

Ubicación y Calibración Óptima de Dispositivos PSS Considerando Criterios Multimáquina y Algoritmos Heurísticos de Optimización

J. Cepeda H. Flores P. Verdugo

Operador Nacional de Electricidad, CENACE

E-mail: jcepeda@cenace.org.ec; hflores@cenace.org.ec; pverdugo@cenace.org.ec

Resumen

Este trabajo presenta una metodología integral basada en criterios multimáquina de ubicación y sintonización de estabilizadores de sistemas de potencia que ayudará a solucionar el problema de estabilidad oscilatoria de un sistema de prueba, causado por la presencia de modos con amortiguamientos negativos o pobremente amortiguados. Esto se puede lograr con el desarrollo de aplicativos en forma de programa dentro de la herramienta tecnológica de DIgSILENT PowerFactory (scripts DPL). La metodología consiste en realizar el análisis de estabilidad de pequeña señal en el sistema de prueba, obtener los valores propios, vectores propios, y factores de participación que serán utilizados para identificar los posibles lugares de ubicación de PSSs. Posteriormente, un optimizador heurístico será utilizado para identificar los parámetros óptimos de cada PSS con el fin de amortiguar los modos oscilatorios pobremente amortiguados.

Palabras clave— DIgSILENT PowerFactory (scripts DPL), PSS, Optimización Heurística, PSS, Modos Oscilatorios, Amortiguamiento.

Abstract

This paper presents an integral methodology based in a multi-machine criterion for locating and tuning power system stabilizers to help improving a test system's oscillatory problems, caused by the presence of modes with poor or negative damping. This can be achieved with the development of programmed applications in DIgSILENT PowerFactory (DPL Scripts). The methodology consists in performing a small signal stability analysis in the test system; obtaining the eigenvalues, eigenvectors and participation factors which will be used to identify the best locations for PSS placement. Afterwards, a heuristic optimizer will be used to identify the optimal parameters for each PSS in order to damp poor-damped oscillation modes.

Index terms— DIgSILENT PowerFactory (DPL scripts), PSS, Heuristic Optimization, PSS, Oscillation Modes, Damping.

Recibido: 22-10-2015, Aprobado tras revisión: 24-12-2015.

Forma sugerida de citación: Cepeda, J.; Flores, H. y Verdugo, P. (2016). "Ubicación y Calibración Óptima de Dispositivos PSS Considerando Criterios Multimáquina y Algoritmos Heurísticos de Optimización". Revista Técnica "energía". N° 12, Pp. 174-182.

ISSN 1390-5074.

1. INTRODUCCIÓN

En Sudamérica la mayoría de los sistemas eléctricos de potencia están constituidos por líneas de transmisión largas debido a la ubicación remota de las centrales de generación con respecto a los centros de consumo, y adicionalmente al bajo crecimiento en la expansión de corredores de transmisión debido al alto costo de inversión, derecho de vía y restricciones ambientales. Todo esto obliga a que los actuales sistemas de potencia sean operados cerca de sus límites de estabilidad con una alta probabilidad de apareamiento de oscilaciones electromecánicas poco amortiguadas cuyas consecuencias implican, en muchos casos, la aplicación de límites a la capacidad de transmisión de energía [1-9].

Las pequeñas perturbaciones que continuamente ocurren en los sistemas eléctricos de potencia se deben a pequeñas variaciones de carga y generación. Dichas perturbaciones originan cambios a nuevos puntos de equilibrio lo que a su vez provoca la interacción de la energía almacenada en las masas rotativas de los generadores con los campos eléctricos de los condensadores y los campos magnéticos de los inductores, lo que se refleja en forma de oscilaciones [6]. Todo sistema eléctrico se encuentra expuesto a presentar oscilaciones que podrían repercutir en problemas operativos tales como pérdida de estabilidad angular, actuación de los sistemas de protección, aumento de la probabilidad de corte de carga, deterioro de la calidad de servicio, disminución de la confiabilidad del sistema; y en ciertos casos, incluso pueden provocar que el sistema evolucione hacia el colapso [1, 6].

Con la ayuda del estudio de estabilidad de pequeña señal se pueden analizar estas oscilaciones llegando a identificar modos de oscilación locales o inter-áreas con razones de amortiguamiento pobres o negativas con respecto a la estabilidad angular.

Los sistemas de control de excitación (*Automatic Voltage Regulator AVR*) y los estabilizadores del sistema de potencia (*Power System Stabilizer PSS*) son tecnologías fuertemente establecidas y con aplicaciones exitosas alrededor del mundo para amortiguar modos oscilatorios. El uso adecuado de estos sistemas ofrece la posibilidad de mejorar los márgenes de seguridad y la operación confiable de la red [1]. En este sentido, una ubicación óptima de PSS y la posterior calibración adecuada de sus parámetros es fundamental para conseguir

un amortiguamiento satisfactorio de los modos oscilatorios que permita evitar problemas de estabilidad.

Existen diferentes métodos para calibrar los parámetros de PSS siendo la metodología más comúnmente utilizada la conocida como equivalente Máquina-Barra infinita o modelo Heffron –Phillips [7, 8]. Este método permite calibrar los PSS considerando la influencia de los modelos de control (AVR – PSS) sobre un sistema robusto (barra infinita) y típicamente es usado para determinar parámetros óptimos para amortiguar modos locales. El limitante de este método es que no permite observar la influencia dinámica del resto del sistema (modos inter-área) además de no ofrecer información alguna referente a la ubicación óptima de PSS en el sistema. Por tal motivo, metodologías multimáquina han sido estudiadas con el propósito de realizar una calibración integral de los PSSs del sistema, considerando la influencia dinámica de todos los componentes del sistema y la factibilidad de definir la adecuada ubicación de estos dispositivos [7, 8].

Matemáticamente, la solución unificada de ubicación óptima y sintonización coordinada de PSS puede ser bastante compleja en sistemas de potencia multimáquina con condiciones operativas variables. Muchos enfoques e índices basados en factores de participación, residuos, torque de amortiguamiento, o coeficientes de sensibilidad se han desarrollado para sugerir los lugares adecuados para implementar PSSs [9]. Asimismo, varios métodos también se han planteado para lograr la sintonización coordinada de PSSs [9], entre los cuales se han sugerido algunos enfoques basados en sistemas de lógica difusa, redes neuronales artificiales, H_∞ o algoritmos heurísticos [9]. Sin embargo, el problema de identificar la ubicación y calibración de PSSs en un enfoque integral no ha sido muy estudiado.

Bajo este contexto, este artículo presenta una metodología integral de ubicación y sintonización de estabilizadores de sistemas de potencia que permitirá solucionar el problema de estabilidad del Sistema de Potencia debido a la presencia de modos con amortiguamiento negativo, o pobremente amortiguados. Esto se puede lograr con el desarrollo de aplicativos en forma de programa dentro de la herramienta tecnológica de DIGSILENT PowerFactory, con lo cual se puede realizar el análisis de estabilidad de pequeña señal en un Sistema, identificar indicadores que sugieren la participación de las unidades en las oscilaciones,

siendo las que más participan candidatos lógicos para la ubicación de PSSs, y a través de la aplicación de un optimizador heurístico, sintonizar los PSS previamente ubicados, así como también, sugerir nuevas centrales donde se pudiese instalar elementos estabilizadores adicionales que minimicen el efecto negativo de los modos locales e inter-áreas.

En una primera instancia, se realiza un estudio pormenorizado de estabilidad de pequeña señal y mediante los factores de participación se determinan los lugares óptimos de ubicación de PSS, en un caso de prueba desarrollado para un sistema de prueba típico (New York-New-England). En una etapa siguiente, los resultados de ubicación constituyen las entradas que ingresan a un modelo matemático de optimización heurística, programado en un script DPL, que permite obtener los parámetros de sintonización de los PSS previamente ubicados en un caso de prueba. El modelo de optimización heurística modificará, en cada iteración, los parámetros a ser ingresados en los PSS hasta determinar los parámetros óptimos, a través de la optimización de una función objetivo adecuadamente definida. Para este propósito, se utilizarán los modelos de PSS existentes en la base de datos del caso de estudio en DIGSILENT PowerFactory. Finalmente, se muestran los resultados y conclusiones.

2. METODOLOGÍA PROPUESTA

La metodología propuesta se fundamenta en la ubicación y calibración óptima de dispositivos PSS, considerando criterios multimáquina y algoritmos heurísticos de optimización. Esta metodología integral complementa la propuesta de calibración de PSS presentada en [5], la cual únicamente permite identificar los parámetros de los PSS pero no enfrenta el problema de ubicación de los PSS.

En primer lugar, se realiza un estudio de estabilidad de pequeña señal, mediante análisis modal, en el sistema de potencia en estudio y mediante los factores de participación se determinan los lugares óptimos de ubicación de PSS en el sistema de prueba.

Posteriormente, se usan los resultados de la ubicación de PSS como entradas de un modelo matemático de optimización heurística, programado en un script DPL, que permite obtener los parámetros de sintonización de los PSS existentes en el sistema.

La Fig. 1 esquematiza las dos etapas de la metodología propuesta.

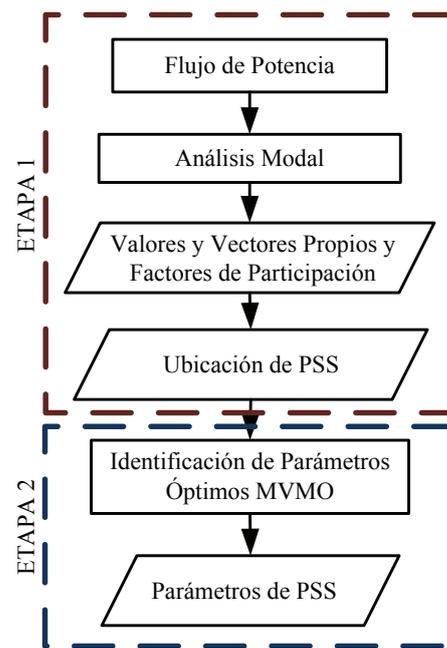


Figura 1: Metodología Propuesta

2.1. Ubicación de los PSS

La primera etapa de la metodología propuesta consiste en realizar un análisis modal que entregue como resultados los autovalores (λ_i) y vectores propios derechos (ϕ_i) e izquierdos (ψ_i) de la matriz de estado del sistema de potencia. Estos parámetros son posteriormente usados para determinar los factores de participación (p_i), los cuales son una medida directa del grado de participación de cada unidad de generación en los diferentes modos oscilatorios [1].

$$p_i = \begin{bmatrix} p_{1i} \\ p_{2i} \\ \vdots \\ p_{ni} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \phi_{1i} \cdot \psi_{i1} \\ \phi_{2i} \cdot \psi_{i2} \\ \vdots \\ \phi_{ni} \cdot \psi_{in} \end{bmatrix} \quad (1)$$

Usando los parámetros obtenidos se determinan aquellos modos oscilatorios que son menores al límite mínimo de amortiguamiento para el sistema ζ_{th} definido a priori (modos críticos). Posteriormente, se evalúa la magnitud de los factores de participación asociados a los modos críticos y se determinan los de mayor valor. Los generadores cuyos factores de participación resultaron ser los de mayor valor son definidos como las ubicaciones idóneas de PSS.

2.2. Calibración de los PSS - Algoritmo Heurístico MVMO

Los Algoritmos Heurísticos (AH) son técnicas de búsqueda globales, aleatorias y están basados en la mecánica de la selección natural y en la genética natural. Fueron desarrollados para permitir identificar múltiples soluciones óptimas a problemas difíciles tales como funciones de optimización e inteligencia artificial [5].

En un AH, las soluciones representadas por estructuras de datos llamadas individuos son evolucionadas y una nueva población de individuos es creada. A cada individuo se le asigna un valor o aptitud a través del cual se realiza una comparación con otros individuos de la misma población [5].

El algoritmo heurístico utilizado en este trabajo se conoce como Algoritmo de Optimización de Mapeo Media - Varianza (MVMO) cuyo procedimiento general se presenta en la Fig. 2 [5].

El Algoritmo opera sobre una sola solución y no sobre un conjunto de soluciones como otros algoritmos, esto apunta a la ejecución rápida y optimización exacta con una cantidad mínima de evaluaciones de la función objetivo.

La función *fitness* del problema a optimizar puede ser definida por (1), donde $f(x)$ es la función objetivo, $g(x)$ y $h(x)$ son funciones de restricciones del problema a optimizar.

$$f^*(x) = f(x) + \sum_{i=1}^{N_g} \gamma_i \cdot \max\{0, g_i(x)\} + \sum_{j=1}^{N_h} \vartheta_j \cdot \max\{0, |h_j(x)| - \varepsilon\} \quad (2)$$

Mediante esta función el MVMO realizará las evaluaciones sucesivas que permitirán encontrar los valores más adecuados para los parámetros de los PSS para el sistema eléctrico deseado, en función de la optimización de la función objetivo $f(x)$ que se debe definir apropiadamente para maximizar el amortiguamiento de los modos oscilatorios. En este caso, se define como función objetivo OF= $f(x)$ la representada por (3), sujeto a (4) y (5) [5].

$$\min OF = |\zeta_{th} - \zeta_{sys}| \quad (3)$$

$$\zeta_{sys} = \min_{p=1K \dots nm} (\zeta_p) \quad (4)$$

$$\mathbf{x}_{min} \leq \mathbf{x} \leq \mathbf{x}_{max} \quad (5)$$

donde ζ_{th} es el límite mínimo de amortiguamiento para el sistema (e.g. $\zeta_{th} > 10\%$), ζ_{sys} es el amortiguamiento mínimo global del sistema (el menor de los nm modos oscilatorios del sistema) y x representa el vector de variables a ser optimizadas, es decir los parámetros de los PSS (ganancias y constantes de tiempo).

Hablando en términos generales, el procedimiento funciona de la siguiente forma: a través de una etapa de inicialización, donde los ajustes de los parámetros del algoritmo son definidos, la solución inicial es generada por un muestreo aleatorio de las variables de optimización/decisión dentro de sus límites [mínimo, máximo] y cada variable de decisión es normalizada en el rango [0, 1]. El siguiente lazo comprende la evaluación de la aptitud de los candidatos en la solución, llenar/actualizar el archivo de solución, es decir la inclusión o exclusión de candidatos en el archivo dependiendo de su aptitud, asignación paternal, con base en la mejor solución global alcanzada, y la creación de nuevos candidatos de solución. El proceso iterativo se detiene sobre el cumplimiento de un criterio de terminación predefinido [5].

2.2.1. Representación del Individuo

El Algoritmo Heurístico MVMO requiere la aplicación de una función de mapeo h que permite determinar el nuevo individuo. Esta función es determinada usando la media y la varianza de los n mejores individuos predecesores, dependiendo de la evaluación de la función *fitness* [5] y de acuerdo a lo explicado en 2.2.3.

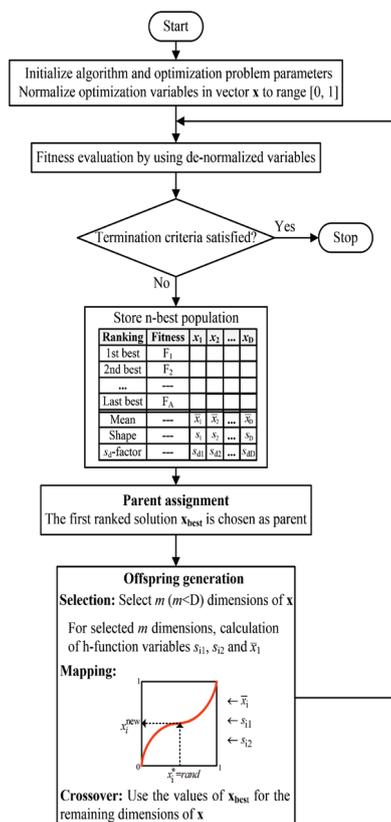


Figura 2: Algoritmo de Optimización MVMO [5]

2.2.2. Función de inicio evaluación y terminación

El Algoritmo Heurístico debe iniciar a partir de un conjunto de individuos o soluciones potenciales agrupados dentro de una población. Esta población inicial se genera de forma aleatoria [5] con variables de decisión tal como se muestra en la siguiente ecuación:

$$x_i^{\text{ini}} = x_i^{\text{min}} + \text{rand} \left(x_i^{\text{max}} - x_i^{\text{min}} \right), \quad i = 1K D \quad (6)$$

O bien, los valores iniciales de las variables de decisión pueden ser puestos a valores específicos que se podrían conocer de antemano. Cada variable de decisión x_i es normalizada al rango [0, 1] [5].

Los parámetros iniciales usados en las operaciones en el algoritmo heurístico se presentan en la Tabla 1 [5]:

Tabla 1: Parámetros iniciales usados en el algoritmo heurístico

Nombre	Símbolo	Valor
Archive size	A_{sz}	[2, 5]
Scaling factor	f_s	[0.9, 10]
Asymmetry factor	AF	[1, 10]
---	s_d	[10, 75]
---	k_d	$0.0505/D+1$

D: Número de variables de decisión

El proceso de búsqueda del Algoritmo Heurístico finaliza cuando se completa el criterio de terminación, que por lo general es definido como un número pre especificado de evaluaciones de aptitud. O bien, podría ser decidido para parar el proceso si no hay mejoras de aptitud en varias evaluaciones de aptitud sucesivas.

2.2.3. Función de selección

El archivo de solución constituye la base de conocimiento del MVM0, cuya información es crucial para dirigir la dirección de búsqueda.

Básicamente, las n mejores soluciones que el Algoritmo Heurístico ha encontrado hasta ahora, con su correspondiente *fitness*, y factores de forma y distancia, son almacenados en el archivo. El tamaño del archivo es fijado por el proceso y tiene que ser definido por el usuario de antemano. La experiencia con aplicaciones en algunos puntos de referencia de optimización y problemas de sistemas de potencia, revela que un tamaño de archivo de 2-5 es por lo general suficiente. El archivo es llenado progresivamente sobre los pasos de iteración con las soluciones clasificadas en orden descendente de su *fitness*, de modo que la primera solución alineada constituye la mejor encontrada hasta ahora. Una vez que el archivo es llenado, se realiza una actualización sólo si el *fitness* de la nueva solución generada es mejor que aquella en el archivo. Como el *fitness* se mejora en cada iteración, los miembros del archivo siguen cambiando. Las variables media y forma son calculadas después de cada actualización del archivo, para cada variable de optimización x_i usando las siguientes ecuaciones [5]:

$$x_i^{\text{ini}} = x_i^{\text{min}} + \text{rand} \left(x_i^{\text{max}} - x_i^{\text{min}} \right), \quad i = 1K D \quad (7)$$

$$x_i^{\text{ini}} = x_i^{\text{min}} + \text{rand} \left(x_i^{\text{max}} - x_i^{\text{min}} \right), \quad i = 1K D \quad (8)$$

donde la varianza es calculada como:

$$x_i^{\text{ini}} = x_i^{\text{min}} + \text{rand} \left(x_i^{\text{max}} - x_i^{\text{min}} \right), \quad i = 1K D \quad (9)$$

Al principio, \bar{x}_i corresponde al valor inicializado de x_i , y n_i es fijado en 1. La variable de forma s_i es una de las entradas de la función de mapeo h . Por eso el cálculo de s_i considera el factor de escalamiento f_s , el cual permite controlar de la forma de la función de mapeo y así el proceso de búsqueda [5].

3. RESULTADOS

Para analizar la eficiencia de la metodología propuesta se estudiará la estabilidad de pequeña señal en el sistema New York - New England, que consta de 52 líneas, 64 barras, 48 cargas y 16 generadores, tal como se muestra en la Fig. 3.

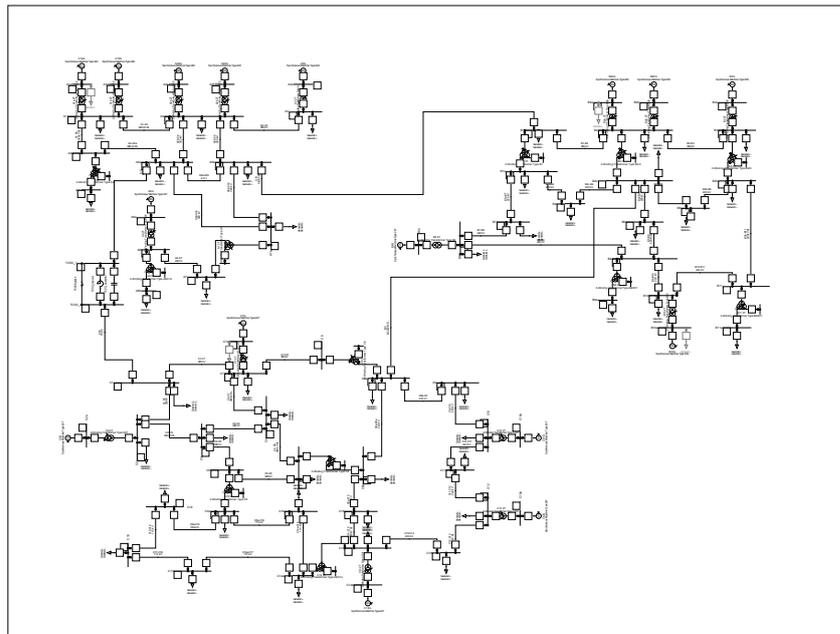


Figura 3: Diagrama Unifilar del sistema, New York - New England

Para efectuar las pruebas con la metodología propuesta, primero se realiza un estudio pormenorizado de estabilidad de pequeña señal, en la red de prueba sin el efecto de los PSS, obteniéndose los resultados que se muestran en la Fig. 4.

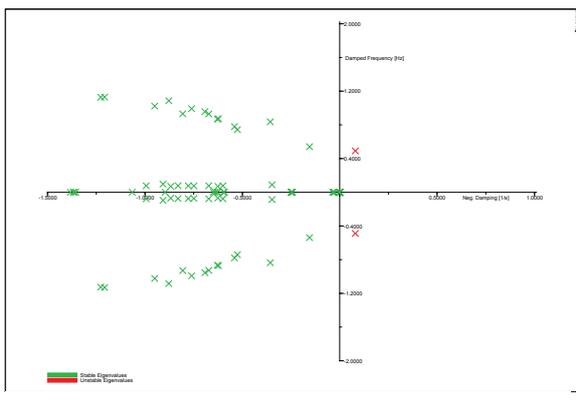


Figura 4: Gráfica de valores propios en el sistema New York - New England sin la activación de PSS

Como se puede observar en la Fig. 4, el sistema de prueba resulta inestable, con dos modos representativos cuya razón de amortiguamiento es menor al 5%, y uno de ellos con valores de amortiguamiento negativo, tal como se muestra en la Tabla 2.

Tabla 2: Modos cuya razón de amortiguamiento es menor al 5%, caso sin PSS

Modo	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]	Razón de Amortiguamiento [%]
114	0.079	3.0814	0.4904	-0.0258
112	-0.154	3.3880	0.5392	0.0456

El número de modos para este sistema es de 220 con sus respectivos complejos conjugados. El modo 114 presenta parte real positiva, con lo cual se confirma que el sistema es inestable.

Una vez encontrados los modos de oscilación pobremente amortiguados, se procede a encontrar la ubicación óptima de los dispositivos PSS, para lo cual se utilizan los factores de participación. Estos entregan la información necesaria para determinar el mejor lugar para instalar PSS. Los factores de participación referentes al estado de la velocidad rotórica, indican la sensibilidad de un modo para añadir amortiguamiento al funcionamiento de los generadores.

En las Fig. 5 y 6 se muestran los factores de participación para el modo 114 (en forma de barras y fasorial, respectivamente) que, para este ejemplo en particular, resultó con características inestables.

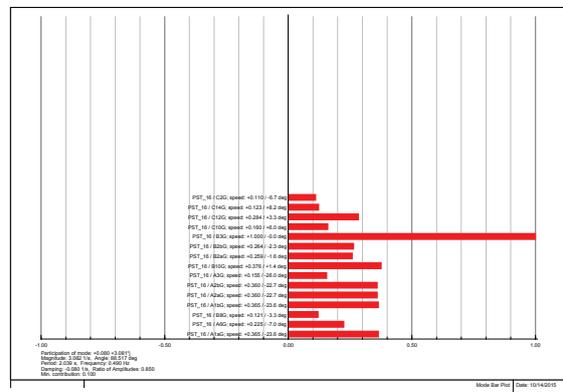


Figura 5: Factores de Participación del modo 114 que tiene características de inestabilidad

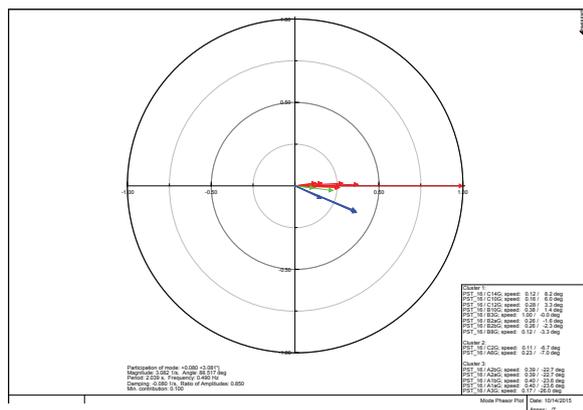


Figura 6: Factores de Participación del modo 114 que tiene características de inestabilidad en forma fasorial

Con base en las figuras anteriores, es factible demostrar que el modo inestable representado por DigSILENT PowerFactory con el número 114, es un modo local. De la misma forma, se determina que el generador con el mayor factor de participación, y consecuentemente el que presenta la mayor contribución en el modo de oscilación, es el que debe ser tomado en cuenta para la instalación de un PSS. En este sentido, con la instalación de un PSS en el generador B3G, se logrará mejorar el amortiguamiento del modo inestable.

El paso siguiente será encontrar todos los modos de oscilación con una razón de amortiguamiento menor al valor establecido como el límite de amortiguamiento para el sistema que para este caso en particular y por razones didácticas se ha escogido un valor de 15%.

Continuando con la metodología, el siguiente paso consiste en obtener los parámetros de sintonización de los PSS existentes en el sistema de prueba. Para este efecto se utilizarán el modelo matemático de optimización heurística y la función objetivo de la sección 2.2. Este modelo modificará, en cada iteración, los parámetros a ser ingresados en los PSS hasta determinar los parámetros óptimos, a través de la optimización de la función objetivo definida.

En la Fig. 7 se muestra la secuencia de convergencia de la función objetivo que se encuentra ingresada en el algoritmo heurístico.

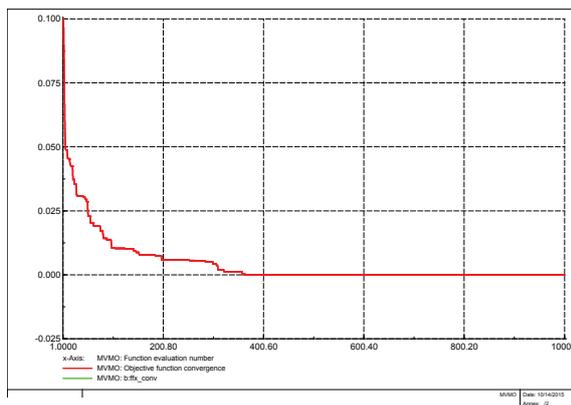


Figura 7: Convergencia de la función Objetivo utilizando el algoritmo heurístico

Los valores de los parámetros óptimos identificados para sintonizar cada uno de los dispositivos PSS del sistema de prueba, de acuerdo a los resultados arrojados por el algoritmo heurístico, se muestran en la Tabla 3:

Tabla 3: Parámetros para sincronizar los dispositivos PSS

	PSS A3G	PSS A6G	PSS B10G	PSS B2aG
Kw	73.985	70.895	92.690	84.8401
Tw	10	10	10	10
T2	0.014	0.016	0.010	0.013
T1	0.182	0.144	0.147	0.121
T4	0.012	0.013	0.029	0.035
T3	0.163	0.173	0.144	0.179
y_lim	0.1	0.1	0.1	0.1

	PSS B2bG	PSS B3G	PSS B8G	PSS C10G
Kw	84.840	91.673	69.528	89.726
Tw	10	10	10	10
T2	0.013	0.008	0.035	0.011
T1	0.121	0.106	0.128	0.170
T4	0.035	0.016	0.012	0.019
T3	0.179	0.183	0.175	0.193
y_lim	0.1	0.1	0.1	0.1

	PSS C14G	PSS C12G	PSS C2G	PSS C7G
Kw	-	78.633	93.729	97.746
Tw	-	10	10	10
T2	-	0.014	0.0139	0.015
T1	-	0.165	0.196	0.183
T4	-	0.005	0.012	0.013
T3	-	0.013	0.150	0.188
y_lim	-	0.1	0.1	0.1

El diagrama de bloque de los PSS incorporados en los generadores del sistema de prueba se muestra en la Fig. 8.

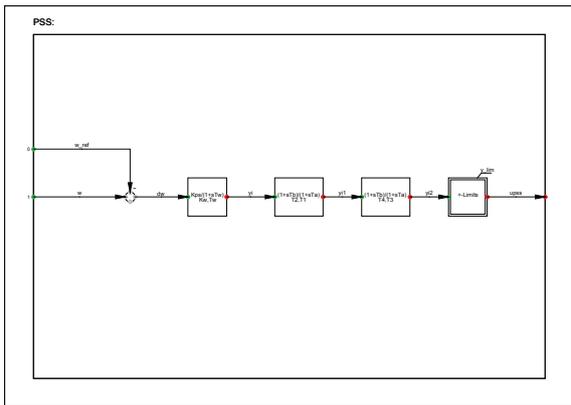


Figura 8: Diagrama de bloques de los dispositivos PSS's, modelados en el sistema de prueba

Luego de finalizadas las dos etapas de la metodología propuesta y una vez obtenidos los resultados de los parámetros óptimos que arroja el algoritmo heurístico, estos parámetros son ingresados en los PSS tal como se indica en la Fig. 9. Como parte de los resultados de la ubicación de PSS se determina que la activación del PSS del generador C14G no es necesaria, ya que éste no aporta al amortiguamiento de las oscilaciones de los modos identificados. En este sentido, la previa ubicación de los PSS permite evitar la innecesaria activación de dispositivos PSS en el sistema de potencia.

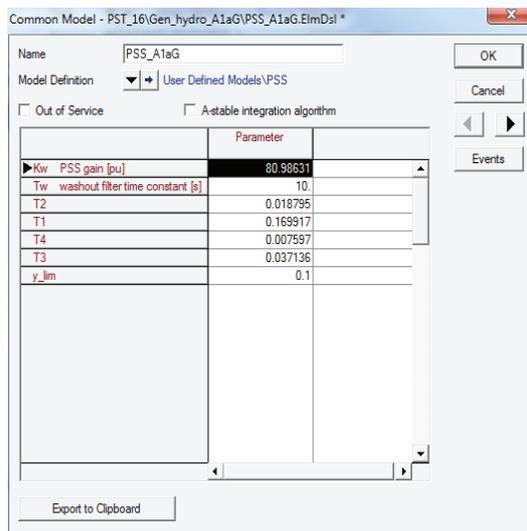


Figura 9: Ingreso de parámetros en los modelos de PSS que se encuentran modelados en DigSILENT PowerFactory

El análisis completo de estabilidad de pequeña señal se vuelve a realizar y se observa un cambio en la respuesta modal del sistema que se representa en la Fig. 10.

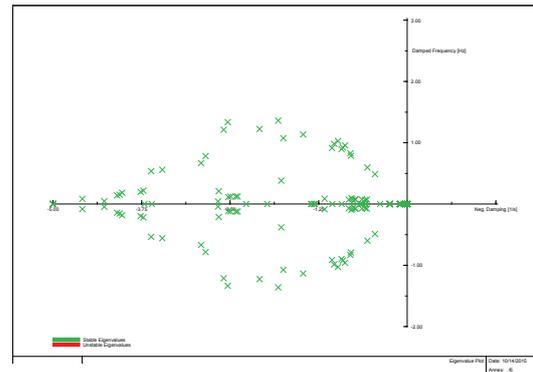


Figura 10: Gráfica de valores propios en el sistema New York, New England con los resultados que arroja la metodología planteada

Siendo muy visible que el sistema de prueba ya no presenta modos inestables.

Realizando el seguimiento el seguimiento al modo 114 que se presentaba como inestable y luego de las simulaciones se puede observar que este pasó de la zona inestable a la zona estable, mejorando su amortiguamiento a un valor muy cercano al 15% tal como se muestra en la Tabla 4.

Tabla 4: Seguimiento del modo a valores estables, caso con PSS's sintonizados

Modo	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]	Razón de Amortiguamiento [%]
144	-0.4542	3.0728	0.4890	0.1462

El modo en las simulaciones siguientes cambió de número debido a que el programa PowerFactory en la nueva simulación reenumera de una forma diferente, pero este corresponde al modo 114 anterior.

De forma adicional se realizó una comprobación de la sintonización de los PSS y su funcionamiento ante una falla de salida de carga con y sin PSS (simulación en el dominio del tiempo), obteniéndose los resultados que se muestran en la Fig. 11.

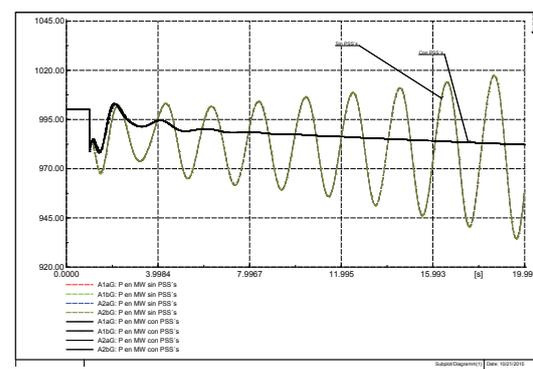


Figura 12: Comparación de resultados de simulaciones con y sin PSS's

4. CONCLUSIONES RECOMENDACIONES

La metodología multimáquina propuesta aprovecha las ventajas de la herramienta tecnológica de DIGSILENT PowerFactory, con lo cual se puede realizar el análisis de estabilidad de pequeña señal en un sistema de potencia cualquiera y cuyos resultados corresponden a los posibles lugares de ubicación de un PSS.

Los beneficios computacionales del algoritmo heurístico de optimización de mapeo media-varianza MVMO programado en un script DPL, que conjuga esta información para determinar una metodología compacta que minimicen el efecto negativo de los modos locales y entre áreas ha sido combinado con la etapa de ubicación de PSS, lográndose una mejora a la propuesta original que únicamente calibraba PSS.

Las simulaciones se realizaron en el sistema de prueba New York-New England, que consta de 52 líneas, 64 barras, 48 cargas y 16 generadores, obteniéndose resultados satisfactorios de ubicación y sintonización de dispositivos PSS. En este sentido, como trabajo futuro se aplicará la metodología al Sistema Nacional Interconectado, considerando adicionalmente el desafío de mejorar la función objetivo para incluir la ubicación de PSS de forma dinámica dentro del proceso de optimización.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] P. Kundur, Power System Stability and Control. New York: McGraw wHill,

[2] C. Gallardo, “Estabilidad y amortiguamiento de oscilaciones en sistemas eléctricos con alta penetración eólica”, Universidad Carlos III de Madrid, 2009.

[3] Oscar Emilio Díaz Vanegas. “Análisis de amortiguamiento de oscilaciones de baja frecuencia para un sistema de potencia multimáquina”. Tesis doctoral.

[4] Manuel Sosa González. “Sintonización de estabilizadores de sistemas de potencia en sistemas eléctricos”. Tesis doctoral.

[5] J. Cepeda, J. Rueda, I. Erlich, A. Korai, F. Gonzalez-Longatt, “Mean-Variance Mapping Optimization Algorithm for Power System Applications in DIGSILENT PowerFactory”, PowerFactory Applications for Power System Analysis Book, Chapter 12, Springer International Publishing, 2014.

[6] Hermógenes Bolívar Flores. “Estudio de Estabilidad de Pequeña Señal en el Sistema de Nacional Interconectado Aplicando el Método de Análisis Modal”. Tesis pregrado.

Y [7] Pablo Xavier Verdugo “Metodología de Sintonización de Parámetros del Estabilizador del Sistema De Potencia (PSS) Utilizando el Programa Computacional DIGSILENT Power Factory”, Tesis pregrado.

[8] Graham Rogers “Power System Oscillations”, Springer, 2000.

[9] J. Cepeda, J. Rueda, I. Erlich, “Probabilistic approach for optimal placement and tuning of power system supplementary damping controllers”.



Jaime Cristóbal Cepeda.-

Nació en Latacunga en 1981. Recibió el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional en 2005 y el de Doctor en Ingeniería Eléctrica en la Universidad Nacional de San Juan en 2013.

Entre 2005 y 2009 trabajó en Schlumberger y en el CONELEC. Colaboró como investigador en el Instituto de Energía Eléctrica, Universidad Nacional de San Juan, Argentina y en el Instituto de Sistemas Eléctricos de Potencia, Universidad Duisburg-Essen, Alemania entre 2009 y 2013. Actualmente, se desempeña como Jefe de Investigación y Desarrollo del CENACE. Sus áreas de interés incluyen los sistemas de medición fasorial, la evaluación de vulnerabilidad en tiempo real y el desarrollo de Smart Grids.



Hermógenes Bolívar Flores.-

Nació en San José de Minas en 1979. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional, en noviembre de 2004. Actualmente se encuentra trabajando en la Dirección de Planeamiento, Área de

Planeamiento Eléctrico del Operador Nacional de Electricidad (CENACE).



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 gradúo de Ingeniero

Eléctrico en el año 2012. Actualmente trabaja en la Dirección de Planeamiento Operador Nacional de Electricidad (CENACE).