

# Evaluación de Estabilidad Transitoria en el Sistema de 9 Barras Considerando TCSC y Análisis de sincronismo y oscilaciones Subsíncrona

**Geovany Andrade 1, Marcelo Pozo1, Carlos Gallardo1**  
1 Facultad de Ingeniería Eléctrica, Escuela Politécnica Nacional  
Av. Ladrón de Guevara 253, Quito, Ecuador

*1{geovany.andrade, marcelo.pozo, carlos.gallardo}@epn.edu.ec*

## RESUMEN

Este artículo presenta la evaluación de estabilidad transitoria de un sistema de potencia constituido por tres generadores y nueve barras. El análisis se centra en la verificación del comportamiento de las unidades fundamentales de este sistema voltajes, corrientes, potencias, ángulos del rotor de máquinas sincrónicas y velocidad angular, adicionalmente se implementa un FACT TCSC para lograr un control de la estabilidad en el flujo de potencia ante la presencia de perturbaciones de corto circuito.

**Palabras Clave:** Estabilidad Transitoria, Tiristor Controlado por Compensación en Serie TCSC..

## Introducción

La estabilidad transitoria es la capacidad del sistema eléctrico para mantener el sincronismo cuando es sometido a una perturbación fuerte, por ejemplo, a una falta en la red de transporte, a una pérdida de generación o la pérdida de una cantidad importante de carga. El sistema eléctrico responde a una perturbación de estas características mediante grandes variaciones de los ángulos de los generadores síncronos y grandes oscilaciones de los flujos de potencia, de las tensiones y de otras variables del sistema. Si la separación angular entre generadores síncronos permanece acotada, entonces el sistema mantiene el sincronismo. En caso contrario pierde el sincronismo, lo cual suele hacerse evidente transcurridos 2 o 3 segundos desde la perturbación (Zheng, 2011), (Paserba, Miller, Larsen, & Piwko, 1995).

En consecuencia, los estudios de estabilidad suelen precisar el análisis de un número de casos elevado, para así poder abarcar las distintas perturbaciones de interés y los principales puntos de funcionamiento del sistema. El capacitor serie controlado por tiristores (TCSC) es un dispositivo FACTS que se utiliza como compensador serie. Es muy conocido que la transmisión de potencia de AC a través de grandes líneas de transmisión está limitada principalmente por la impedancia serie de la línea (Paserba et al., 1995), (Patel, 2018).

Con el desarrollo del TCSC (Figura 1), se ha logrado obtener una compensación variable, que ayuda a resolver problemas de estabilidad de voltaje, mejoramiento de la estabilidad transitoria, amortiguamiento de oscilaciones de potencia y el incremento del flujo de potencia a través de las líneas de transmisión (Meikandasivam, Nema, & Jain, 2011), (Liu & Wang, 2008), (Aguero, Cepeda, & Colome, 2014).

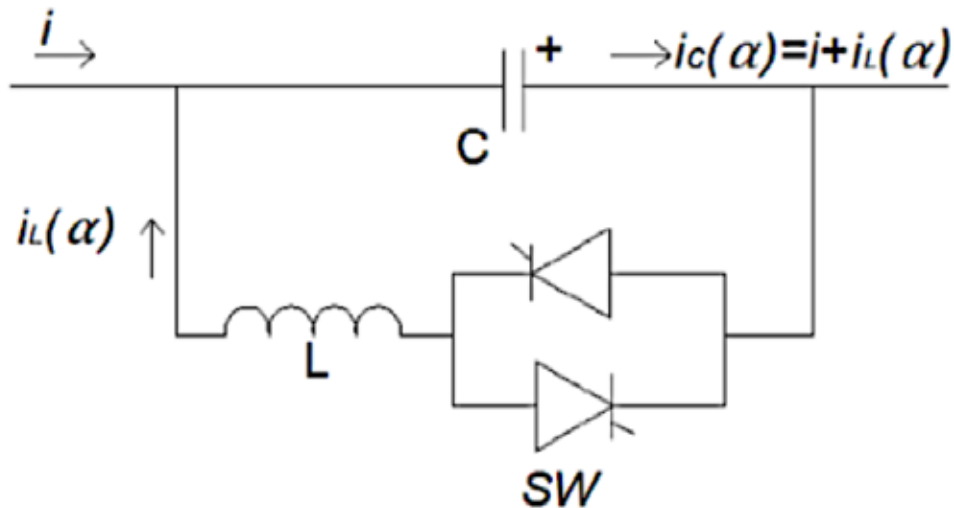


Figura 1. Capacitor serie controlado por tiristores (TCSC)

La corriente del TCR es casi en su totalidad reactiva, atrasada  $90^\circ$  con respecto al voltaje. La componente activa de la corriente es muy pequeña y por lo tanto las pérdidas del dispositivo son despreciables; éstas se encuentran en el rango de 0.5 – 2% de la potencia reactiva (Meikandasivam et al., 2011), (Kumar, Balamurugan, & Janarthanan, 2018).

### Conceptos generales

El FACT TSCS presenta diferentes modos de operación permitiendo controlar la reactancia del sistema, de esta forma brinda una apertura de estabilidad en el manejo de potencias activas o reactivas, a continuación, se detallan los modos.

- **Modo de Bloqueo (No Conducción)** En dicho modo los tiristores no conducen ya que no se generan pulsos de disparo para la compuerta, por lo cual el TCSC se comporta como un banco de condensadores serie fijo.
- **Modo de Conducción o Bypass**, En este modo se generan pulsos continuos de disparo para las compuertas de los tiristores, lo que permite que éstos conduzcan permanentemente durante el semiciclo de la onda de tensión en el condensador. La conducción continua de los tiristores hace que predomine el efecto del TCR (reactancia menor) sobre el del condensador, generándose un efecto neto de una pequeña reactancia inductiva. En este modo de operación la mayoría de la corriente de línea que circula a través del TCR.
- **Modo Vernier o Boost**, En este modo, las válvulas operan con un control en el ángulo de disparo y como consecuencia los tiristores conducen parcialmente durante un intervalo del ciclo de la onda de tensión. Por medio del control del ángulo de disparo, es posible controlar efectivamente la corriente fundamental que fluye a través de los tiristores (TCR). Dependiendo de la magnitud de dicha corriente, el TCSC puede presentar una reactancia aparente neta inductiva o capacitiva.

## Sistema de Pruebas

El sistema de pruebas usado para el desarrollo del proyecto (Figura 2) es un sistema de pruebas estándar de la IEEE de nueve barras, el cual consta de tres generadores y tres cargas conectadas en las barras ocho cinco y seis.

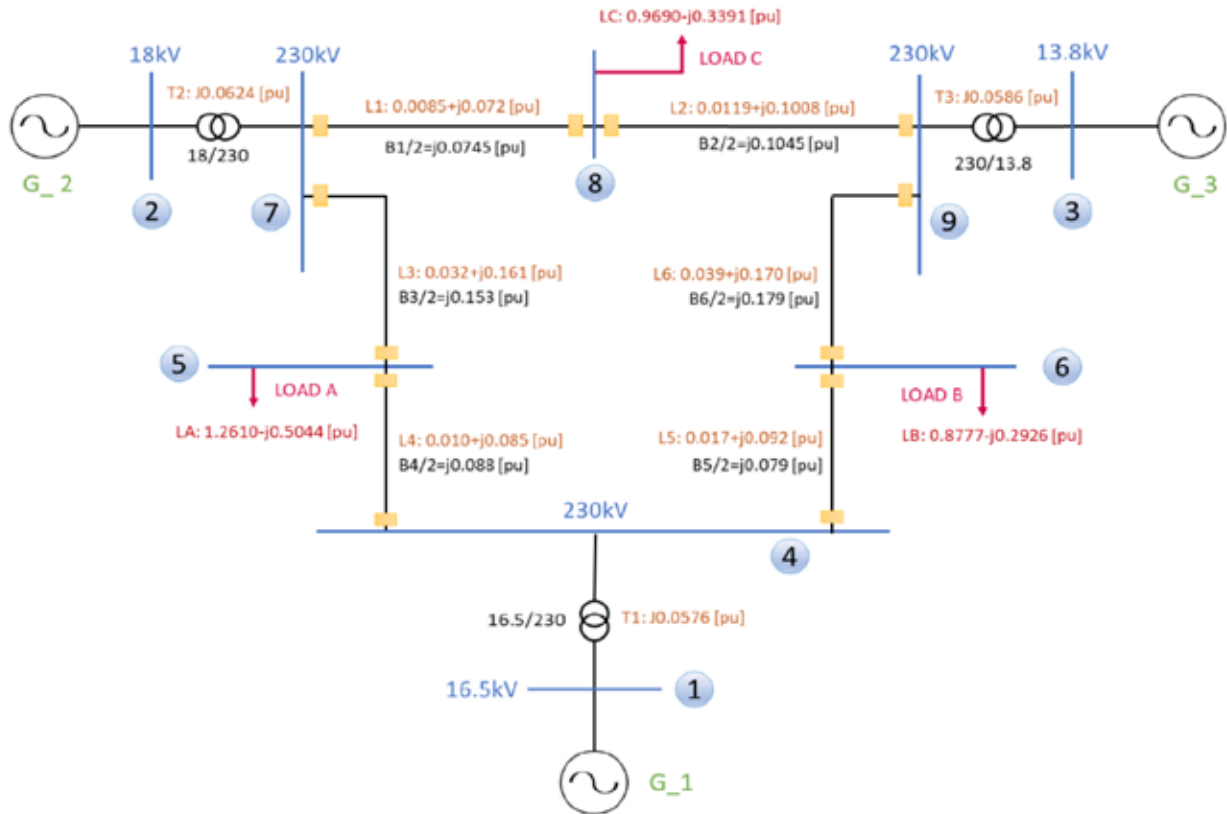


Figura 2. Sistema de prueba de 9 barras de IEEE

En la Tabla 1 se detallan las características de los tres generadores que se encuentran conectados en las barras uno, dos y tres del sistema de 9 barras respectivamente.

**Tabla 1.** Parámetros de los Generadores del sistema de 9 barras referidos a la base del sistema (100 MVA)

Generator	1	2	3
Rated MVA	247.5	192.0	128.0
kV	16.5	18.0	13.8
Power factor	1.0	0.85	0.85
Type	hydro	steam	steam
Speed	180 r/min	3600 r/min	3600 r/min
$x_d$	0.1460	0.8958	1.3125
$x'_d$	0.0608	0.1198	0.1813
$x_q$	0.0969	0.8645	1.2578
$x'_q$	0.0969	0.1969	0.25
$x_l$ (leakage)	0.0336	0.0521	0.0742
$r_{d0}$	8.96	6.00	5.89
$r'_{q0}$	0	0.535	0.600
Stored energy at rated speed	2364 MW · s	640 MW · s	301 MW · s

## Flujo de Potencia

Previo al análisis de estabilidad transitoria se necesita obtener las condiciones iniciales del sistema, para lo cual es necesario correr un flujo de potencia para saber los voltajes y potencias en las barras del sistema de potencia.

En la Tabla 2 se puede apreciar el resultado del flujo de potencia corrido en el programa, donde estos resultados coinciden con los valores obtenidos en la simulación el Power Factory y los valores mostrados en el libro Base.

**Tabla 2. Resultado del Flujo de Potencia Prefalla del sistema de 9 barras IEEE**

Bus Data						
Bus #	Voltage		Generation		Load	
	Mag (pu)	Ang (deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1.040	0.000*	71.64	27.05	-	-
2	1.025	9.280	163.00	6.65	-	-
3	1.025	4.665	85.00	-10.86	-	-
4	1.026	-2.217	-	-	-	-
5	0.996	-3.989	-	-	125.00	50.00
6	1.013	-3.687	-	-	90.00	30.00
7	1.026	3.720	-	-	-	-
8	1.016	0.728	-	-	100.00	35.00
9	1.032	1.967	-	-	-	-
Total:			319.64	22.84	315.00	115.00

## Cálculo de Y de barra

Para el cálculo de Estabilidad es necesario calcular las Y de barra reducidas, esto con el objetivo de calcular las potencias activas y reactivas de forma iterativa en el aplicativo de simulación. Previo al cálculo es necesario seguir el procedimiento descrito a continuación:

- Cálculo de las admitancias de las cargas en base al voltaje terminal y la potencia aparente consumida
- Sumar el valor de las reactancias de eje directo de los generadores a los transformadores de acople a la red de los respectivos generadores.
- Sumar la impedancia de las cargas a la de las líneas de transmisión correspondiente a la que se encuentre conectada la carga.
- Usar el procedimiento estándar para calcular la Y de barra.

Una vez realizado este procedimiento es necesario aplicar una metodología de reducción de nodos para facilitar el computo de los valores deseados, esta metodología se detalla en el libro base, donde en el presente documento solo se hace referencia a la ecuación final, (1), (2).

$$Y_{bus} = \begin{bmatrix} Y_{nn} & Y_{nr} \\ Y_{rn} & Y_{rr} \end{bmatrix} \quad (1)$$

$$Y_{red} = Y_{nn} - Y_{nr} \cdot Y_{rr}^{-1} \cdot Y_{rn} \quad (2)$$

### Y reducida Prefalla

En la Tabla 3 se puede apreciar la Y de barra del sistema reducida a un equivalente de tres nodos, cabe resaltar que en esa Y de barra se encuentran incluidas las Admitancias de las cargas del sistema y que esos nodos representan la barra donde se encuentra el voltaje interno de los generadores.

**Tabla 3.** Y de barra del sistema de 9 barras reducido a un sistema de 3 nodos antes de que se produzca la barra.

	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>
<b>1</b>	0.8455 - 2.9883i	0.2871 + 1.5129i	0.2096 + 1.2256i
<b>2</b>	0.2871 + 1.5129i	0.4200 - 2.7239i	0.2133 + 1.0879i
<b>3</b>	0.2096 + 1.2256i	0.2133 + 1.0879i	0.2770 - 2.3681i

### Y de falla reducida

En la Tabla 4 se encuentra la Y de barra del sistema reducida a un sistema de tres barras, en la cual el usuario puede escoger en que nodo ha ocurrido la falla.

Esta matriz de admitancia será la que se usará para calcular las potencias, voltajes y ángulos de los generadores durante el transcurso de la falla previo a su despeje.

Para calcular esta Y de barra es necesario eliminar de la matriz original la fila y columna correspondiente a la barra fallada y encontrar la Y reducida de la nueva matriz original de dimensiones (8x8)

**Tabla 4.** Y de barra del sistema de 9 barras reducido a un sistema de 3 nodos antes cuando se ha producido un cortocircuito en las cercanías de la barra 7

	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>
<b>1</b>	0.6568 - 3.8160i	0.0000 + 0.0000i	0.0701 + 0.6306i
<b>2</b>	0.0000 + 0.0000i	0.0000 - 5.4855i	0.0000 + 0.0000i
<b>3</b>	0.0701 + 0.6306i	0.0000 + 0.0000i	0.1740 - 2.7959i

## Y reducida Posfalla

En la Tabla 5 se encuentra la Y de barra posfalla, la cual se calcula de manera similar a las dos anteriores, sin embargo, es necesario romper uno de los vínculos de esta para representar el despeje de la falla mediante la apertura de una línea, para lograr esto en la forma más práctica posible fue representar a línea abierta con una reactancia y resistencia de valor infinita.

**Tabla 5.** Y de barra del sistema de 9 barras reducido a un sistema de 3 nodos después de que se ha despejado la falla abriendo la conexión 5 -7

	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>
<b>1</b>	1.1814 - 2.2288i	0.1376 + 0.7264i	0.1910 + 1.0794i
<b>2</b>	0.1376 + 0.7264i	0.3886 - 1.9526i	0.1988 + 1.2293i
<b>3</b>	0.1910 + 1.0794i	0.1988 + 1.2293i	0.2727 - 2.3423i

Para obtener las condiciones iniciales del sistema para el cálculo iterativo de valores fue necesario calcular de forma fasorial al voltaje interno de los generadores, para lo cual se usó ley de mallas de Kirchoff, la cual se puede resumir en:

$$\overline{E}_{f_1} = \overline{V}_{t_1} + j \cdot \left( \frac{P_{pre_i} + j \cdot Q_{pre_i}}{\overline{V}_{t_1}} \right)^* \cdot X'_d \quad (3)$$

Del flujo de potencia realizado y del cálculo de los voltajes internos, se presenta en la Tabla 6 el resumen de todas las condiciones iniciales calculadas para el proceso iterativo usando la ecuación de oscilación y del controlador.

**Tabla 6.** Condiciones iniciales del sistema antes de producirse la falla

$E_{f_1}$	1.056  <sub>-2.27</sub>	$E_{f_2}$	1.0502  <sub>-19.</sub>	$E_{f_3}$	1.0170  <sub>-13.</sub>
$V_{t_1}$	1.040  <sub>0</sub>	$V_{t_2}$	1.025  <sub>-9.3</sub>	$V_{t_3}$	1.025  <sub>-4.7</sub>
$P_1$	71.6 (W)	$P_2$	163 (W)	$P_3$	85 (W)
$Q_1$	27 (Var)	$Q_2$	6.7 (Var)	$Q_3$	-10.9 (Var)
$\omega_1$	377 (rad /s)	$\omega_2$	377 (rad /s)	$\omega_3$	377 (rad /s)

## Ecuación de Oscilación

Para la simulación del sistema, en donde se desea ver la evolución de los ángulos de potencia, velocidades angulares, y potencias eléctricas se usó la ecuación de oscilación descrita en la ecuación ( 4 ), la cual relaciona el comportamiento eléctrico y mecánico del generador, el cálculo para la potencia eléctrica de un sistema multimáquina se expresa en la ecuación ( 5 ).

$$\dot{\omega}_k = \frac{w_0}{2 \cdot H} \cdot (P_m - P_k - D \cdot \dot{\delta}_k) \quad (4)$$

$$P_k = (E_{f_i})^2 \cdot G_{ii} + \sum_{j \neq i}^n E_{f_i} \cdot E_{f_j} \cdot |Y_{ij}| \cdot \cos(\theta_{ij} - \delta_{i_k} + \delta_{j_k}) \quad (5)$$

$$\dot{\delta}_k = \omega_k - \omega_0 \quad (6)$$

Para poder encontrar los valores requeridos es necesario la resolución de las dos ecuaciones diferenciales antes descritas, donde se pueden aplicar métodos exactos o métodos aproximados (iterativos).

En el presente proyecto primero se empezó con el método de resolución por pasos de Euler, el cual se puede resumir en las ecuaciones (7), (8), (9) y (10), donde el estado siguiente se aproxima en función del estado actual y un paso hacia adelante usando como dirección la derivada actual del sistema.

$$\dot{\omega}_k = \frac{w_0}{2 \cdot H} \cdot \left( P_m - (E_{f_i})^2 \cdot G_{ii} - \sum_{j \neq i}^n E_{f_i} \cdot E_{f_j} \cdot |Y_{ij}| \cdot \cos(\theta_{ij} - \delta_{i_k} + \delta_{j_k}) - D \cdot \dot{\delta}_k \right) \quad (7)$$

$$\dot{\delta}_k = \omega_k - \omega_0 \quad (8)$$

$$\omega_{k+1} = \omega_k + \Delta t \cdot \dot{\omega}_k \quad (9)$$

$$\delta_{k+1} = \delta_k + \Delta t \cdot \dot{\delta}_k \quad (10)$$

## Implementación del TCSC

En el presente trabajo se implementó el FACT TCSC a la salida de los generadores para controlar la reactancia del SEP y poder estabilizar la potencia activa y por ende el voltaje terminal que es suministrado al sistema y Cargas.

En las ecuaciones ( 11 ), ( 12 ), ( 13 ), ( 14 ), ( 15 ) y ( 16 ) se puede ver el desarrollo de las ecuaciones del TCSC por el método de Euler, donde se necesitaron hacer cálculos adicionales para el error de la variación de la velocidad angular y la derivada de dicho error.



$$E\dot{w}_k = \Delta\dot{w}_k - w_R = w_R - w_k \quad (11)$$

$$E\dot{w}_k = \Delta\dot{w}_{REF} - \Delta\dot{w}_{REF} = -\dot{w}_k \quad (12)$$

$$\dot{L}f_k = \frac{K_a \cdot Ew_k + K_a \cdot T_c \cdot E\dot{w}_k - Lf_k \cdot (T_a + T_b) - X_k}{T_a \cdot T_b} \quad (13)$$

$$\dot{X}_k = Lf_k \quad (14)$$

$$Lf_{k+1} = Lf_k + \Delta t \cdot \dot{L}f_k \quad (15)$$

$$X_{k+1} = X_k + \Delta t \cdot \dot{X}_k \quad (16)$$

## Resultados con TCSC

Para la evaluación de estabilidad se ejecutó los siguientes paso:

- Antes de iniciar la simulación se inicializaron todas las variables eléctricas del generador.
- Se corrió un cortocircuito muy cerca de la barra 7 en la línea de conexión 5 – 7. (Para caso práctico se calculó la Y de falla considerando que fue en la barra 7)
- Después de cinco ciclos transcurridos la falla (0.083 segundos) se despejo la falla abriendo la línea de conexión 5 – 7
- El sistema se simuló durante 120 ciclos (dos segundos) para evaluar la evaluación de los ángulos de potencia de los generadores.

Mientras que para la sintonización de las constantes del TCSC se tomaron los valores referenciales del paper "TCSC for line power scheduling and system oscillation damping (Martins, Pinto, & Paserba, 2000), para la simulación se utiliza la herramienta computacional Python (Tabla 7)

**TABLA 7. Constantes del AVR después de la sintonización**

$k_a$	1
$t_a$	1 (s)
$t_b$	0.3 (s)
$t_c$	0.15 (s)

Para observar la diferencia del sistema con o sin TCSC, se muestran los resultados de ángulos de potencia (Figura 3 y Figura 4), de potencia activa (Figura 5 y Figura 6), y del voltaje terminal (Figura 7 y Figura 8)

Se puede apreciar los ángulos de potencia del sistema durante y después de la falla, donde se nota que la implementación del TCSC provoca que se afecte el torque sincronizante y provoca oscilaciones sostenidas en el tiempo. (tomando en cuenta el efecto amortiguante del generador). Esto ayuda a que el voltaje terminal permanezca cerca a 1 p.u y no oscilante como se muestra en la Figura 7.

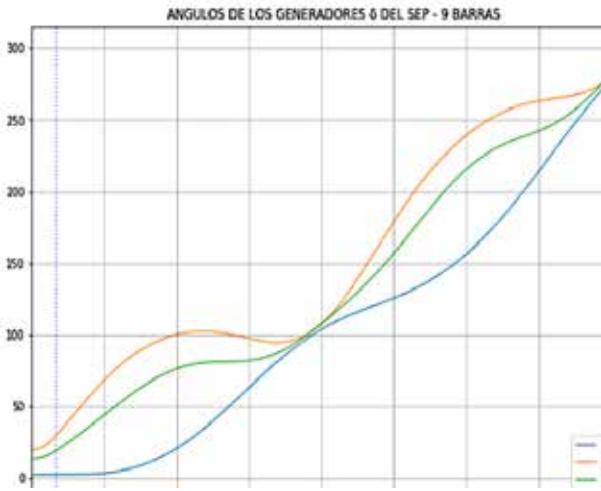


Figura 3. Ángulos de Potencia sin presencia del TCSC

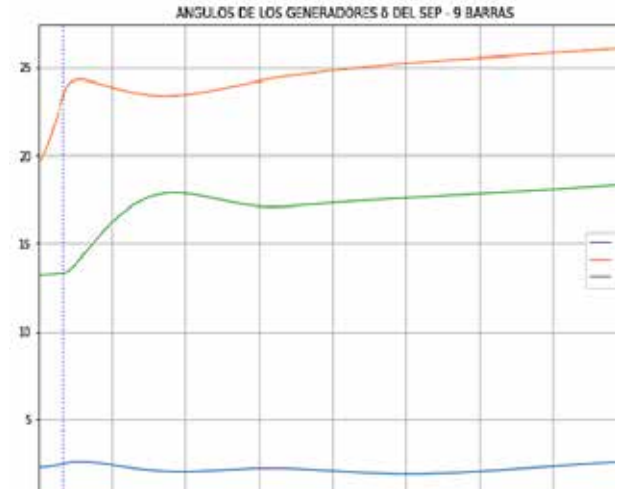


Figura 4. Ángulos del rotor con presencia del TCSC y Amortiguador

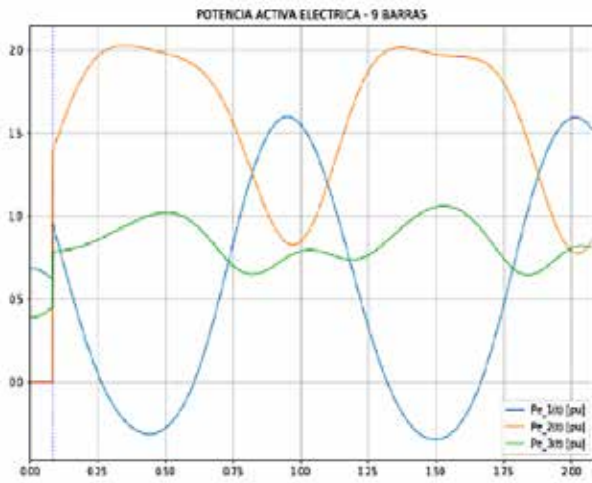


Figura 5. Potencias eléctricas activas sin presencia del TCSC

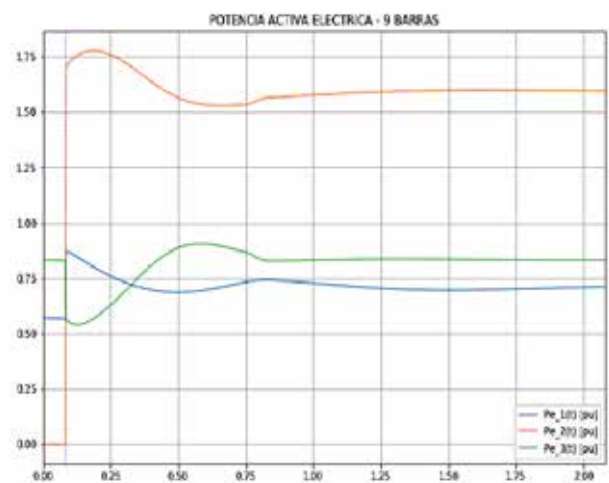


Figura 6. Potencia Eléctrica con TCSC y Amortiguador

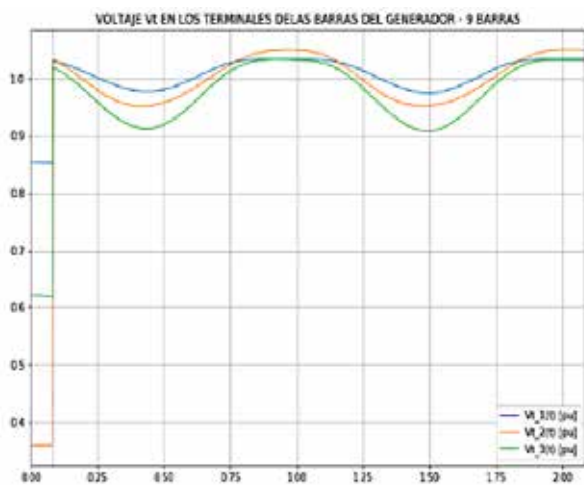


Figura 7. Voltaje Terminal en las Barras de los Generadores sin TCSC

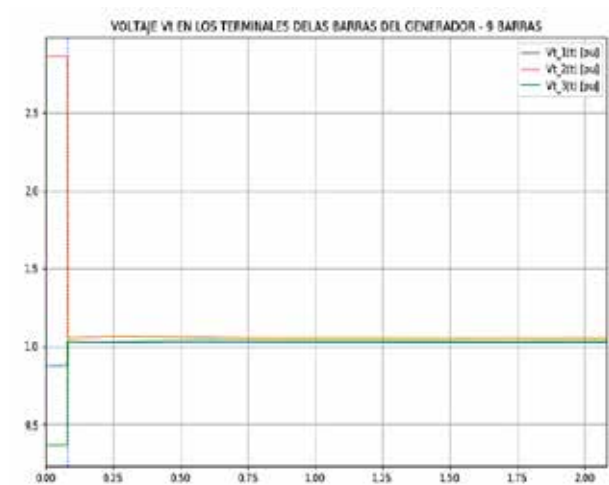


Figura 8. Voltaje Terminal con TCSC y Amortiguador

## Conclusiones

Se ha implementado un aplicativo que permite visualizar y analizar la estabilidad transitoria de un sistema de 9 barras de la IEEE, donde se han implementado una interfaz gráfica para el despliegue de los resultados obtenidos y que permite el ingreso de las constantes de la simulación del sistema y de los controladores.

Cuando se probó el sistema sin el TCSC se pudo apreciar como el voltaje terminal de los generadores presenta oscilaciones mantenidas, así mismo al no incluir el amortiguamiento todavía en el análisis se ve como los ángulos son oscilatoriamente estables, esto debido a la presencia de torque sincronizante y a la falta de torque de amortiguamiento.

Cuando se implementó y sintonizó el TCSC se puede apreciar como el voltaje terminal de los generadores se estabiliza y no oscila en el tiempo gracias al controlador, sin embargo, los ángulos de potencia de los generadores empiezan a tornarse oscilatorios, por lo que si no se tiene un PSS se recomienda tener cuidado al sintonizar el TCSC y usar las oscilaciones angulares como una restricción del sintonizador.

Al ingresar el efecto amortiguante de los generadores se ve como todas las variables del generador pierden el efecto oscilatorio y se estabilizan en el tiempo, para el presente caso de estudio el tiempo de estabilización es de aproximadamente tres segundos.

## Referencias

- Aguero, E. D., Cepeda, J. C., & Colome, D. G. (2014). FACTS models for stability studies in DlgSILENT Power Factory. In 2014 IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition, PES T and D-LA 2014 - Conference Proceedings (Vol. 2014-October). Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc. <https://doi.org/10.1109/TDC-LA.2014.6955182>
- Kumar, K. S., Balamurugan, S., & Janarthanan, N. (2018). Enhancement of TCSC characteristics. In 2017 International Conference on Intelligent Computing, Instrumentation and Control Technologies, ICICICT 2017 (Vol. 2018-January, pp. 1369–1372). Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc. <https://doi.org/10.1109/ICICICT1.2017.8342769>
- Liu, Q., & Wang, Z. (2008). Research on the influence of TCSC to EHV transmission line protection. In 3rd International Conference on Deregulation and Restructuring and Power Technologies, DRPT 2008 (pp. 2258–2261). <https://doi.org/10.1109/DRPT.2008.4523786>
- Martins, N., Pinto, H. J. C. P., & Paserba, J. J. (2000). Using a TCSC for line power scheduling and system oscillation damping - Small signal and transient stability studies. In 2000 IEEE Power Engineering Society, Conference Proceedings (Vol. 2, pp. 1455–1461). Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc. <https://doi.org/10.1109/PESW.2000.850193>
- Meikandasivam, S., Nema, R. K., & Jain, S. K. (2011). Selection of TCSC parameters: Capacitor and inductor. In India International Conference on Power Electronics, IICPE 2010. <https://doi.org/10.1109/IICPE.2011.5728104>

- Paserba, J. J., Miller, N. W., Larsen, E. V., & Piwko, R. J. (1995). A thyristor controlled series compensation model for power system stability analysis. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 10(3), 1471–1478. <https://doi.org/10.1109/61.400931>
- Patel, N. (2018). Hardware implementation and simulation of single phase TCSC at laboratory scale level. In *2017 International Conference on Energy, Communication, Data Analytics and Soft Computing, ICECDS 2017* (pp. 1755–1760). Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc. <https://doi.org/10.1109/ICECDS.2017.8389750>
- Zheng, T. Q. (2011). Application of feedback linearization strategy in voltage fault ride-through for photovoltaic inverters. In *IECON 2011 - 37th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society* (pp. 4666–4671). IEEE. <https://doi.org/10.1109/IECON.2011.6120080>