas en la Tabla 5.2, es posible obtener mayor amortiguamiento con señal de potencia acelerante. El índice CPI proporciona la fase a compensar por el control en el modo de oscilación analizado.

Tabla 5.2 Información de índices para selección de la señal de entrada al ESP

Modo	u	Kc	Ko	CPI	MDI
Entre-areas	ΔPa	0.06	439	-68°	0.64
"	$\Delta \omega$	0.06	0.6	22°	0.45
Local 1	$\Delta \omega$	0.22	0.4	48°	0.85
Local 1	ΔPa	0.22	39	-45°	0.56

En el análisis se consideran dos esquemas para el sistema de excitación de la máquina donde se ubica el estabilizador de potencia. Uno incluye el bloque de reducción transitoria de ganancia y el otro no. Para el bloque de reducción de ganancia se emplean valores de T_A de 1 y T_B de 10. Debido a las características cambiantes del sistema, el estabilizador de potencia debe mejorar la estabilidad de aquellos modos de oscilación donde la máquina participa más activamente. En este caso dichos modos son el modo local de oscilación y el modo entre áreas.

La Figura 5.4 muestra el ajuste de la característica de fase del ESP para una señal de potencia acelerante cuando no se considera el bloque de reducción de ganancia. La Figura 5.4 presenta la característica de fase combinada de la señal de entrada (Pa) y la característica de fase a compensar GEP(s) así como la característica de fase del ESP.

Para el ESP se consideran dos bloques de adelanto-atraso y un bloque *washout* o restaurador, cuyos parámetros también se muestran en la Figura 5.4. La característica de fase a compensar GEP(s) se obtiene de acuerdo al análisis del lazo par-ángulo discutido en la sección 4.5.1, donde el generador de interés se representa en detalle y el resto como barras infinitas. La Figura 5.5 muestra las mismas características de fase anteriores cuando se considera el bloque de reducción de ganancia transitoria.

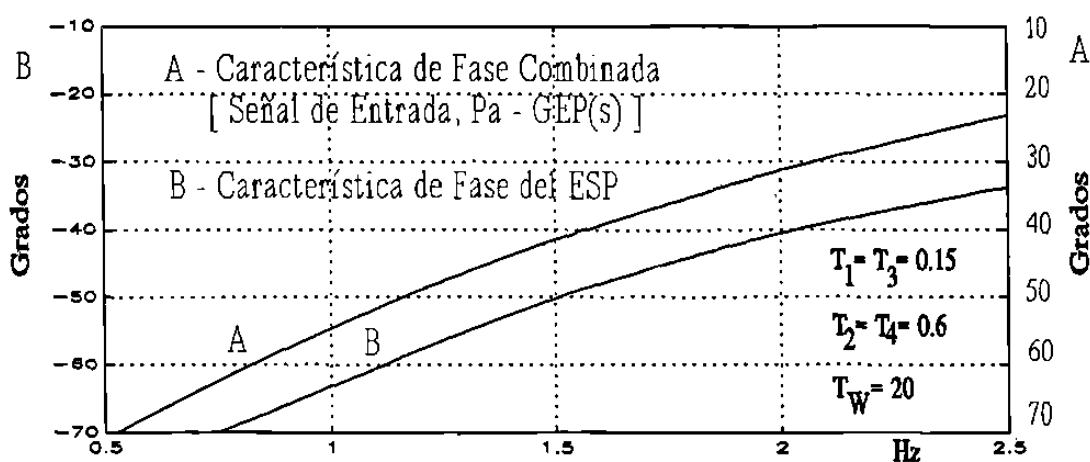


Figura 5.4 Ajuste de fase del ESP sin reducción transitoria de ganancia.

Los sistemas de excitación del tipo estáticos presentan bloques de control simples con constantes de tiempo reducidas. Debido a esto, la estabilidad del lazo de control de voltaje en condiciones normales de operación generalmente es robusta. Los sistemas de excitación más lentos, por otro lado, requieren, ya sea de un bloque de reducción transitoria de ganancia en el lazo principal o retroalimentación de la salida para mantener estabilidad, particularmente en condiciones de circuito abierto. El ajuste de parámetros en condiciones de circuito abierto puede dar lugar a respuestas insatisfactorias en condiciones de operación bajo carga. Esto generalmente involucra un compromiso en la selección de los parámetros del estabilizador [43,65].

La Tabla 5.3 muestra el impacto del sistema de excitación en los modos de oscilación del

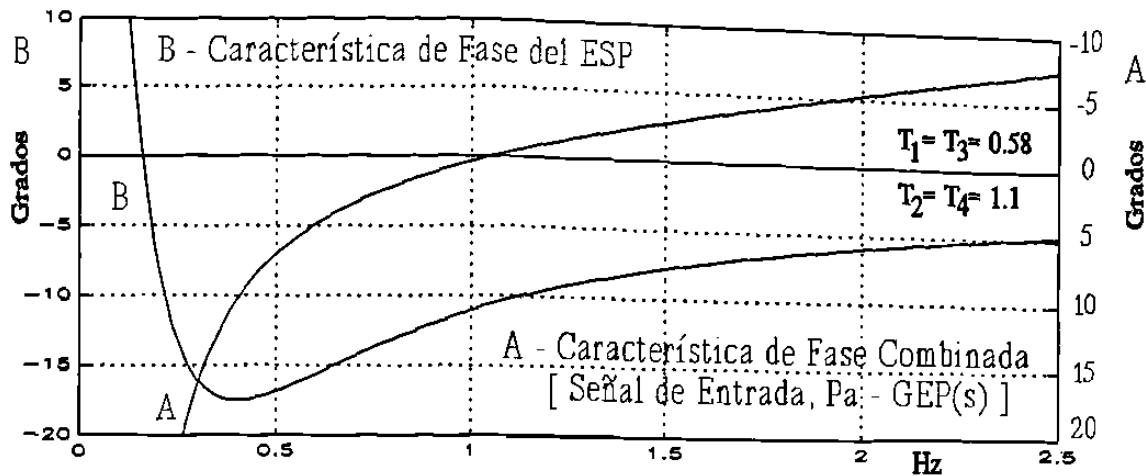


Figura 5.5 Ajuste de fase del ESP con reducción transitoria de ganancia en el excitador.

sistema cuando no se considera el bloque de reducción transitoria de ganancia y la ganancia del estabilizador se incrementa a partir de cero. Se observa que el estabilizador incrementa el amortiguamiento y la frecuencia del modo local de oscilación y del modo de oscilación inter-áreas.

Es importante hacer notar que no se afectan adversamente los otros modos de oscilación del sistema. Esto confirma que con el proceso de sintonización no se tienen problemas de interacción entre controles de las distintas unidades. La Tabla 5.3 presenta dos grupos de valores propios para cada valor de K_{esp} . El valor de la parte superior corresponde a una condición crítica y el valor inferior a una condición equivalente de flujo entre áreas pero un nivel de demanda del 60 %. Para ambas condiciones operativas se presenta un comportamiento similar.

La Tabla 5.4 muestra resultados similares para la condición crítica de flujo cuando está presente el bloque de reducción transitoria de ganancia. En este caso, se requiere una ganancia mayor para lograr niveles de amortiguamiento similares a los de la Tabla 5.3.

Tabla 5.3 Efecto de K_{esp} en los modos de oscilación sin reducción de ganancia.

K_{esp}	Modo Local Area 1 (f (Hz), ζ)		Modo Local Area 2 (f (Hz), ζ)		Modo Entre Areas (f (Hz), ζ)	
	0	1.27	0.10	1.22	0.10	0.633
1.15		0.16	1.09	0.18	0.618	0.066
0.10	1.32	0.19	1.22	0.10	0.645	0.061
	1.20	0.25	1.09	0.18	0.627	0.116
0.25	1.37	0.32	1.22	0.10	0.672	0.111
	1.28	0.36	1.09	0.18	0.649	0.153
0.45	1.42	0.47	1.22	0.10	0.704	0.132
	1.37	0.49	1.09	0.18	0.672	0.166

Tabla 5.4 Efecto de K_{esp} en modos de oscilación con reducción de ganancia.

K_{esp}	Modo Local Area 1 (f (Hz), ζ)		Modo Local Area 2 (f (Hz), ζ)		Modo Entre Areas (f (Hz), ζ)	
	0	1.24	0.1	1.23	0.1	0.62
0.10	1.24	0.15	1.23	0.1	0.63	0.023
0.25	1.27	0.23	1.23	0.1	0.64	0.062
0.45	1.29	0.33	1.23	0.1	0.65	0.11

Como se menciona en el apartado 5.3.4, el valor de ganancia está determinado por diversos factores. De manera de proporcionar la mayor cantidad de amortiguamiento al modo de oscilación entre áreas, el valor de ganancia se deberá fijar en su valor más alto posible, para esto será necesario realizar pruebas de campo antes de establecer los valores máximos de ganancia.

Los valores de la Tabla 5.5 muestran el impacto de la constante de tiempo T_W del bloque restaurador del estabilizador en los modos de oscilación del Area 1. Como se menciona en el apartado 5.3.3, la constante T_W deberá tener un valor grande para evitar una sobre-compensación a bajas frecuencias. Si se selecciona adecuadamente este parámetro se minimiza su efecto como se observa en la Tabla 5.5, generalmente se tiene un impacto menor en los modos de oscilación locales.

Tabla 5.5 Impacto de T_W en modos de oscilación del Area 1

T_W	1.5		10		20	
	f (Hz)	ζ	f (Hz)	ζ	f (Hz)	ζ
Modo Local	1.342	0.285	1.357	0.279	1.359	0.278
Modo Inter-áreas	0.657	0.107	0.663	0.099	0.663	0.098

5.4.2 Comportamiento transitorio

La simulación en el dominio del tiempo del sistema es importante para evaluar el impacto de controles y establecer límites en la salida del estabilizador, así como verificar los resultados del análisis del estudio de pequeñas perturbaciones. Para el caso del

sistema de la Figura 5.3, se efectuaron simulaciones considerando distintas condiciones operativas y contingencias. Las Figuras 5.6 a 5.9, muestran los efectos de variar la ganancia, la constante T_W y límites de salida del estabilizador. Estos resultados son representativos de las simulaciones realizadas. Se muestran particularmente los efectos en el desplazamiento angular de la máquina donde se instala el estabilizador. El caso que se analiza es el de una falla trifásica liberada con la apertura de la línea L2 en un tiempo de 0.083 segundos. La condición operativa corresponde al caso más crítico sin estabilizador.

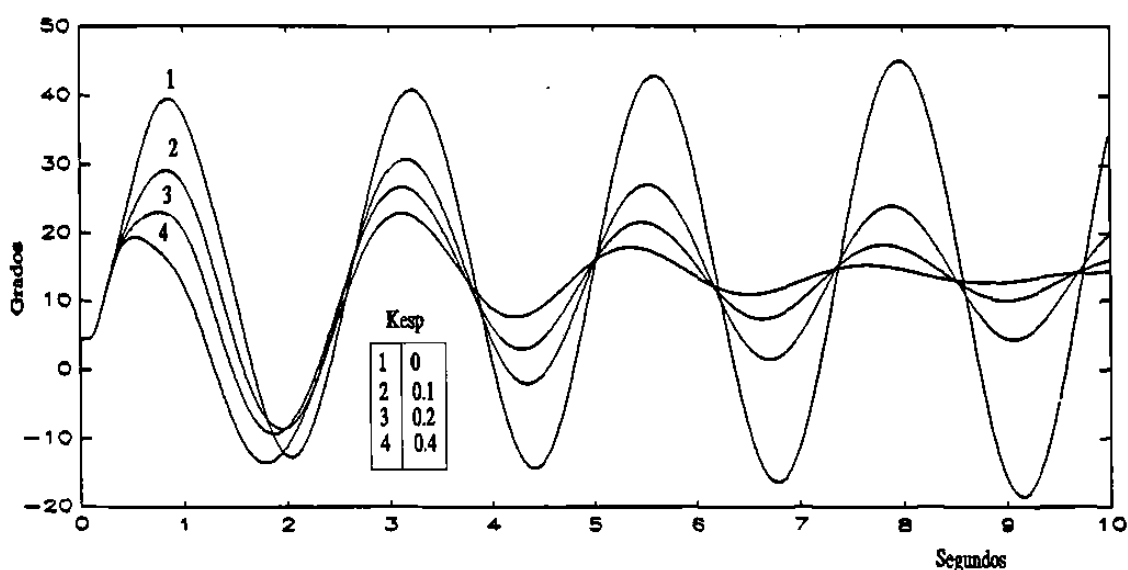


Figura 5.6 Efecto de K_{esp} sin reducción de ganancia transitoria.

De las curvas en las Figuras 5.6 y 5.7, se observa que el modo de oscilación entre áreas domina la respuesta del ángulo de la máquina. El efecto de incrementar la ganancia del estabilizador mejora la primera oscilación así como el amortiguamiento de las oscilaciones subsecuentes. Este efecto se observa en los dos esquemas de control considerados. Sin embargo, es necesario un valor mayor de ganancia cuando se considera reducción de ganancia transitoria para obtener niveles similares de amortiguamiento. De

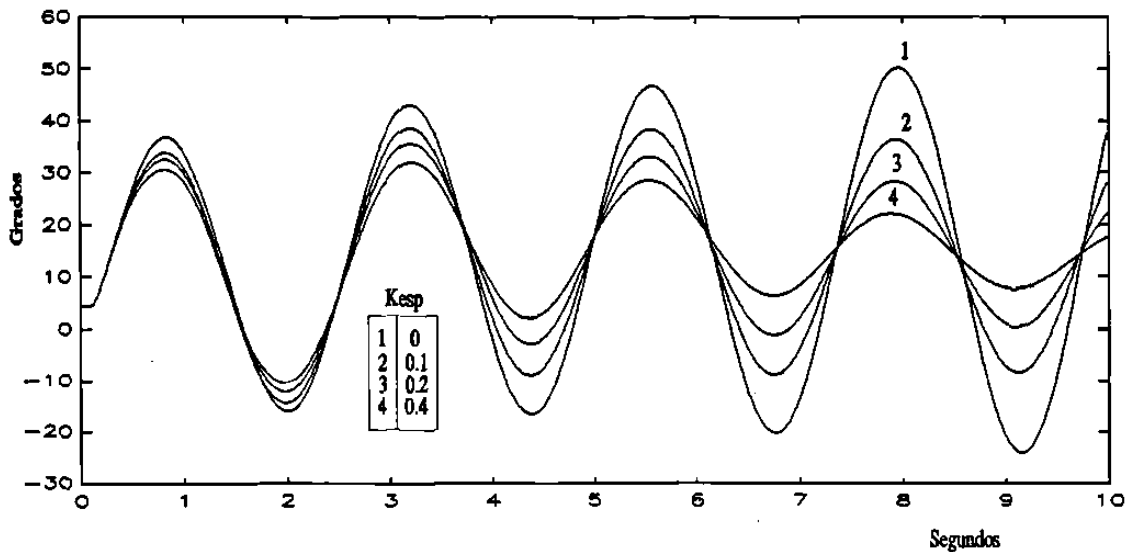


Figura 5.7 Efecto de K_{esp} con reducción de ganancia transitoria.

acuerdo a las Figuras 5.6 y 5.7, en ausencia del estabilizador, el efecto de la reducción transitoria de ganancia es reducir el amortiguamiento de las oscilaciones. Este comportamiento está en concordancia con los resultados del análisis de pequeñas perturbaciones presentados en las Tablas 5.3 y 5.4.

En la Figura 5.8 se observa una mejora en la primera oscilación al incrementar el valor de la constante T_W del bloque restaurador de 1.5 a 20 segundos. Un incremento mayor tiene poco impacto posterior. Esto ocurre para ambos esquemas de control.

Para el caso donde se tiene un bloque de reducción transitoria de ganancia, la Figura 5.9 muestra el efecto de variar el límite inferior del estabilizador. Al incrementar el límite, se tiene un mayor rango de control, lo que incrementa el amortiguamiento de la oscilación. Este efecto es notorio después de la primera oscilación. Para el caso sin reducción de ganancia, el límite inferior no se alcanza, por lo que su variación no tiene ningún efecto.

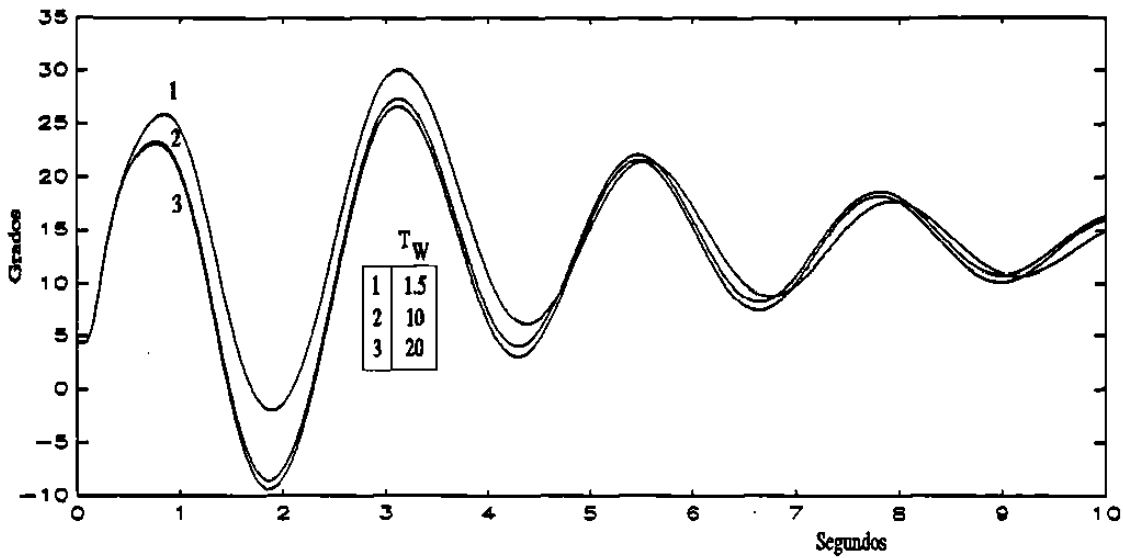


Figura 5.8 Efecto de T_W .

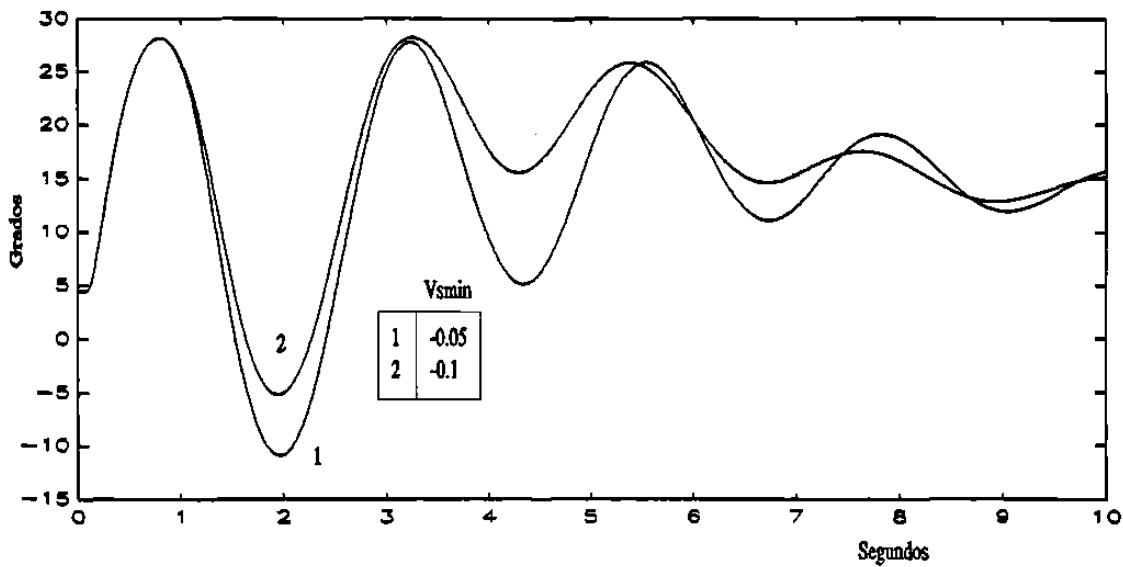


Figura 5.9 Efecto de variar los límites del estabilizador.

Para el caso donde no se incluye el bloque de reducción de ganancia, la Figura 5.10 muestra el efecto de incrementar el límite superior de estabilizador. En este caso se mejora el comportamiento de la primera oscilación. Un comportamiento similar se presenta al incluir el bloque de reducción de ganancia.

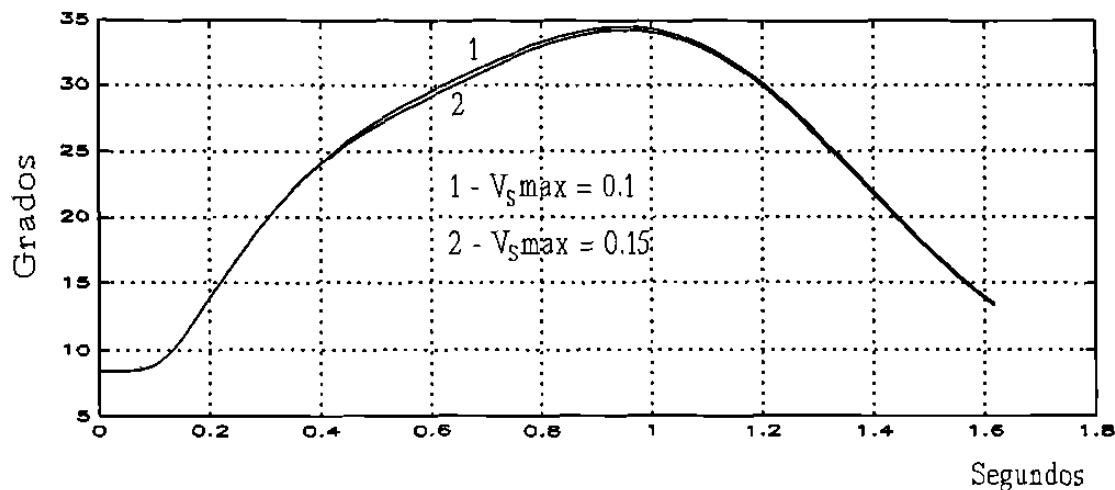


Figura 5.10 Efecto modificar el límite superior del estabilizador.

5.5 Metodología general de diseño para ESP's

En esta sección se propone una metodología general de diseño para los estabilizadores de potencia. La metodología se fundamenta en el conocimiento de los aspectos físicos del problema de estabilización de sistemas de potencia. Los controles diseñados con este procedimiento son robustos en el sentido que muestran un comportamiento satisfactorio en el rango amplio de condiciones del sistema. Esto incluye cambios en los modos de oscilación resultado de las condiciones cambiantes y futuras del sistema. Los controles diseñados con la metodología propuesta, incrementan de manera global la estabilidad del sistema de potencia, es decir, transitoriamente ante grandes y pequeñas perturbaciones. Se tiene un énfasis especial en mejorar el amortiguamiento de los modos de oscilación entre áreas en los cuales la mayoría de máquinas en el sistema participan. La Figura 5.11 presenta la metodología en forma de diagrama de bloques. Cada bloque se detalla a continuación.

- 1.- Inicialmente se considera la presencia, en general, de distintos modos de

oscilación problema. Es decir, modos de oscilación electromecánicos de los rotores de generadores con un amortiguamiento reducido o negativo. Algunos de estos modos, ya conocidos por su manifestación en el sistema de potencia real o por simulación, y otros que surgen al evaluar todas aquellas situaciones presentes o futuras de la red potencialmente adversas. Es importante en esta etapa, efectuar una caracterización completa de cada modo de oscilación. Esto debe realizarse, preferentemente, mediante un análisis del sistema en el dominio de la frecuencia, evaluando los modos de oscilación y sus correspondientes vectores propios.

Para propósitos del diagrama de la Figura 5.11, MIT representa el número total de modos de oscilación de interés. Se considera también, que existen NET generadores potenciales donde ubicar un estabilizador. De entrada, esto no significa que sean las mejores ubicaciones para instalar un estabilizador, sólo significa que los estabilizadores de estos generadores pueden ser considerados para su puesta en servicio o sintonización. CO representa una condición operativa y NCOT el total a estudiar.

- 2.- Para cada modo de oscilación λ_{mi} , se obtiene la información necesaria para guiar el proceso de ubicación del estabilizador de potencia. El tipo de información requerida en esta etapa se detalla en el apartado 4.4. Los distintos tipos de información se complementan entre sí, de manera que es importante reunir la mayor cantidad de información posible. Como salida de esta etapa, se cuenta con una lista de generadores ordenados de acuerdo a su impacto, participación o grado de influencia en el modo de oscilación en cuestión. Esta lista es preliminar y puede sufrir cambios después del evaluar los índices para los tipos de señal de entrada considerados.
- 3.- Se evalúa la característica de fase a compensar por el estabilizador siguiendo la metodología presentada en el apartado 4.5.1, la cual analiza el lazo par-ángulo del generador.

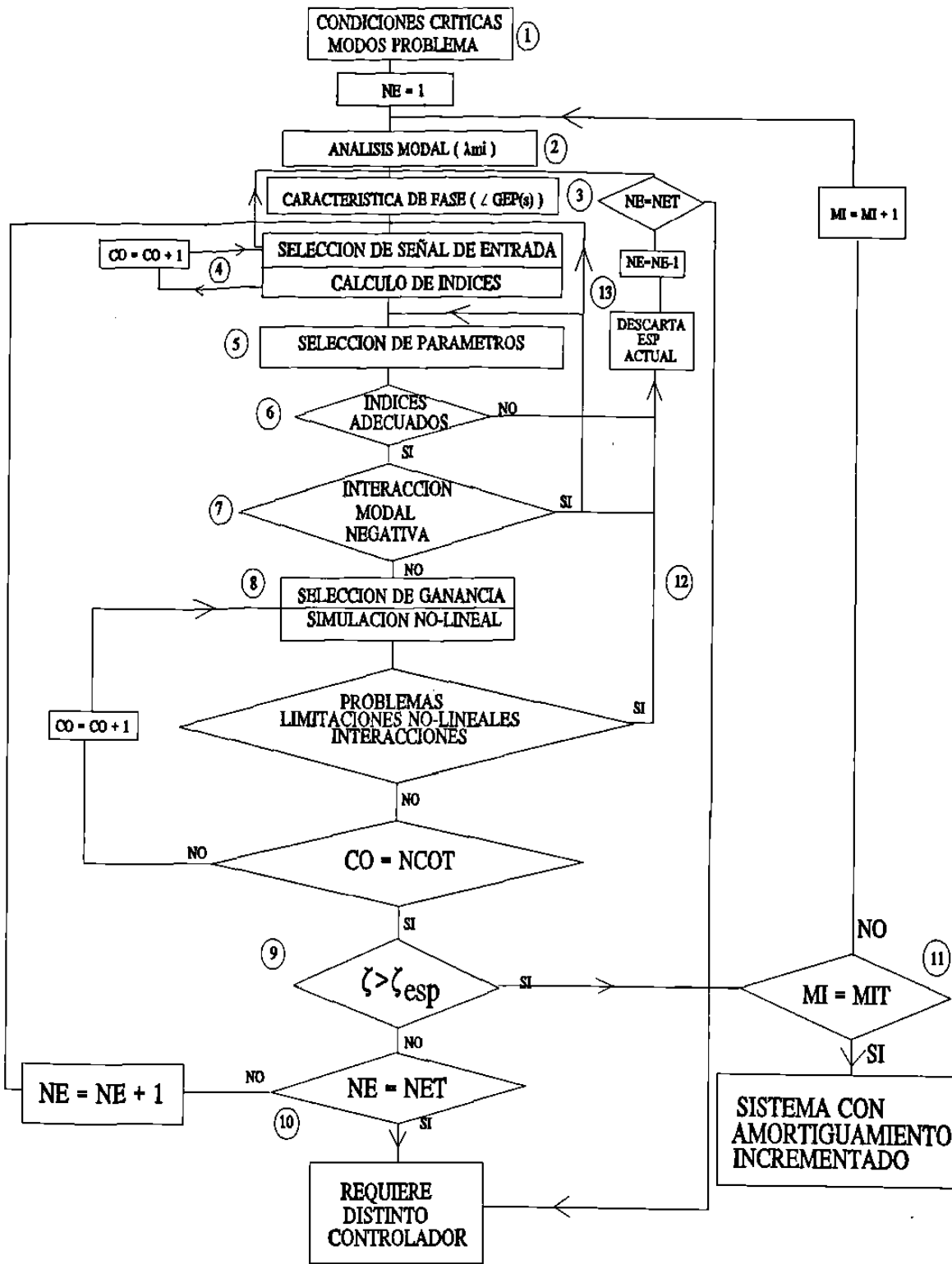


Figura 5.11 Metodología general de diseño para ESP's.

- 4.- En función del tipo de estabilizador disponible y su flexibilidad ante distintos tipos de entradas, se evalúan los índices presentados en el apartado 4.6.3. A partir de estos índices se selecciona la señal de entrada al ESP. Las señales a considerar pueden ser tanto locales como remotas. El cálculo de índices se evalúa en el rango de condiciones de interés.
- 5.- Basados en la característica de fase a compensar, obtenida en el punto 3, y de la característica de fase de la señal de entrada, obtenida en el punto 4, se determinan los requerimientos de fase del estabilizador. Una vez que se determina esta característica, el ajuste de los parámetros del estabilizador se realiza mediante una comparación de curvas, como la mostrada en las Figuras 5.4 y 5.5.
- 6.- Es posible que existan situaciones donde los índices de la señal no sean adecuados, o donde no sea posible ajustar las características de fase del estabilizador. Ya sea que exista un error de cálculo o que el estabilizador efectivamente sea incapaz de proporcionar amortiguamiento al modo en cuestión, se descarta el estabilizador actual y se continúa con el siguiente de la lista de generadores obtenida en el punto 2 y revisada en el punto 4.
- 7.- El estabilizador actual puede ser inapropiado debido a interacciones indeseables entre modos de oscilación o entre controles. Esta interacción se determina en base a un estudio completo de todos los modos de oscilación del sistema. Al igual que en el punto 6, se descarta el generador actual y se continúa con el siguiente de la lista.
- 8.- Se determina el valor de ganancia del estabilizador con base en un estudio completo de pequeñas perturbaciones y mediante simulación no lineal detallada del sistema. El mejor valor para la ganancia del ESP está determinado, además de algunas limitaciones prácticas y de la estabilidad de otros modos de oscilación,

por la filosofía general de diseño utilizada. La metodología que se propone considera que el estabilizador debe mejorar de manera global la estabilidad del sistema, transitoriamente y ante pequeñas perturbaciones haciendo un énfasis importante en los modos de oscilación entre áreas. La simulación en el tiempo tiene como propósito también determinar problemas de comportamiento del estabilizador debido a características no lineales del sistema y sus controles. Es factible alcanzar situaciones límite o saturación de elementos que impidan al estabilizador comportarse de manera satisfactoria. Si el comportamiento del control es inadecuado por esta causa, se elimina y se continúa con el siguiente en la lista.

- 9.- Es común requerir más de un estabilizador para lograr un nivel de amortiguamiento específico de un modo de oscilación. Si este es el caso, se considera el siguiente generador en la lista y se continua la aplicación y diseño del nuevo estabilizador a partir del punto 3 de esta metodología o en su defecto iniciar desde el punto 2. De hecho esta metodología de diseño puede ser usada para la aplicación coordinada de estabilizadores.
- 10.- Cuando no es posible alcanzar un nivel de amortiguamiento específico con los estabilizadores disponibles, necesariamente la acción de amortiguamiento deberá proporcionarse por un medio distinto. Un controlador de otro tipo como el compensador estático de reactivos puede ser útil en algunos casos. Otra solución factible y económica es incrementar el número de estabilizadores en el sistema.
- 11.- El nivel de amortiguamiento del modo de oscilación actual se alcanza con NE estabilizadores de potencia.
- 12,13.-El generador actual se descarta por comportamiento inadecuado.

5.6 Validación de Resultados

Un extenso trabajo de campo deberá ser llevado a cabo para suministrar datos de entrada a los programas digitales usados en el análisis y diseño de controles en el sistema. Los resultados de los estudios en computadora no serán mejores que los datos de entrada empleados. Por otro lado, es necesario validar los resultados de simulación mediante pruebas de campo de manera de asegurar que los dispositivos de control son ajustados apropiadamente para satisfacer los requerimientos del sistema.

Mientras que la evaluación del funcionamiento del sistema por pruebas de campo es la mejor sustentación posible, deben reconocerse las limitaciones de las pruebas de campo para manejar condiciones operativas futuras y aún investigar el rango completo de condiciones operativas actuales. Adicionalmente, las pruebas raramente pueden utilizarse para analizar el comportamiento del sistema ante disturbios severos debido al riesgo a que se expone el sistema. Por otro lado, el problema de realizar estudios del comportamiento dinámico del sistema suficientemente detallados en computadora está limitado por la disponibilidad de datos precisos de los sistemas de control más que por la capacidad de modelado de los programas de estabilidad.

Durante la puesta en marcha de equipos, no es práctico evaluar su comportamiento en un rango amplio de condiciones del sistema. El valor principal de las pruebas en línea radica en identificar las características del equipo y validar resultados de simulación, más que sintonizar el estabilizador.

5.6.1 Diseño de pruebas

Al evaluar en campo el comportamiento de sistema de excitación y el estabilizador de potencia, es necesario observar las variaciones de las siguientes variables del generador:

- Voltaje terminal
- Potencia eléctrica de salida
- Voltaje de campo
- Velocidad del rotor
- Salida del estabilizador

Existen tres tipos de pruebas comunmente realizadas para evaluar el comportamiento dinámico de controles:

- i)* Respuesta a un escalón
- ii)* Respuesta a la frecuencia
- iii)* Perturbaciones

En las pruebas de respuesta a la frecuencia generalmente se emplean señales con valores discretos de frecuencia o con algún tipo de ruido aleatorio. En las dos primeras pruebas, la señal de entrada o perturbación se ubica en la entrada del excitador, modificando el voltaje de referencia. La respuesta al escalón es sencilla de realizar y sirve para verificar el modelo del control, tanto en la puesta en servicio de equipos, como en evaluaciones de mantenimiento rutinarias.

Las pruebas de respuesta a la frecuencia proporcionan un conocimiento más profundo del sistema de control. Sin embargo, son más difíciles de realizar y requieren personal experimentado y equipo de prueba más costoso.

Las pruebas con perturbaciones son utilizadas como la prueba final del estabilizador, particularmente cuando se tiene interés en un modo de oscilación entre áreas. Son muy difíciles de coordinar, pero permiten una verificación final excelente de la estabilidad dinámica de una área.

5.6.1.1 Respuesta al escalón

La prueba de respuesta escalón es la más utilizada para evaluar el comportamiento en el tiempo del sistema. Generalmente se aplica a la referencia del voltaje terminal del sistema de excitación. Si es posible establecer el caso más crítico del sistema de potencia, se verifica de manera rápida y simple la estabilidad global del sistema. No proporciona ninguna información útil para la sintonización del control, excepto en base a una serie de pruebas exhaustivas.

El valor de esta prueba radica en que permite una verificación rápida del comportamiento global del sistema de control. Es útil también como una prueba final en la puesta en servicio y en pruebas de mantenimiento del equipo.

Los resultados de pruebas de respuesta a un escalón pueden compararse con respuestas similares de simulación. Esto permite una validación del modelo y garantiza sus resultados en condiciones del sistema en un rango de condiciones distintas a las de las pruebas de campo. Cuando los resultados se comparan con respuestas previamente obtenidas, permite evaluar la condición del sistema de control.

5.6.1.2 Prueba de respuesta a la frecuencia

Las características de respuesta a la frecuencia permiten entender mejor la operación de pequeñas señales y sintonización de un sistema de control que las respuestas en el tiempo. Existen tres características de respuesta de frecuencia importantes para la sintonización de los estabilizadores de potencia:

- 1.- La función de transferencia entre el voltaje terminal y la salida del estabilizador $\Delta V_t(s)/\Delta V_s(s)$. Esta característica es útil ya que $\Delta V_t(s)$ está en fase con la

componente de par eléctrico debida a la acción del excitador si el ángulo de la máquina se mantiene constante.

- 2.- La función de transferencia entre la señal de entrada y la salida del estabilizador $\Delta\omega(s)/\Delta V_s(s)$.
- 3.- La respuesta a la frecuencia del estabilizador ($\Delta V_s(s)/\Delta\omega(s)$, $\Delta V_s(s)/\Delta P_e(s)$)

La combinación de las características 1 y 3 determinan la habilidad del estabilizador para contribuir con amortiguamiento positivo en los distintos modos del sistema. La combinación de las características 2 y 3 (la respuesta de lazo abierto del estabilizador) permite determinar los márgenes de fase y ganancia del lazo de control del estabilizador

5.6.1.3 Pruebas con Perturbaciones

Las pruebas de pequeñas señales no toman en consideración todas las no linealidades del sistema y el efecto de los distintos límites, particularmente los correspondientes al estabilizador. Generalmente, estas pruebas no permiten una excitación suficiente de modos de oscilación entre áreas para una evaluación completa de la efectividad de amortiguamiento.

Los estudios de estabilidad transitoria permiten predecir el comportamiento del sistema bajo las condiciones más drásticas y pareciera útil poder confirmar estas predicciones. No es usualmente posible realizar pruebas en condiciones antes y después de una perturbación mayor. Por otro lado, las pruebas con perturbaciones - como la pérdida de carga brusca y salida o puesta en servicio de líneas - son muy sencillas de realizar y se obtiene mucha de ésta información. Pueden ser duplicadas en los mismos programas usados en los estudios de estabilidad transitoria y permiten la validación de las no linealidades en la excitación del generador y estabilizador.

CAPITULO VI

OSCILACIONES ELECTROMECHANICAS EN SISTEMAS DE POTENCIA LONGITUDINALES

6.1 Introducción

El comportamiento dinámico ante disturbios de un sistema de potencia longitudinal presenta características especiales debido a su estructura. Su dinámica ante pequeñas perturbaciones muestra particularmente problemas potenciales de oscilaciones de baja frecuencia mal amortiguadas, especialmente en condiciones de flujos altos en líneas de interconexión. Como consecuencia de estas oscilaciones, la potencia a transmitir por la interconexión puede limitarse por problemas de amortiguamiento más que por separación angular.

Por otro lado, el diseño de controles en este tipo de sistemas se impacta favorablemente debido a que la ubicación del control, así como la observabilidad modal de la señal de entrada no se modifican substancialmente con cambios en las condiciones de operación.

En este capítulo se ilustra el diseño de estabilizadores de potencia en dos sistemas longitudinales reales siguiendo la metodología propuesta en la sección 5.5. Se presenta un análisis comparativo entre el estabilizador de potencia y el compensador estático de vars utilizados para la estabilización de oscilaciones.

6.2 SEP's longitudinales

Los sistemas de potencia longitudinales presentan características que impactan su seguridad operativa y hacen necesario un seguimiento especial de la demanda para anticipar el efecto de contingencias. Los centros de generación y las cargas importantes se encuentran generalmente muy concentrados y alejados entre sí.

La gran separación entre los centros de producción y consumo de energía eléctrica, y la baja densidad de potencia instalada y consumo dan lugar a un sistema eléctrico débilmente interconectado. Esto generalmente ocasiona capacidades de corto circuito muy bajas comparadas con las reportadas en la literatura para sistemas robustos con los mismos niveles de voltaje.

La operación de sistemas eléctricos longitudinales requiere una supervisión muy estrecha del estado del sistema. La falta de un solo elemento puede provocar inestabilidad, problemas de control de potencia reactiva o la violación de límites operativos de otros elementos.

La estructura del Sistema Interconectado Nacional de México corresponde a un sistema eléctrico longitudinal. Los niveles de corto circuito en una gran mayoría de nodos corresponden a un sistema débil. Entre otras cosas, esto impacta en la determinación de la cargabilidad en líneas de transmisión.

Adicionalmente a los fenómenos transitorios causados por disturbios, el sistema de potencia está continuamente perturbado por variaciones aleatorias de carga y generación que excitan los modos de oscilación característicos del sistema. Esto puede dar lugar a oscilaciones no amortiguadas o a situaciones de inestabilidad dinámica. En el caso general se requieren pares de sincronización y amortiguamiento para contrarrestar la estabilización de oscilaciones, la falta de cualquiera de estos componentes del par puede

dar lugar a problemas de inestabilidad.

Los modos de oscilación que generalmente se desean amortiguar son los asociados a los rotores de generadores, se asume que los controles del sistema se han sintonizado y compensado adecuadamente para amortiguar sus modos de oscilación naturales. La frecuencia de las oscilaciones electromecánicas dependerá del acoplamiento del sistema con la inercia de los generadores, de aquí la importancia de la estructura del sistema longitudinal.

6.3 Resultados en SEP's reales

En esta sección se documentan dos estudios de estabilidad dinámica en sistemas de potencia longitudinales. Los resultados de estos estudios muestran la aplicación de la metodología general de diseño de estabilizadores propuesta en la sección 5.5. El primer caso corresponde al estudio de la interconexión de los sistemas eléctricos de Colombia y Venezuela a través de una línea de transmisión de 230 KV. Las soluciones propuestas en el estudio fueron implementadas y verificadas por medio de registros tomados directamente en el campo. El segundo caso ilustra la aplicación coordinada de estabilizadores de potencia en la red del sistema Noroeste de la CFE operando en forma aislada. En ambos casos se resaltan las características dinámicas particulares de los sistemas eléctricos longitudinales y su impacto en el diseño de controles.

6.3.1 Sistema Interconectado Colombia-Venezuela

En la Figura 6.1 se muestra el diagrama unifilar esquemático de la red y los principales grupos de generación y carga correspondientes a esta interconexión. Se observa que el sistema Colombiano está concentrado en su zona centro-sur. A su vez, el sistema Venezolano está concentrado en la zona centro-oriente. La longitud de las líneas de

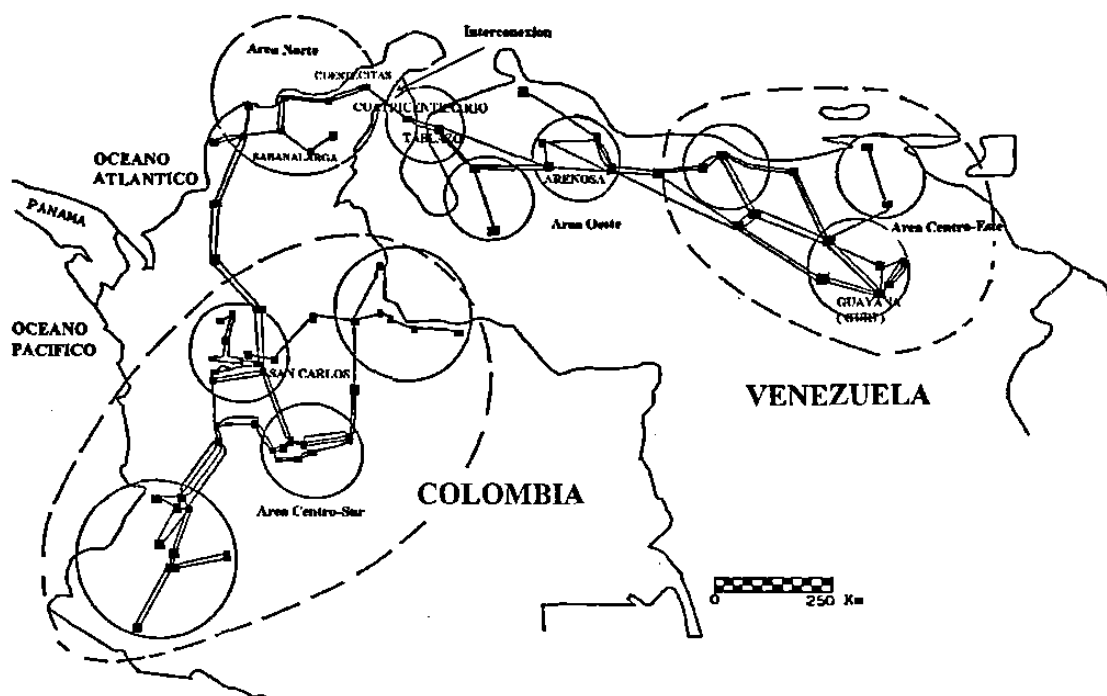


Figura 6.1 Sistema Interconectado Colombia-Venezuela.

transmisión que interconectan estos sistemas concentrados se presentan en la Tabla 6.1. La información anterior muestra que las zonas más robustas de cada sistema están interconectadas por aproximadamente 1570 Km de líneas de transmisión con niveles de 500, 400 y 230 kV.

Tabla 6.1 Longitud de líneas de transmisión

Líneas	kM	kV
San Carlos-Sabanalarga	520	500
Sabanalarga-Cuestecitas	360	230
Cuestecitas-Cuatricentenario	150	230
Cuatricentenario- Tablazo	60	230
Tablazo-Arenosa	480	400

La red troncal del sistema Colombiano está formada con líneas de transmisión de 500

kV y 230 kV. En la época en que se realizó el estudio el sistema de Colombia contaba con un circuito sencillo de 500 kV entre el centro y el norte del país (San Carlos Sabanalarga). A finales de 1993 se instaló el segundo circuito.

En el sistema Venezolano, el centro de producción hidroeléctrica más importante, la Central Raúl Leoni - GURI - con 10000 MW de capacidad instalada, se encuentra en la zona de Guayana. Asimismo, en esta zona se encuentran empresas de gran consumo industrial. El sistema de transmisión que une la región de Guayana con el centro del país tiene aproximadamente 650 Km de longitud, con niveles de tensión de 765, 400 y 230 kV, además cuenta con unos 300 Km de líneas que interconectan la región central (Arenosa) con el Occidente.

De acuerdo a estudios previos de planificación se encontró que era factible transferir hasta 100 MW de Venezuela hacia Colombia. Esto es muy importante ya que en la época en que se realizó el estudio el sistema de Colombia tenía un problema de racionamiento.

El sistema interconectado Colombia-Venezuela presenta características típicas de un sistema longitudinal; centros de generación importante alejados entre sí, muchos kilómetros de líneas de transmisión y zonas intermedias deficitarias.

6.3.1.1 Aplicación de Estabilizadores

La validez de un estudio de este tipo es dependiente del rigor del modelado y de los parámetros de cada elemento del sistema. En el caso de la interconexión Colombia-Venezuela, en ambos países y previo al estudio, fue necesario obtener, mediante pruebas, los parámetros de los generadores y sus controles.

Las principales etapas desarrolladas en el estudio, de acuerdo a la metodología propuesta

en la sección 5.5, son las siguientes:

- i)* Caracterización de modos de oscilación
- ii)* Ubicación de estabilizadores de potencia
- iii)* Determinación de Características de Fase
- iv)* Selección de parámetros
- v)* Simulación no-lineal y análisis de interacciones
- vi)* Validación de resultados

La atención del estudio se centró en un modo de oscilación de aproximadamente 0.2 Hz observado en los registros del flujo de potencia en la línea de interconexión. Una vez identificado el modo de oscilación problema, se procedió a determinar el incremento de amortiguamiento factible de conseguir con los sistemas de excitación actuales. A través de un análisis de sensibilidad del sistema de excitación vs amortiguamiento y de ganancia vs amortiguamiento se concluyó que el incremento de amortiguamiento por este medio era reducido. La mayor sensibilidad al cambio de la ganancia se observó con la Central San Carlos ubicada en la area Centro-Sur del sistema Colombiano. Como punto relevante se resalta la característica que presentan algunas plantas de la costa norte de Colombia, cercanas a la interconexión, en las cuales al disminuir el valor de ganancia se redujo el amortiguamiento para la frecuencia de interés.

Es importante mencionar que la mayoría de los estabilizadores existentes tenían como señal de entrada la potencia eléctrica y no era factible utilizar otros tipos de entrada.

6.3.1.2 Caracterización de modos de oscilación

En esta etapa, el objetivo era determinar los modos de oscilación y la participación de los generadores involucrados en cada modo. Los resultados se verificaron excitando los modos de oscilación en el dominio del tiempo. Para estas simulaciones se utilizaron las

redes completas de los sistemas.

Es importante señalar que en la determinación de frecuencias de oscilación (modos electromecánicos) es factible utilizar modelos simplificados del generador. Los valores de frecuencia que se obtienen al utilizar modelos más completos son muy similares. Esto es particularmente cierto en sistemas con estructura longitudinal, donde el efecto de los controles se manifiesta principalmente en el amortiguamiento de los modos de oscilación.

Las principales actividades realizadas en esta fase fueron las siguientes:

- i)* Determinación de frecuencias de oscilación.
- ii)* Determinación de máquinas que participan en los modos de oscilación con bajo amortiguamiento.
- iii)* Reproducción de modos de oscilación de interés en el dominio del tiempo.

En la caracterización de modos de oscilación, éstos se dividieron en locales, regionales e intersistemas. Los modos locales son los propios de cada planta, los modos regionales son los que se presentan entre plantas geográficamente cercanas y pertenecientes al mismo sistema, y los modos intersistemas son aquellos que involucran plantas de ambos países y por consiguiente se reflejan en la línea de interconexión de interés. La Tabla 6.2 presenta las frecuencias de algunos modos de oscilación de interés donde participan plantas de ambos países.

De todos los modos de oscilación, se consideraron como intersistemas los correspondientes a las frecuencias de 0.22 Hz, 0.52 Hz, 0.83 Hz, 0.9 Hz y 1.4 Hz. Algunos modos fueron considerados por la interacción de las máquinas en la zona norte Colombiana con los generadores de la zona noroccidental Venezolana, lo cual se puede considerar como un modo regional, pero por el hecho de manifestarse en la interconexión entre países se consideran intersistemas.

TABLA 6.2
Participación de Plantas en Modos de Oscilación

Frec. de Oscilación Hz	Plantas Involucradas	
	Venezuela	Colombia
0.222	Guri B	San Carlos-Chivor-Paraiso-Guaca-Betania-Guatape-Cartagena
0.52	Agaton	Guajira
0.837	Urdaneta, Ramón Laguna, Guri	Guajira-Chivor
0.93	Urdaneta	Betania
0.964	Guri B, Urdaneta	Betania-Barranquilla Cartagena-San Carlos Chivor
1.17	Urdaneta	Tasajero-Betania Chivor-Cartagena
1.22	Urdaneta	Alto Anch.-Chivor
1.40	Urdaneta, Ramón Laguna, Concepción, P. Centro	Guajira
1.46	Urdaneta, Ramón Laguna	Guajira
1.49	Guri A-P.Centro	Guajira

Los resultados del estudio muestran que en los modos de menor frecuencia participan muchas máquinas, lo que hace que los factores de participación de los generadores sean muy pequeños, dificultando la identificación de las plantas más importantes en estos modos de oscilación.

Para verificar los resultados obtenidos y clarificar la participación de las máquinas, se recurrió a la excitación de modos de oscilación mediante el análisis del comportamiento en el tiempo. El proceso anterior permite reproducir la oscilación en plantas que participan de manera importante en un modo y determinar las líneas de transmisión donde se manifiesta la oscilación. De esta forma se pudieron determinar, para los modos intersistemas, las plantas que participaban activamente y su orden de

participación. En la Tabla 6.2 se presentan las plantas más importantes involucradas en algunos modos de interés.

Para el modo de más baja frecuencia (0.22 Hz), las Figuras 6.2 y 6.3 muestran los elementos del vector derecho y de participación para todas las plantas del sistema interconectado. Los primeros 21 elementos corresponden a plantas Venezolanas. Es importante identificar las plantas de Guri (8-12), San Carlos (64), Chivor (66), Paraíso (43,44), Betania (49), Guaca (24), Guatape (32,33) y Alto Anchicaya (36).

La Figura 6.4 muestra el comportamiento en el tiempo de distintas variables del sistema. Para el modo de 0.22 Hz, se muestra el flujo de potencia en la línea de interconexión Cuestecitas-Cuatricentenario. Para el modo de 0.93 Hz, se presenta la variación de potencia generada en unidades de la planta Betania. Para el modo de 1.22 Hz, se muestra la dinámica de potencia activa en máquinas de la planta Alto Anchicaya.

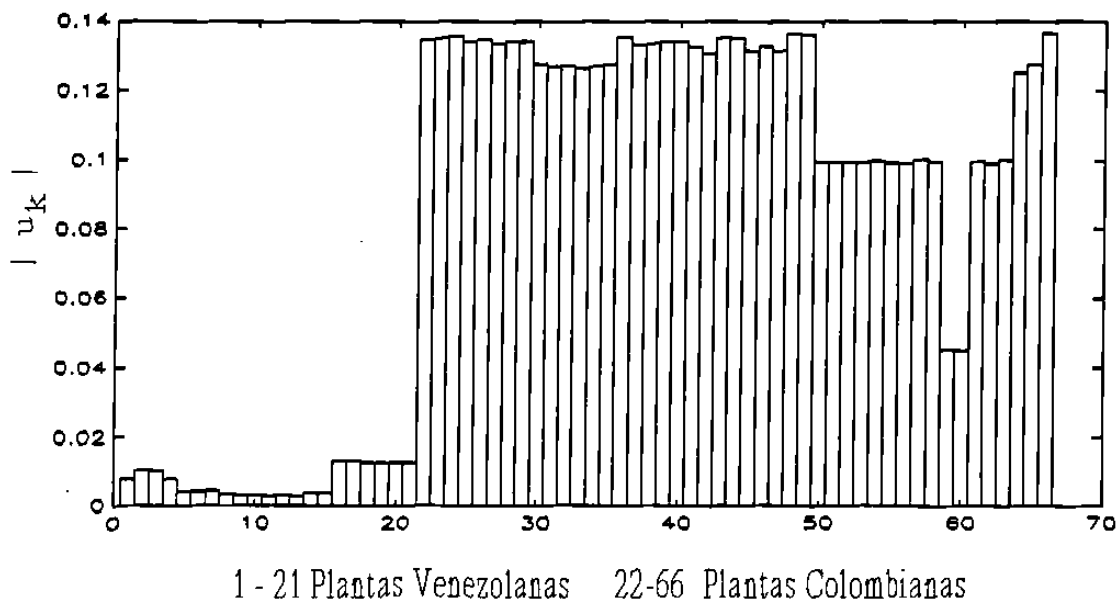


Figura 6.2 Elementos del vector derecho, modo 0.22 Hz.

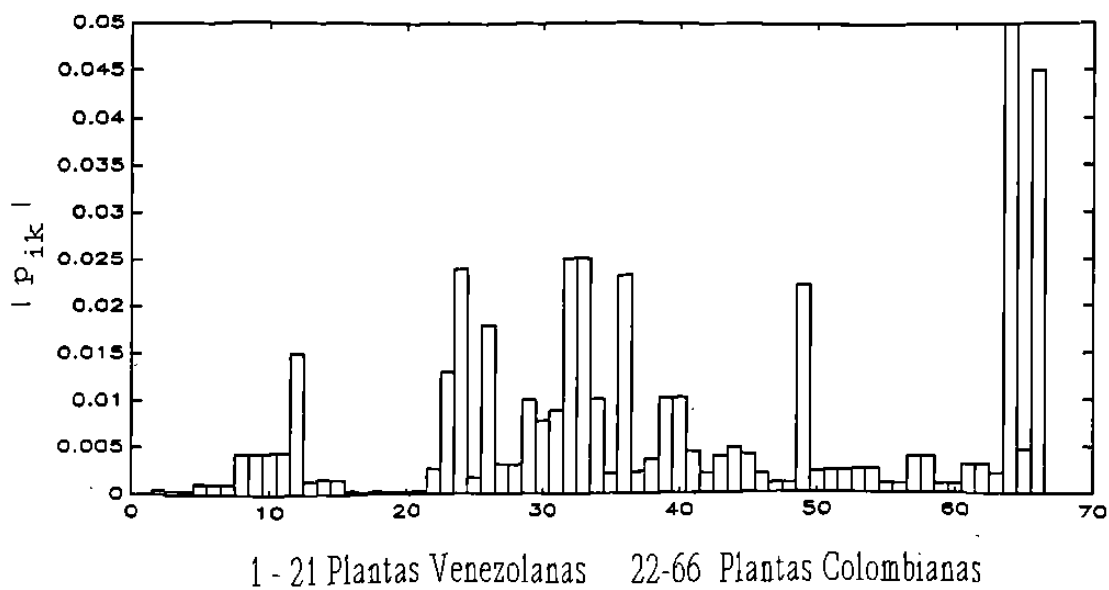


Figura 6.3 Vector de participación, modo 0.22 Hz.

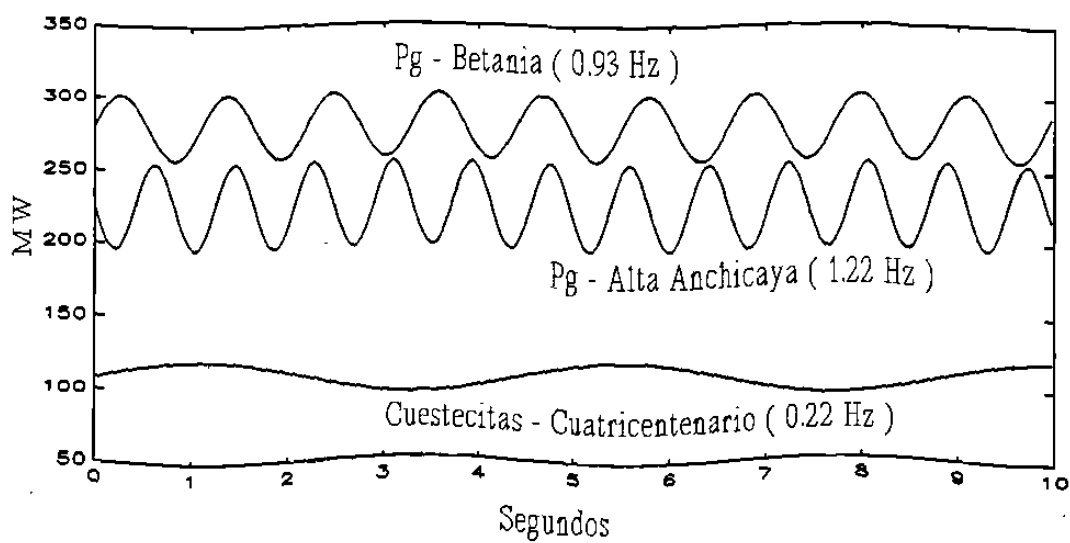


Figura 6.4 Excitación de modos de Oscilación (0.22, 0.93, 1.22 Hz).

6.3.1.3 Ubicación de ESP's

De acuerdo al valor de los factores de participación en los modos de oscilación, se simuló la presencia de una señal estabilizadora (*ESP ideal*) en cada una de las máquinas para obtener la sensibilidad del amortiguamiento a la presencia de los estabilizadores en el sistema. El objetivo era determinar el valor de amortiguamiento factible de obtener con los estabilizadores existentes en el sistema interconectado y determinar la necesidad de adquirir nuevos equipos de estabilización.

Se determinó que con los ESP's existentes en el sistema eléctrico Colombiano, algunos de los cuales localizados en plantas de alta participación, se lograba modificar el amortiguamiento a valores deseados. La Tabla 6.3 presenta las plantas donde se ubicaron estabilizadores ideales y el amortiguamiento obtenido para el modo de 0.22 Hz.

TABLA 6.3
Sensibilidad de Amortiguamiento al "ESP Ideal"

Ubicación del ESP	σ/ω
Sin ESP	0.031
San Carlos (una Unidad)	0.042
San Carlos (Todas)	0.125
Guaca (Todas)	0.081
Paraiso (Todas)	0.073
Betania	0.061
San Carlos-Paraiso	0.169
San Carlos-Guaca	0.177
Guaca-Paraiso-Betania	0.161
San Carlos-Paraiso-Guaca	0.228
San Carlos-Paraiso-Guaca-Betania	0.259

6.3.1.4 Determinación de característica de fase y ajuste de parámetros

Para ajustar las constantes de tiempo de los estabilizadores de potencia fue necesario determinar el atraso de fase producido por el generador, sistema de excitación y el sistema de potencia en el rango de frecuencias de interés, de acuerdo al análisis par-ángulo de la sección 4.5.1. El rango de frecuencias de interés debe incluir la frecuencia del modo de oscilación con problemas de amortiguamiento y del modo local de la planta.

En el estudio se encontró que la mayoría de los ESP's existentes utilizaban como señal de entrada la potencia eléctrica. Para la frecuencia de oscilación de 0.22 Hz se requirió que los ESP's proporcionaran un atraso de fase. Los parámetros del ESP se seleccionan tratando de ajustar lo mayor posible la característica de fase del ESP y la característica combinada GEP(s) y señal de entrada.

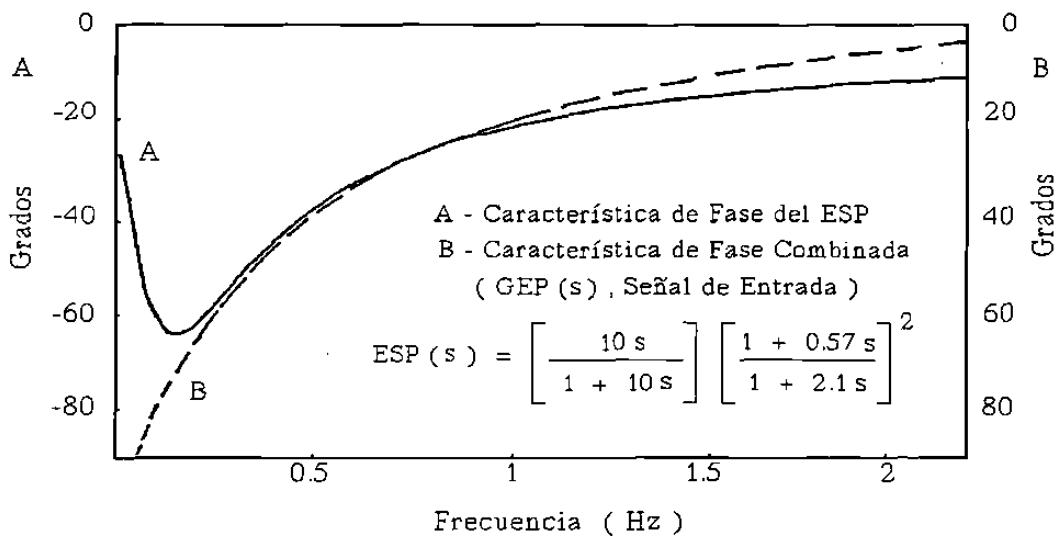


Figura. 6.5 Ajuste de Fase del ESP en Central San Carlos.

En el caso de la Central San Carlos se encontró que con los rangos de las constantes de tiempo disponibles no era posible obtener el atraso necesario para la sintonización del

ESP. En la Figura 6.5 se muestra el ajuste del ESP en la Central San Carlos. Para lograr estos valores se requirió modificar las tarjetas de adelanto y atraso del ESP.

6.3.1.5 Resultados de Simulaciones y Registros reales

La Figura 6.6 muestra el registro de la oscilación del flujo de potencia en la línea de interconexión cuando no se tenían ajustados los ESP's. El bajo amortiguamiento que se observa en la gráfica confirma los resultados del estudio. De la misma forma, la frecuencia de la oscilación en el registro es prácticamente igual a la calculada en el análisis realizado.

Una prueba que se realizó posteriormente consistió en sincronizar los dos sistemas utilizando sólo cuatro de las ocho máquinas en San Carlos con función estabilizadora. En las Figuras 6.7 y 6.8 se muestran los resultados de la simulación en el tiempo y los registros obtenidos directamente en el campo para el flujo en la línea de interconexión. Se confirma la validez del estudio y la efectividad de los ajustes en el amortiguamiento de la oscilación.

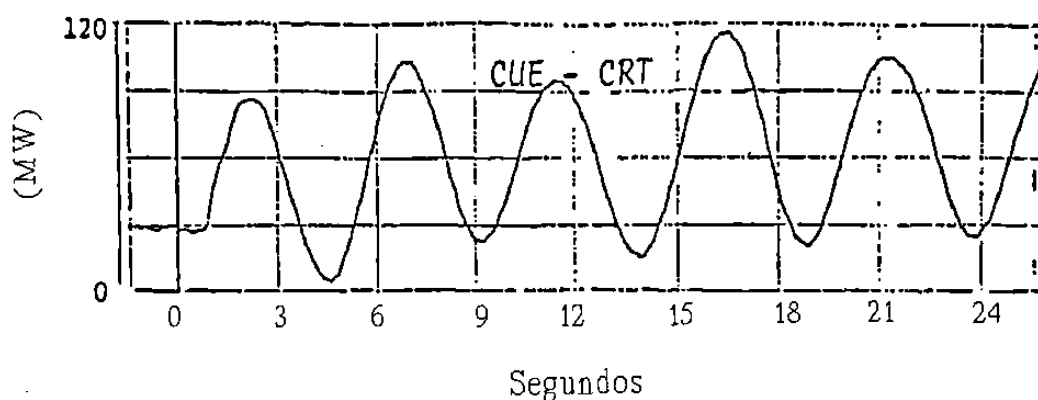
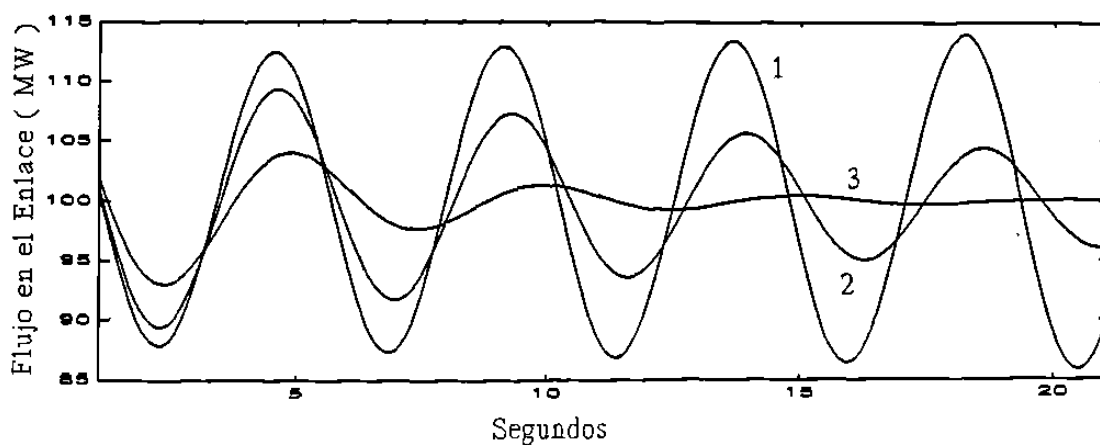
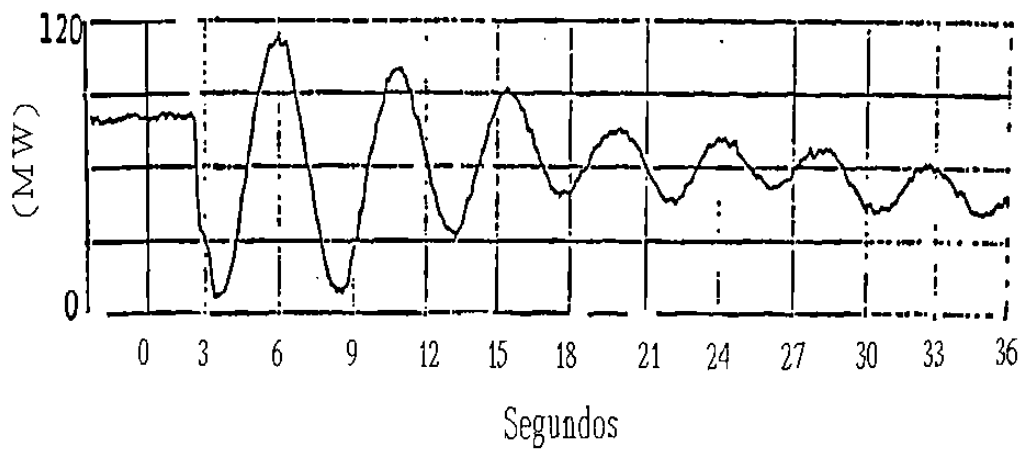


Figura 6.6 Registro real del flujo en la línea de interconexión.



1 Sin ESP 2 ESP (San Carlos, 4 unidades) 3 ESP (San Carlos, Paraiso, Guaca)

Figura 6.7 Simulación en el tiempo para el flujo de potencia en la interconexión con ESP's instalados.



ESP (San Carlos, 4 unidades)

Figura 6.8 Registro real del comportamiento de la línea de interconexión después del ajuste de ESP's.

6.4 Aplicación coordinada de estabilizadores

La estabilización coordinada de sistemas multimáquina involucra la aplicación secuencial de ESP's con el objetivo principal de mejorar la estabilidad del sistema. La metodología general de diseño propuesta en la sección 5.5 se ajusta cabalmente al logro de este objetivo. En la siguiente sección se presentan resultados que muestran la eficiencia de esta metodología para mejorar el comportamiento dinámico del sistema. Se presentan resultados del análisis modal y en el dominio del tiempo para el sistema Noroeste de la CFE.

6.4.1 Sistema Noroeste de CFE

Este sistema forma parte del Sistema Eléctrico Nacional, aunque opera en forma aislada del Sistema Interconectado Nacional. El diagrama unifilar de la Figura 6.9 revela su estructura típicamente longitudinal. En la Figura 6.9 se indican los principales centros de carga y generación y las distancias - en Km - de las líneas de transmisión de la red troncal de 230 kV.

El caso analizado corresponde a una demanda de 1650 MW. En esta condición, la mayoría de generadores se encuentran cerca de sus valores nominales de generación y el sistema muestra un amortiguamiento reducido. Esto es evidente al observar (Figura 6.10) el comportamiento de los rotores de las unidades ante la pérdida de una unidad de 120 MW. El sistema es inestable dinámicamente por falta de pares de amortiguamiento positivos.

6.4.1.1 Caracterización de modos de oscilación

La Tabla 6.4 presenta los modos de oscilación del sistema donde se involucran más de una planta en el sistema. Se omiten los modos de oscilación entre máquinas de una

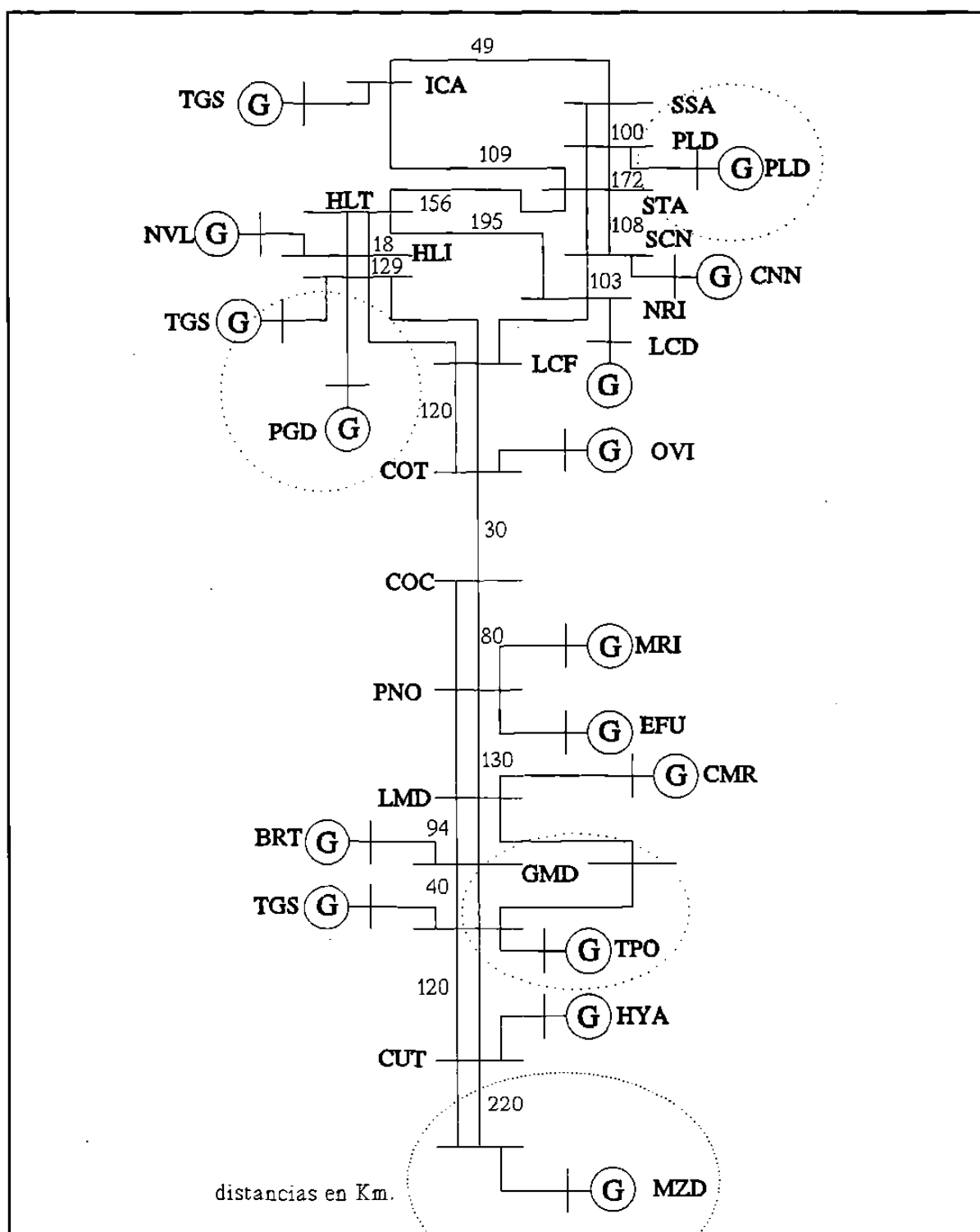


Figura 6.9 Diagrama unifilar del sistema Noroeste de la CFE.

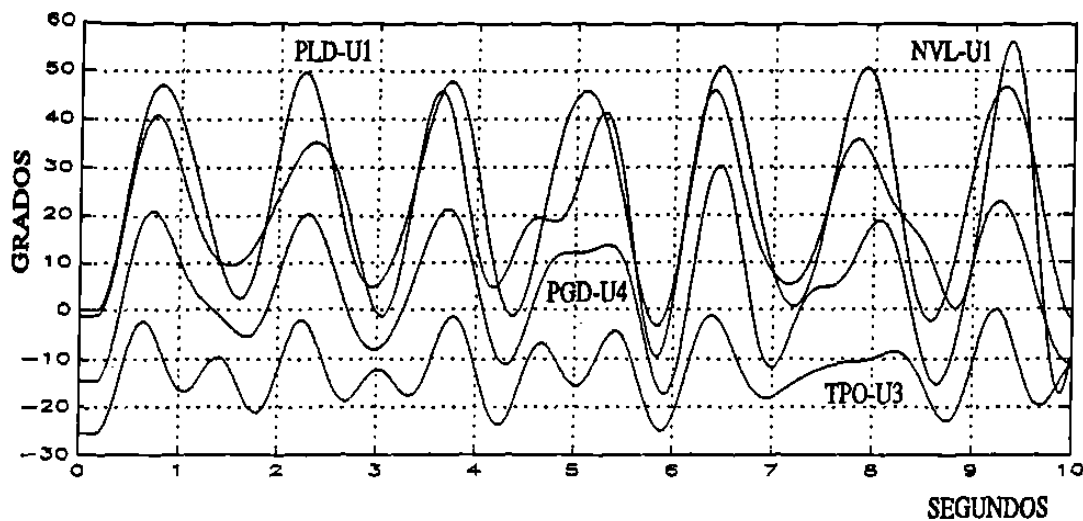


Figura 6.10 Dinámica de rotores ante la pérdida de la unidad MZD-U1.

Tabla 6.4 Modos de oscilación del sistema Noroeste.

f (Hz), ζ	Máquinas con mayor participación
0.66,-0.016	TODAS (MZD-P, PLD-P, CMR-P.....)
0.84, -0.004	PLD-P, NVL-P, PGD-P
1.03, -0.013	NVL-P, PGU-P, PLD-P, PGD-P, MZD-P
1.17, -0.017	NVL-P, PGU-P, TPO-P, EFU-P, CMR-P
1.20, -0.003	CMR-P, PGU-P
1.26, -0.007	TPO-P, PGU-U3, TPO-P, CMR-P
1.36, -0.005	CCT-TGS, PGU-P, CMR-P, EFU-P, HYA-P, BRT-P
1.368,-0.005	PGU-P, PGD-P, CCT-TGS, OVI-P, TPO-P
1.38,-0.009	TPO-U3, EFU-U3, HYA-P, CCT-P
1.41,-0.013	TPO-P, BRT-P, CCT-P

misma planta. En el modo de más baja frecuencia participan todas las máquinas del sistema. En este modo, las unidades de la parte norte oscilan contra las máquinas en la parte sur. La Figura 6.11 muestra la dinámica de algunas variables cuando este modo de oscilación se excita en el sistema. El centro de esta oscilación parece ubicarse en algún punto de la línea entre COC-230 y LCF-230. Estos resultados corresponden a la condición antes de la pérdida de la unidad MZD-U1. El resto de modos de oscilación presentados en la Tabla 6.4 involucran máquinas de distintas plantas en zonas del sistema bien localizadas, excepto para el modo de 1.03 Hz donde la planta MZD tiene una participación muy pequeña.

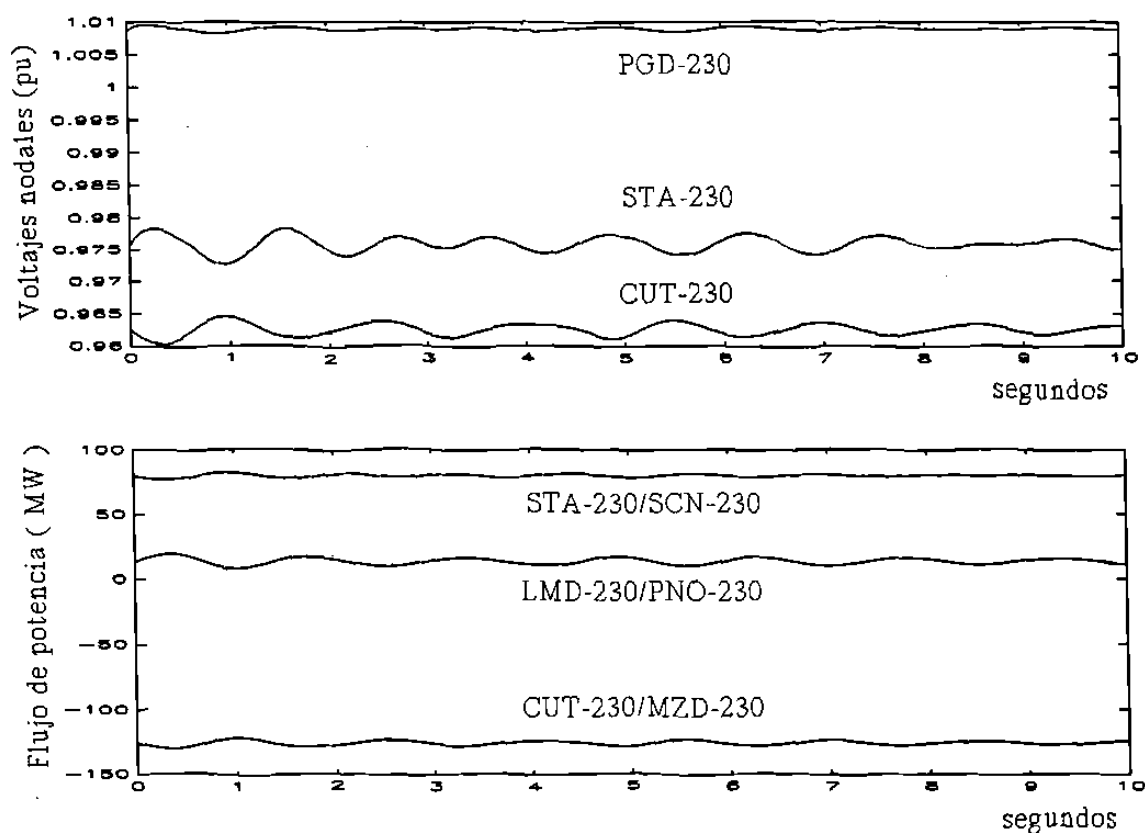


Figura 6.11 Dinámica del modo de oscilación de 0.66 Hz en distintas variables del sistema.

Tabla 6.5
Vectores derecho, de participación y de residuos asociados al
modo de oscilación de 0.66 Hz.

MAQ	$ P_{ik} , \angle P_{ik}$	MAQ	$ u_k , \angle u_k$	MAQ	$ R_i , \angle R_i$
MZD-U3	0.140, -6	CNN-MOT	0.28, 42	MZD-U3	1.87, 90
MZD-U1	0.078, -3	MZD-U1	0.26, -144	MZD-U1	0.65, 83
CNN-MOT	0.040, 13	LCD-MOT	0.26, 43	PLD-U2	0.26, 86
PLD-U4	0.033, -4	MZD-U3	0.25, -145	PLD-U3	0.26, 86
PLD-U3	0.033, -4	CMR-U2	0.23, -143	PLD-U4	0.26, 86
PLD-U2	0.033, -4	CCT-TGS	0.21, -143	PLD-U1	0.26, 86
PLD-U1	0.033, -4	HYA-U1	0.19, -144	CMR-U2	0.09, 61
LCD-MOT	0.030, 19	BRT-U2	0.16, -144	CNN-MOT	0.06, 11
CMR-U2	0.020, 1	BRT-U1	0.15, -143	LCD-MOT	0.06, 13
CCT-TGS	0.010, 2	PLD-U4	0.15, 35	HYA-U1	0.05, 54
HYA-U1	0.010, 2	PLD-U3	0.15, 35	CCT-TGS	0.04, 52

6.4.1.2 Ubicación de ESP's

Para la condición base considerada, la Tabla 6.5 muestra los elementos de los vectores derecho, de participación y de residuos para el modo de oscilación de 0.66 Hz. Los elementos mostrados corresponden a las desviaciones de velocidad (las magnitudes mayores). Estos resultados son la base para la ubicación de los estabilizadores de potencia.

Es interesante observar de la Figura 6.10 que la frecuencia de 0.66 Hz domina la respuesta dinámica de los rotores. Esto se manifiesta de manera explícita en la unidad PLD-U1. Para las otras unidades, el modo de 0.66 Hz también domina la respuesta, sin embargo, existen componentes de frecuencias mayores no identificadas claramente. Una situación similar se observa en el comportamiento de los flujos de potencia mostrados en la Figura 6.12. El flujo en la línea PNO-230/LMD-230 muestra sólo una frecuencia de oscilación, mientras que la línea CUT-230/MZD-230 contiene distintos componentes de frecuencia.

En la aplicación coordinada de estabilizadores, el orden de prioridad de los modos de oscilación de interés generalmente parte del modo de más baja frecuencia y termina con el de mayor frecuencia. De esta forma, el primer modo a considerar es el modo de 0.66 Hz, la planta con mayor participación en este modo es MZD.

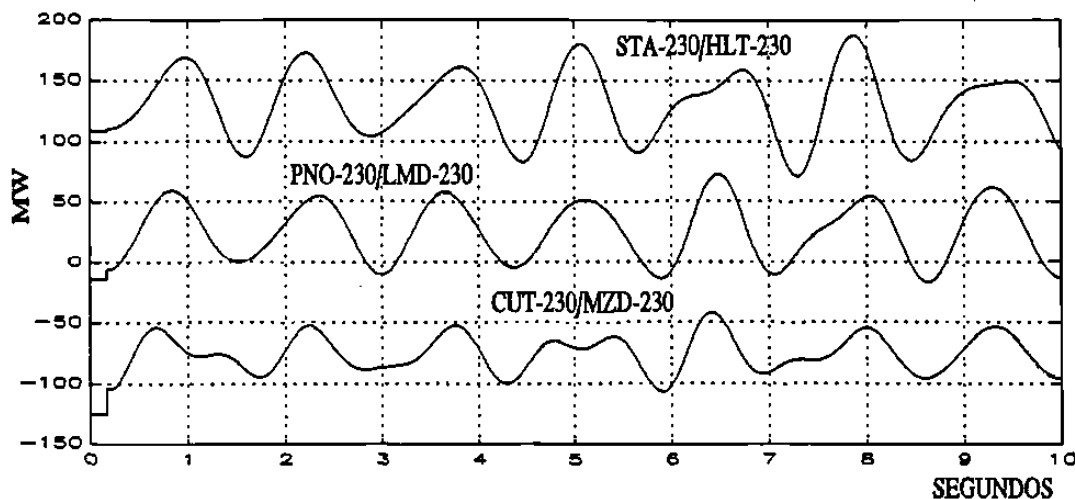


Figura 6.12 Comportamiento dinámico del flujo de potencia en líneas de transmisión con la pérdida de MZD-U1.

6.4.1.3 Característica de fase y ajuste de parámetros

Siguiendo la metodología de la sección 5.5, se diseña un estabilizador para la unidad MZD-U3. La característica de fase a compensar se obtiene a través el análisis par-ángulo como se establece en la sección 4.5.1. La Figura 6.13 muestra el ajuste de fase del estabilizador en el rango de frecuencias de interés. En la Figura 6.13 también se presentan los parámetros seleccionados para el ESP después de ajustar las curvas de fase del EPS y la característica combinada del sistema y la señal de entrada. El estudio considera que todos los estabilizadores disponibles en el sistema emplean como señal de entrada la potencia eléctrica de la unidad.

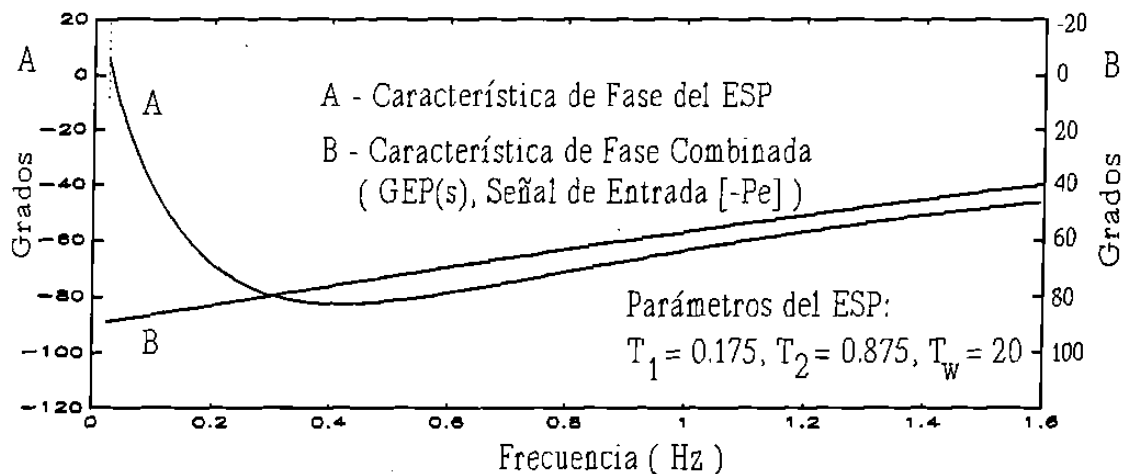


Figura 6.13 Ajuste de Fase para el ESP en MZD-U3

La Figura 6.14 muestra la dinámica de los rotores de varias unidades ante la pérdida de la unidad MZD-U1 después de instalar el ESP. Al comparar las curvas con las de la Figura 6.10 se observa que el modo de 0.66 Hz es efectivamente amortiguado (PLD-U1), mientras que los otros modos presentes en la respuesta son afectados ligeramente. Esto es consistente con los resultados del análisis modal, ya que la planta MZD tiene una participación muy reducida en modos con frecuencias mayores.

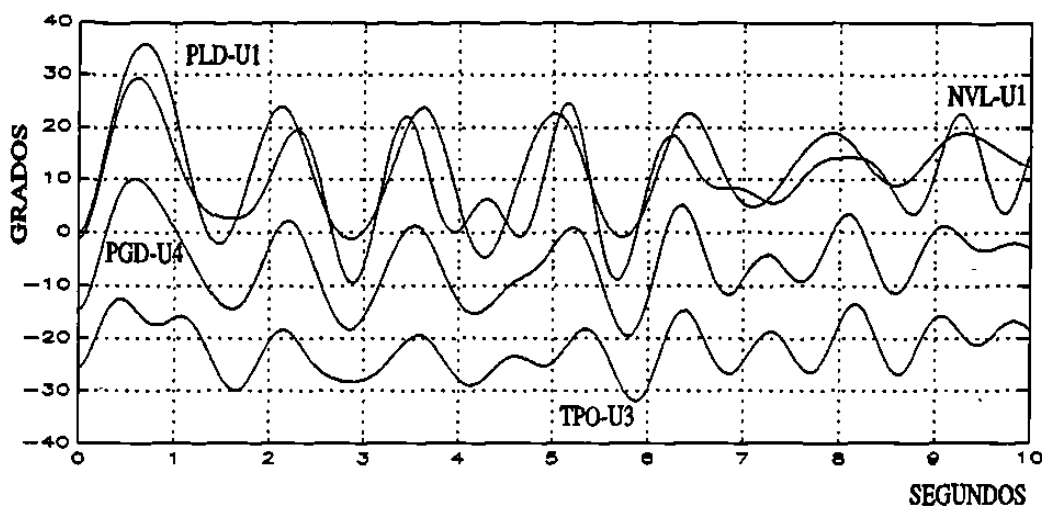


Figura 6.14 Dinámica de rotores con ESP en MZD-U3.

Tabla 6.6

Vectores derecho, de participación y de residuos asociados al modo de oscilación de 0.66 Hz después de instalar un ESP en MZD-U3.

MAQ	$ p_{ik} , \angle p_{ik}$	MAQ	$ u_k , \angle u_k$	MAQ	$ R_i , \angle R_i$
MZD-U3	0.140, 28	MZD-U1	0.25, -110	MZD-U3	1.67, 75
MZD-U1	0.084, -13	CNN-MOT	0.24, 76	MZD-U1	0.74, 100
CNN-MOT	0.036, -1.9	LCD-MOT	0.23, 76	PLD-U3	0.26, 82
PLD-U3	0.033, 4	MZD-U3	0.21, -94	PLD-U1	0.26, 82
PLD-U4	0.033, 4	CMR-U2	0.20, -112	PLD-U4	0.26, 82
PLD-U1	0.033, 4	CCT-TGS	0.19, -112	PLD-U2	0.26, 82
PLD-U2	0.033, 4	HYA-U1	0.18, -111	CMR-U2	0.094, 86
LCD-MOT	0.030, 1.7	BRT-U2	0.14, -114	CNN-MOT	0.057, 17
CMR-U2	0.020, -18	BRT-U1	0.14, -114	LCD-MOT	0.054, 19
CCT-TGS	0.013, -17	PLD-U3	0.13, 81	HYA-U1	0.054, 79
HYA-U1	0.011, -15	PLD-U2	0.13, 81	CCT-TGS	0.045, 78

6.4.1.4 Aplicación secuencial de ESP's

La Tabla 6.6 presenta los vectores modales para el modo de 0.66 Hz después de instalar el estabilizador en MZD-U3. Es interesante comparar estos resultados con los de la Tabla 6.5. Se observa una gran similitud entre los valores de ambas tablas. La inclusión del estabilizador en MZD-U3 prácticamente no altera el patrón dinámico modal, lo cual será característico en un sistema con estructura longitudinal.

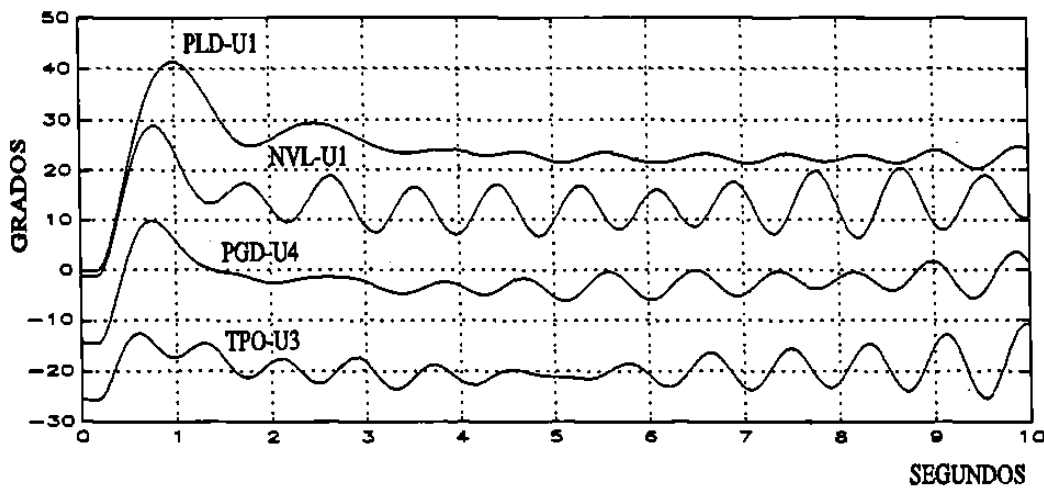


Figura 6.15 Comportamiento dinámico de rotores con ESP en MZD, PLD y CMR.

El amortiguamiento para el modo de 0.66 Hz, observado en la Figura 6.14, aún no se considera aceptable ($\zeta = 0.04$), por lo que, de acuerdo a la metodología de la sección 5.5, se procede a instalar otros estabilizadores que mejoren la respuesta. La ubicación de estos estabilizadores está basada en la información de la Tabla 6.6, la cual representa un análisis modal completo del sistema que incluye el ESP previamente instalado. La Figura 6.15 muestra el comportamiento de las mismas unidades de la Figura 6.14 cuando se ha instalado ESP's en todas las unidades de la planta PLD y en la unidad CMR-U2. Ahora el modo de 0.66 Hz presenta un amortiguamiento aceptable ($\zeta = 0.21$). Las

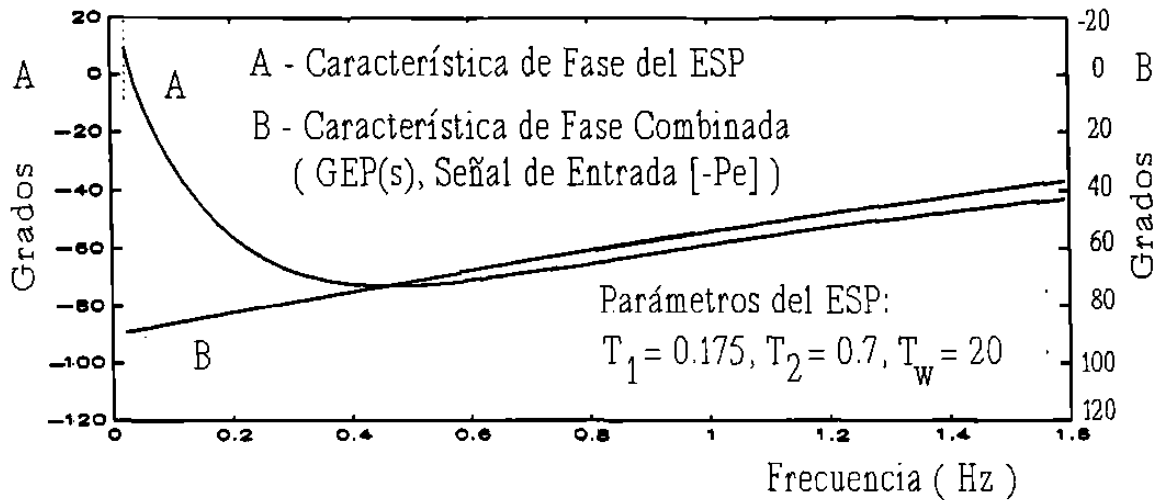


Figura 6.16 Ajuste de Fase del ESP en planta PLD.

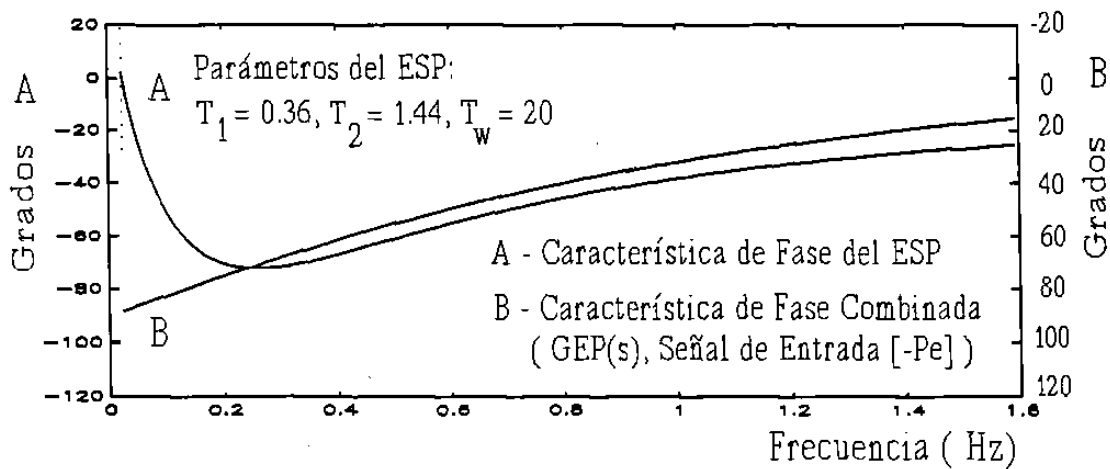


Figura 6.17 Ajuste de Fase del ESP en CMR-U2.

Figuras 6.16 y 6.17 presentan el detalle de ajuste de fase en los estabilizadores de estas máquinas.

Es interesante observar que a medida que se amortigua este modo los otros modos se

Tabla 6.7

Vectores modales asociados a modos de oscilación de 1.17 y 1.25 Hz.

MAQ f = 1.17 Hz	$ p_{ik} $	MAQ f = 1.17 Hz	$ R_i $	MAQ f = 1.25 Hz	$ R_i $
NVL-U3	0.59	NVL-U3	0.10	TPO-U3	1.04
NVL-U2	0.57	NVL-U2	0.09	MZD-U1	0.52
NVL-U1	0.57	NVL-U1	0.09	PGU-U3	0.44
PGD-U4	0.38	PGU-U3	0.05	MZD-U3	0.31
PGD-U3	0.37	TPO-U3	0.03	EFU-U3	0.20
MZD-U1	0.37	PGD-U3	0.02	PGD-U4	0.17
MZD-U3	0.31	PGD-U4	0.02	PGD-U3	0.17
TPO-U3	0.21	MZD-U3	0.01	EFU-U2	0.13
PGU-U3	0.18	EFU-U1	0.01	EFU-U1	0.13

manifiestan más explícitamente. En este caso, el modo de oscilación de 1.17 Hz se identifica en las unidades NVL-U1 y PGD-U4. El modo de 1.25 Hz se identifica en la unidad TPO-U3. La Tabla 6.7 presenta los vectores modales asociados a estos modos de oscilación. Para esta condición, se tiene que la planta NVL presenta la mayor participación en el modo de oscilación de 1.17 Hz, mientras que la planta TPO tiene una participación importante en el modo de oscilación de 1.25 Hz. Se debe hacer notar que en la metodología propuesta se efectúa un análisis modal completo para cada ESP a instalar. Este análisis debe considerar los ESP's previamente instalados.

En este punto, el interés se centra en estabilizar el modo de 1.17 Hz. De acuerdo a la Tabla 6.4, el siguiente modo a considerar debería ser el de 0.84 Hz, ya que es el modo con la segunda frecuencia de oscilación más baja del sistema. Esto es cierto, sin embargo,

previamente se ha instalado un ESP en la planta PLD que, de acuerdo a la Tabla 6.4, esta planta tiene la mayor participación en el modo de 0.84 Hz. Por otro lado, se tiene poca evidencia de este modo en la respuesta ante perturbaciones. Por lo cual, se decide instalar un estabilizador en la planta NVL.

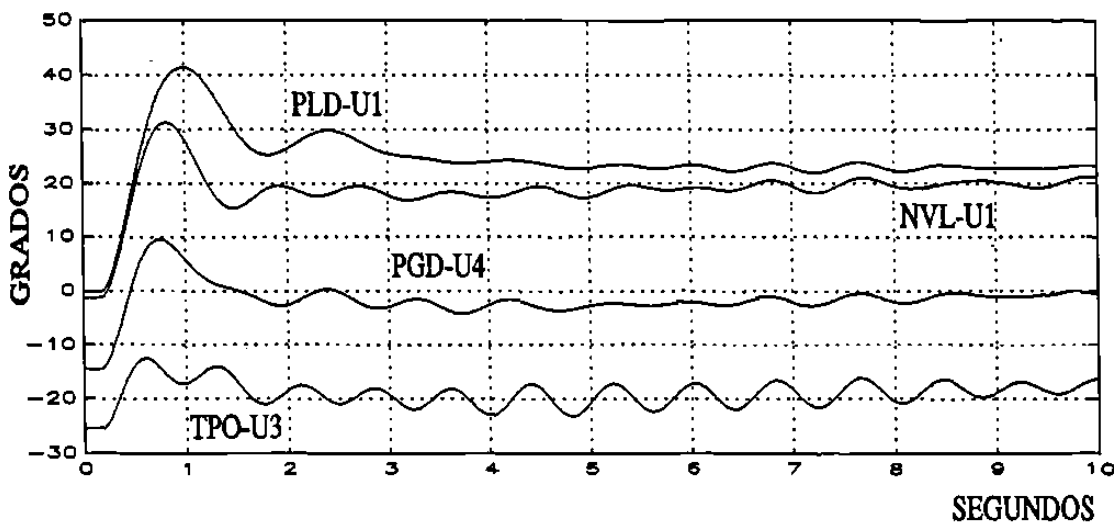


Figura 6.18 Desplazamiento angular de rotores con ESP's en MZD, PLD, CMR y NVL.

El modo de 1.1 Hz es claramente amortiguado al instalar un ESP en las máquinas de la planta NVL, como lo muestra la Figura 6.18. Finalmente, la Figura 6.19 muestra la dinámica angular en máquinas después de instalar un estabilizador en la unidad TPO-U3.

El procedimiento de aplicación coordinada de estabilizadores finaliza cuando se consigue un nivel de amortiguamiento establecido para todas las frecuencias de interés en el sistema, para un grupo de perturbaciones y condiciones operativas del sistema definidas.

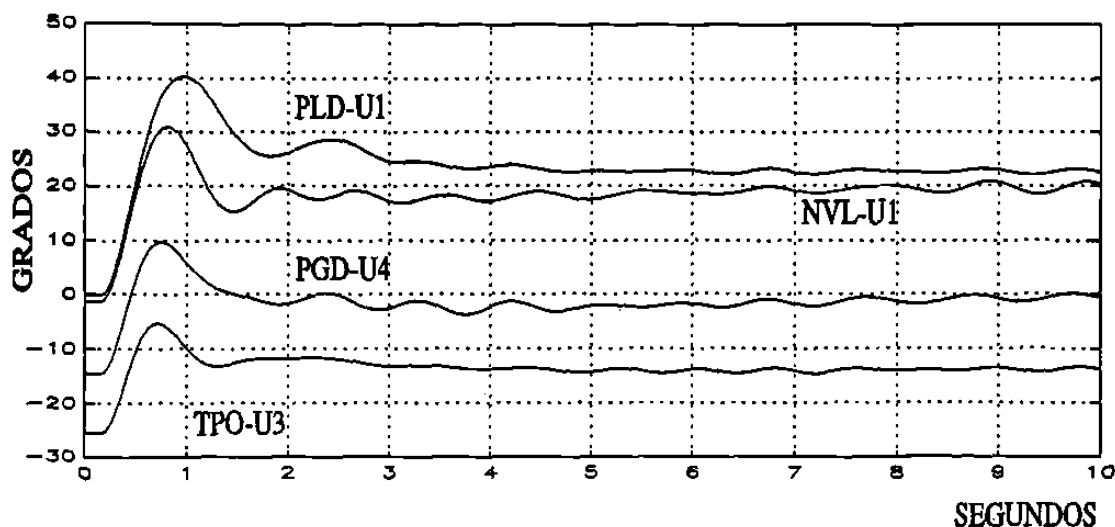


Figura 6.19 Dinámica de rotores después de instalar un ESP en TPO-U3.

6.4.1.5 Evaluación de ESP's ante distintas perturbaciones

En el caso analizado, la aplicación coordinada de estabilizadores se ilustra analizando la pérdida de la unidad MZD-U1 en los cuatro modos de oscilación de más baja frecuencia en el sistema. La Tabla 6.8 presenta los valores de frecuencia y relación de amortiguamiento para estos modos después de instalar estabilizadores en MZD-U3, PLD-P, CMR-U2, NVL-P y TPO-U3. Las Figuras 6.20 a 6.23 presentan el comportamiento angular de distintas máquinas para otras perturbaciones en el sistema. En este caso, ante la pérdida de las unidades PGD-U3 y TPO-U3, antes y después de la instalación de los estabilizadores. De los resultados se observa que un procedimiento completo de aplicación de estabilizadores para el sistema Noroeste probablemente requerirá la instalación de ESP's adicionales, particularmente para cubrir las oscilaciones dinámicas de alta frecuencia.

Las Figuras 6.24 a 6.29 ilustran el proceso de aplicación coordinada de ESP's cuando se utiliza la velocidad del rotor como señal de entrada. La Figura 6.30 muestra el ajuste de la característica de fase para los estabilizadores con señal de velocidad en la planta Puerto Libertad (PLD). La Tabla 6.9 presenta los valores característicos de los modos de oscilación de más baja frecuencia en el sistema después de instalar ESP's en las plantas de MZD, PLD, CMR, NVL, PGD y TPO.

Tabla 6.8

Modos de oscilación de baja frecuencia en el Sistema Noroeste después de instalar estabilizadores.

f (Hz)	ζ	real	Imag
0.653	0.221	-0.908	4.01
0.83	0.012	-0.064	5.18
0.96	0.120	-0.72	5.97
1.18	0.210	-1.54	7.27
1.29	0.012	-0.102	8.14

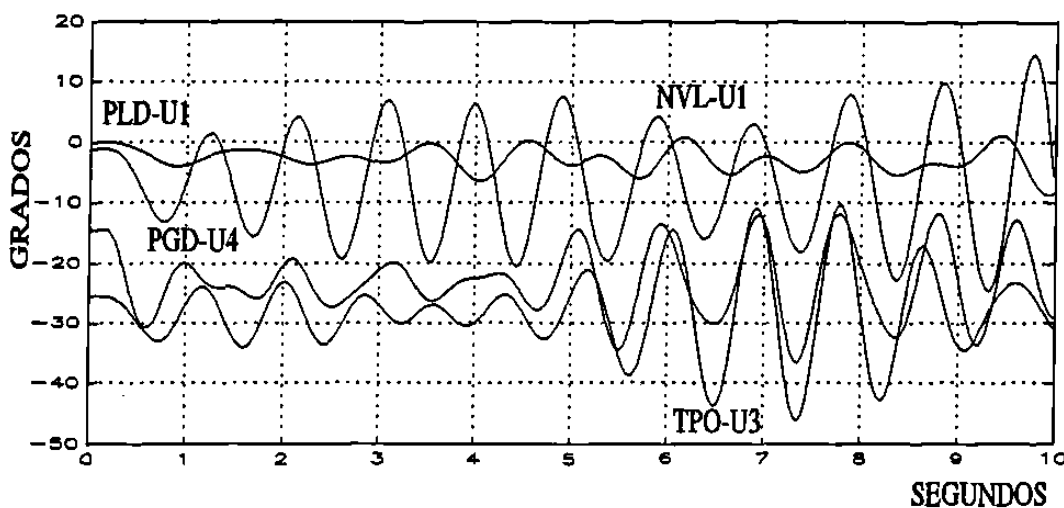


Figura 6.20 Comportamiento dinámico de rotores ante la pérdida de la unidad PGD-U3 antes de instalar ESP's.

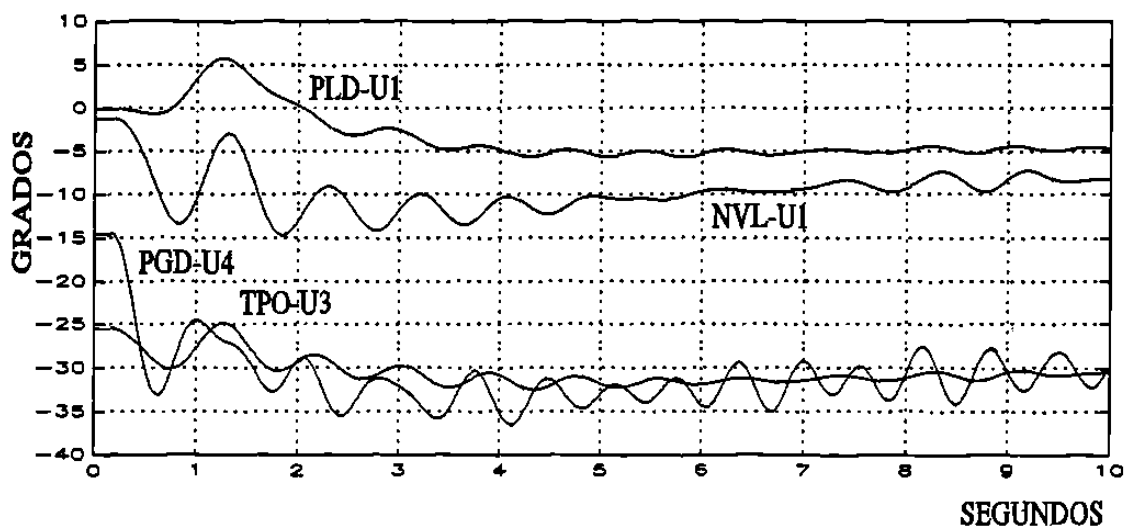


Figura 6.21 Comportamiento angular de rotores ante una pérdida de la unidad PGD-U3 después de instalar ESP's en MZD, PLD, CMR, NVL y TPO.

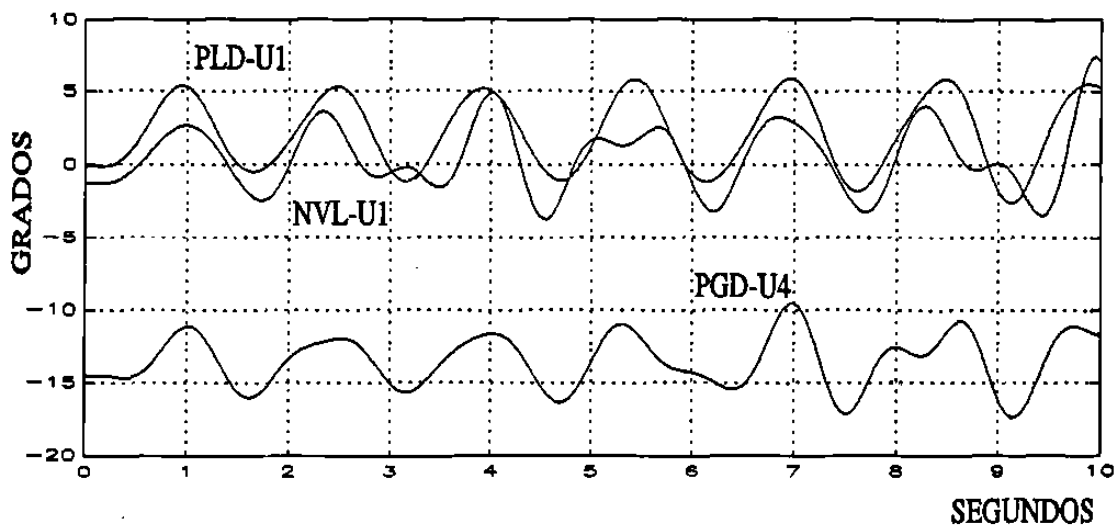


Figura 6.22 Dinámica de rotores ante la pérdida de la unidad TPO-U3 antes de instalar ESP's.

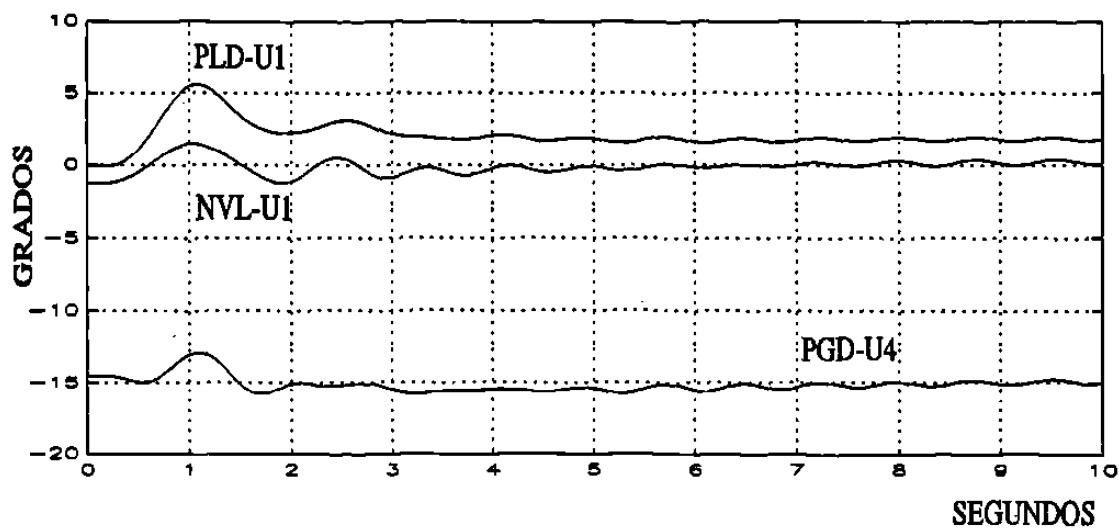


Figura 6.23 Dinámica de rotores ante la pérdida de TPO-U3 con ESP's en MZD, PLD, CMR, NVL y TPO.

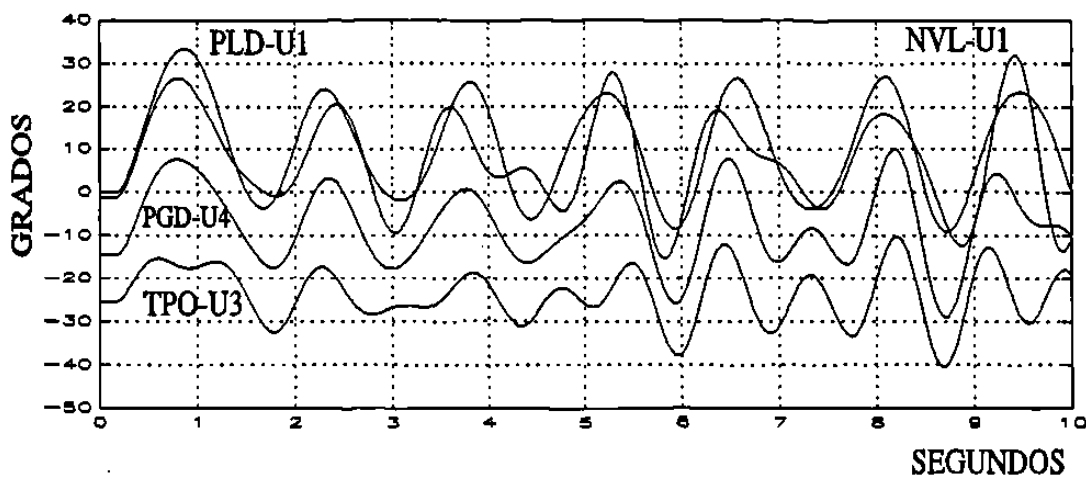


Figura 6.24 Dinámica de rotores ante la pérdida de la unidad MZD-U1. Instalación de ESP_{ω} en MZD-U3.

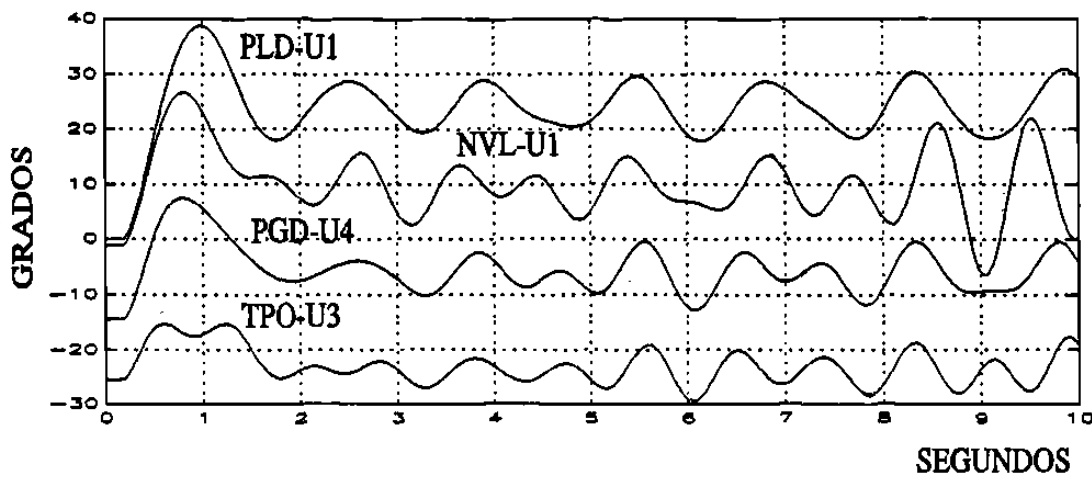


Figura 6.25 Comportamiento de rotores ante la pérdida de la unidad MZD-U1. ESP_{ω} en plantas MZD y PLD.

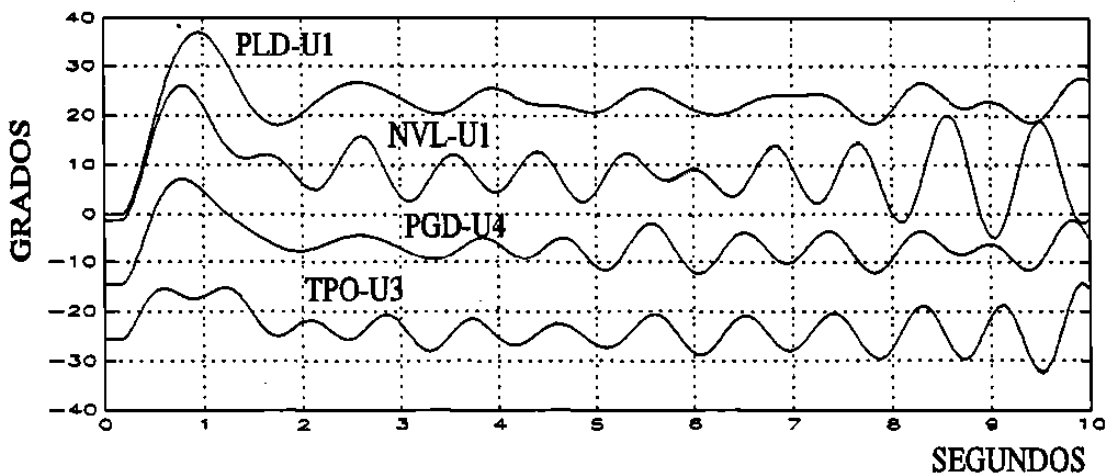


Figura 6.26 Dinámica de rotores ante la pérdida de la unidad MZD-U1. ESP_{ω} en plantas MZD, PLD y CMR.

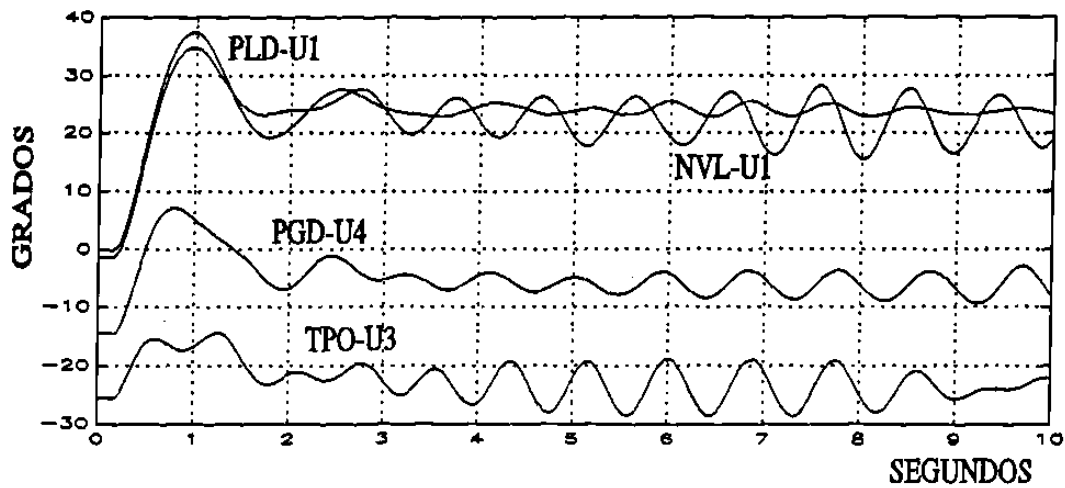


Figura 6.27 Comportamiento de rotores ante la pérdida de la unidad MZD-U1. ESP_{ω} en plantas MZD, PLD, CMR y NVL.

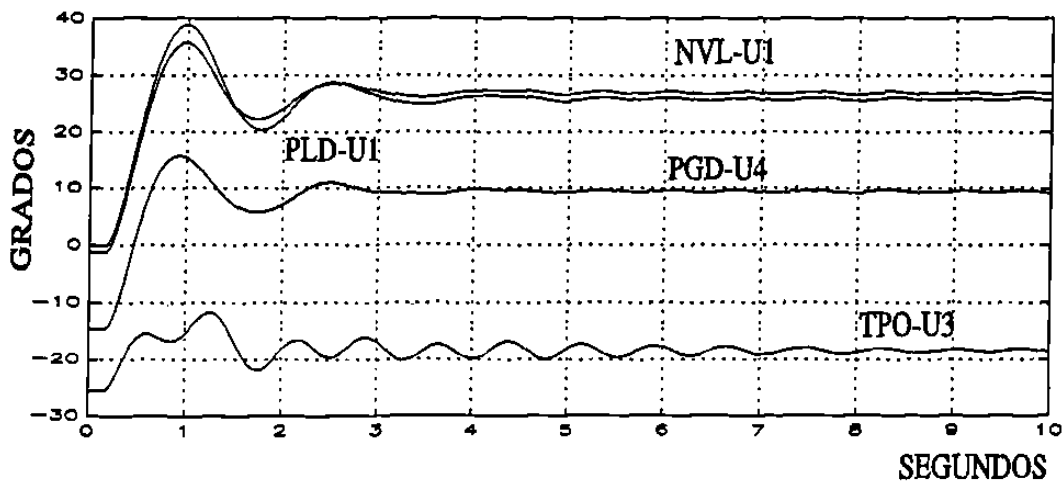


Figura 6.28 Dinámica de rotores ante la pérdida de la unidad MZD-U1. ESP_{ω} en MZD, PLD, CMR, NVL y PGD.

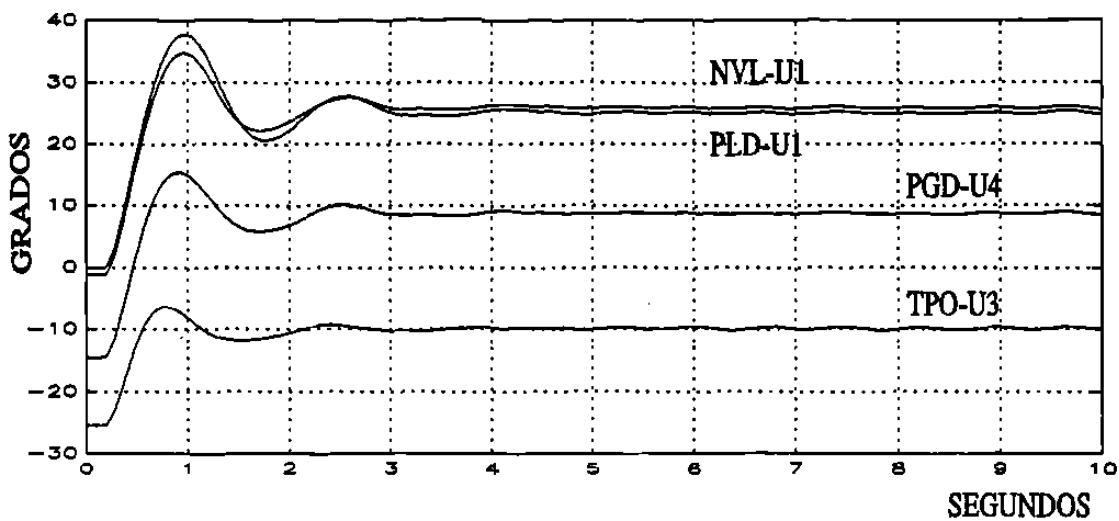


Figura 6.29 Comportamiento de rotores ante la pérdida de la unidad MZD-U1. ESP_{ω} en MZD, PLD, CMR, NVL, PDG y TPO.

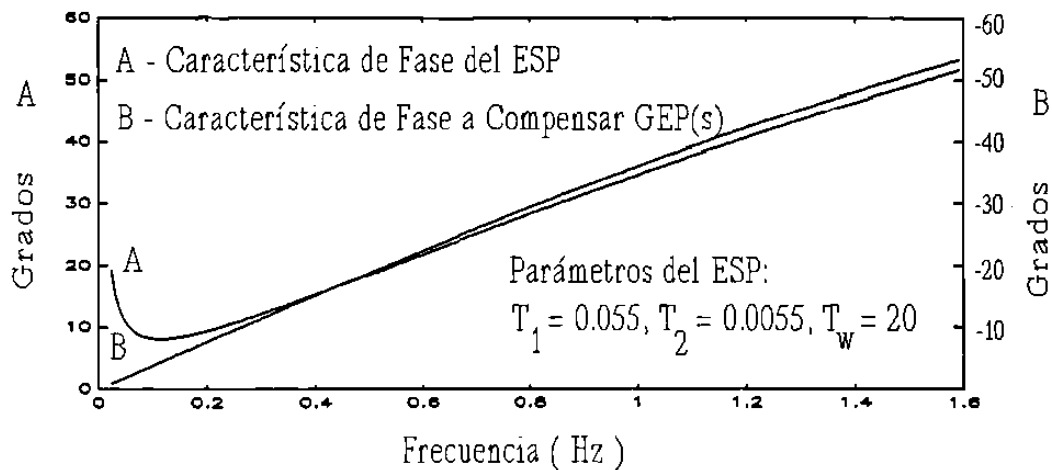


Figura 6.30 Ajuste de Fase para ESP's en Planta Puerto Libertad

Tabla 6.9
 Modos de oscilación de baja frecuencia en
 el Sistema Noroeste de la CFE
 ESP ω 's en MZD, PLD, CMR, NVL, PGD y TPO

f (Hz)	ζ	real	imag
0.64	0.22	-0.886	3.917
0.83	0.01	-0.050	5.062
0.86	0.33	-1.802	5.115
1.10	0.31	-2.172	6.564
1.26	0.067	-0.538	7.942

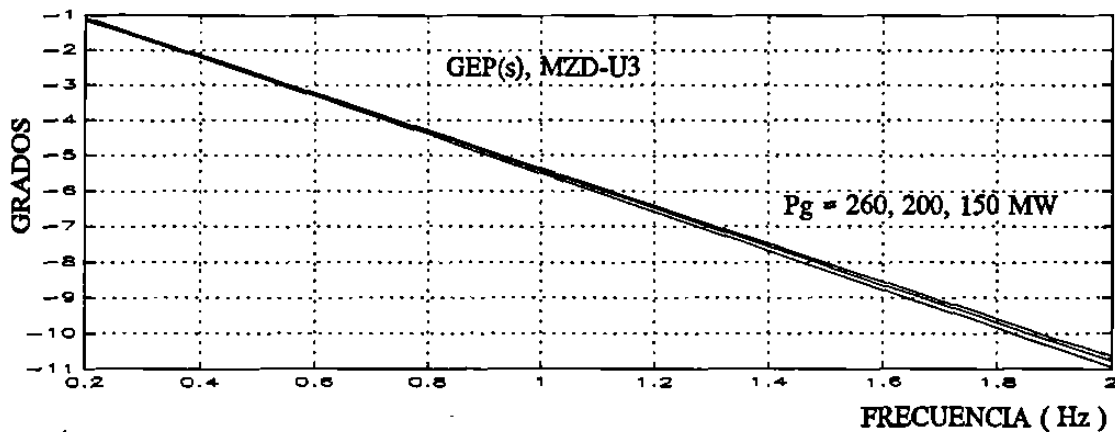


Figura 6.31 Variación de fase para GEP(s) en MZD-U3.

Usando la metodología propuesta, se puede garantizar una adecuada coordinación de acciones de estabilización vía ESP's. Adicionalmente, la metodología conduce al menor número de unidades generadoras seleccionadas para amortiguar modos de oscilación críticos.

6.5 Características dinámicas particulares de los SEP's longitudinales

Los dos sistemas analizados ilustran el caso de sistemas débiles del tipo longitudinal. A continuación se listan las características dinámicas particulares observadas en el cálculo y análisis de oscilaciones electromecánicas y en el diseño de controles.

En la determinación de frecuencias de oscilación electromecánicas en SEP's longitudinales es factible utilizar modelos simplificados del generador. Los valores de frecuencia que se obtienen al utilizar modelos más completos son muy similares. El efecto de los controles principalmente se manifiesta en el amortiguamiento de los modos de oscilación.

En los modos de oscilación de menor frecuencia participan muchas máquinas, lo que hace que los factores de participación los generadores sean muy pequeños, dificultando la identificación de las plantas más importantes en estos modos de oscilación. Para verificar la participación de máquinas se recomienda la excitación de modos de oscilación mediante el análisis de la respuesta en el tiempo. Este proceso permite reproducir la oscilación en plantas que participan de manera importante en el modo y también determinar las líneas de transmisión donde se manifiesta la oscilación.

Para los modos de oscilación de interés, una característica importante de los SEP's longitudinales es que los vectores modales - derecho e izquierdo y los de participación y de residuos - no cambian substancialmente con la inclusión de un estabilizador (ver Tablas 6.5 y 6.6). Esto simplifica la ubicación del control en una aplicación coordinada de ESP's. La lista de generadores que participan más activamente en un modo de oscilación no se modifica, lo cual evita realizar un análisis modal completo para la ubicación de cada nuevo estabilizador.

Por otro lado, la característica de fase a compensar por el ESP varía ligeramente para

un rango amplio de condiciones, lo cual evita un nuevo ajuste o sintonización. Un ejemplo de esto se muestra en la Figura 6.31 para la unidad MZD-U3. El rango de frecuencia considerado incluye todos los modos de oscilación electromecánicos de interés. También considera distintas condiciones operativas. Se observa una variación pequeña para la fase de GEP(s).

En los dos sistemas analizados los efectos de interacción entre modos o controles no es crítico. Debido a la estructura de la red, cada máquina en el sistema tiene una participación importante en modos de oscilación bien definidos, generalmente dos o tres modos de oscilación. El nivel de participación individual dependerá básicamente de su ubicación y capacidad, así como del tipo de sistema de excitación.

En sistemas robustos, la aplicación de un estabilizador en una máquina para mejorar el amortiguamiento de cierto modo puede también disminuir el amortiguamiento de otros modos. Por su capacidad y cercanía eléctrica con el resto de los generadores, cada máquina tiene una participación importante en varios modos de oscilación. En este tipo de sistemas generalmente no es sencillo encontrar una señal de entrada con alto contenido modal para un modo de oscilación de interés particular. Para SEP's del tipo longitudinal lo contrario se cumple. Dada su estructura, cada modo de oscilación se manifiesta en una región específica del sistema, facilitando la elección de la señal.

Es importante señalar el ciclo de análisis que la metodología propuesta establece, combinando el análisis en la frecuencia y en el dominio del tiempo. Esto garantiza el ajuste adecuado de ganancias y límites de salida del ESP, así como la minimización de interacciones negativas entre modos y controles al incluir un nuevo estabilizador.

6.6 Diseño de compensadores estáticos de reactivos

El compensador estático de reactivos (CEV) es un componente relativamente nuevo

en los sistemas de transmisión. El CEV combina una respuesta rápida basada en el switcheo electrónico de reactores y capacitores, con una alta confiabilidad y bajo mantenimiento.

Los objetivos principales de la utilización de un compensador en la red de transmisión son:

- Control de voltaje
- Mejorar la estabilidad
- Incremento en la capacidad de transmisión

Estas acciones se llevaban a cabo tradicionalmente con capacitores, reactores y condensadores síncronos. Los compensadores estáticos (CEV), en la mayoría de los casos, realizarán estas tareas mucho más rápido y con mayor calidad que con los métodos convencionales.

Si la función de regulación de voltaje del CEV es complementada con un control suplementario para modular el voltaje de referencia, es posible desarrollar pares de amortiguamiento que ayuden a estabilizar los modos de oscilación críticos para el sistema. La estructura del control adicional es similar a la utilizada por un estabilizador en un generador. Se tienen tres bloques básicos; uno de ganancia, un bloque restaurador y varios bloques de adelanto-atraso con sus respectivos límites de salida.

6.6.1 Señal de Entrada

En la selección de la señal de entrada es importante evaluar su observabilidad y controlabilidad modal. Desde el punto de vista de observabilidad, la señal menos adecuada es aquella que contiene la mezcla de varios modos. En redes malladas generalmente es difícil encontrar la señal de control apropiada y en sistemas de tipo longitudinal lo opuesto se cumple.

Considerando la controlabilidad, es importante evaluar las características de versatilidad de la señal de entrada ante condiciones operativas cambiantes del sistema de potencia. Por ejemplo, para la señal de flujo de potencia, el factor de controlabilidad cambia de signo al invertir el sentido del flujo en la línea de transmisión. En este sentido, la magnitud de la corriente de línea presenta las mejores características [55].

6.6.2 Ubicación del CEV

El diseño del lazo de control adicional del CEV puede ser llevado a cabo siguiendo la metodología de diseño presentada en la sección 5.5. La única modificación a esta metodología consistiría en incluir una técnica preliminar de ubicación del CEV. Esta modificación es opcional, ya que los índices presentados en la sección 4.6.3 y usados en la metodología general permiten ubicar eficientemente un control de cualquier tipo en el sistema de potencia. Para el caso particular del CEV, se han utilizado eficientemente, residuos de funciones de transferencia [42] y factores de participación nodales [65].

Generalmente, la mejor ubicación del CEV es donde se presentan las mayores oscilaciones para el modo de oscilación de interés. En un sistema de una máquina alimentando una barra infinita, este sitio se ubica en el punto eléctrico medio entre el voltaje interno del generador y el voltaje de la barra infinita. Conceptos similares se aplican en líneas de enlace entre sistemas. En algunas ocasiones es ventajoso ubicar el CEV próximo a centros de carga importantes [42].

6.6.3 Caso de estudio

Con fines comparativos, se presentan los resultados de aplicar un CEV y un estabilizador en un generador para amortiguar el modo de oscilación entre áreas del sistema presentado en la sección 4.6.3. La Tabla 6.10 presenta los índices de la señal de entrada utilizados en el diseño. La Tabla 6.11 muestra el efecto de ambos controles en la

Tabla 6.10 Índices de la señal de entrada para el CEV y ESP.

Elemento	Kc	Ko	Kili	CPI	MDI
PSS _{ω}	0.460	0.96	0.011	4	0.6
CEV ₅	0.066	397	8.9	30	0.47
CEV ₆	0.011	417	1.65	90	0.44
CEV ₇	0.066	407	12	114	0.36

frecuencia y el amortiguamiento del modo de oscilación entre áreas, se considera la condición operativa más crítica del sistema. El CEV utiliza como señal de entrada suplementaria el flujo de potencia en el enlace y el ESP la velocidad angular.

En la Tabla 6.10, el subíndice en la primera columna indica el nodo donde se ubica el CEV. El nodo 5 es el extremo de la línea de enlace en el Area 1, el área exportadora y donde se localiza la carga del área. El nodo 7 en forma similar corresponde al Area 2, el área importadora. El punto intermedio de la línea de interconexión es el nodo 6. El ESP se instala en la máquina 3 ubicada en el extremo más alejado del área importadora.

Tabla 6.11 Efecto del ESP y CEV en modo de oscilación entre áreas

Caso	Sin Control	CEV ₅	CEV ₅ + u _{adicional}	ESP
Modo entre-áreas	0.044+j 2.56	0.033+j 2.7	-0.17+j 2.67	-0.19+j 2.55

Es interesante observar en la Tabla 6.10 el incremento en el factor de controlabilidad del modo cuando el CEV se ubica en nodos de carga. Aunque los nodos 5 y 7 presentan

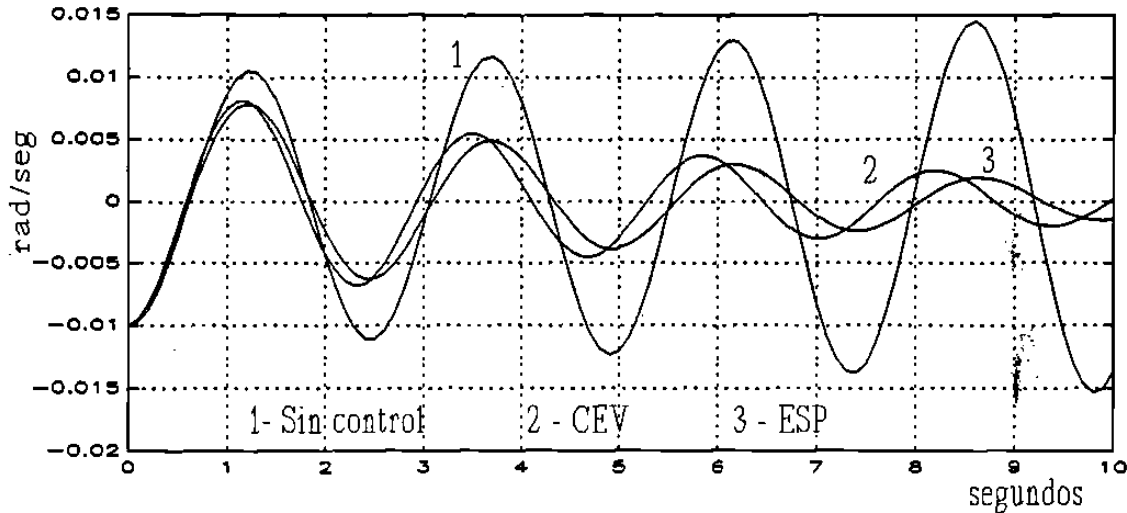


Figura 6.32 Dinámica en el tiempo de la diferencia de velocidades ω_{13} en el modo de oscilación entre áreas.

valores altos de controlabilidad, el índice que evalúa el efecto del lazo interno de la señal de entrada es mayor en el nodo 7. Es por esto que la mayor contribución de amortiguamiento se presenta cuando el CEV se ubica en el nodo 5. Esto se confirma con el índice MDI el cual presenta su valor mayor para el nodo 5.

Ubicar un CEV cerca de áreas de carga es eficiente, sin embargo generalmente es difícil obtener un diseño robusto para todos los modos de oscilación asociados [55]. La intención de este caso es ilustrar el potencial de un CEV para incrementar el amortiguamiento del sistema y no es un ejemplo completo de un diseño robusto. La Figura 6.32 presenta la dinámica en el tiempo de la diferencia de velocidades entre las dos máquinas en los puntos extremos del sistema en el modo de oscilación entre áreas.

6.6.4 ESP vs CEV

Con un control apropiado, tanto el ESP como el CEV pueden incrementar el

amortiguamiento del sistema de potencia. Su acción es similar en algunos aspectos, pero tiene sus diferencias. El ESP introduce al regulador de voltaje una señal adicional que altera la dinámica del generador. Si esta señal presenta una característica de fase apropiada desarrolla un par de amortiguamiento positivo. La característica de fase del ESP tiene que ser optimizada en cierto rango de frecuencias.

El CEV, por otro lado, actúa de manera diferente. Los cambios en la potencia reactiva afectan inmediatamente el voltaje. La potencia eléctrica de los generadores más cercanos varía instantáneamente antes que la oscilación del ángulo se desarrolle. Su influencia depende de la combinación de dos factores; directamente cambiando la transmisión en la red debido al cambio de voltajes, e indirectamente debido al cambio de las cargas dependientes del voltaje.

El ESP tiene su efecto más importante cuando se instala en generadores con alta participación modal. El esfuerzo de amortiguamiento con ESP's debe ser distribuido en el sistema por varias razones, entre otras por la excitación de distintos modos de oscilación originados por los distintos tipos de perturbaciones en la red y a su cambiante condición operativa. De esta forma se garantiza la participación de generadores con alta participación en cada modo de oscilación presente en el sistema.

El uso del ESP será económico si el generador donde se instala está equipado con un regulador de voltaje de alta respuesta. Por otro lado, tiene que ser instalado en varios generadores hasta lograr el nivel de amortiguamiento deseado. El CEV resulta mucho muy caro si se instala con el único propósito de amortiguamiento. En cambio, si el objetivo principal es una rápida regulación del voltaje, el incremento de amortiguamiento se obtiene a un costo extra reducido. Una característica importante con el CEV es que son pocos los sitios en la red donde se incrementa substancialmente el amortiguamiento.

CAPITULO VII

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1 Conclusiones

7.1.1 Caracterización de Oscilaciones

- **Análisis y caracterización de modos de oscilación.-** En el análisis de un sistema eléctrico de potencia es muy importante identificar el origen o causa del problema de oscilaciones. Un estudio detallado de las diversas fuentes de amortiguamiento y un conocimiento pleno de la física y naturaleza del amortiguamiento en el sistema garantiza la aplicación y el diseño eficiente de controles para solucionar el problema.
- La técnica de valores característicos es una herramienta básica que permite separar e identificar los modos de oscilación. Los vectores propios asociados proporcionan una descripción física de la oscilación, lo que permite determinar las causas del problema y la selección de medidas correctivas adecuadas.
- Las magnitudes de los elementos del vector propio derecho indican el nivel relativo de actividad para cada variable en un modo de oscilación; así mismo, los ángulos de los elementos del vector describen las fases relativas entre variables. El vector propio izquierdo identifica la combinación de variables originales que excitan sólo un modo. Los factores de participación combinan los elementos del vector derecho e izquierdo y permiten asociar variables con modos de oscilación.

7.1.2 Amortiguamiento

- Un par directamente relacionado con las variaciones de velocidad del rotor proporciona amortiguamiento al generador. Para proporcionar amortiguamiento positivo, un par eléctrico debe estar en fase con estas variaciones, mientras que un par mecánico debe estar en contrafase. Todos los elementos y controles en el sistema afectan los pares desarrollados por cada generador. Estos pares pueden separarse en dos componentes; una en fase con las variaciones angulares del rotor y otra en fase con las variaciones de velocidad. Estas componentes, llamadas de sincronización y amortiguamiento, permiten a los generadores mantenerse unidos al sistema y alcanzar un nuevo punto de equilibrio.
- Considerando el impacto de los controles en el amortiguamiento, se destaca el efecto negativo de los sistemas de excitación, el cual es función del tipo de control y de su ubicación en el sistema. Desde un punto de vista matemático, esta diferencia en efectos es consecuencia de la posición de los ceros asociados a la función de transferencia del lazo de control de la excitación. Un incremento en el valor de ganancia del excitador no se refleja necesariamente en una reducción del amortiguamiento.
- En sistemas interconectados los problemas de amortiguamiento generalmente se presentan en condiciones con flujos de potencia altos en líneas de interconexión débiles, mientras que en sistemas débiles; así mismo, la condición operativa y la ubicación y composición de la carga son factores importantes que pueden conducir a un problema de amortiguamiento.

7.1.3 Modos de oscilación entre áreas

- Las oscilaciones de potencia entre áreas son causadas por intercambios de energía

electromecánica entre grupos de generadores. En el caso extremo, todos los generadores en el sistema toman parte en este intercambio. Los controles de todos los generadores tienen el potencial de incrementar o disminuir el amortiguamiento de la oscilación. A medida que crece el número de generadores que participan en un modo, la frecuencia de oscilación disminuye.

- En un sistema de potencia los modos de oscilación con mayores problemas de amortiguamiento son los de más baja frecuencia, que corresponden a las oscilaciones entre áreas.
- La estabilidad de un modo de oscilación crítico entre áreas no es una función simple de las características de la carga; depende también de la condición de operación, de la localización de la carga y de los tipos de sistemas de excitación existentes.

7.1.4 Aplicación de Estabilizadores de Potencia

- **Ubicación del ESP.-** Desde el punto de vista de costo computacional, las técnicas para ubicar estabilizadores que utilizan factores de participación y residuos de funciones de transferencia son similares. Los factores de participación, sin embargo, consideran sólo información de la matriz de estado, mientras que los residuos incluyen el impacto de la señal de entrada. Los procedimientos de ubicación que utilizan el ESP ideal o la sensibilidad a un término de amortiguamiento puro en cada máquina tienen un mayor costo computacional, sin embargo, representan con mayor precisión la dinámica real de un estabilizador. En conjunto, todas estas técnicas pueden utilizarse de manera complementaria. En forma individual, todas las técnicas no son eficientes en alguna situación extrema.

- **Compensación de fase del ESP.-** El método que utiliza el lazo de control par-ángulo para establecer la fase a compensar por el estabilizador es simple y sólo requiere las características dinámicas de las máquinas involucradas. El método que analiza el lazo de control del regulador de voltaje involucra una representación detallada de todo el sistema y un mayor costo computacional. La selección del método está en función del recurso computacional disponible y el sistema analizado. Para sistemas robustos, se recomienda utilizar el análisis del lazo de control del regulador del voltaje debido a su representación más completa del sistema, en especial por considerar los efectos de interacción entre controles, los cuales son importantes para este tipo de sistemas. Para sistemas débiles, donde el efecto de interacción entre controles es menor, el análisis del lazo par-ángulo es una buena selección.
- **Señales de entrada al ESP.-** Todas las señales de entrada al estabilizador empleadas hasta la fecha ofrecen ventajas y limitaciones particulares. Las limitaciones han estado generalmente asociadas con su medición y efectos retroalimentados en el sistema de potencia. Las características ventajosas están relacionadas con sus propiedades de observabilidad y controlabilidad modal. A la fecha, la señal de potencia acelerante presenta las mejores características. Prácticamente cualquier señal del sistema de potencia, sobrellevando estas limitaciones, puede ser usada eficientemente para el control de oscilaciones. Todas las señales pueden ser evaluadas eficientemente con los índices derivados del análisis modal aproximado presentado.

7.1.5 Selección de parámetros del estabilizador

- Los parámetros del estabilizador de potencia y de los elementos del sistema de excitación deben ser seleccionados buscando mejorar la estabilidad global del sistema de potencia. De esta forma, el diseño y sintonización del control debe

basarse en un procedimiento sistemático que combine adecuadamente el análisis en estado estable y el comportamiento transitorio.

- **Selección de la ganancia del ESP** .- La ganancia del estabilizador se selecciona de manera de lograr un amortiguamiento satisfactorio del modo o modos críticos del sistema sin afectar la estabilidad de otros modos o la estabilidad transitoria del sistema. Al incrementar la ganancia del estabilizador se deberá cuidar mejorar la primera oscilación así como el amortiguamiento de las oscilaciones subsecuentes.
- **Límites de salida del ESP** .- El efecto de los límites en la señal del estabilizador de potencia es controlar la variación máxima en la salida del ESP y al mismo tiempo mantener el voltaje terminal en un rango deseado de valores. El límite se selecciona de manera que permita un rango de control suficiente con una respuesta transitoria satisfactoria. También es importante reducir la probabilidad del disparo de la unidad como consecuencia de falla del estabilizador. Al incrementar el límite superior generalmente se impacta significativamente el comportamiento de la primera oscilación.
- **Bloque restaurador** .- El valor de la constante de tiempo del bloque restaurador no es crítico, debe ser grande para evitar una sobrecompensación a bajas frecuencias.

7.1.6 Metodología de diseño para ESP's

- El diseño de estabilizadores mediante la metodología propuesta permite lograr el control del amortiguamiento de oscilaciones electromecánicas en sistemas de potencia. La metodología se basa en un conocimiento amplio de los aspectos físicos del problema de estabilización en sistemas de potencia.

- El estabilizador se sintoniza para incrementar el amortiguamiento en un rango amplio de frecuencias. Este incluye cualquier frecuencia de oscilación que pueda surgir como resultado de las condiciones cambiantes del sistema. De esta forma, el nivel de participación de cada máquina en un modo de oscilación específico determina su contribución individual de amortiguamiento.
- Normalmente no es necesario modificar los parámetros del estabilizador cuando las condiciones del sistema se modifican, ya que la metodología propuesta conduce a un diseño robusto. La característica de fase entre la salida del estabilizador y el par eléctrico se mantiene en una banda estrecha cuando las condiciones del sistema cambian. Una vez que se establece la característica de fase para el estabilizador, no será necesario modificar los parámetros de este dispositivo.
- El ciclo de análisis propuesto, combinando estudios en el dominio de la frecuencia y simulaciones en el dominio del tiempo, garantiza un ajuste adecuado de ganancias y límites de salida del ESP, así como la minimización de interacciones negativas entre modos y controles al incluir un nuevo estabilizador.
- La metodología también establece un procedimiento eficiente para la aplicación secuencial de estabilizadores, se garantiza una adecuada coordinación de acciones de estabilización que minimiza el número total de estabilizadores utilizados para amortiguar los modos de oscilación de interés.

7.1.7 Sistemas de potencia longitudinales

- Debido a la debilidad de sus interconexiones, los sistemas de potencia longitudinales presentan un amortiguamiento inherentemente reducido. La frecuencia de los modos de oscilación inerciales depende en gran medida de la

estructura del sistema de transmisión y de la inercia de los generadores El efecto de los controles principalmente se manifiesta en el amortiguamiento de los modos de oscilación.

- En modos de oscilación entre áreas generalmente participan todas las máquinas del sistema. Las máquinas en los puntos extremos del sistema muestran la mayor actividad modal. Mediante la excitación de modos de oscilación es posible identificar las plantas que participan de manera importante en el modo y las líneas de transmisión donde se manifiesta la oscilación.
- Los cambios en la red y la condición operativa no modifican substancialmente el patrón modal de un sistema de potencia longitudinal. Esto impacta favorablemente el diseño de estabilizadores, particularmente en la ubicación de estos dispositivos. Por otro lado, la característica de fase a compensar por el ESP sólo varía ligeramente en un rango amplio de condiciones, lo cual evita nuevos ajustes.
- En sistemas del tipo longitudinal los efectos de interacción entre modos o controles generalmente no son críticos. En cambio, en sistemas robustos la aplicación de un estabilizador para mejorar el amortiguamiento de cierto modo en una máquina puede también disminuir el amortiguamiento de otros modos.
- Dada la estructura longitudinal, cada modo de oscilación se manifiesta en una región específica del sistema, lo que facilita la elección de la señal de control.

7.1.8 Aplicación de la metodología de diseño

- La metodología de diseño propuesta se aplicó con éxito en el estudio de la interconexión de los sistemas de Colombia y Venezuela. Los resultados obtenidos

fueron verificados mediante pruebas de campo y las recomendaciones del estudio fueron implementadas.

- La aplicación práctica de la metodología propuesta se debe adaptar al recurso de control disponible. En el caso analizado, el estudio se limitó a evaluar la estabilidad del sistema considerando el tipo y la ubicación de los ESP's disponibles.
- Se mostró la utilidad de la metodología propuesta en la coordinación de diversos estabilizadores de potencia. En este caso se utilizó el sistema Noroeste de la Comisión Federal de Electricidad, el cual presenta características típicamente longitudinales. En la aplicación de la metodología es importante conocer las bases conceptuales del problema de amortiguamiento.

7.1.9 Aplicación de la técnica de descomposición modal aproximada

- La técnica de descomposición modal aproximada permite el diseño eficiente de estabilizadores de potencia. Los índices de diseño derivados proporcionan información clave que permite abordar conceptualmente el diseño del control y comprender mejor el impacto de la señal de entrada. Los índices derivados proporcionan información de controlabilidad y observabilidad modal, así como el impacto de la retroalimentación de la señal, el cual domina la dinámica del lazo de control del estabilizador. Por otro lado, el índice CPI proporciona la característica de fase a compensar por el control y el índice MDI proporciona el nivel máximo de amortiguamiento que se puede obtener con una señal de entrada específica. Esta información se utiliza para determinar los efectos incrementales en cada modo del sistema y seleccionar la función de transferencia más efectiva para el control.

7.1.10 Compensador estático de vars

- **Diseño de CEV's para control de amortiguamiento** .- El diseño del control suplementario de un CEV puede realizarse eficientemente utilizando la metodología de diseño propuesta. La metodología de diseño es general, excepto en la ubicación del control, donde existen diversas técnicas según el tipo de estabilizador. La metodología propuesta no selecciona una técnica de ubicación específica, sino que utiliza varias y las aplica en cada caso donde muestran sus mejores características.
- **ESP vs CEV** .- Con un control apropiado, tanto el estabilizador como el CEV pueden incrementar el amortiguamiento del sistema de potencia. La elección entre ambos varía en distintas situaciones dependiendo de los requerimientos técnicos y de comparaciones económicas. La solución más favorable es instalar ESP's en generadores equipados actualmente con sistemas de excitación modernos, o bien agregar un control suplementario a un CEV instalado originalmente por otras razones. La combinación de ambos incrementará la flexibilidad del sistema de acuerdo a condiciones especiales de la red y de transmisión de potencia.

7.2 Recomendaciones a trabajos futuros

- **Ceros de funciones de transferencia** .- Las restricciones para el cálculo de valores característicos y la capacidad de modelado de grandes redes eléctricas parecen haber sido superadas mediante algoritmos eficientes y técnicas de matrices dispersas. En la literatura reciente se ha discutido el efecto de ceros de funciones de transferencia en la participación en un modo de oscilación [12,70,71]. Generalmente estos modifican el amortiguamiento que se puede obtener con un control específico. En esta dirección es importante proponer algoritmos eficientes

para el cálculo de ceros de funciones de transferencia, así como establecer índices que cuantifiquen su impacto. La investigación en esta área se encuentra en su etapa inicial con oportunidades para desarrollar trabajos.

- ***Dispositivos de control alternos*** .- Adicionalmente a los estabilizadores de potencia y los compensadores estáticos de vars, los capacitores serie controlados por tiristores y los controles especiales en instalaciones de alto voltaje en corriente directa comienzan a ser utilizados en la industria como una opción atractiva para el control de oscilaciones entre áreas. En esta dirección, es indispensable establecer la base conceptual y las metodologías para la ubicación y diseño de controles robustos utilizando este tipo de dispositivos.
- ***Diseño de controles para uso en tiempo real*** .- Los cambios en las políticas y necesidades operativas de los sistemas interconectados modifican las necesidades de control. Los controles digitales adaptables o auto sintonizados en línea reemplazarán en el futuro a los controles analógicos. A la fecha, el advenimiento del control digital y la tecnología de microprocesadores han hecho factible la utilización de control en tiempo real adaptable en pequeños sistemas de prueba en laboratorio [48]. Los controles adaptables y el control digital se vislumbran como una área importante de investigación, particularmente en la búsqueda de algoritmos de control adaptable y de identificación paramétrica.
- ***Identificación de modelos lineales***.- La identificación de un modelo lineal del sistema de potencia a partir de simulaciones en el dominio del tiempo es un tópico de considerable interés práctico. La información de este modelo lineal equivalente complementa la información de simulaciones no lineales y permite entender mejor las características dinámicas del sistema. La parte fundamental para el cálculo de estos equivalentes lo conforman los algoritmos de identificación del sistema y ajustes de curvas. Algunos de estos son el método Prony y las

matrices Hankel [72]. A futuro se visualiza una aplicación importante de modelos lineales equivalentes, particularmente en las áreas de identificación individual de componentes y el desarrollo de modelos prototipo de controles.

- ***Análisis No-lineal de SEP's*** .- El análisis no-lineal de SEP's normalmente se realiza utilizando programas de simulación en el dominio del tiempo. Al estudiar el comportamiento del sistema es particularmente difícil separar causa y efecto debido a su naturaleza no-lineal. Trabajos pioneros en esta dirección han desarrollado los primeros procedimientos para su identificación [73,74]. De interés particular es el fenómeno de auto resonancia, el cual representa las interacciones entre modos naturales del sistema. La experiencia actual en esta dirección es limitada y representa un tema de investigación con potencial.

REFERENCIAS

- [1] H.M. Ellis, J.E. Hardy, A.P. Blythe and J.W. Skooglund, "Dynamic Stability of the Peace River Transmission System", IEEE Transactions on PAS, June 1966.
- [2] C. Concordia, "Steady-State Stability of Synchronous Machines as Affected by Voltage Regulator Characteristics", Electrical Engineering (AIEE Transactions), Vol. 63, May 1944, pp. 215-220.
- [3] O.W. Hanson, C.J. Goodwin, and P.L. Dandeno, "Influence of Excitation and Speed Control Parameters in Stabilizing Inter-system Oscillations", IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, vol. PAS-87, pp. 1306-1313, May 1968.
- [4] R.T. Byerly, F.W. Keay, and J.W. Skooglund, "Damping of Power Oscillations in Salient-Pole Machines with Static Exciters", IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, vol. PAS-89, no 6, July/August 1970.
- [5] F.R. Schleif, H.D. Hunkins, G.E. Martins and E.E. Hattan, "Excitation Control to Improve Power Line Stability", IEEE Transactions, PAS-87, June 1968.
- [6] F.P. de Mello, C. Concordia, "Concept of Synchronous Machine Stability as Affected by Excitation Control", IEEE Trans. on PAS, Vol. 88, pp. 316-325, 1969.
- [7] W.G. Heffron, R.A. Philips, "Effect of a Modern Amplidyne Voltage Regulator on Underexcited Operation of Large Turbine Generators", (AIEE Trans). (Power Apparatus and Systems), Vol. 71, pp. 692-697, August 1952.
- [8] D.H. Baker, P.C. Krause, "Low Frequency Rotor Oscillations Introduced by the Excitation System", IEEE PES Summer Meeting & EHV/UHV Conference, Vancouver, Can., Paper C 73 510-5, July, 1973.
- [9] M.K. El-Sherbiny and D.M. Mehta, "Dynamic System Stability, Part I. Investigation of the Effect of Different Loading and Excitation Systems", IEEE Transactions PA&S, Vol. 92, No. 5, Sept./Oct. 1973, pp. 1538-1546.
- [10] F.P. deMello and T.F. Laskowski, "Concepts of Power System Dynamic Stability", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-94, no. 3,

May/June 1975.

- [11] M. Klein, G.J. Rogers, P. Kundur, "A Fundamental Study of Inter-area Oscillations in Power Systems", IEEE/PES 1991 Winter Meeting, 91 WM 015-8 PWRS.
- [12] M. Klein, G.J. Rogers, S. Moorty, P. Kundur, "Analytical Investigation of Factors Influencing Power System Stabilizers Performance", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 7, No. 3, September 1992.
- [13] H.A.M. Moussa, Y.N. Yu, "Dynamic Interaction of Multi-Machine Power System and Excitation Control", IEEE Winter Meeting, New York, N.Y. , Paper T 74 119-4., January 1974.
- [14] D.K. Mugwanya, J.E. Van Ness, " Mode Coupling in Power Systems", IEEE, Transactions on Power Systems, Vol. PWRS-2, No. 2, May 1987.
- [15] X. Yang, A. Feliachi and R. Adapa, " Damping Enhancement in the Western U.S. Power System: A Case Study. IEEE 94 SM 559-5 PWRS.
- [16] Y. Mansour, "Applications of Eigenanalysis to the Western North America Power System", Eigenvalue and Frequency Domain Methods for System Dynamic Performance, IEEE 90TH0292-3-PWR, 1989,pp 97-104.
- [17] D.N. Ewart and F.P. DeMello, "A Digital Computer Program for the Automatic Determination of Dynamic Stability Limits", IEEE Transactions, PAS-86, No. 7, July 1967.
- [18] M.A. Laughton, "Matrix Analysis of Dynamic Stability in Synchronous Multimachine Systems", IEE Vol. 113, 1966.
- [19] J.E. Van Ness, J.M. Boyle and F.P. Imad, " Sensitivities of Large, Multiple-Loop Control Systems", IEEE Transactions on Automatic Control, July 1963.
- [20] P. Kundur, W. Janischewsyj, " Digital Simulation of Multimachine Power Systems for Stability Studies", IEEE Transactions, PAS-87, No. 1, January 1968.
- [21] J.M. Undrill, "Dynamic Stability Calculations for an Arbitrary Number of Interconnected Synchronous Machines", IEE Transactions, PAS-87, No. 3, March 1968.

- [22] A.J. Germond and R. Podmore, "Dynamic Aggregation of Generating Unit Models", IEEE Transactions, vol PAS-97, 1978.
- [23] I.J. Pérez-Arriaga, G.C. Verghese, and F.C. Schweppe, "Selective Modal Analysis with Applications to Electric Power Systems. Part I: Heuristic Introduction, Part II: The Dynamic Stability Problem", IEEE Transactions, vol PAS-101, September 1982.
- [24] R.T. Byerly, R.J. Bennon and D.E. Sherman, "Eigenvalue Analysis of Synchronizing Power Flow Oscillation in Large Electric Power Systems", IEEE Transactions, vol PAS-101, January 1982.
- [25] O. Alsac, B. Stott, W.F. Tinney, "Sparsity-Oriented Compensation Methods for Modified Network Solutions", 82 SM 324-2, IEEE PES Summer Meeting.
- [26] N. Martins, "Efficient Eigenvalue and Frequency Response Methods Applied to Power Systems Small-Signal Stability Studies", IEEE Transactions, PWRS-1, No. 1, February 1968.
- [27] D. Y. Wong, G.J. Rogers, B. Porretta, and P. Kundur, "Eigenvalue Analysis of Very Large Power Systems", IEEE/PES 87 WM 102-7.
- [28] L. Wang and A. Semlyen, "Application of Sparse Eigenvalue Techniques to the Small Signal Stability Analysis of Large Power Systems", Proc. of the Sixteenth PICA conference, Seattle, Washington, pp 358-365, May 1989.
- [29] N. Uchida and t. Nagao, "A New Eigen-Analysis Method of Steady-State Stability Studies for Large Power Systems: S Matrix Method", IEEE Trans. vol PWRS-3, No. 2, pp 706-714, May 1988.
- [30] P. Kundur, G.J. Rogers, D.Y. Wong, L. Wang and M.G. Lauby, "A Comprehensive Computer Program Package for Small-Signal Stability Analysis of Power Systems", IEEE Transactions on Power Systems, Vol 5, No. 4, November 1990.
- [31] E.V. Larsen and D.A. Swann, "Appying Power System Stabilizers, Part I, II, III", IEEE Transactions, vol PAS-100, June 1981.
- [32] P. Kundur, D.C. Lee, H.M. Zein El-Din, " Power System Stabilizers for Thermal Units, Analytical Techniques and on-site Validation", IEEE Trans Power

- Apparatus and Systems, Vol. PAS-100, No. 1, January 1981.
- [33] P.L. Dandeno, A.N. Karas, K.R. McClymont, and W. Watson, "Effect of High-Speed Rectifier Excitation Systems on Generator Stability Limits", IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, vol. PAS-87, pp. 190-201, January 1968.
- [34] W. Watson and M.E. Coultres, "Static Exciter Stabilizing Signals on Large Generators - Mechanical Problems", IEEE Trans Power Apparatus and Systems. Vol PAS-92, Jan/Feb 1973, pp 205-212.
- [35] W. Watson and G. Manchur, "Synchronous Machine Operational Impedances from Low Voltage Measurements at the Stator Terminals", IEEE Transactions, PAS-93, May 1974.
- [36] P.L. Dandeno and P. Kundur, "Stability Performance of 555-MVA Turboalternators- Digital Comparisons with System Operating Test", IEEE Trans, vol PAS-93, May 1974.
- [37] V. Arcidiacono, E. Ferrari, R. Marconato, J. Dos Ghali, D. Grandez, "Evaluation and Improvement of Electromechanical Oscillation Damping by Means of Eigenvalue Eigenvector Analysis. Practical Results in the Central Peru Power System". IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-99, pp 769-778, March/April 1980.
- [38] R.J. Fleming, M.A. Moham and K. Parvatisam, "Selection of Parameters of Stabilizers in Multimachine Power Systems", IEEE Transactions, vol PAS-100, No. 5, May 1981.
- [39] F.P. de Mello, P.J. Nolan, T.F. Laskowski, J.M. Undrill, "Coordinated Application of Stabilizers in Multimachine Power Systems", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-99, pp. 892-901, May/June 1980.
- [40] O.H. Abdalla, S.A. Hassan and N.T. Tweig, "Coordinated Stabilization of a Multimachine Power System", IEEE Transactions, vol PAS-103, No. 3, March 1984.
- [41] D.R. Ostojic, "Identification of Optimum Site for Power System Stabilizer Applications", IEEE Proc., vol 135, Pt. C, No. 5, September 1988.

- [42] N. Martins, Leonardo T. G. Lima, "Determination of Suitable Locations for Power System Stabilizers and Static Var Compensators for Damping Electromechanical Oscillations in Large Scale Power Systems", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 5, No. 4, November 1990.
- [43] P. Kundur, M. Klein, G.J. Rogers and M.S. Zywno, "Application of Power System Stabilizers for Enhancement of Overall System Stability", IEEE Transactions, vol 4, No. 2, May 1989.
- [44] E.V. Larsen, J.J. Sanchez-Gasca and J.H. Chow, "Concepts for Design of FACTS Controllers to Damp Power Swings", IEEE 94 SM 532-2 PWRs, June 1994.
- [45] J.H. Chow and J.J. Sanchez-Gasca, "Pole-Placement Designs of Power System Stabilizers", IEEE Trans on Power Systems, Vol. 4, No. 1, February 1989.
- [46] Y.N. Yu and C. Siggers, "Stabilization and Optimal Control Signals for a Power System", IEEE Summer Power Meeting and EHV Conference, Los Angeles Calif., July 1970, Paper 70 TP 531-PWR.
- [47] G.P. Chen, O.P. Malik, Y.H. Qin and G.Y. Xu, "Optimization Technique for the Design of Linear Optimal Power System Stabilizers", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 7, No. 3, September 1992.
- [48] C.X. Mao, J. Fan, O.P. Malik and G.S. Hope, "Studies of Real-Time Adaptive Optimal Excitation Controller and Adaptive Optimal Power System Stabilizer", IEEE Transaction on Energy Conversion, Vol. 7, No. 3, September 1992.
- [49] J.Y. Fan, T.H. Ortmeyer and R. Mukundan, "Power System Stability Improvement with Multivariable Self-Tuning Control", IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 5, No. 1, February 1990.
- [50] A. Chandra, O.P. Malik and G.S. Hope, "An Adaptive Synchronous Machine Stabilizer", IEEE Transactions, August 1986.
- [51] H. Mori, Y. Tamaru and S. Tzuzuki, "An Artificial Neural-Net Based Technique for Power System Dynamic Stability with the Kohonen Model", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 7, No. 2, May 1992.
- [52] C. Chen and Y. Hsu, "Synchronous Machine Steady-State Stability Analysis Using

- an Artificial Neural Network", IEEE Transaction on Energy Conversion, Vol. 6, No.1, March 1991.
- [53] T.Hiyama, T. Sameshima and C.M. Lim, "Fuzzy Logic Stabilizer with Digital Compensation for Stability Enhancement of Multimachine Power System", Third Symposium on Expert System Application to Power Systems, April 1-5, 1991, Tokio-Kobe, Japan.
- [54] F.P. de Mello, "Exploratory Concepts on Control of Variable series Compensation in Transmission Systems to Improve Damping of Intermachine/System Oscillations", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, No.1, February 1994.
- [55] C.E. Grund, E.V. Larsen, A. Murdoch and J.J. Paserba, "Mitigation of Inter-Area Oscillations by Control", IEEE Transaction on Power Systems, 1994
- [56] C.L. Chang, C. Liu and C. Ko, "Experience with Power System Stabilizers in a Longitudinal Power System", IEEE 94 SM 529-9 PWRs.
- [57] K.Takahashi, N. Uchida, K.Yoshimura, H. Arima, H. Ishiko, " Stability Enhancement in Longitudinally Interconnected Power Systems in Japan", CIGRE 1992 Session, 30 Ago - 5 Sept 1992, Paris, Francia.
- [58] E.Z. Zhou, "Application of Static Var Compensators to Increase Power System Damping", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 8, No. 2, May 1993.
- [59] D.P. Gupta, N.G. Narahari, I. Boyd and B.W. Hogg, "An Adaptive Power System Stabilizer which Cancels the Negative Damping Torque of a Synchronous Generator", Proc. of the IEE, vol 132, pt. C, May 1985.
- [60] N. Martins, Eigenvalue and Frequency Domain Methods for System Dynamic Performance, IEEE 90TH0292-3-PWR, 1989.
- [61] W. Mauricio, A. Semlyen, "Effect of Load Characteristics on the Dynamic Stability of Power Systems", IEEE 1972 Winter Meeting, Paper T 72 019-3.
- [62] P.L. Dandeno, P. Kundur and J.P. Wayne, "Hydraulic Unit Dynamic Performance under Normal and Islanding Conditions - Analysis and Validation", IEEE Trans., Vol. PAS-97, November/December 1978.
- [63] F. Aboytes, "Análisis de Seguridad en la Operación del Sistema Eléctrico

- Mexicano", IV Simposio Latinoamericano de Centros de Control para Sistemas Eléctricos de Potencia, 14-18 de Mayo de 1984, Rio de Janeiro Brasil.
- [64] B. Gao, G.K. Morison and P. Kundur, "Voltage Stability Evaluation Using Modal Analysis", IEEE Trans., Vol. PWRS-7, No. 4, November 1992.
- [65] P. Kundur, Power System Stability and Control, EPRI/McGraw Hill, 1994.
- [66] F. Aboytes, F. Sánchez, R. Ramírez, J.M. Cañedo, Estabilidad Dinámica en Sistemas Eléctricos de Potencia, CENACE-CFE, 1991
- [67] M.K. El-Sherbiny, D.M. Metha, "Dynamic System Stability. Part I: Investigation of the Effect of Different Loading and Excitation Systems", Paper T73220-1, IEEE PES Winter Meeting, New York N.Y., January 1973.
- [68] M. Langevin, P. Auriol, "Load Responce to voltaje variations and Dynamic Stability", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PWRS-1, No. 4, November 1986.
- [69] K.E. Bollinger, IEEE Tutorial Course: " Power System Stabilization via Excitation Control". 81 EHO 175-0 PWR, September 1980.
- [70] J.F.Hauer, "Reactive Power Control as a Means of Enhanced Interarea Damping in the Western U.S. Power System - A Frequency-Domain Perspective Considering Robustness Needs ", in IEEE Symposyum on Application of SVS for System Dynamic Performance, publication 87TH0187-5-PWR, pp. 79-82, 1987.
- [71] N. Martins, H. J.C.P. Pinto, L. T.G Lima, " Efficient Methods for Finding Transfer Function Zeros of Power Systems ", Seventeenth PICA Conference, Baltimore, Maryland, May 7-10, 1991.
- [72] H. Okamoto, A. Kurita, J.J Sánchez-Gazca, K. Clark, N.W. Miller, J.H. Chow, "A Method for the Identification of Low Order Linear Power System Models from EMTP Simulations, PES Summer Meeting 1997, Berlin, 20-24 July 1997.
- [73] Y.Tamura, N. Yorino, " Possibility of Auto- & Hetero-Parametric Resonances in Power Systems and their Relationship with Long-Term Dynamics", IEEE/PES 1986 Summer Meeting, Mexico City, México, July 20-25, 1986, paper 86 SM349-5.

- [74] V. Vittal, N. Bhatia, A.A. Fouad, " Analysis of the Inter-Area Mode Phenomenon in Power Systems Following Large Disturbances", IEEE/PES 1991 Winter Meeting, New York, New York, February 3-7, 1991, paper 91 WM 228-7 PWRS.