

SIMULACION DIGITAL DEL SISTEMA DE EXCITACION DE LOS GENERADORES
DE LA CENTRAL HIDROELECTRICA MOLINO - PAUTE

Ing. Fernando Dávila S.
Instituto Ecuatoriano de Electrificación

Ing. Méntor Poveda A.
Profesor Escuela Politécnica Nacional

R E S U M E N

Mediante una modelación matemática aplicada en un microcomputador digital se representan: el Sistema de Excitación incluyendo el Estabilizador de Oscilaciones de Potencia Activa (PSS), un generador de la Central Hidroeléctrica Molino - Paute y el Sistema Nacional Interconectado simplificado. Esta representación es probada contrastando los resultados de las simulaciones con los de oscilogramas de campo obtenidos durante perturbaciones que produjeron oscilaciones de Potencia Activa en uno de los generadores representados, en diferentes condiciones de operación.

Finalmente se aprovecha el modelo desarrollado para el análisis de calibraciones y el reajuste final del Estabilizador.

A B S T R A C T

A digital simulation is presented of one Molino - Paute Hydroelectric Power Station synchronous generator with the associated Excitation System including the Power System Stabilizer (PSS) and a simplified representation of the Ecuadorian National Power System. The simulation is verified against field oscilograms taken during active power oscillations originated in different system disturbances.

As a final objective the simulation is used to establish optimum PSS calibrations.

I N T R O D U C C I O N

Desde los años cincuenta y, más próximamente, en los años sesenta gran parte de los generadores para los sistemas de potencia fueron equipados con reguladores de voltaje de acción muy rápida y continua [2]. Tan pronto como este tipo de unidades se convirtieron en la mayor parte de la generación instalada se hizo evidente que la intervención de los reguladores tenía una acción negativa en la estabilidad dinámica de los sistemas de potencia, pues aparecían oscilaciones sostenidas de baja frecuencia y pequeña magnitud que llegaban a veces a limitar la capacidad de transferencia de potencia.

Los estabilizadores de potencia (PSS) fueron desarrollados para ayudar en el amortiguamiento de esas oscilaciones por medio de la modulación de la excitación de los generadores. La función básica de un "PSS" es

extender los límites de estabilidad procurando amortiguamiento a las oscilaciones relativas entre rotores de las máquinas sincrónicas. Estas oscilaciones típicamente ocurren en el rango de frecuencias de 0.2 a 2.5 Hz. Para conseguir su objetivo el estabilizador debe producir una componente de torque eléctrico en el rotor la cual esté en fase con las variaciones de velocidad.

Se requieren amortiguamientos adicionales bajo condiciones débiles de transmisión y gran carga, como ocurre, por ejemplo, cuando se transmite potencia sobre líneas de transmisión de considerable longitud desde plantas remotas de generación, tal es el caso de la Central Molino y la primera carga importante, Guayaquil (Línea Paute-Milagros-Pascuales = 182 km).

Se han desarrollado estabilizadores con tres señales de entrada alternativas: velocidad, frecuencia y potencia. La potencia eléctrica es la señal de información de los estabilizadores estudiados, en el caso de la Central Molino. La función de transferencia del estabilizador debe compensar las características de ganancia y fase del sistema de excitación, el generador y el sistema de potencia. Esta función de transferencia está fuertemente influenciada por la ganancia del regulador de voltaje, el nivel de potencia del generador y la robustez del sistema AC .

El presente artículo está basado en la referencia [1]. Sobre el mismo tema existen algunos trabajos relativos previos [5,6,7].

1. M O D E L A C I O N

Modelo matemático del Generador . se han utilizado trabajos anteriores de Tesis de Grado de la Escuela Politécnica Nacional. El modelo toma como variables de estado a las concatenaciones de flujo por segundo y resuelve en el tiempo las ecuaciones diferenciales de la máquina sincrónica utilizando el método numérico de Runge & Kutta de Cuarto Orden. Además permite introducir la saturación del generador [3,4].

Modelo matemático del Sistema de Excitación mediante pruebas de respuesta de frecuencia de campo y análisis de los circuitos electrónicos se obtienen los parámetros de las funciones de transferencia del Filtro de Entrada del Voltaje Terminal Realimentado, Regulador de Voltaje, Excitador y Estabilizador de Potencia, correspondientes al diagrama de bloques siguiente:

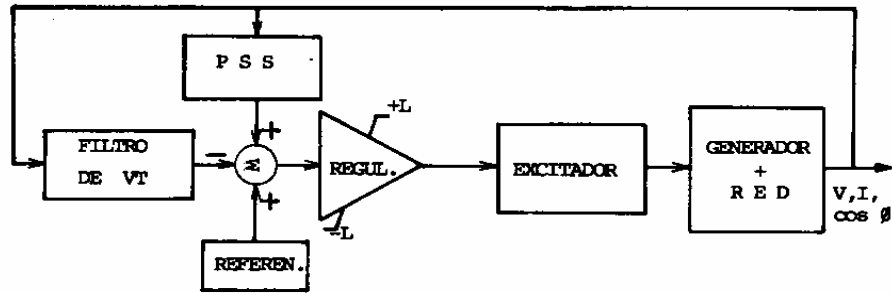


Figura 1.- Diagrama de bloques del Sistema simulado

$$F_{\text{filtro}}(s) = \frac{1}{1 + 0.029 \cdot s}$$

$$F_{\text{regulador}}(s) = - \frac{1 + 0.073 \cdot s}{0.03 \cdot s} \quad \begin{array}{l} + L_{\text{reg}} \\ - L_{\text{reg}} \end{array}$$

$$F_{\text{excitador}}(s) = - \frac{1}{1 + 0.005 \cdot s}$$

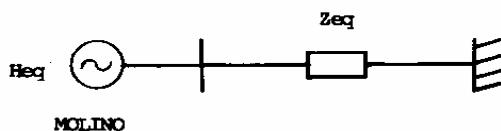
$$F_{\text{PSS}}(s) = \frac{1}{1 + 0.007s} \cdot \frac{8\alpha_5 s}{1 + 8\alpha_5 s} \cdot \frac{1 + (0.013 + 0.47\alpha_1)s}{(1 + 0.013s)(1 + \alpha_2 s)} \cdot \frac{1}{1 + 0.073s} \cdot K_{\text{PSS}} \quad \begin{array}{l} + L_{\text{PSS}} \\ - L_{\text{PSS}} \end{array}$$

$L_{\text{reg}}, L_{\text{PSS}}$: Límites

$\alpha_1 \dots \alpha_5$: Parámetros ajustables entre 0 y 1

Tomando como base el programa de simulación de la referencia [4] se hacen las modificaciones necesarias para incorporar y resolver simultáneamente las ecuaciones diferenciales provenientes de las funciones anteriores.

Reactancia y Constante de inercia equivalentes del SNI, para aplicar el modelo del generador se deduce mediante simulaciones el siguiente equivalente para el conjunto estudiado:



MOLINO
UN GENERADOR Fig. 2

Heq : Constante de inercia equivalente del SNI desde un generador de la Central Molino. Su valor depende de las condiciones de operación del Sistema durante las perturbaciones, $Heq = 1.65 \rightarrow 5.775$ seg. en las simulaciones para contrastación realizadas.

Zeq : Impedancia equivalente del SNI desde un generador de la Central Molino. Su valor se lo mantiene constante aunque rigurosamente es también variable en función de las condiciones de operación del Sistema, $Zeq = 0.001 + 0.2j$ [pu].

2. VALIDACION DEL MODELO DESARROLLADO

Primeramente se comprueba la simulación de estado estable en vacío y en condición nominal.

Con anticipación al trabajo de computación se obtuvieron en el campo varios oscilogramas que describían el comportamiento tanto del Sistema de Control como del Sistema de Potencia. Principalmente se recurrió a pruebas de respuesta transitoria del Sistema de Excitación tanto en vacío como en sincronismo, con y sin la intervención del Estabilizador de Potencia, mediante perturbaciones al Regulador de Voltaje; también se pudo registrar la influencia de las pruebas de rechazo de carga efectuadas en la Central Agoyán en 1987.

A continuación se indican como referencia los oscilogramas más recientes y las simulaciones respectivas para tres casos:

- 1) Respuesta Transitoria de la Excitación en 1988 sin PSS
- 2) Respuesta Transitoria de la Excitación en 1988 con PSS, y
- 3) Rechazo de Carga en Agoyán con desconexión del PSS en 1987

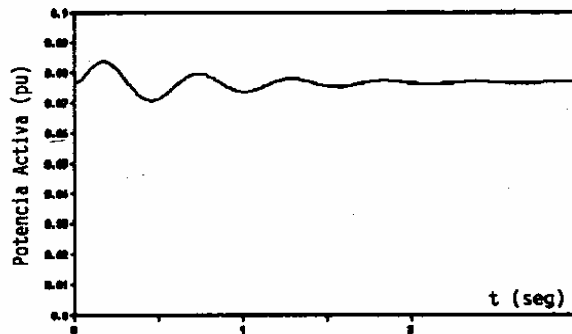
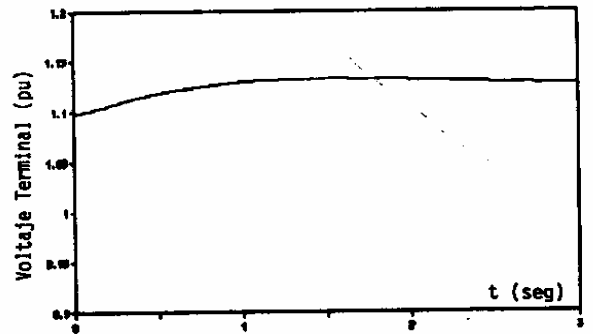
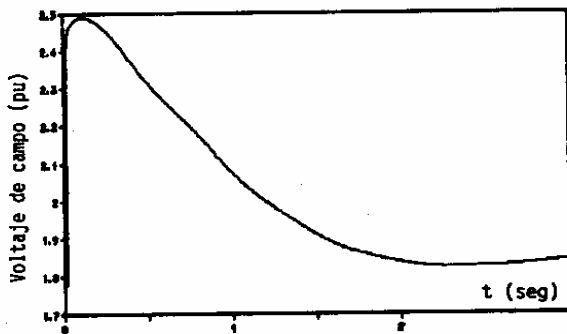
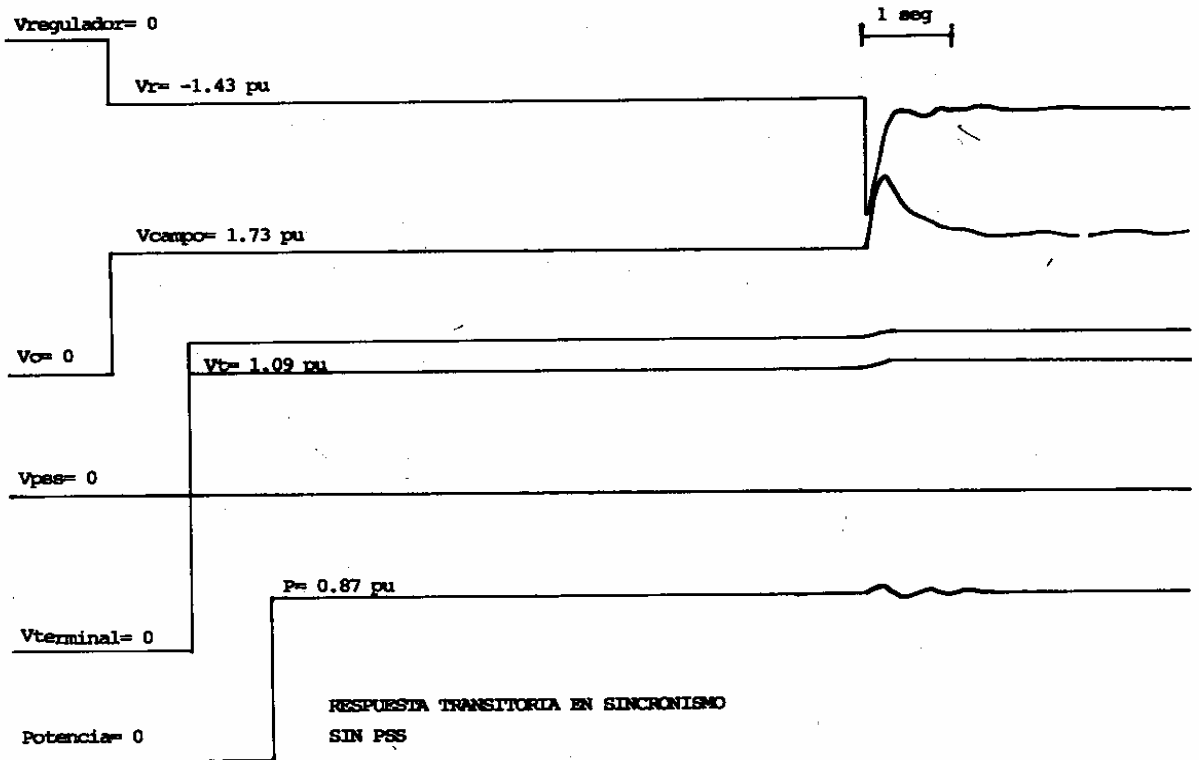


Figura 3.- 1) Oscilograma y simulaciones

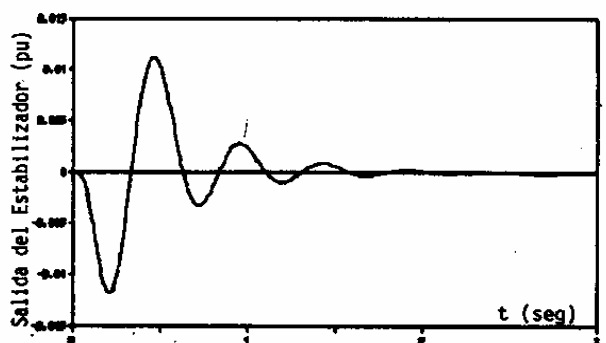
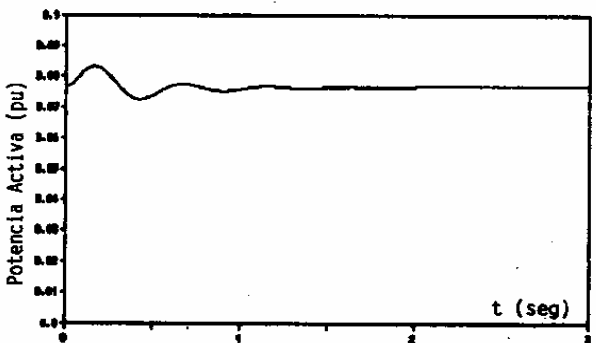
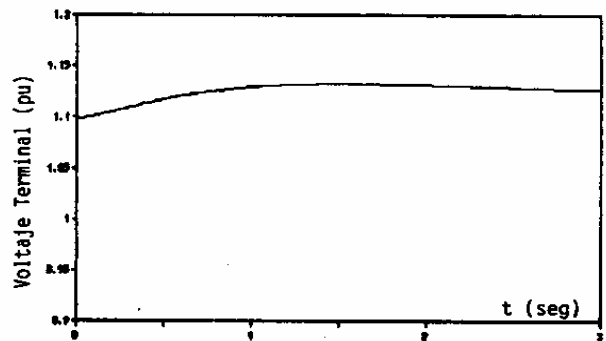
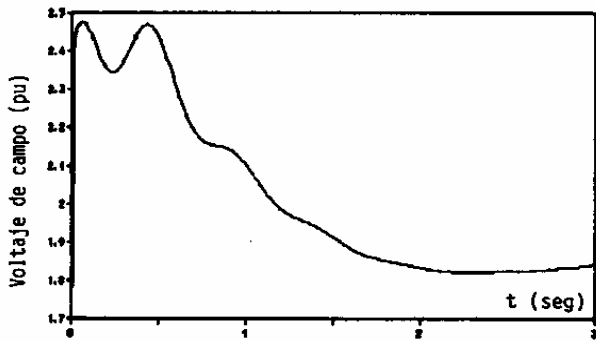
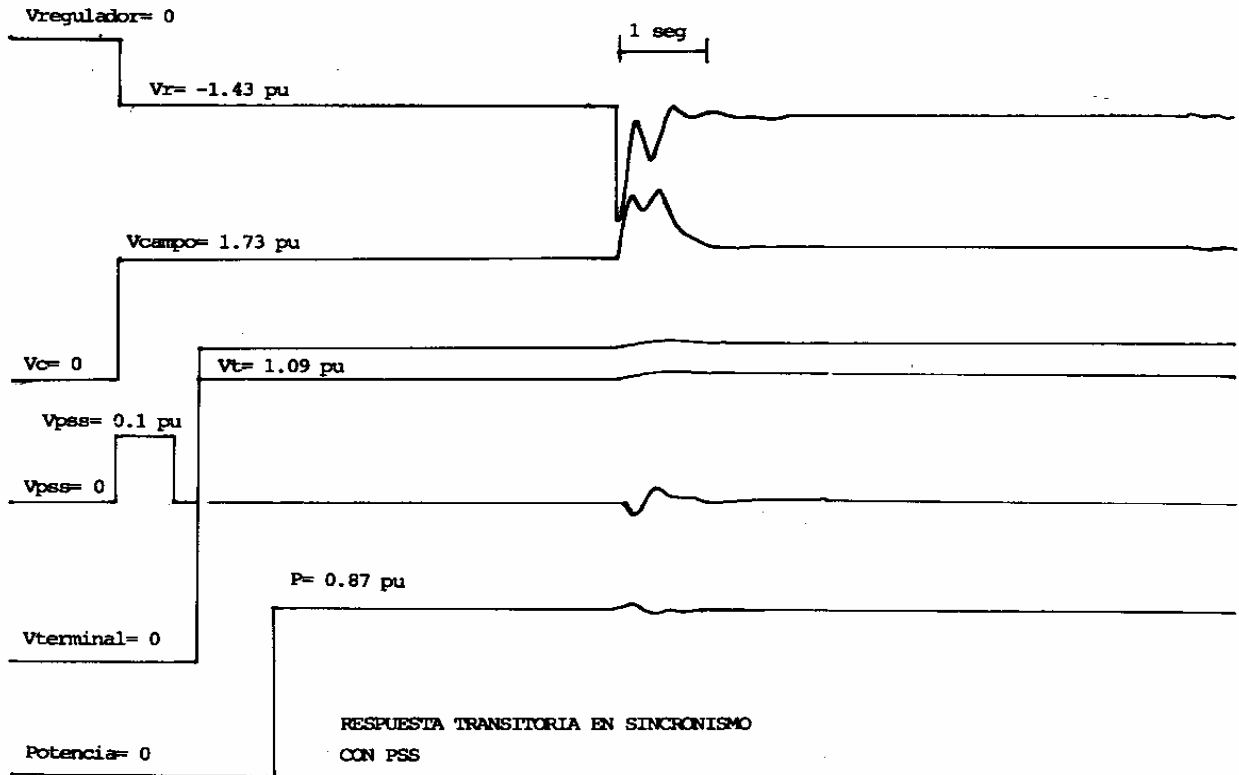


Figura 4.- 2) Oscilograma y simulaciones

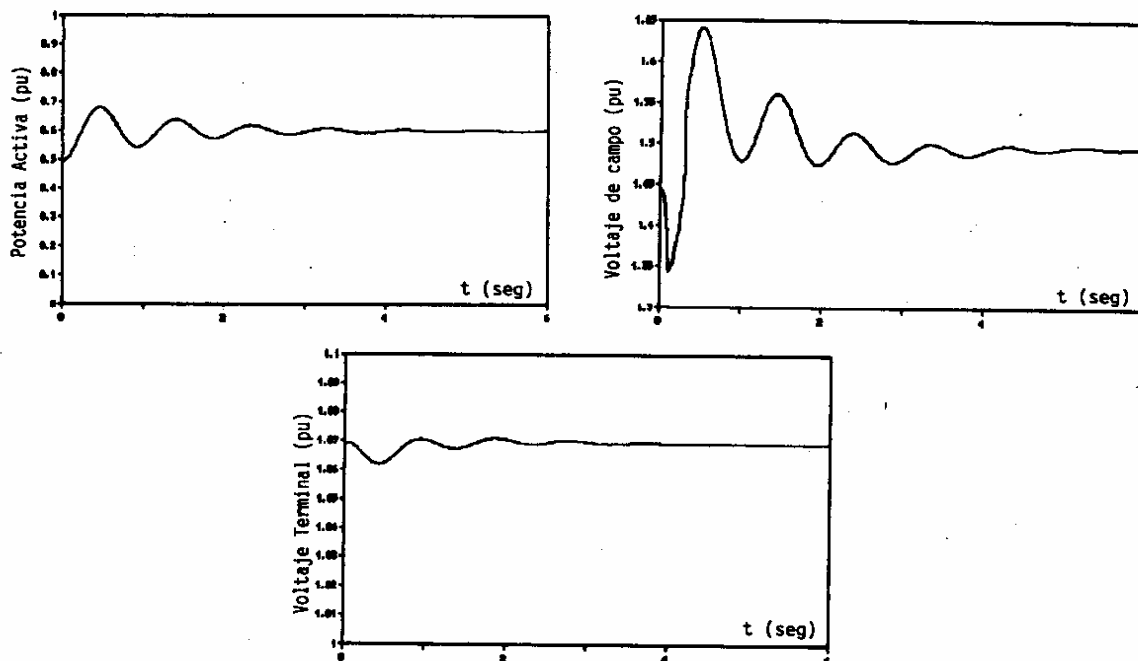
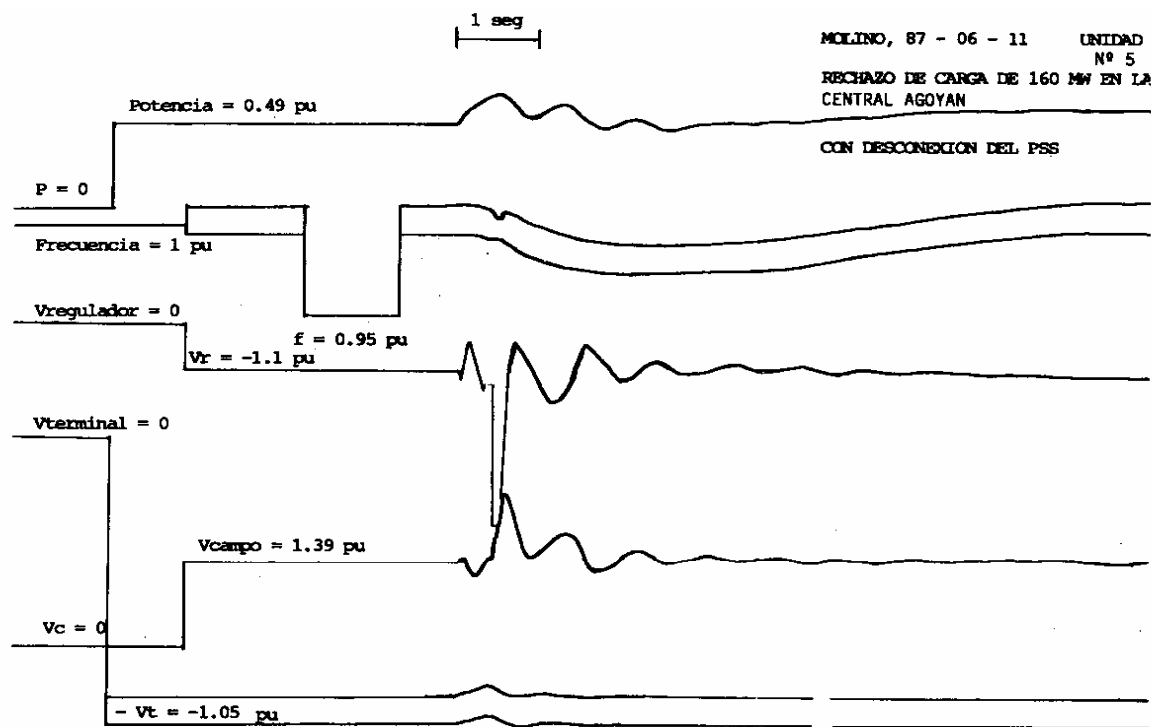


Figura 5.- 3) Oscilograma y simulaciones

3. CALIBRACION DEL ESTABILIZADOR

El estabilizador actúa a través del generador, excitación y sistema de potencia: [2]

$$GEP(s) = \delta T_{ep} / \delta V_{ps}$$

donde:

GEP(s) = la planta a través de la cual opera el estabilizador

Tep = Componente del torque eléctrico debida solamente a la trayectoria del estabilizador, a velocidad constante

Vps = Salida del Estabilizador

Esta planta tiene la más alta ganancia y el más grande retraso de fase bajo las condiciones de plena carga en la unidad y del sistema de transmisión más fuerte. Estas condiciones, por lo tanto, representan el caso límite de ganancia alcanzable, con un estabilizador con potencia como señal de información. Entonces, "la condición de calibración" es a plena carga y con el sistema de transmisión más fuerte.

Dos técnicas básicas de calibración han sido exitosamente utilizadas en las aplicaciones de los estabilizadores de potencia: Compensación de Fase y Lugar de las Raíces.

La Compensación de Fase consiste en ajustar el estabilizador para compensar los retrasos de fase a través del generador, sistema de excitación y sistema de potencia, de tal manera que la trayectoria del estabilizador provea cambios que estén en fase con las variaciones de velocidad.

La síntesis por el Lugar de las Raíces involucra el desplazamiento de los eigenvalores asociados con los modos de oscilación del sistema de potencia ajustando los polos y ceros del estabilizador en el plano s. Esta técnica permite alcances adicionales ya que trabaja con la característica de lazo cerrado del sistema, en oposición a la naturaleza de lazo abierto de la técnica de Compensación de Fase, pero es mucho más complicada de aplicar particularmente en el campo.

En términos de Compensación de Fase existen dos criterios básicos de sintonización:

a.- Lo más importante es maximizar el ancho de banda dentro del cual el retraso de fase permanezca menor a 90° (3 a 3.5 Hz).

La frecuencia a la cual ocurre inestabilidad es muy alta para una red de atraso-adelanto bien ajustada. Esto está relacionado con maximizar el ancho de banda dentro del cual el retraso de fase permanece menor a 90°.

b.- El retraso de fase en la frecuencia de modo local (0.2 a 1.5 Hz) debe ser menor que 45°. Es recomendable para esto fijar la constante de tiempo del filtro de oscilaciones (washout stage) mayor que 1 segundo.

La ganancia óptima para un ajuste de atraso

- adelanto es, consistentemente, alrededor de un tercio de la ganancia que cree inestabilidad.

Ya que la velocidad del rotor no puede ser mantenida constante mientras se hacen mediciones en el campo, la función obtenida no será precisamente GEP(s). Sin embargo, GEP(s) es proporcional a la característica de lazo cerrado del Regulador de Voltaje con velocidad del rotor constante.

La función de transferencia desde la Referencia de Voltaje al Voltaje Terminal, por lo tanto, provee la mejor medición de la información de fase requerida. Esta medición se obtiene introduciendo una señal sinusoidal en el punto de suma de la entrada al Regulador de Voltaje en estado estable y luego analizando los oscilogramas obtenidos para determinar la ganancia y fase entre las variaciones de Voltaje Terminal resultantes con respecto a la señal de entrada.

Una vez que se dispone de GEP(s) se aplican los criterios de análisis planteados anteriormente para reajustar las constantes de tiempo y la ganancia del estabilizador.

Respecto a los límites de salida estos deben ser aplicados para prevenir que la señal de amortiguamiento sature el sistema de excitación y, por tanto, anule la posibilidad de regulación de voltaje.

4. REAJUSTE DEL ESTABILIZADOR Y COMPROBACION

En el modelo digital se aplica el método planteado y se obtiene la respuesta de frecuencia de fase sugerida $\delta V_t / \delta V_{ref}$ con $V_{in} = 0.05 \sin(\omega t)$. Se advierte que en la situación actual de calibraciones hay una buena aproximación a la condición ideal deseada.

De los oscilogramas que sirvieron de base para la contrastación con el modelo se tiene un rango de oscilaciones del sistema real entre 1.1 Hz y 2 Hz. Se procede a estudiar la influencia de los parámetros α_1 , α_2 , α_5 y K_{ps} del Estabilizador, determinándose que el incremento del factor α_1 y de la ganancia K_{ps} contribuyen a modificar convenientemente la respuesta de fase en el rango de frecuencias de 1.5 a 4 Hz. Para las frecuencias bajas la condición de retraso de fase está ya satisfecha.

Mediante las simulaciones en el tiempo se comprueba que, si bien el ajuste de $L_{ps} = 0.1$ no perjudica a la acción del Regulador de Voltaje tampoco contribuye ostensiblemente a una amortiguación superior de oscilaciones de la Potencia, pero permite variaciones mayores del Voltaje Terminal. Por esta razón se decide el ajuste de L_{ps} en un menor valor.

Finalmente se acepta el siguiente reajuste como más conveniente para las condiciones actuales del Sistema:

PARAMETRO DEL PSS	De	A
$\alpha 1$	0.80	1.00
$\alpha 2$	0.10	0.10
$\alpha 5$	0.55	0.55
K_{pss}	0.40	0.80
L_{pss}	0.10	0.05

En el gráfico adjunto se indican los diagramas de fase de $\Delta V_t / \Delta V_{ref}$ en la situación actual y en la situación reajustada para evidenciar las correcciones producidas.

La efectividad de los reajustes del Estabilizador se demuestra presentando las res-

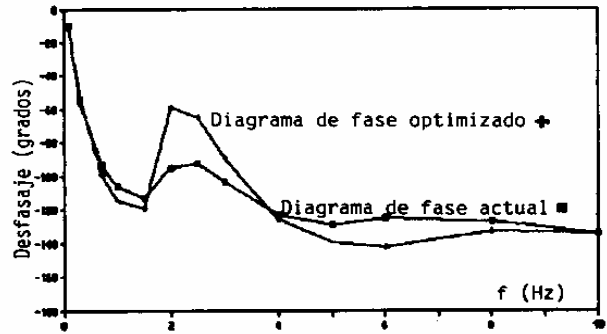


Fig. 6

puestas en el tiempo para una misma perturbación pero con diferentes calibraciones :

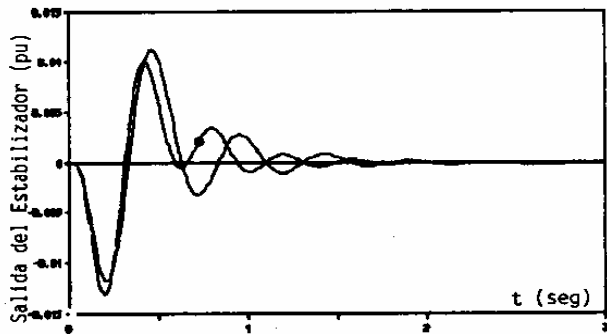
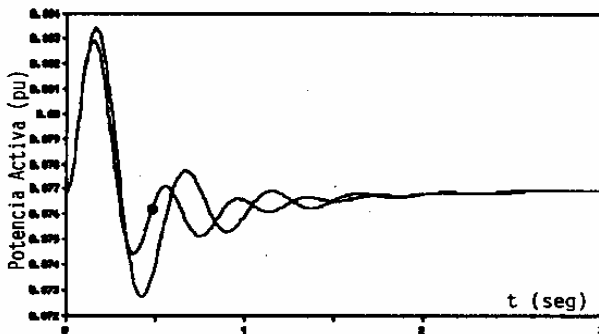
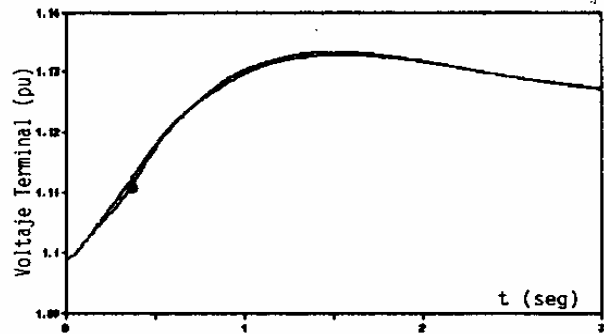
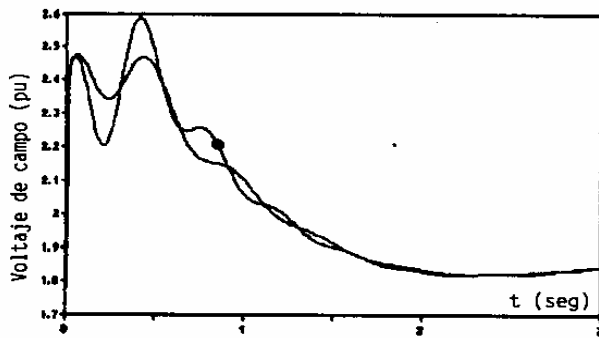


Figura 7.- Respuesta Transitoria de la Excitación 1988

- Con PSS actual
- Con PSS optimizado

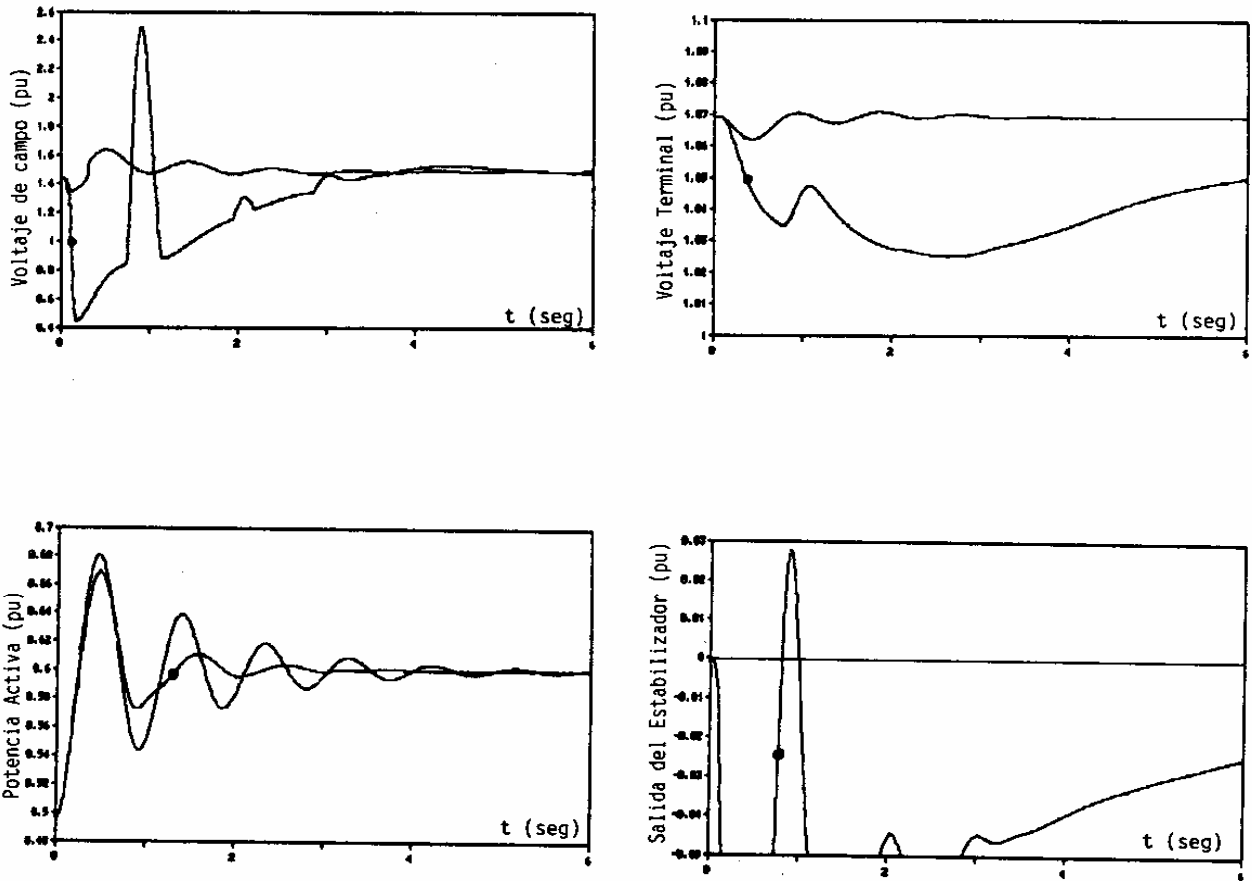


Figura 8.- Rechazo de Carga externo, en Aگویán 1987

--- Con PSS actual
 -●- Con PSS optimizado

5. CONCLUSIONES

De la contrastación entre los oscilogramas y los gráficos resultantes de las simulaciones se pueden obtener las siguientes conclusiones:

Existen diferencias en tiempo y amplitud de algunas magnitudes y son debidas al sistema equivalente utilizado, pues, en realidad, en la Central Molino existen varios generadores más que intervienen respondiendo a las perturbaciones. Tanto con la impedancia como con la constante de inercia equivalentes, deducidas mediante simulaciones, se ha tratado de compensar y reducir aquellas diferencias.

No se modeló la saturación del convertidor a tiristores que constituye el Excitador, sin embargo, la aproximación del modelo a los oscilogramas de referencia es suficiente para examinar el comportamiento del Sis-

tema de Excitación, del PSS y de los ajustes que pueden admitir en la realidad. La virtud del modelo es representar aceptablemente la respuesta del Sistema de Control de la Excitación a las perturbaciones que causan oscilaciones de Potencia Activa.

La modelación del Estabilizador por bloques permite disponer de las señales intermedias en casos de análisis exhaustivos en cada etapa.

Se considera que es factible la aplicación del trabajo para otras Centrales del SNI o para la misma Central Molino en tanto se requieran futuros reajustes.

Las sugerencias de SWEDPOWER de Suecia [5] para reajustar el PSS fueron adecuadas pero se puede mejorar el ajuste.

La recomendación inmediata es, por supues-

to, aplicar en el sitio las sugerencias de reajuste obtenidas, coordinando debidamente el límite de protección para desconexión con el límite dinámico de salida del Estabilizador, problema evidenciado durante este estudio.

REFERENCIAS

- [1] DAVILA, FERNANDO .- "Estudio del Estabilizador de Potencia de los Generadores de la Central Hidroeléctrica Molino-Paute"- Tesis de Grado. EPN. Quito, Enero de 1989
- [2] IEEE-TRANSACTIONS ON POWER APPARATUS AND SYSTEMS. Vol. PAS-100, N°6 .- "Applying Power System Stabilizers", Estados Unidos, Junio de 1981
- [3] JATIVA, JESUS .- "Modelo digital de Máquinas Sincrónicas incluida la Saturación" - Tesis de Grado. EPN. Quito, Diciembre de 1981
- [4] RIVERA, PABLO .- "Estudio de los Sistemas de Excitación y Reguladores de Voltaje de las Máquinas Sincrónicas" - Tesis de Grado. EPN, Quito, Julio de 1986
- [5] SWEDPOWER .- "System Studies for INECEL", Estocolmo, Junio de 1985
- [6] UQUILLAS, GONZALO y SANCHEZ, SANTIAGO "Análisis del Control de la Excitación de la Central Hidroeléctrica Paute sobre la Estabilidad Dinámica del SNI" - Anales de las Jornadas en Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Vol. 5. Quito, Junio de 1984
- [7] RUEDA, IVAN .- "Modelación del Turbogenerador de la Central Hidroeléctrica Paute y análisis de la influencia de la calibración del Control de la Excitación en su estabilidad dinámica". Quito, Septiembre de 1985

BIOGRAFIAS



Fernando Dávila S. Nació en Quito el 7 de Diciembre de 1957. Egresado de la Facultad de Ingeniería Eléctrica de la Escuela Politécnica Nacional en 1982. Supervisor responsable del mantenimiento de los Sistemas Electrónicos de la Central Hidroeléctrica Molino-Paute desde 1983 hasta 1988. Obtuvo el título de Ingeniero en Electrónica y Telecomunicaciones en Enero de 1989 con la Tesis de Grado que sirve de base a este Artículo. Actualmente presta sus servicios en la Dirección de Operación del Sistema Nacional Interconectado del INECEL en Quito, y temporalmente en la Central Termoeléctrica Santa Rosa.



Mántor Poveda A. Nació el 26 de Junio de 1945. Ingeniero Eléctrico (EPN - 1972) MSEE (Purdue University - 1976). Profesor en la Escuela Politécnica Nacional desde 1972. Dirigió la Tesis de Grado de la referencia [1]. Consultor en Ingeniería Eléctrica en centrales eléctricas, sistemas de potencia y sistemas de distribución. Actualmente trabaja en el diseño del primer sistema SCADA a construirse en el país para la Empresa Eléctrica Quito.