

Metodología de Sintonización de Parámetros del Estabilizador del Sistema de Potencia -PSS

P. Verdugo[†]

J. Játiva[‡]

[†]Centro Nacional de Control de Energía –CENACE

[‡]Escuela Politécnica Nacional –EPN

Resumen— Los sistemas eléctricos de potencia son susceptibles de perder su estabilidad debido a problemas asociados con la oscilación del rotor de los generadores sincrónicos. Para amortiguar estas oscilaciones se requiere la incorporación de un dispositivo en el sistema de excitación de estas máquinas. Este dispositivo es el estabilizador de sistemas de potencia (PSS).

En este trabajo se presenta un estudio del comportamiento de un sistema de prueba utilizando análisis modal. Con esta herramienta se puede llegar a conocer los modos de oscilación y su amortiguamiento así como la ubicación preliminar de un PSS en el sistema. Esta información es respaldada mediante un análisis de frecuencia en el modelo Generador – Barra Infinita efectuado en Simulink. Utilizando este modelo se logran obtener los valores de las constantes de tiempo del estabilizador que proporcionan una compensación de fase adecuada. Por otro lado, la ganancia del estabilizador se obtiene utilizando el método del lugar geométrico de las raíces.

Para comprobar la efectividad de la sintonización de los parámetros del PSS, se realizan simulaciones en el dominio del tiempo con el software computacional DIGSILENT Power Factory.

Palabras clave— Dominio del Tiempo y Frecuencia, Estabilizadores de Sistemas de Potencia, Power Factory, Simulink, Sintonización.

1. INTRODUCCIÓN ^[1]

La estabilidad de un sistema eléctrico de potencia se puede definir como la propiedad que le permite mantenerse en un estado de equilibrio operacional bajo condiciones normales de operación y de regresar a un estado aceptable de equilibrio tras sufrir una perturbación.

Por su parte, la inestabilidad en un sistema de potencia puede manifestarse de diversas formas dependiendo de su configuración y modo de operación. Una condición necesaria para la operación del sistema

es que todas las máquinas sincrónicas interconectadas permanezcan en sincronismo.

La habilidad que poseen las máquinas de un sistema para permanecer en sincronismo, corresponde a la estabilidad del ángulo del rotor. Esta estabilidad puede romperse a través de un desvío aperiódico del ángulo ocasionado por la falta de torque sincronizante o por problemas de inestabilidad oscilatoria que tienen su origen en la falta de torque de amortiguamiento.

Los estabilizadores de sistemas de potencia son los dispositivos responsables de proporcionar una componente de torque de amortiguamiento a las máquinas con el fin de reducir las oscilaciones en el sistema causadas por pequeñas perturbaciones.

El comportamiento de un sistema dinámico se puede conocer mediante el análisis del espacio de estado. Las variables de estado pueden ser cantidades físicas en un sistema, como ángulo, velocidad, voltaje, o variables matemáticas asociadas con las ecuaciones diferenciales que describen la dinámica del sistema.

Con la solución de la ecuación característica de la matriz de estado, se obtienen los valores propios del sistema, los que contienen información valiosa de la estabilidad del mismo.

Un valor propio viene dado por:

$$\lambda = \sigma \pm j\omega \quad (1)$$

La parte real del valor propio σ proporciona información acerca del amortiguamiento, mientras que la parte imaginaria ω provee la frecuencia de un modo de oscilación.

Cada valor propio tiene asociado un vector propio derecho y un vector propio izquierdo. Haciendo uso de estos vectores propios de manera simultánea se obtiene la matriz de participación, que proporciona una medida de la asociación entre las variables de estado y sus modos.

Los modos de oscilación se diferencian de acuerdo a rangos de frecuencia. Dentro de este trabajo, se consideran los modos locales y los modos interárea.

1.1. Modos Locales

Los modos locales están asociados con la oscilación de unidades en una planta de generación con respecto al resto del sistema de potencia en el rango de 1,0 Hz a 2,0 Hz. Están localizados en una planta o una parte pequeña del sistema.

1.2. Modos Interárea

Los modos interárea están asociados con la oscilación de muchas máquinas en una parte del sistema contra máquinas ubicadas en otros lugares. Son causados por dos o más grupos de generadores que están interconectados por lazos débiles y oscilan a frecuencias de 1 Hz o menores.

2. MODELO GENERADOR – BARRA INFINITA

Se considera la representación linealizada para pequeña señal de un sistema con una máquina, como se muestra en la Figura 1. En forma general, este modelo representa el comportamiento dinámico de un sistema, que incluye las relaciones electromecánicas entre el torque de aceleración y las desviaciones de velocidad y ángulo, el amortiguamiento de la turbina, el torque sincronizante y la dinámica de flujo del generador. [2]

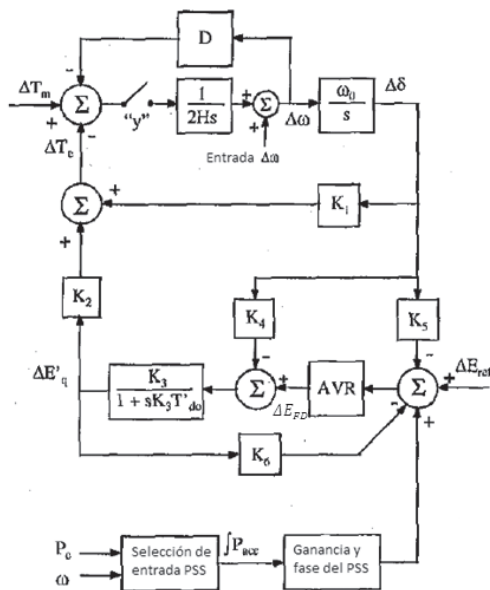


Figura 1: Modelo Generador – Barra Infinita considerando AVR y PSS de doble entrada

De este modelo, se obtiene la respuesta de frecuencia del sistema alrededor de un punto de operación. Específicamente, se requiere conocer la función de transferencia desde la entrada a la excitatriz hasta la señal del torque eléctrico. Esta función de transferencia proporciona la información acerca del retraso de fase que existe en el sistema y por ende la compensación que debe ser provista por el PSS.

Para obtener las constantes “K” se requiere básicamente; los parámetros del generador, los resultados de corridas de flujos de potencia y cortocircuitos, con los que se obtiene el equivalente Thevenin del sistema para representar un generador conectado a una barra infinita a través de una línea de transmisión.

El modelo simplificado se desarrolla bajo las siguientes consideraciones: El efecto de los devanados de amortiguamiento es insignificante y el efecto de saturación del hierro no es importante. Con estas premisas se procede a simplificar las ecuaciones. Se presenta un ejemplo de cálculo para la constante K1:

$$\Delta T_E = K_1 \Delta \delta + K_2 \Delta \psi_{fd}$$

$$K_1 = \Delta T_E / \Delta \delta \text{ para } \psi_{fd} \text{ constante}$$

$$K_2 = \Delta T_E / \Delta \psi_{fd} \text{ para un ángulo de rotor } \delta \text{ constante}$$

$$K_1 = \frac{E_B E_{q0}}{D} (R_T \sin \delta_0 + X_{Td} \cos \delta_0) + \frac{E_B i_{q0}}{D} (X_q - X_d) (X_{Tq} \sin \delta_0 + R_T \cos \delta_0) \quad (2)$$

Despreciando la resistencia de la línea de transmisión, de tiene:

$$K_1 = \frac{E_B E_{q0}}{D} (X_{Td} \cos \delta_0) + \frac{E_B i_{q0}}{D} (X_q - X'_d) (X_{Tq} \sin \delta_0) \quad (3)$$

$$D = X_{Tq} X_{Td} \quad (4)$$

$$K_1 = \frac{E_B E_{q0} \cos \delta_0}{X_{Tq}} + \frac{E_B i_{q0} (X_q - X_d) \sin \delta_0}{X_{Td}} \quad (5)$$

Para las demás expresiones se aplica un procedimiento similar y se remplazan ciertos términos a fin de que las variables de las ecuaciones puedan obtenerse fácilmente mediante una simulación del sistema de potencia.

El parámetro X_E se refiere a la reactancia de la línea de transmisión que conecta al generador con la barra infinita. Este valor se obtiene mediante el equivalente Thevenin del sistema realizando un análisis de cortocircuitos en la barra del generador considerado.

$$K_2 = \frac{X_{Tq} i_{q0} \sin \delta_0}{X_{Td}} = \frac{E_B \sin \delta_0}{X_{Td}} \quad (6)$$

$$K_3 = \frac{X_{Td}}{X_E + X_{ds}} \quad (7)$$

$$K_4 = \frac{(X_{ds} - X_d)}{X_{Td}} E_B \sin \delta_0 \quad (8)$$

$$K_5 = \frac{X_q E_{td0}}{X_{Tq} E_t} E_B \cos \delta_0 + \frac{X_d E_{td0}}{X_{Td} E_t} E_B \sin \delta_0 \quad (9)$$

$$K_6 = \frac{X_E E_{q0}}{X_{Td} E_t} \quad (10)$$

esto se realiza un análisis modal utilizando el programa Power Factory de DIGSILENT, que permite conocer los valores propios de un sistema y los factores de participación de los generadores en determinado modo.

Los valores propios permiten conocer los modos de oscilación presentes en el sistema y si estos modos se encuentran bien o mal amortiguados. En otras palabras, permite conocer si se requiere o no la implementación de un PSS en el sistema.

3. METODOLOGÍA DE SINTONIZACIÓN DEL PSS

Se describe la metodología para sintonizar los parámetros del PSS que utiliza como entrada la integral de la potencia de aceleración, como se indica en la Figura 2. Esta señal se obtiene mediante el tratamiento de las señales de velocidad y potencia eléctrica.

El primer paso para sintonizar los parámetros de un PSS es conocer el comportamiento de un sistema sin la presencia del estabilizador. Para

Por otro lado, a través de los factores de participación se puede conocer la forma en la que se encuentran oscilando los generadores de un sistema. Adicionalmente, a través de esta información se llega a tener un indicio acerca de la ubicación de un PSS. Esta información se confirma a través de la respuesta de frecuencia de los generadores candidatos, incorporados al modelo Generador – Barra Infinita. Un buen enfoque, involucra la instalación del PSS en el generador en el que se obtiene la mayor descompensación de fase.

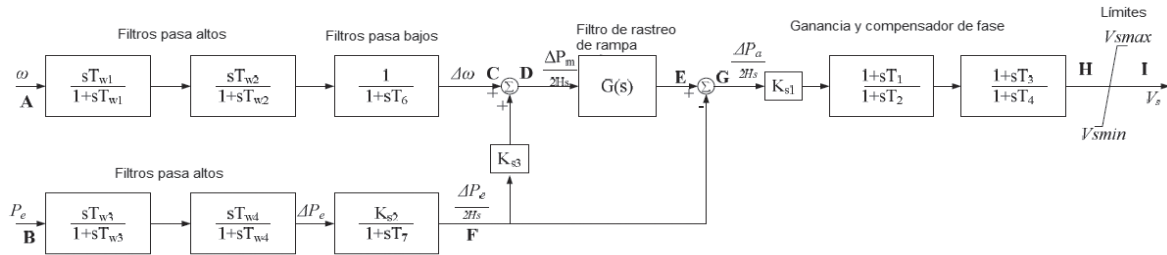


Figura 2: Diagrama de bloque del estabilizador del sistema de potencia PSS2A

La Figura 3, muestra el sistema de prueba empleado para realizar la sintonización del PSS.

Una vez seleccionado el generador en el que se conoce que la instalación del PSS tendrá el mayor efecto, se procede a la sintonización de parámetros.

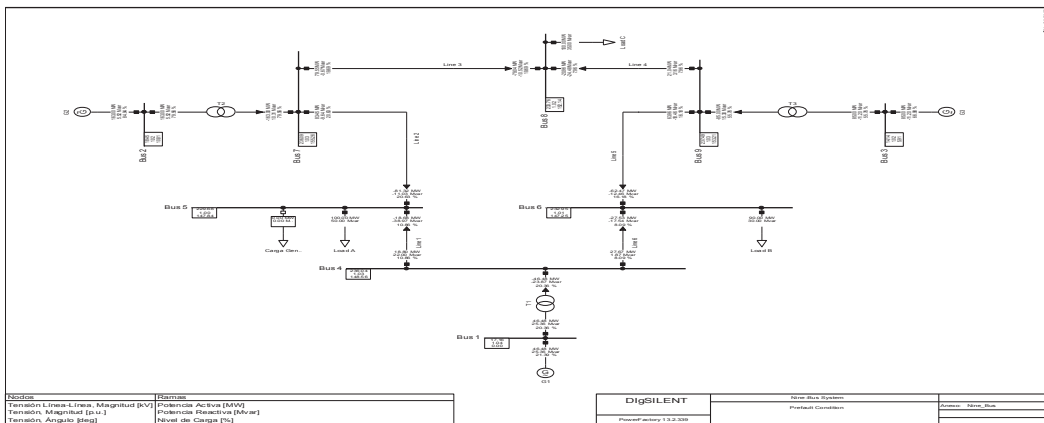


Figura 3: Sistema de prueba de nueve barras

3.1. Sintonización de las Etapas de Compensación

La respuesta de frecuencia del sistema en ausencia del PSS, indica cual es la compensación de fase que debe ser provista por este dispositivo. La respuesta típica de frecuencia de los bloques de compensación de un PSS se muestra en la Figura 4.

La respuesta de frecuencia del PSS debe proveer una compensación de fase adecuada al sistema. Esto se logra a través del ajuste de las constantes de tiempo tomando en cuenta los conceptos de frecuencia centro y razón entre dichas constantes, ecuaciones (11) y (12). Una mala sintonización puede ocasionar una sobrecompensación en el sistema que se deriva en un problema de inestabilidad.

$$f_c = \frac{1}{2\pi} \frac{1}{\sqrt{T_1 T_2}} \quad (11)$$

$$n = \frac{T_1}{T_2} = \frac{T_3}{T_4} \quad (12)$$

La respuesta de frecuencia del sistema compensado debe presentar un ligero retraso de fase. Con esto, se logra que el PSS además de aportar con la componente de torque de amortiguamiento, introduzca al sistema una componente adicional de torque sincronizante.

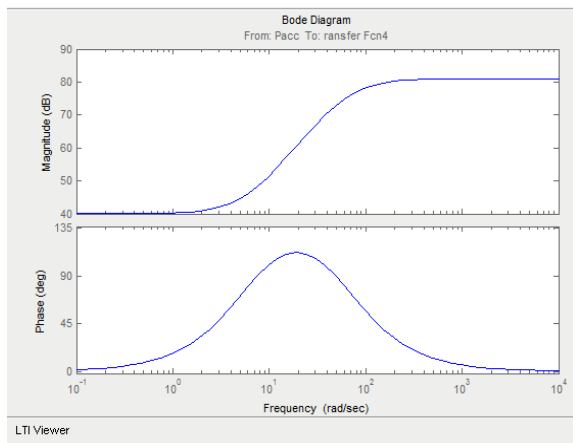


Figura 4: Respuesta de frecuencia de los bloques de compensación de fase de un PSS

3.2. Sintonización de la Ganancia

Para obtener la ganancia del estabilizador se utiliza el método del lugar geométrico de las raíces.

Incrementando paulatinamente el valor de la ganancia, hasta evidenciar una condición de inestabilidad en el sistema en la cual se observe la migración de los valores

propios hacia la parte positiva del plano s, se obtiene lo que se conoce como la ganancia de inestabilidad. En un PSS con entrada de potencia, la ganancia que proporciona el máximo amortiguamiento es la octava parte del valor de esta ganancia de inestabilidad. [3]

4. SINTONIZACIÓN DE LOS PARÁMETROS DEL PSS

En este apartado se expone la sintonización de los parámetros de un PSS2A para un sistema de prueba de tres generadores, aplicando la metodología descrita en 3.

4.1. Análisis del Sistema sin PSS

A través del análisis modal efectuado en el sistema de prueba se obtienen los resultados de las Figuras. 5 y 6, correspondientes a los valores propios y los factores de participación respectivamente.

A través de esta información se observa que el valor propio 16 y su conjugado, el valor propio 17, tienen una frecuencia de oscilación de 2,059 Hz y una razón de amortiguamiento de 4,93%, lo que podría considerarse como un amortiguamiento pobre.

Adicionalmente, se puede observar, en base a la participación de los generadores, que el generador 1 se encuentra oscilando contra los generadores 2 y 3. Dado que los generadores 1 y 2 tienen la mayor participación en estos modos, deben ser considerados como candidatos para la instalación de un PSS.

No.	Valor Real/Imaginario	No.	Valor Real/Imaginario	No.	Valor Real/Imaginario	No.	Valor Real/Imaginario			
1	0.000	9	-19.264	17	-0.639	-12.939	25	-0.833	0.000	
2	-257.517	10	-22.937	18	-0.000	0.000	26	-10.000	0.000	
3	-254.541	11	-0.807	19	-2.348	0.000	27	-0.833	0.000	
4	-252.209	12	-0.807	-19.786	20	-3.103	0.000	28	-10.000	0.000
5	-30.808	13	-7.386	22.642	21	-9.647	0.000	29	-0.833	0.000
6	-16.784	33.413	14	-7.386	-22.642	22	-15.946	0.000		
7	-16.784	-33.413	15	-24.910	0.000	23	-14.926	0.000		
8	-19.264	22.913	16	-0.639	12.939	24	-10.000	0.000		

Figura 5: Valores propios del sistema de prueba

Elemento	Barra	Magnitud/Angulo	Participación
Valor Propio 11	Tpo: 0.318 s Bus 1 Bus 2 Bus 3	Dpo: 0.807 A1/A2: 1.292 0.350/-16.84 0.636/ 174.89 1.000/ 0.00	Participación
Valor Propio 12	Tpo: 0.318 s Bus 1 Bus 2 Bus 3	Dpo: 0.807 A1/A2: 1.292 0.350/-16.84 0.636/ 174.89 1.000/ 0.00	Participación
Valor Propio 13	Tpo: 0.278 s Bus 1 Bus 2 Bus 3	Dpo: 7.386 A1/A2: 7.766 1.000/ 126.69 0.189/ 93.84	Participación
Valor Propio 14	Tpo: 0.278 s Bus 1 Bus 2 Bus 3	Dpo: 7.386 A1/A2: 7.766 1.000/ 126.69 0.189/ 93.84	Participación
Valor Propio 16	Tpo: 0.486 s Bus 1 Bus 2 Bus 3	Dpo: 0.639 A1/A2: 1.364 1.000/ 18.09 0.778/ 175.27 0.215/ 173.99	Participación
Valor Propio 17	Tpo: 0.486 s Bus 1 Bus 2 Bus 3	Dpo: 0.639 A1/A2: 1.364 1.000/ 18.09 0.778/ 175.27 0.215/ 173.99	Participación

Figura 6: Participación de los generadores en el sistema de prueba

Del análisis de respuesta de frecuencia, realizado en el modelo de la Figura 7, se obtiene que el generador 2 es la mejor alternativa para colocar un PSS.

El diagrama de Bode se obtiene a través de un proceso de linealización en el modelo implementado en Simulink. Se puede llegar a obtener la misma información, conociendo la función de transferencia del sistema. Sin embargo, este proceso resulta mucho más complicado. La Figura 7 muestra el modelo Generador – Barra Infinita, implementado en el software.

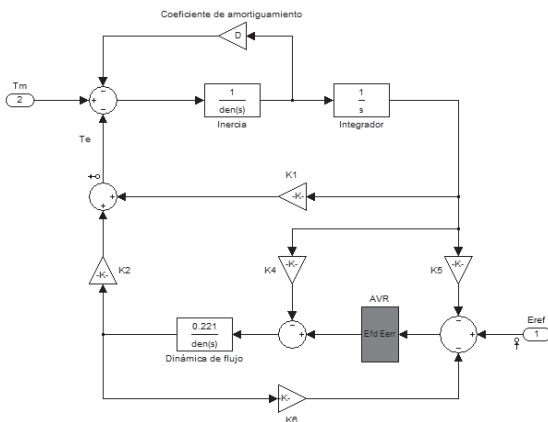


Figura 7: Modelo implementado en Simulink

Para obtener los valores de las constantes “K” se utiliza una hoja de cálculo, donde se consideran los parámetros del generador, potencia suministrada, voltaje en las barras, etc. Los resultados obtenidos de estas constantes se muestran en la Tabla 1.

Tabla 1: Constantes del Modelo Generador – Barra Infinita

Parámetro	Valor
K1	1,84406213
K2	0,9054827
K3	0,2214364
K4	1,34916922
K5	-0,0499917
K6	0,44910418

Al ingresar estas constantes en el modelo implementado en Simulink, se obtiene la respuesta de frecuencia de la Figura 8.

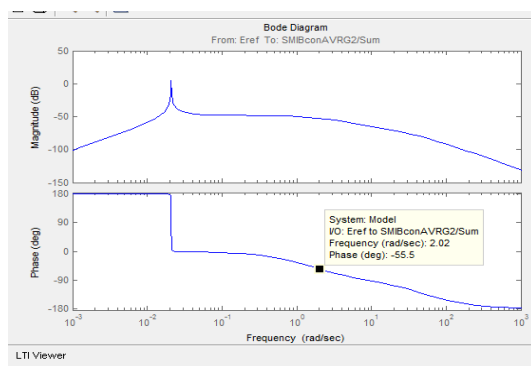


Figura 8: Respuesta de frecuencia del sistema de prueba sin PSS

Como se puede observar, se tiene un retraso de fase de aproximadamente 55° alrededor de los 2 Hz. Con la compensación de fase provista por el PSS se obtiene la respuesta de la Figura 9.

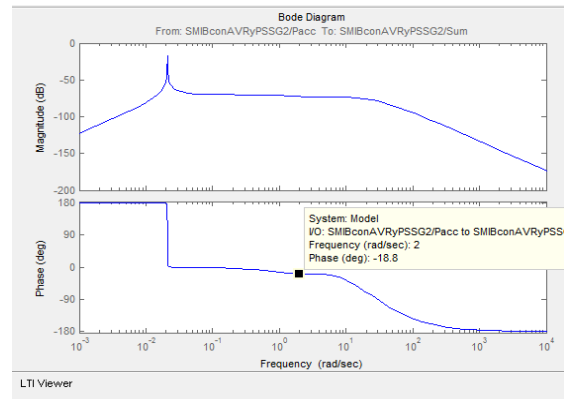


Figura 9: Respuesta de frecuencia del sistema compensado

Las constantes de tiempo de los bloques de compensación de fase con los que se logra esa respuesta son: $T1=T3=0,27$ y $T2=T4=0,09$. Cabe mencionar que los parámetros de los filtros pueden encontrarse dentro del rango entre 1 y 20 s.

Una vez establecida la compensación de fase adecuada, se procede con la sintonización de la ganancia. Al incrementar este valor paulatinamente, se observa que la migración de valores propios hacia la parte positiva del plano real se consigue con una ganancia de 1,6. Entonces, la ganancia que proporciona el máximo amortiguamiento en el PSS es de 0,2.

Esta condición de inestabilidad, se observa en la Figura 10. Vale indicar, que la ganancia de inestabilidad es el mínimo valor con el cual se observa valores propios con partes reales positivas.

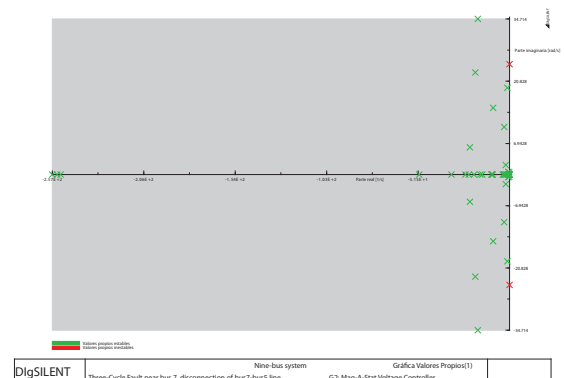


Figura 10: Valores propios para la ganancia de inestabilidad $Ks1=1,6$

Para comprobar la efectividad de la metodología de sintonización de los parámetros del estabilizador, en la Figura 11, se presentan los valores propios del sistema en presencia del PSS.

No.	Valor Real/Imaginario	No.	Valor Real/Imaginario	No.	Valor Real/Imaginario	No.	Valor Real/Imaginario	
1	0.000	0.000	12	-7.320	-22.560	23	-15.381	0.000
2	-257.664	0.000	13	-2.003	19.886	24	-9.638	0.000
3	-254.858	0.000	14	-2.003	-19.886	25	-5.216	2.387
4	-252.209	0.000	15	-24.909	0.000	26	-5.216	-2.387
5	-50.808	0.000	16	-21.126	5.299	27	-5.609	0.000
6	-15.582	33.651	17	-21.126	-5.299	28	-3.100	0.000
7	-15.582	-33.651	18	-1.912	11.217	29	-2.348	0.000
8	-17.364	24.458	19	-1.912	-11.217	30	-0.000	0.000
9	-17.364	-24.458	20	-6.804	11.199	31	-0.665	0.056
10	-33.144	0.000	21	-6.804	-11.199	32	-0.665	-0.056
11	-7.320	22.560	22	-16.216	0.000	33	-0.667	0.000

Figura 11: Valores propios del sistema en presencia del PSS

En base a los nuevos valores propios del sistema, se puede observar que todos los modos se encuentran bien amortiguados.

Adicionalmente, se realizan simulaciones en el dominio del tiempo considerando dos escenarios, prestando especial atención al escenario que representa la estabilidad de pequeña señal. Dentro de cada simulación se presentan los valores que permiten calcular los índices de desempeño, específicamente, el tiempo de establecimiento y el sobre impulso de las señales.

4.2. Incremento de carga

Este escenario plantea una pequeña perturbación en el sistema, asociada con el incremento de carga en una de sus barras. Se puede observar en los resultados, que la instalación del PSS logra amortiguar las oscilaciones presentadas de manera efectiva.

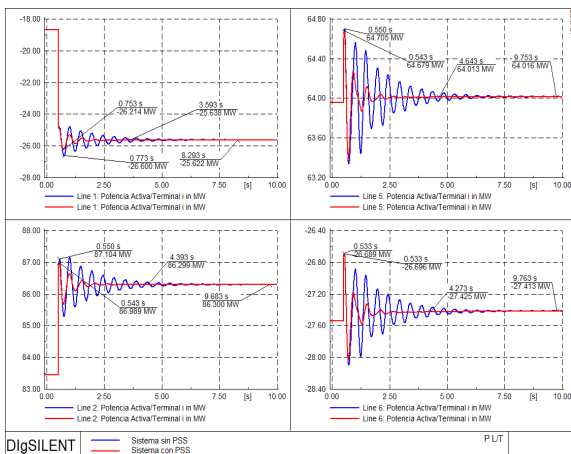


Figura 12: Potencia eléctrica en las líneas de transmisión tras incremento de carga

Se puede observar que al incorporar un PSS se produce una reducción considerable en el tiempo de

establecimiento de las señales, así como también en el sobre impulso de las mismas.

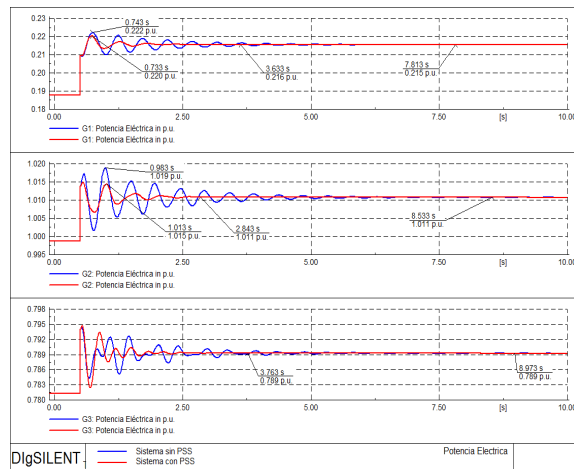


Figura 13: Potencia eléctrica de los generadores tras falla trifásica

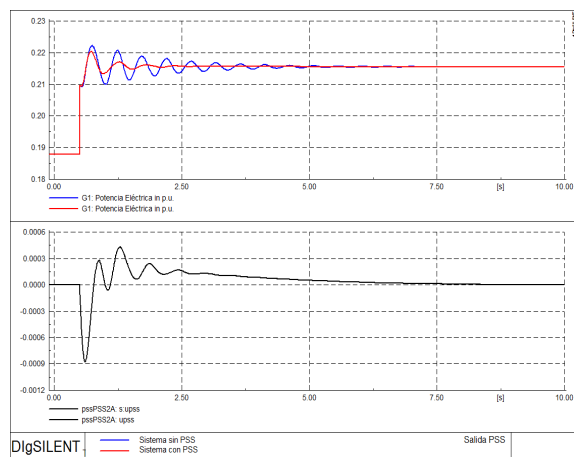


Figura 14: Potencia de salida del PSS tras incremento de carga

En la Figura 14, se muestra la señal de salida del PSS conjuntamente con la señal de la potencia eléctrica del generador 2. Con esta figura se busca ilustrar el comportamiento del PSS frente a la presencia de oscilaciones y el efecto final que produce sobre las señales del sistema.

4.3. Falla Trifásica

Un PSS está diseñado específicamente para corregir los problemas de inestabilidad oscilatoria en un sistema, asociados con pequeñas perturbaciones. Sin embargo, este dispositivo también logra amortiguar efectivamente las oscilaciones ocasionadas por grandes perturbaciones.

Dado que la perturbación de falla trifásica en el sistema es mucho más considerable, de la misma manera se observan oscilaciones de mayor magnitud en las variables del sistema de potencia.

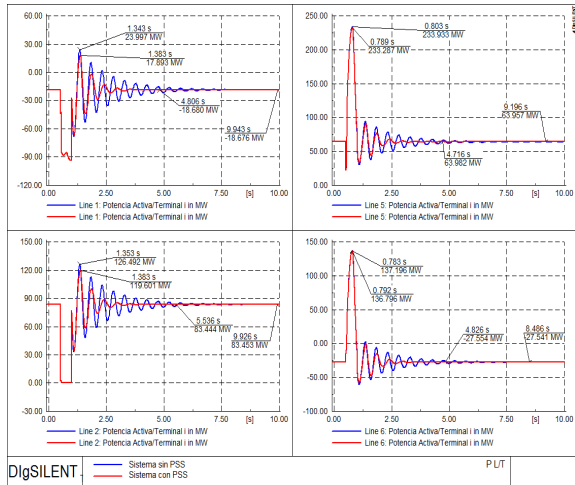


Figura 15: Potencia eléctrica en las líneas de transmisión tras falla trifásica

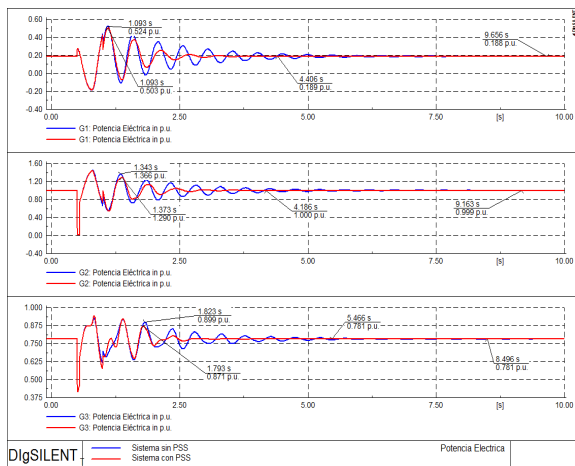


Figura 16: Potencia eléctrica de los generadores tras falla trifásica

De manera análoga, en la Figura 17, se muestra la señal de salida del PSS. Se puede apreciar un pequeño corte en la señal. Esto se debe a los limitadores del estabilizador, que evitan excursiones indeseables de voltaje.

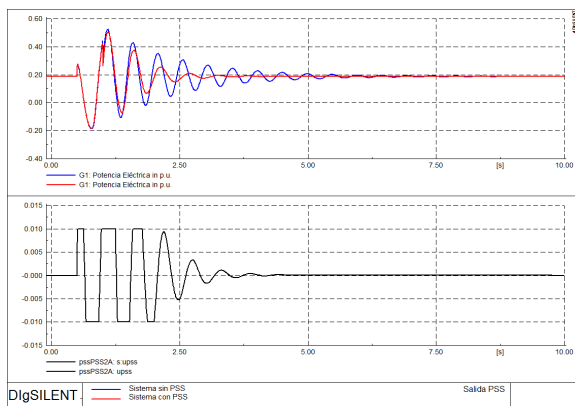


Figura 17: Potencia de salida del PSS tras falla trifásica

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La inestabilidad de ángulo en sistemas de potencia puede tener su origen en la falta de torque sincronizante, o en la falta de torque de amortiguamiento. La falta de torque sincronizante se puede corregir mediante la aplicación de reguladores automáticos de voltaje. Sin embargo, estos dispositivos son los causantes de la falta de torque de amortiguamiento.

Los valores propios de un sistema permiten conocer los modos de oscilación existentes en el mismo y si estos modos están o no bien amortiguados.

La ubicación óptima del PSS se determina mediante el análisis conjunto de los factores de participación de los generadores del sistema y la respuesta de frecuencia en el modelo Generador – Barra Infinita.

Con el modelo Generador - Barra Infinita resulta evidente que sólo se realiza la sintonización del PSS para un modo de oscilación local. Esto se debe a que de por sí, el modelo considera solamente un generador y una barra infinita, es decir, un generador oscilando contra el resto del sistema.

Los modos de oscilación en un sistema de potencia pueden constituir un problema al tener un pobre amortiguamiento, lo que se traduce en un tiempo de decaimiento muy grande.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] KUNDUR Prabha, Power System Stability and Control, McGraw – Hil, 1994.
- [2] MURDOCH A., VENKATARAMAN S., LAWSON R.A., PEARSON W.R., Integral of Accelerating Power Type PSS, Part 1 & 2, IEEE Transactions on Energy Conversion, 1999.
- [3] BIKASH Pal, BALARKO Chaudhuri, Robust Control in Power Systems, Springer, 2005.
- [4] KUNDUR P., KLEIN M., ROGERS G.J., Application of Power System Stabilizers for Enhancement of Overall Systems, IEEE Transactions, 1999.
- [5] TANG Bixiang, Parameter Tuning and Experimental Results of Power System Stabilizer, Tesis de Maestría, 2011.
- [6] IEEE COMMITTEE REPORT, Excitation System Models for Power System Stability Studies, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1981.

- [7] BÉRUBÉ G.R., HAJAGOS L.M., Accelerating - Power Based Power System Stabilizers, 2007.
- [8] PADIYAR K.R., Power System Dynamics Stability and Control, BS Publications, 2008.
- [9] ANDERSON P.M., FOUAD A.A., Power System Control and Stability, IEEE PRESS, 2003.



Pablo Verdugo Rivadeneira.- Nació en la ciudad de Quito en 1987. Realizó sus estudios secundarios en el Colegio Nacional Experimental Juan Pío Montufar y sus estudios superiores en la Escuela Politécnica Nacional, donde se graduó de Ingeniero Eléctrico en el año 2012. Actualmente trabaja en la Dirección de Planeamiento del Centro Nacional de Control de Energía.



Jesús Játiva Ibarra.- Realizó sus estudios superiores en la Escuela Politécnica Nacional de Quito, donde se graduó de Ingeniero Eléctrico, en 1981. Realizó estudios de postgrado en la Universidad de Texas en Arlington de Estados de Unidos de América, donde obtuvo el grado de Master of Science in Electrical Engineering en 1988, y posteriormente el título de Doctor of Philosophy en 1991. Cuenta con más de treinta años de experiencia en actividades de Planificación, Operación, Administración y Economía de sistemas eléctricos de potencia. Actualmente es Profesor Principal de la Escuela Politécnica Nacional.