

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

Desarrollo de una metodología híbrida para la sintonización de controladores de potencia para amortiguar oscilaciones de baja frecuencia de manera adaptativa, utilizando descomposición de la señal, técnicas heurísticas y el método del residuo

Ubicación y sintonización de estabilizadores de potencia en generadores del sistema New England para amortiguar oscilaciones de potencia

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR PRESENTADO COMO
REQUISITO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN
ELECTRICIDAD**

ANTHONY JOSUE PANCHO CHAVARREA

anthony.pancho@outlook.com

DIRECTOR: PROF. DR. CARLOS FABIÁN GALLARDO QUINGATUÑA (PhD)

carlos.gallardo@epn.edu.ec

DMQ, febrero 2024

CERTIFICACIONES

Yo, Anthony Josue Pancho Chavarrea declaro que el trabajo de integración curricular aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

Anthony Josue Pancho Chavarrea

Certifico que el presente trabajo de integración curricular fue desarrollado por Anthony Josue Pancho Chavarrea, bajo mi supervisión.

Prof. Dr. Carlos Fabián Gallardo Quingatuña (PhD)
DIRECTOR

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

A través de la presente declaración, afirmamos que el trabajo de integración curricular aquí descrito, así como el (los) producto(s) resultante(s) del mismo, son públicos y estarán a disposición de la comunidad a través del repositorio institucional de la Escuela Politécnica Nacional; sin embargo, la titularidad de los derechos patrimoniales nos corresponde a los autores que hemos contribuido en el desarrollo del presente trabajo; observando para el efecto las disposiciones establecidas por el órgano competente en propiedad intelectual, la normativa interna y demás normas.

Anthony Josue Pancho Chavarrea

Prof. Dr. Carlos Fabian Gallardo Quingatuña (PhD)

DEDICATORIA

A Dios.

A mis padres, Marco y Martha.

A Nicole.

Gracias a todos por el amor y apoyo incondicional durante mi vida.

AGRADECIMIENTO

A Dios, por la fortaleza y sabiduría durante todo este camino.

A mis padres Marco y Martha. Su amor y comprensión me han permitido cumplir esta meta. Mediante este logro, pongo en constancia el fruto del esfuerzo realizado por ustedes y mis más sinceros agradecimientos. Porque este logro no solo es mío, sino también de ustedes, quienes incondicionalmente me brindaron su apoyo y han estado siempre ahí.

A Nicole, por apoyarme, amarme y darme ánimos constantes durante mi trayectoria académica y personal. A través de este logro, le expreso mi gratitud por todo lo que ha hecho por mí.

A mi familia y amigos, por sus palabras de aliento y constante apoyo en mi formación.

A mi tutor Dr. Carlos Gallardo (PhD), por su asesoría y constante apoyo en este trabajo de titulación que fueron fundamentales para llevarlo a cabo.

ÍNDICE DE CONTENIDO

CERTIFICACIONES	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	II
DEDICATORIA	III
AGRADECIMIENTO	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	V
RESUMEN	VII
ABSTRACT	VIII
1 INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Objetivo general	2
1.2 Objetivos específicos	2
1.3 Alcance	2
1.4 Marco teórico	3
Estabilidad de pequeña señal	3
Análisis modal	4
Factor de participación	6
Controlabilidad y Observabilidad	7
Método del residuo	7
Tipos de modos oscilatorios	10
Estabilizadores de Potencia (PSS)	10
Sintonización de PSS's mediante el algoritmo MVMO	11
2 METODOLOGÍA.....	17
2.1 Análisis modal en demanda media con todas las L/T	18
2.2 Análisis modal en demanda máxima 1 con todas las L/T	20
2.3 Análisis modal en demanda media con la L/T 28 – 29 desconectada	23
2.4 Análisis modal en demanda máxima 1 con la L/T 28 – 29 desconectada	27
2.5 Parámetros para el MVMO.....	31
3 RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	33
3.1 Resultados con todas las L/T	33
3.2 Resultados con la desconexión de la L/T 28 - 29	38
3.3 Resultados desconectando las L/T	43
3.4 Conclusiones	51
3.5 Recomendaciones	52
4 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	53
5 ANEXOS	54

ANEXO I Gráficas de los residuos relevantes en demanda media desconectando las líneas de transmisión.....	54
ANEXO II Gráficas de los residuos relevantes en demanda máxima 1 desconectando las líneas de transmisión.....	55
ANEXO III Gráficas del residuo relevante en demanda máxima 2 (sistema sobrecargado) desconecta las línea de transmisión 16 - 29.....	59
ANEXO IV Configuración de los parámetros para el algoritmo MVMO para sintonizar los PSS de los generadores 2, 3, 5, 6, 7, 9 y 10	59

RESUMEN

El trabajo de titulación presente consiste en determinar, a través del método del residuo y factores de participación, la ubicación más adecuada de estabilizadores de potencia para el sistema New England. Se plantean cuatro casos de estudio; demanda mínima, demanda media, demanda máxima 1 y demanda máxima 2 en los cuales se realiza análisis modal. A partir de estos resultados se analiza los modos oscilatorios que sobrepasen el amortiguamiento mínimo del 5%. Se presentan las ecuaciones que hacen posible el análisis modal y permiten encontrar los factores de participación y residuos de los modos a analizar. Y, además, se presenta el modelo matemático del algoritmo evolutivo MVMO (Mean-Variance Mapping Optimization) que servirá para encontrar las ganancias y constantes de tiempo adecuadas (es decir, sintonización) de los estabilizadores de potencia.

Se realiza el análisis de los autovectores izquierdos y derechos (controlabilidad y observabilidad) para determinar el tipo de modo oscilatorio e identificar que generadores oscilan contra otros. Adicionalmente, con la finalidad de observar el mayor número de casos de estudio, se va desconectando línea por línea de transmisión en los cuatro casos de estudio base realizando análisis modal y cálculo de factores de participación y residuo. Al realizar esto, se observa detalladamente en que generadores es conveniente instalar los estabilizadores de potencia. Finalmente, se realiza simulación de fallas trifásicas para comprobar la correcta ubicación y sintonización de los PSS.

PALABRAS CLAVE: análisis modal, factor de participación, residuo, MVMO, ubicación, sintonización.

ABSTRACT

The current bachelor thesis focuses on identifying the optimal placement of power stabilizers in the New England system using the residue method and participation factors. Four scenarios are considered: base demand, intermediate demand, peak demand 1, and peak demand 2, each undergoing modal analysis. The investigation extends to scrutinizing oscillatory modes surpassing a minimum damping threshold of 5%. The equations facilitating modal analysis are presented to ascertain participation factors and residues of the modes under examination. Furthermore, the thesis introduces the mathematical model of the Mean-Variance Mapping Optimization (MVMO) evolutionary algorithm, employed to determine suitable gains and time constants (i.e., tuning) for the power stabilizers.

Analysis of both left and right eigenvectors (pertaining to controllability and observability) is conducted to discern the nature of oscillatory modes and identify generators oscillating in opposition. Additionally, for a comprehensive exploration of various scenarios, transmission lines are progressively disconnected in the base case studies, with subsequent modal analysis and computation of participation factors and residues. This meticulous process reveals the generators where the installation of power stabilizers is judicious. Finally, simulations of three-phase faults are executed to validate the accurate placement and tuning of the Power System Stabilizers (PSS).

KEYWORDS: modal analysis, participation factor, residue, MVMO, location, tuning.

1 INTRODUCCIÓN

Los sistemas eléctricos de potencia (SEP) se encuentran en constante expansión debido al crecimiento de la demanda. Estos, en su operación, se ven sometidos a varios fenómenos perturbadores que desestabilizan las señales de voltaje, frecuencia y ángulo.

Las perturbaciones que se generan (constantemente) en el SEP son provocadas por distintos factores, ya sean por descargas atmosféricas, fallas de los equipos de protección o por maniobra. Sin embargo, el sistema debe ser capaz de mantener la estabilidad de este para transportar potencia a la carga. Sea cual sea la fuente de la perturbación se debe asegurar la calidad del producto y servicio eléctrico, es decir, los niveles de voltaje y frecuencia deben estar dentro del rango permisible y el servicio de energía eléctrica debe ser ininterrumpido.

Para este trabajo de titulación, se hace uso de estabilizadores de potencia (PSS) para amortiguar oscilaciones electromecánicas en el sistema New England. El componente desarrollado se lo realiza estableciendo 4 puntos de operación (demanda mínima, demanda media, demanda máxima 1 y demanda máxima 2) con la finalidad de determinar la ubicación óptima de los PSS a través del método del residuo y/o factores de participación.

Se realiza el análisis modal para los distintos casos de estudio sin PSS para observar los distintos modos oscilatorios que no cumplan con el amortiguamiento mínimo (5%) y verificar si, tras la posterior ubicación de PSS, se logra desplazar los modos oscilatorios a la zona de estabilidad. Los modos que no cumplan con el 5% de amortiguamiento serán analizados con la finalidad de determinar que generador es el que más contribuye en su desplazamiento. Este análisis se lo realiza considerando las variables de estado velocidad y ángulo.

A partir de la obtención de los modos en cuestión, se encuentran los autovectores de estos para determinar que generadores oscilan contra otros e identificar el tipo de modo oscilatorio. Además, con la obtención de estos es posible determinar que generadores participan en desplazamiento del modo y, posteriormente, encontrar su residuo para determinar la ubicación óptima de los PSS.

Tras la consulta bibliográfica se aplica la metodología utilizada para amortiguar oscilaciones en el sistema de Islandia ([1]). Es decir, antes de realizar el análisis modal se desconecta una L/T (para este trabajo, en primera instancia, la más larga y cercana a un generador). Posteriormente se realiza el mismo procedimiento con el análisis modal,

factores de participación, método del residuo y, adicionalmente, con el análisis de los autovalores izquierdos y derechos. Finalmente, esto se lo realiza para todas las L/T del sistema con la finalidad de analizar la mayor cantidad de casos de estudio.

Una vez ubicados los PSS, se sintonizan mediante el algoritmo MVMO programado en DPL para amortiguar oscilaciones en el sistema (falla trifásica con posterior desconexión de la L/T). Mediante el algoritmo indicado se pretende encontrar los valores de ganancia y tiempo adecuados y, de esta forma, comprobar el funcionamiento de estos antes y después de la ubicación y sintonización.

1.1 Objetivo general

Ubicar controladores de potencia PSS para amortiguar oscilaciones de baja frecuencia en el sistema New England utilizando los métodos del residuo y factores de participación, y sintonizar los controladores utilizando el algoritmo de optimización de mapeo de media y varianza (MVMO).

1.2 Objetivos específicos

1. Determinar los modos de oscilación electromecánicos inestables a través de análisis modal.
2. Ubicar controladores de potencia para amortiguar oscilaciones de baja frecuencia utilizando el método del residuo, factores de participación en los sistemas de estudio.
3. Sintonizar controladores de potencia PSS mediante el algoritmo MVMO en el sistema New England.
4. Validar los resultados de los parámetros de sintonización de los PSS en el dominio del tiempo y frecuencia utilizando el algoritmo MVMO.

1.3 Alcance

El presente trabajo aborda el tema de estabilidad de pequeña señal en SEP utilizando los métodos del residuo y factor de participación para ubicar estabilizadores de sistemas de potencia (PSS) en el dominio del tiempo y frecuencia. Además, se validarán los resultados de la sintonización de estos mediante la utilización del algoritmo MVMO. El sistema de prueba será el SEP de 39 barras (New England).

1.4 Marco teórico

Estabilidad de sistemas de potencia

La estabilidad de los sistemas de potencia es la capacidad que tiene el sistema eléctrico para mantener el sincronismo bajo cualquier tipo de perturbación (como variaciones en carga y generación). En adición, la estabilidad del sistema de potencia se puede clasificar ampliamente en dos categorías principales: estabilidad del ángulo de máquina y estabilidad del voltaje [2].

En concordancia con [2], la estabilidad del ángulo de máquina (ángulo del rotor) se define como la capacidad del sistema interconectado en mantener el sincronismo a través de las máquinas síncronas. Este problema de estabilidad implica el estudio de las oscilaciones electromecánicas propias de los sistemas de potencia, por lo tanto, se analiza la manera en que varía la potencia de salida de las máquinas síncronas a medida que oscilan sus rotores.

Por otro lado, y también de acuerdo con [2], la estabilidad de voltaje se define como la capacidad del sistema para mantener voltajes estables y aceptables en todas las barras luego de una perturbación del sistema.

El concepto de estabilidad de voltaje está relacionado con la estabilidad en estado estable y puede analizarse utilizando el modelo de señal pequeña (linealizado) del sistema [2].

Por otro lado, la estabilidad angular se puede considerar en términos de dos subcategorías principales:

1. **Inestabilidad en estado estacionario:** esta forma de inestabilidad es resultado de la incapacidad de mantener el sincronismo y/o amortiguar los transitorios y oscilaciones del sistema causados por pequeños cambios en el sistema, como cambios continuos en la carga y/o generación [2].
2. **Inestabilidad en estado transitorio:** esta forma de inestabilidad resulta de la incapacidad de mantener el sincronismo después de grandes perturbaciones, como fallas del sistema y/o interrupciones del equipo [2].

Análisis Modal

Una red eléctrica consta de una interconexión de diferentes elementos eléctricos. Partiendo de algunas suposiciones, todos los componentes dinámicos de esta red (generadores, cargas dinámicas, reguladores...) pueden describirse mediante ecuaciones diferenciales [3], tal y como se presenta en (3.1).

$$\begin{aligned}\dot{x} &= f(x, y, u) \\ 0_m &= g(x, y, u)\end{aligned}\quad (1.1)$$

Del sistema de ecuaciones presentado, f representa los componentes dinámicos de la red y g la representación de ecuaciones algebraicas basadas en la ley de Kirchhoff, de donde, $x \in \mathbb{R}^{nx1}$ es el vector referente a las variables de estado (como el ángulo del rotor δ_i , velocidad del rotor ω_i , etc.). El número de variables de estado n , depende del modelo usado en el generador (clásico, simplificado o completo). Por otra parte, $y \in \mathbb{R}^{mx1}$ es el vector que contiene todas las variables algebraicas del sistema (como magnitudes de voltajes en las barras U_i , ángulos θ_i , etc.). Y, finalmente, el vector $u \in \mathbb{R}^{rx1}$ contiene las entradas del sistema (variables de control de los reguladores) [3].

Para el análisis posterior, es necesario linealizar el sistema de ecuaciones presentado en (3.1). Por lo cual, se realiza su correspondiente representación en variables de estado. Este modelo reúne información acerca del comportamiento del sistema cuando se ve sujeto a pequeñas perturbaciones [1], [3]. Por lo tanto, el sistema de ecuaciones linealizado será:

$$\begin{aligned}\Delta\dot{x} &= f_x\Delta x + f_y\Delta y + f_u\Delta u \\ 0_m &= g_x\Delta x + g_y\Delta y + g_u\Delta u\end{aligned}\quad (1.2)$$

Asumiendo que g_y es no singular, se tiene que:

$$\begin{aligned}\Delta\dot{x} &= A\Delta x + B\Delta u \\ A &= f_x - f_y g_y^{-1} g_x \\ B &= f_u - f_y g_y^{-1} g_u\end{aligned}\quad (1.3)$$

De donde, $A \in \mathbb{R}^{nxn}$ es la matriz de estados del sistema y $B \in \mathbb{R}^{nxr}$ es la matriz de entradas del sistema. Ahora bien, para observar el comportamiento de las variables de salida del sistema ($z \in \mathbb{R}^{px1}$) se introduce la función h . Por lo cual:

$$\begin{aligned}z &= h(x, y, u) \\ \Delta z &= h_x\Delta x + h_y\Delta y + h_u\Delta u\end{aligned}\quad (1.4)$$

Y, por lo tanto, reemplazando nuevamente Δy , se tiene:

$$\begin{aligned}
\Delta z &= C\Delta x + D\Delta u \\
C &= h_x - h_y g_y^{-1} g_x \\
D &= h_u - h_y g_y^{-1} g_u
\end{aligned} \tag{1.5}$$

De donde, $C \in \mathbb{R}^{p \times n}$ es la matriz de salidas del sistema y $D \in \mathbb{R}^{p \times m}$ es la matriz de avance o de alimentación directa del sistema.

Y por ende, correspondientemente a lo deducido en [3], un sistema multimáquina puede ser representado siguiendo la siguiente representación de espacios de estado:

$$\begin{aligned}
\Delta \dot{x} &= A\Delta x + B\Delta u \\
\Delta z &= C\Delta x + D\Delta u
\end{aligned} \tag{1.6}$$

Para el caso de estabilizadores, el término $D\Delta u$ no es considerado [3].

El análisis modal también corresponde el estudio de los autovalores y autovectores. La representación en espacio de estados muestra que la matriz A es específica del sistema para un punto de equilibrio dado, mientras que B , C y D dependen tanto del punto de equilibrio como de las entradas y salidas elegidas. El sistema alrededor del punto de equilibrio está caracterizado por los autovalores λ_i (que serán elementos reales o complejos conjugados). Los autovalores son calculados mediante la siguiente expresión, en donde $I_{n \in \mathbb{R}^{n \times n}}$ es la matriz identidad [3], [4].

$$\det(A - \lambda I_n) = 0 \tag{1.7}$$

Para cada autovalor λ_i existe un vector $v_i \in \mathbb{C}^{n \times 1}$ (también llamado autovector derecho asociado a A) que satisface la ecuación siguiente para cada $i = 1, \dots, n$ [3].

$$Av_i = \lambda_i v_i \tag{1.8}$$

De igual forma, existe un vector $w_i^T \in \mathbb{C}^{n \times 1}$ (también llamado autovector izquierdo asociado a A) que satisface la siguiente ecuación para cada $i = 1, \dots, n$ [3].

$$w_i^T A = \lambda_i w_i^T \tag{1.9}$$

Los autovalores y autovectores son utilizados para determinar la estabilidad del sistema en el punto de equilibrio escogido (caso de estudio). La forma natural de cada modo depende de su autovalor asociado [3]. Es decir:

$$\begin{aligned}
\text{Modo: } \lambda_i &= \sigma_i \pm j\omega_i \\
\text{Frecuencia: } f_i &= \frac{\omega_i}{2\pi} \\
\text{Amortiguamiento: } \zeta_i &= -\frac{\sigma_i}{|\lambda_i|}
\end{aligned} \tag{1.10}$$

Un autovalor real, corresponde a un modo no oscilatorio mientras que uno complejo corresponde a un modo oscilatorio. Este modo deberá ser analizado para determinar si su amortiguamiento es permisible para mantener la estabilidad en el sistema, es decir, mientras el amortiguamiento del modo sea mayor al 5% modo será capaz de amortiguar oscilaciones a lo largo del tiempo [3], [4].

De acuerdo con [2], la variación de cada variable de estado Δx_i en función del desplazamiento de los modos, para cada i elemento de v asociado a un modo j , viene dada por:

$$\Delta x_i = \sum_{j=1}^{j=n} v_{i,j} \zeta_j \quad (1.11)$$

Los coeficientes de los autovalores derechos v_{ij} proporciona información sobre cómo la variable de estado x_i se verá afectada por el desplazamiento del modo j (representado por ξ_j). Mientras más grande sea el valor de $|v_{ij}|$, la variable de estado se verá más afectada por la excitación de este modo [2].

La forma del modo es útil para saber a través de qué variables de estado se verá fácilmente un modo (introduce el concepto de observabilidad). Por lo cual, es importante saber qué variables de estado tendrán el mayor impacto en los modos. Esto se puede medir con los coeficientes de W (autovalores izquierdos). Siguiendo la siguiente expresión [2]:

$$\zeta_i = \sum_{j=1}^{j=n} w_{i,j} \Delta x_j \quad (1.12)$$

Es decir, para un modo i dado, las variables de estado x_j que tendrán el impacto más significativo son aquellas cuyo autovalor izquierdo w_{ij} es alto.

Factor de participación

De acuerdo con [3], los factores de participación se utilizan para determinar qué variables de estado (y por lo tanto qué generadores) están más involucradas en un modo.

Para este método, se toma en consideración tanto la observabilidad de un modo en una variable de estado como la capacidad de esta variable para actuar en este modo [3].

Esta matriz combina los autovalores derechos e izquierdos (controlabilidad y observabilidad) como una medida asociativa entre las variables de estado y los modos de oscilación [5].

$$|p_{ij}| = |w_{ij} v_{ij}| \quad (1.13)$$

$P \in \mathbb{C}^{n \times n}$ y sus correspondientes elementos son los factores de participación. El módulo $|p_{ij}|$ es una medida del vínculo entre la variable de estado x_i y el valor propio λ_j [6].

Es la medida de la relación de participación de la variable de estado i -ésima en el modo j -ésimo de oscilación y viceversa. Si se quiere aumentar la estabilidad de un sistema eléctrico mejorando la amortiguación de un modo crítico, el factor de participación se puede utilizar como indicador para elegir a qué variable de estado (y por tanto generador) se debe agregar un estabilizador [6].

Ahora bien, este método es bastante aceptable para la ubicación de PSS, sin embargo, tiene un error del 10% por lo cual, para asegurar la correcta ubicación de PSS, se utiliza el método del residuo, el cual no posee error.

Controlabilidad y Observabilidad

Las matrices de controlabilidad (asociadas a los autovectores izquierdos) y observabilidad (asociados a los autovectores derechos) permiten entender, al graficarlas en módulo o en el plano polar, que variables tiene mayor control sobre otras y comprender que generadores oscilan contra otros (concepto de áreas).

Entonces, las matrices están definidas como:

$$\text{Controlabilidad}_{ij} = |w_i B_j| \quad (1.14)$$

$$\text{Observabilidad}_{ij} = |C_j v_i| \quad (1.15)$$

El criterio de controlabilidad indica que, si las entradas i no tienen efecto sobre el modo analizado, este modo no es controlable. Así mismo, si la salida j de la matriz de observabilidad es nula, el modo no es observable.

Estas matrices son necesarias para verificar que variables de estado son las que permiten controlar los modos oscilatorios. Normalmente suelen ser las variables de velocidad de máquina y ángulo del rotor.

Método del residuo

El criterio más utilizado y fiable para la ubicación de estabilizadores de potencia es el método del residuo puesto que otorga certeza en sus resultados. Este método requiere del análisis modal del sistema. El residuo R del valor propio λ , proporciona el índice de sensibilidad que existe entre la variada de entrada u y la variable de salida y del sistema [4].

El residuo R es representado en el plano complejo, en donde su módulo muestra el modo de oscilación más receptivo a la realimentación de la señal de entrada y salida (x y z respectivamente), y su ángulo θ muestra la dirección que este módulo posee [4].

El análisis del ángulo del residuo permite determinar si el valor propio λ del modo de oscilación se ubica en el primer cuadrante del plano complejo (ubicación en donde el modo es inestable) y, de esta forma, determinar el ángulo suplementario para la compensación de fase requerida. Esto con la finalidad de hacer que el modo de oscilación analizado pueda desplazarse a la zona estable [4]. Puesto que el presente trabajo de titulación tiene como objetivo determinar la ubicación con este método simplemente se realiza el análisis del módulo del residuo del modo analizado.

En Figura 1, se presenta una representación gráfica de lo descrito.

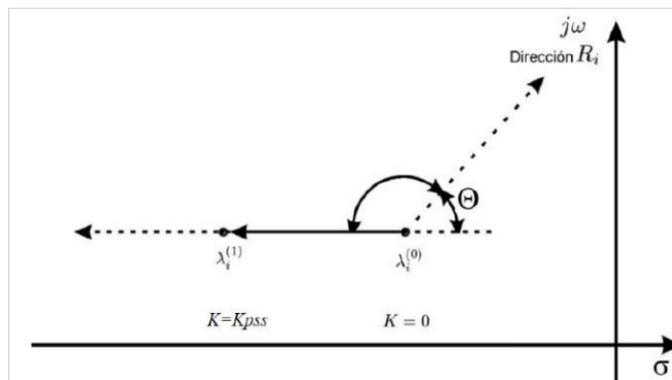


Figura 1.1. Efecto de desplazamiento del modo oscilatorio considerando el residuo.

Obtenida de [4]

Para determinar el residuo de un modo oscilatorio se debe tener en cuenta el siguiente sistema de transferencia:

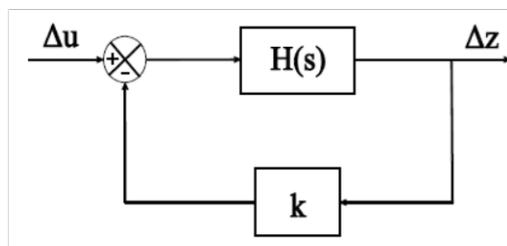


Figura 1.2. Función de transferencia con realimentación de ganancia k en un sistema simple de una entrada y una salida. Obtenida de [3]

De acuerdo con [3], la variación total de la salida z_i es la suma de las contribuciones de cada entrada. Por lo tanto, la función de transferencia $H_{ij}(s)$ entre la entrada j ésima y i ésima salida tienen la siguiente relación:

$$H_{ij}(s) = \sum_{l=1}^n \frac{r_l}{s-\lambda_l} \text{ con } r_l = C_i v_l w_l^T B_j \quad (1.16)$$

De esta forma, puesto que el residuo sigue la lógica de la función de transferencia presentada en Figura 1.2. Se tendría:

$$T(s) = \frac{\Delta z}{\Delta u} = \frac{H(s)}{1+kH(s)} = \frac{N(s)}{D(s)+kN(s)} \quad (1.17)$$

$$H_{ij}(s) = \frac{\sum_{l=1}^n r_l \prod_{i \neq l} (s-\lambda_i)}{\prod_{j=1}^n (s-\lambda_j)} \quad (1.18)$$

Además, se considera la siguiente expresión en que vincula el valor del residuo con la función de transferencia indicada [3]:

$$\frac{\delta \lambda_i}{\delta k} = \frac{\partial \lambda_i}{\partial k} = -\frac{N(\lambda_i)}{\frac{\partial D}{\partial s}(\lambda_i)} \approx r_i \quad (1.19)$$

Ahora bien, de acuerdo con [4], la función de transferencia del sistema presentado, tomando en cuenta que la retroalimentación es nula, puede también expresarse de la siguiente manera:

$$G(s) = \frac{\Delta z}{\Delta u} = C(sI - A)^{-1} \cdot B \quad (1.20)$$

Entonces, para cada valor propio (mediante fracciones parciales), se obtiene la siguiente expresión:

$$G(s) = \sum_{i=1}^N \frac{Cv(:,i)\psi(i,:)}{(s-\lambda_i)} B \quad (1.21)$$

De donde, el numerador de la expresión anterior resulta ser el residuo. Por lo tanto:

$$R_i = [Cv(:, i)] \cdot [\psi(i, :)] B \quad (1.22)$$

A partir de la ecuación 1.22, es posible determinar el residuo para cada generador considerando como variables de estado la velocidad y ángulo de los generadores. Este término indica la magnitud de la observabilidad y controlabilidad del modo de oscilación de interés, además, que el módulo del residuo más grande de los generadores proporciona la ubicación óptima de los PSS [4].

Tipos de modos oscilatorios

En concordancia con [7], las oscilaciones electromecánicas que se producen en los sistemas de potencia son divididas en 4 grupos:

1. Modos locales (0.7 – 3 [Hz]): Debidas a generadores conectados al sistema mediante interconexiones largas y radiales [1], [7].
2. Modos entre máquinas (0.1 – 0.7 [Hz]): Debidas a las oscilaciones entre los rotores de los generadores cercanos en un área [1], [7].
3. Modos de control (>4 [Hz]): Debidas a los controles de las unidades de generación [1], [7].
4. Modos torsionales (>4 [Hz]): Ocasionadas por la interacción de los controladores con la dinámica del sistema turbina-generador [1], [7].

Al identificar qué tipo de modo oscilatorio se está analizando es posible determinar si este necesita de mayor control en cuanto a la instalación de estabilizadores de potencia. Estos se lo instalan de acuerdo con el módulo del residuo encontrado en los modos analizados, si es un modo local se considera solamente al generador con mayor residuo. Por otro lado, si el modo es entre área, se consideran los generadores que tengan mayor residuo.

Estabilizadores de Potencia (PSS)

De acuerdo con [5], el objetivo principal de un estabilizador de potencia es suministrar un componente de torque eléctrico que sea proporcional a la desviación de la velocidad real con respecto a la velocidad síncrona. Es decir, cuando el rotor oscila, el torque suministrado tendrá el papel de torque de amortiguamiento para contrarrestar la oscilación. Lo dicho anteriormente es descrito mediante la siguiente expresión:

$$\dot{\omega} = \frac{1}{2H} (T_m - T_e - \alpha \Delta\omega) \quad (1.23)$$

En donde H es la constante de inercia del generador, T_m torque mecánico, T_e el torque eléctrico, α la respuesta del PSS y $\Delta\omega$ la desviación de la velocidad real del rotor [4].

Siguiendo con [5], la elección de la señal estabilizadora para un PSS está influenciada por muchos factores y cumplir con los siguientes requerimientos.

- La señal debe estar disponible localmente.
- Ser fácil de medir o sintetizar.
- Tener una relación señal/ruido muy alta.

La señal más utilizada es la velocidad del rotor. Sin embargo, también es factible utilizar la frecuencia, potencia eléctrica, potencia de aceleración o la velocidad del rotor [5].

La estructura más común de un PSS se la presenta en la siguiente figura. Esta estructura cuenta con un bloque de ganancia, un filtro washout (pasa bajos), dos bloques de filtros de compensación de fase (adelanto-atraso) y limitadores para el voltaje mínimo y máximo.

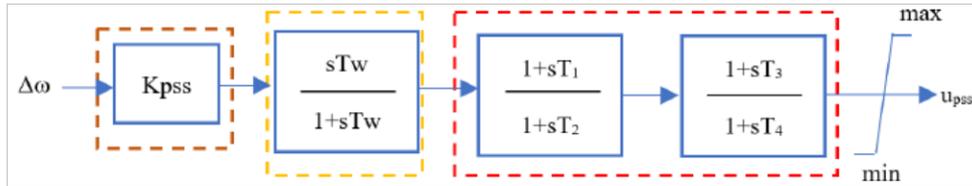


Figura 1.3. Modelo convencional del PSS. Obtenida de [3]

A partir del modelo de PSS presentado, se tiene la siguiente función de transferencia, en la cual, se pretenderá desplazar la parte real de los modos oscilatorios a la zona de estabilidad [3].

$$H(s) = K_{PSS} * \frac{sT_w}{1+sT_w} * \frac{1+sT_1}{1+sT_2} * \frac{1+sT_3}{1+sT_4} \quad (1.24)$$

Los valores de ganancia (K_{PSS}) y de tiempo (T_1, T_2, T_3 y T_4) se los determina mediante métodos de sintonización.

Con forme a los métodos para encontrar los valores adecuados para los PSS, hoy en día, se los puede determinar mediante técnicas heurísticas o inteligencia artificial. Existen varios métodos mediante algoritmos de optimización como el MVMO (Mean Variance Mapping Optimization), WOA (Whale Optimization Algorithm), SVM (Support Vector Machine), Residue Method, etc.

En el presente trabajo, se hará uso del algoritmo MVMO para la sintonización de estabilizadores de potencia.

Sintonización de PSS's mediante el algoritmo MVMO

La correcta ubicación de los estabilizadores de potencia no ayuda en nada al sistema si estos no se encuentran correctamente sintonizados. Por lo cual, se necesitan de varias técnicas o métodos que sean capaces de encontrar los correspondientes calores de ganancia y de tiempo.

Para sintonizar los PSS es crucial comprender el comportamiento del sistema sin la presencia de este. Actualmente, la sintonización de los PSS se lo puede realizar mediante algoritmos evolutivos o métodos heurísticos que permiten obtener las mejores opciones de

constantes de tiempo a través de la optimización programada. Para el presente trabajo, se utilizará el método heurístico MVMO para la sintonización de este dispositivo, sin embargo, se presenta también otras opciones válidas.

Los algoritmos evolutivos son métodos heurísticos los cuales ayudan en la resolución de problemas de optimización combinatoria basados en poblaciones. Se basan en principio de la evolución biológica, de manera similar al planteamiento de Darwin. El algoritmo genera soluciones y las más aptas van eliminando a las soluciones débiles, de manera que se conservan aquellas soluciones que cumplan en mayor medida con el objetivo planteado [8].

Para la implementación de un algoritmo evolutivo en un problema de optimización es fundamental tener en cuenta tres aspectos, la codificación, la definición de la amplitud, y los operadores con los que se trabajaran los cruces y mutaciones en las poblaciones [8].

A. Codificación: De acuerdo con [5] este aspecto hace referencia a la estructura que se debe implementar para obtener posibles soluciones, se realiza de acuerdo con los requerimientos del problema y los arreglos de símbolos obtenidos serán considerados los genes.

B. Función de amplitud: Según [5] la definición de la función de amplitud es fundamental para el proceso, debido a que esta función es la encargada de buscar posibles reproducciones, es decir, es la encargada de identificar y posibles rutas para obtener nuevas soluciones que puedan ser mejores que las que se tienen. Por lo cual es crucial para que el algoritmo genético funcione adecuadamente.

C. Operadores básicos: Estos operadores básicos, según [5], son los cruces, reproducción y mutación. Si bien la función objetivo evalúa las soluciones y proporciona la métrica para determinar las soluciones fuertes, los operadores brindan la oportunidad de explorar las opciones, realizando mutaciones y cambios para que se tengan distintos individuos en las poblaciones.

De acuerdo con [9], el algoritmo MVMO sigue la siguiente lógica y diagrama de flujo:

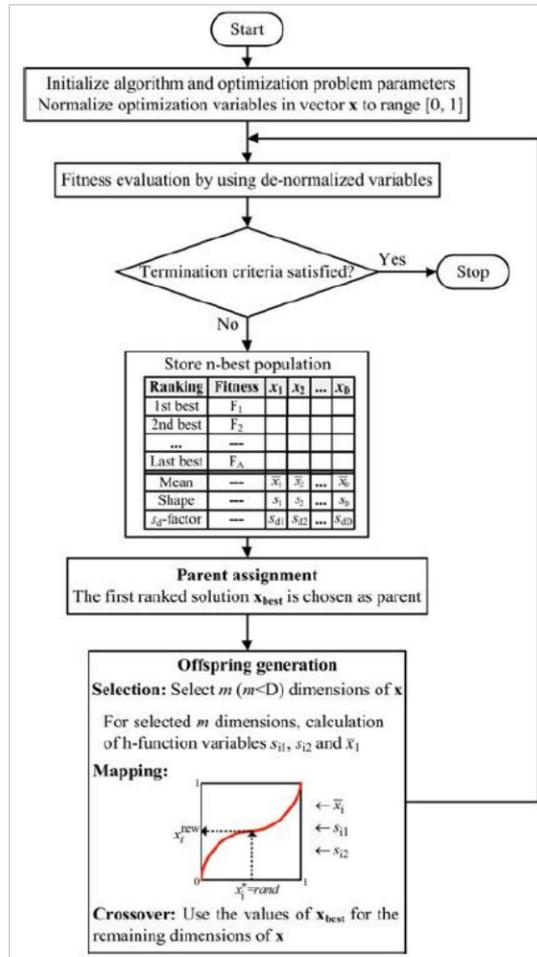


Figura 1.4. Diagrama de flujo del algoritmo MVMO. Obtenida de [9]

Es resumen, funciona de la siguiente manera:

- El alcance de busque para todas las variables a optimizar está restringida y normalizada a $[0,1]$. Esto con el objetivo de garantizar que las generaciones siguientes (tras la mutación) estén siempre dentro de los límites de búsqueda. Esta es una condición previa para la etapa de mapeo y se la configura de acuerdo con los límites $[\min, \max]$ de las variables (en el código se establece una matriz manipulable (“Paralim”) de 2 filas y n columnas en las cuales se permite introducir los límites mínimos y máximos de las variables de decisión a las cuales el algoritmo encontrará los valores más óptimos) [9].
- Se utiliza un archivo compacto en donde se registra la solución dinámicamente como base de conocimientos para guiar la dirección de búsqueda (memoria adaptativa). Aquí, los mejores individuos que el MVMO encuentra se irán guardando en el archivo y se clasifican en orden descendente de aptitud [9].

- Se hace uso del concepto de pareja monoparental descendiente, es decir, la mejor solución encontrada se ubicará en la primera fila del archivo de soluciones [9].
- Comienza la etapa de mutación de genes, en donde se utiliza una nueva función de mapeo para que la descendencia mute en función de la media y varianza del archivo de soluciones [9].

Por lo tanto, el modelo matemático del algoritmo es el siguiente:

- Inicialización

La solución candidata inicial se genera mostrando aleatoriamente las variables de decisión dentro de sus límites. Esto se logra mediante la siguiente ecuación:

$$x_i^{ini} = x_i^{min} + rand(x_i^{max} - x_i^{min}), i = 1 \dots D \quad (1.25)$$

Donde x_i^{ini} es la solución candidata, $rand(x_i^{max} - x_i^{min})$ un número aleatorio entre los límites superior e inferior de x_i^{ini} y D el número de variables de decisión .

De acuerdo con [9], los parámetros estándar para el MVMO se los presenta en tabla 1.1. Sin embargo, pueden ser modificados de acuerdo con las exigencias de cada problema de optimización.

Tabla 1.1. Parámetros usados en el algoritmo MVMO. Obtenida de [9]

Nombre	Variable	Rango
Tamaño del archivo	A_{sz}	[2, 5]
Factor de escala	f_s	[0.9, 10]
Factor de asimetría	AF	[1, 10]
-	s_d	[10, 75]
-	k_d	$0.0505/D + 1$

- Evaluación de aptitud y criterio de finalización

Tras cada inicialización de las variables, estas son desnormalizadas a los valores originales dentro de los límites [min, max] y subsecuentemente se introducen al modelo matemático del problema de optimización para encontrar los valores de la función objetivo [9].

La función objetivo asociada a la aptitud del valor de la solución candidata es la siguiente:

$$f^*(x) = f(x) + \sum_{i=1}^{N_{ic}} \gamma_i * \max\{0, g_i(x)\} + \sum_{j=1}^{N_{ec}} \theta_j * \max\{0, |h_j(s)| - \varepsilon\} \quad (1.26)$$

Donde x es el vector de solución candidata, $f(x)$ la función objetivo, $g_i(x)$ la constante de desigualdad, $h_j(x)$ la j -ésima constante de igualdad, ε el valor de tolerancia, γ_i y θ_j los coeficientes de penalización, mientras que N_{ic} y N_{ec} el número de restricciones.

Para el presente trabajo se considera un problema de optimización sin restricciones, sin embargo, en caso de existir se las introduce en la función objetivo [9].

- Archivo solución

Este archivo constituye la memoria adaptativa del MVMO (definido como file1 = 'results' y file2 = 'parameters'), el cual guía a la solución a un valor óptimo. El tamaño de este archivo es fijo para todo el proceso. Este se va llenando progresivamente a lo largo de cada iteración con las soluciones ordenadas descendientemente en jerarquía conforme a la idoneidad (mejor solución), es decir, la mejor solución se ubicará en la primera fila del archivo [9].

Cuando el archivo está lleno, se actualiza solo si la respuesta obtenida es la mejor en términos de optimización. El tamaño del archivo cambia y se va haciendo más inteligente con cada iteración. Las variables de media y variancia se calculan después de cada actualización del archivo para cada variable de optimización siguiendo las siguientes ecuaciones [9]:

$$\bar{x}_i = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n x_i(j) \quad (1.27)$$

$$s_i = -\ln(v_i) * f_s \quad (1.28)$$

$$v_i = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n (x_i(j) - \bar{x}_i)^2 \quad (1.29)$$

Donde, \bar{x}_i es la media y v_i la variancia de los valores de soluciones x_i . La variable s_i es una de las entradas hacia la función de mapeo (influye en gran parte en la característica de la forma geométrica de la función). Por lo cual, s_i necesita del factor de escala f_s para controlar el proceso de búsqueda (función de mapeo) [9].

- Selección de padres, cruces y mutación

En el archivo solución, la mejor solución (mejor individuo) se lo posiciona en la primera fila. Este será el padre para la engendración de otro individuo en donde mutará de acuerdo con los valores actuales de los parámetros de media (\bar{x}_i) y función de mapeo

(s_i). Los nuevos valores tras la mutación realizada son determinados mediante la siguiente ecuación:

$$x_i = h_x + (1 - h_1 + h_0) * x_i^* - h_0 \quad (1.30)$$

Donde x_i^* es una variable de valor normalizado aleatorio dentro del rango de [0,1] y h refiere a la función de mapeo, la cual se la define como:

$$h(\bar{x}_i, s_1, s_2, x) = \bar{x}_i * (1 - e^{-x*s_{i1}}) + (1 - \bar{x}_i)e^{-(1-x)s_{i2}} \quad (1.31)$$

Donde h_x , h_1 y h_0 son las salidas de la función de mapeo, las cuales son determinadas de acuerdo con (1.32):

$$h_x = h(x = x_i^*), \quad h_0 = h(x = 0), \quad h_1 = h(x = 1) \quad (1.32)$$

Todas las entradas y salidas estarán siempre dentro del intervalo de [0,1]. La forma de la función de mapeo es determinada mediante \bar{x}_i y los factores de forma s_{i1} y s_{i2} .

Los factores s_{i1} y s_{i2} son cruciales para la mutación y determinación de las generaciones posteriores. Por lo tanto, estos valores se los adecua con la finalidad de explorar la asimetría de la función de mapeo, lo que mejora el rendimiento de búsqueda equilibrando la exploración y la explotación de los individuos.

Se considera los siguientes condicionales en la programación DPL del MVMO para mejorar la mutación:

$$\begin{aligned} & \text{if } x_i^{best} < \bar{x}_i \\ & s_{i1} = s_i; s_{i2} = s_i * AF \\ & \text{if } x_i^{best} > \bar{x}_i \\ & s_{i2} = s_i; s_{i1} = s_i * AF \\ & \text{end} \end{aligned} \quad (1.33)$$

De esta manera, el MVMO podrá encontrar la mejor solución eficientemente.

Este algoritmo es programado en DPL de acuerdo con las consideraciones expuestas y siguiendo la bibliografía [9].

2 METODOLOGÍA

Se realiza los análisis en el sistema New England. La metodología por seguir es la siguiente:

- Análisis Modal: Determinar que polos no cumplen con el amortiguamiento deseado (5%). Esto se lo realiza en 4 puntos de operación (Demanda mínima, demanda media, demanda máxima 1 y demanda máxima 2).
- Cálculo del factor de Participación: Esto se realiza como paso previo para el cálculo del residuo. El factor de participación estará asociado a la variable de estado “speed” de los generadores y su valor en módulo permite observar que generadores participan más en el desplazamiento del polo que no cumple con el amortiguamiento mínimo.
- Cálculo del residuo: Una vez obtenido el factor de participación de todos los generadores, se realiza el cálculo de los residuos asociados a los polos que no cumplen con el amortiguamiento indicado. El módulo de este da la certeza de los generadores en los cuales se deberá implementar PSS.
- Desconexión de una L/T: Para este punto, se realiza el mismo procedimiento indicado, sin embargo, antes de realizar el análisis modal se desconecta una L/T. Posteriormente, puesto que el flujo de potencia se redistribuye, se simula flujo de carga para observar si el sistema converge. De ser así, se realiza el análisis modal y el cálculo del factor de participación y residuo para los modos que no cumplan con el amortiguamiento mínimo. Finalmente, se reconecta la L/T y se desconecta otra. Esto se hace para todas las L/T del sistema New England y en los escenarios de demanda mínima, media, máxima y sobrecargado. Se muestra la metodología indicada con la L/T 28 – 29 desconectada y en los escenarios indicados.
- Sintonización de PSS's: Una vez ubicados los PSS se realiza la sintonización de estos utilizando el algoritmo MVMO programado en DPL.
- Simulación de falla trifásica: Mediante esto, se comprueba si la ubicación y sintonización de PSS's es la óptima y si esta ayuda a amortiguar las oscilaciones del sistema.

La metodología indicada se complementa realizándola en 2 escenarios adicionales, los cuales son: Sin PSS's y con PSS's. Analizando estos casos es posible determinar la influencia que tienen los estabilizadores de potencia en la estabilidad del sistema.

2.1 Análisis modal en demanda media con todas las L/T

Se toma como ejemplo de la metodología indicada el escenario de demanda media. Los resultados tras correr la simulación modal se presentan en Tabla 2.1.

Tabla 2.1. Resultados del análisis modal en demanda media

Modo	Parte Real [1/s]	Parte Imaginaria [rad/s]	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento [%]
Mode 00012	-0.155666302	6.798074247	1.08194712	2.289258704
Mode 00013	-0.155666302	-6.798074247	1.08194712	2.289258704
Mode 00019	-0.291215932	6.717144331	1.069066724	4.331344109
Mode 00020	-0.291215932	-6.717144331	1.069066724	4.331344109

Se observa que existen 2 polos que no cumplen con el amortiguamiento mínimo (5%). Los polos que estén por encima de este límite no son considerados en el análisis puesto que estos son considerados estables. Esto debido a que aquellos modos oscilatorios no provocan inestabilidad en el sistema ante alguna perturbación (en ese punto operativo).

Cabe recalcar que los modos oscilatorios que no cumplen con el amortiguamiento deseado cambian de acuerdo con el punto de operación. Por lo tanto, se realiza el análisis de cada modo para determinar su factor de participación y posteriormente su residuo.

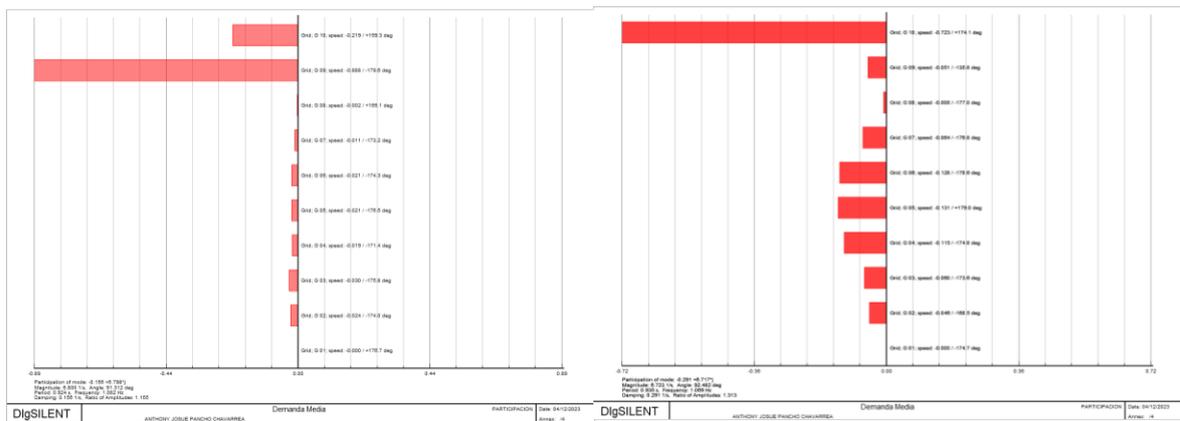


Figura 2.1. Factor de Participación en demanda media de los modos 12 y 19 respectivamente

El factor de participación indica qué variables de estado están más involucradas en un modo. De esta forma, seleccionando la velocidad (speed) como variable de estado se

obtiene lo presentado en Figura 2.1. Los resultados obtenidos indican que los generadores 9 y 10 son lo que más participan en el desplazamiento de los modos 12 y 19 respectivamente.

Además, para observar que generadores oscilan contra otros se presenta a continuación la gráfica de observabilidad y autovalores de los modos analizados.

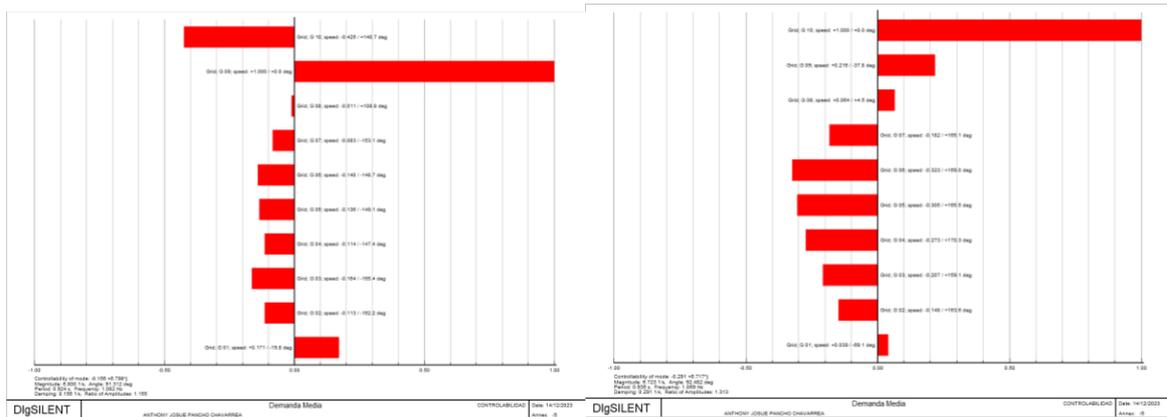


Figura 2.2. Autovalores de los modos 12 y 19 respectivamente

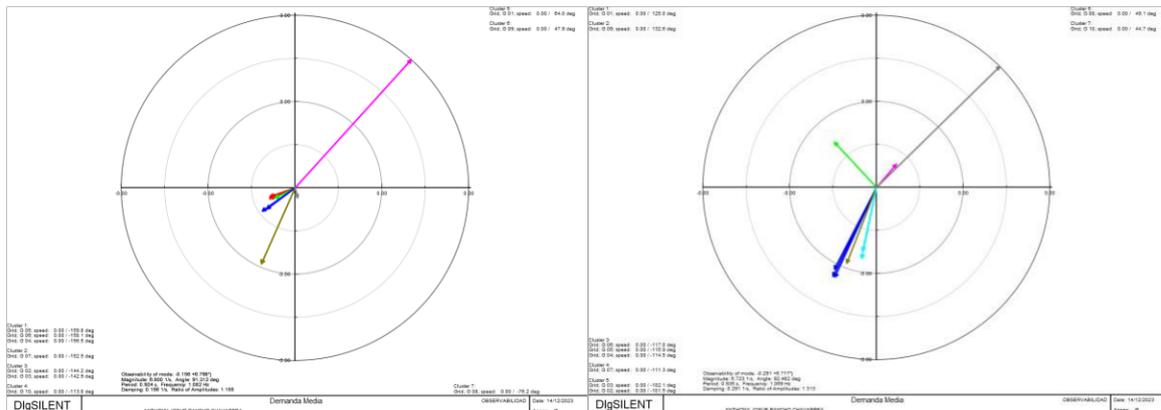


Figura 2.3. Gráfica de observabilidad de los modos 12 y 19 respectivamente

Para el modo 12 se muestra la existencia de 3 áreas conformadas de la siguiente forma: generador 9 (área 1), generador 8 (área 2), y generadores 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 (área 3). Este modo tiene una frecuencia de oscilación 1.08 [Hz], por lo que es un modo local. Se muestra además que los generadores del área 3 oscilan en contra de los del área 1.

Por otro lado, el modo 19 muestra la existencia de 3 áreas también, conformadas por: generador 9 (área 1), generadores 10 y 8 (área 2) y generadores 1, 2, 3, 4, 5, 6 y 7 (área 3). Este modo es un modo local ya que tiene una frecuencia de oscilación de 1.06 [Hz]. Y su gráfica de observabilidad muestra que los generadores del área 2 oscilan en contra de los generadores del área 3.

Ahora bien, como se habla en el capítulo 1, para comprobar la veracidad de estos resultados es necesario calcular el residuo para tener certeza de la ubicación óptima de los PSS. Para esto, comprobamos el factor de participación (siguiendo las ecuaciones presentadas en el capítulo 1) y calculamos el residuo para cada modo oscilatorio mediante un algoritmo en Python.

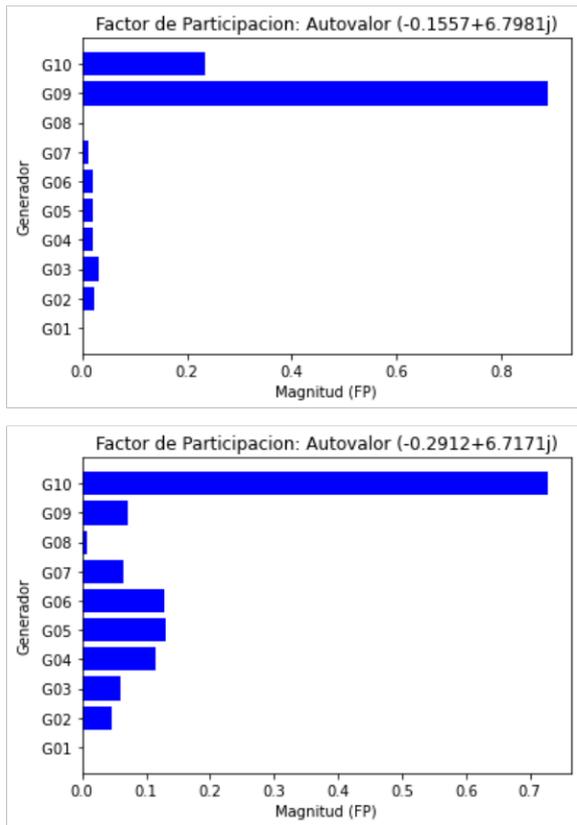


Figura 2.4. Comprobación del Factor de Participación en demanda media de los modos 12 y 19 respectivamente

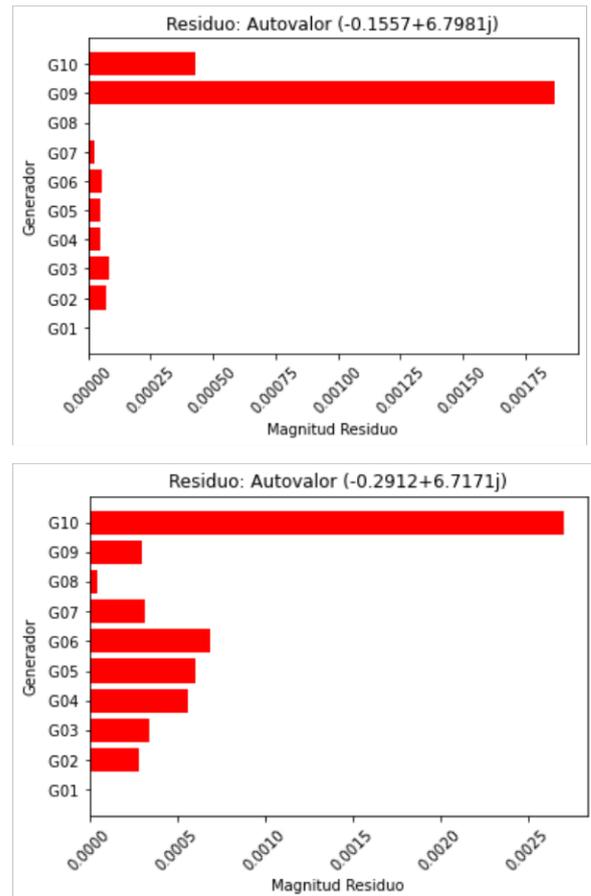


Figura 2.5. Residuo en demanda media de los modos 12 y 19 respectivamente

Con los resultados presentados en Figura 2.4 y 2.5 se confirma que el factor de participación concuerda con el residuo, por lo que es seguro afirmar que, en este punto operativo, la ubicación óptima de los PSS son los generadores 9 y 10.

2.2 Análisis modal en demanda máxima 1 con todas las L/T

Tomamos ahora el escenario de demanda máxima 1 y se realiza la misma metodología. Los resultados del análisis modal son presentados en Tabla 2.2.

Tabla 2.2. Resultados del análisis modal en demanda máxima 1

Modo	Parte Real [1/s]	Parte Imaginaria [rad/s]	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento [%]
Mode 00014	-0.036418678	3.550268018	0.565042704	1.025746835
Mode 00015	-0.036418678	-3.550268018	0.565042704	1.025746835
Mode 00016	-0.090462466	6.671972666	1.06187743	1.355733258
Mode 00017	-0.090462466	-6.671972666	1.06187743	1.355733258
Mode 00018	-0.145932927	6.488934725	1.032746037	2.248381942
Mode 00019	-0.145932927	-6.488934725	1.032746037	2.248381942

Se observa que tres polos no cumplen con el amortiguamiento deseado. Por lo tanto, se realiza el mismo procedimiento, es decir, analizar cada modo oscilatorio y obtener el factor de participación y residuo.

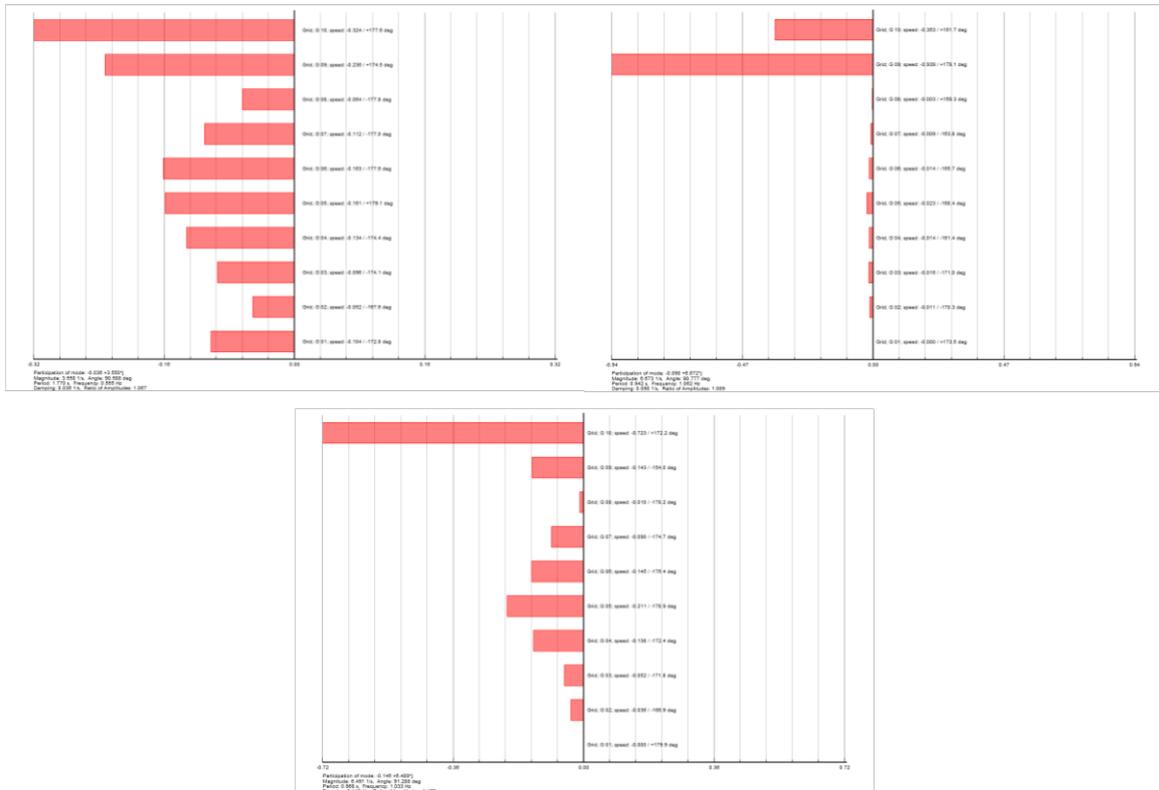


Tabla 2.6. Factor de Participación en demanda máxima 1 de los modos 14, 16 y 18 respectivamente

Obtenemos ahora el residuo para verificar si la ubicación de los PSS es la óptima.

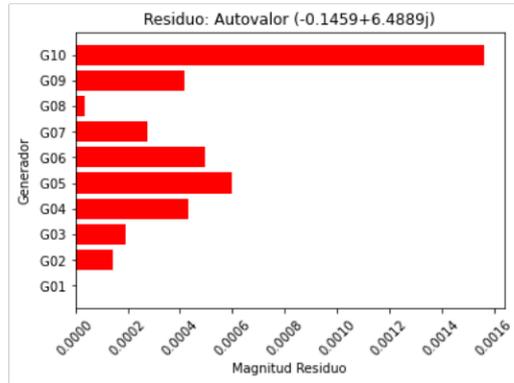
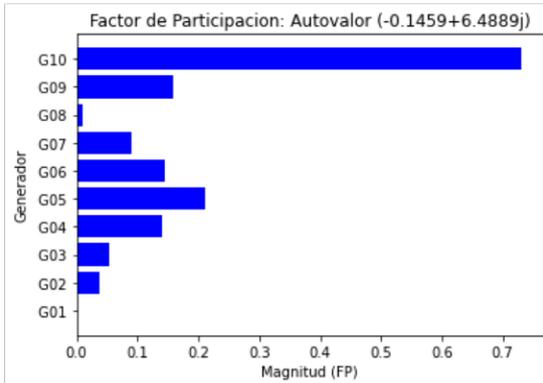
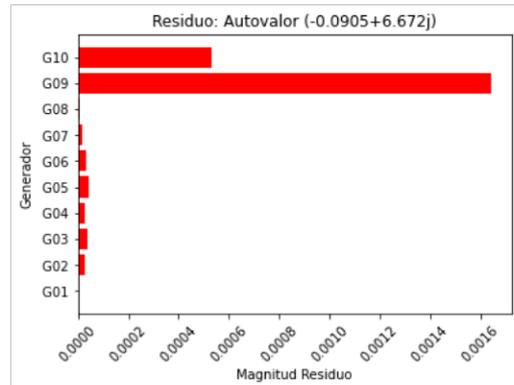
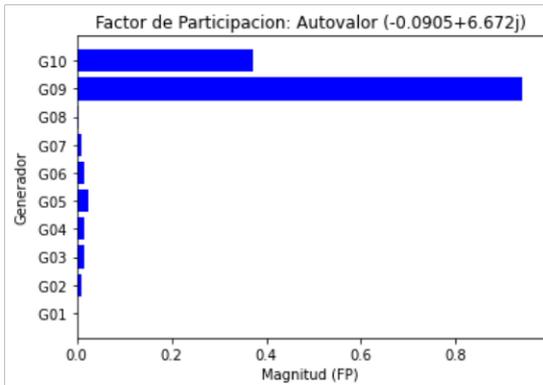
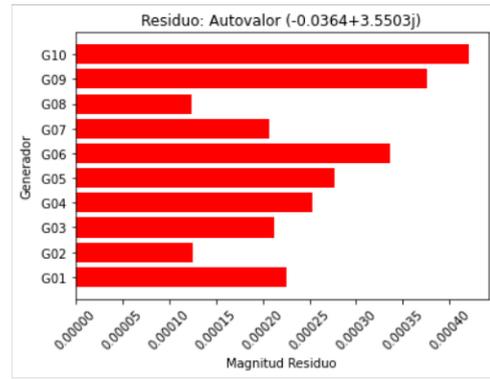
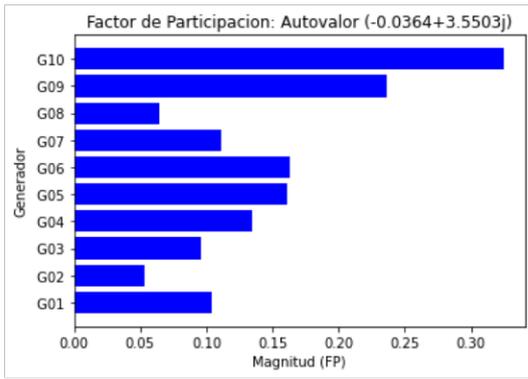


Figura 2.5. Comprobación del Factor de Participación en demanda máxima 1 de los modos 14, 16 y 18 respectivamente

Figura 2.6. Residuo en demanda máxima 1 de los modos 14, 16 y 18 respectivamente

De los resultados obtenidos, se observa que los modos 16 y 18 ya fueron analizados en el caso anterior. En adición, este caso confirma el hecho que se necesita implementar PSS en los generadores 9 y 10. Además, para amortiguar el modo 14, es necesario implementar PSS en los generadores 5 y 6 ya que, al ser un modo entre área, necesita de mayor control.

2.3 Análisis modal en demanda media con la L/T 28 – 29 desconectada

Ahora bien, siguiendo la metodología propuesta, se realiza el mismo análisis considerando la desconexión de una línea de transmisión. Tomamos como ejemplo la línea 28 – 29 y en los escenarios de demanda media y máxima 1.

Los resultados del análisis modal en demanda media se los presenta en Figura 2.7 y Tabla 2.3.

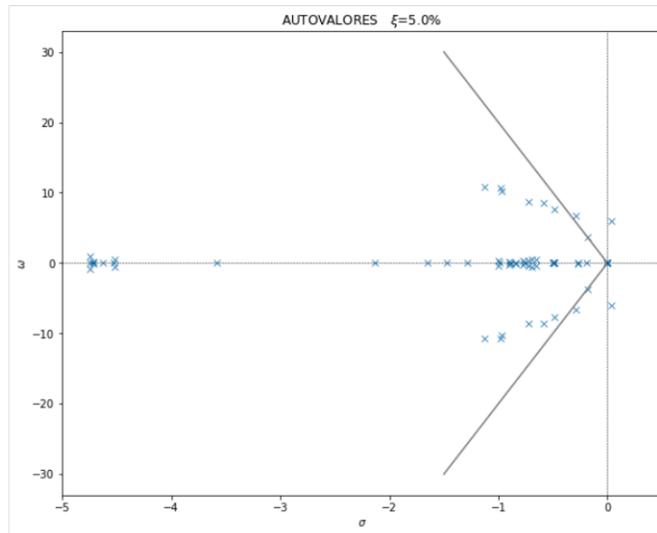


Figura 2.7. Modos oscilatorios en demanda media sin la L/T 28-29

Tabla 2.3. Resultados del análisis modal en demanda media sin la L/T 28-29

Modo	Parte Real [1/s]	Parte Imaginaria [rad/s]	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento [%]
Mode 00001	0.034664756	5.940302575	0.945428518	-0.583542095
Mode 00002	0.034664756	-5.940302575	0.945428518	-0.583542095
Mode 00014	-0.181841288	3.696351922	0.58829268	4.91353774
Mode 00015	-0.181841288	-3.696351922	0.58829268	4.91353774
Mode 00019	-0.289304972	6.669750023	1.061523685	4.333493737
Mode 00020	-0.289304972	-6.669750023	1.061523685	4.333493737

Se muestra que, al cambiar simular en el mismo escenario, pero ahora con una L/T menos, los modos son excitados de distinta manera. Es decir, el escenario es totalmente distinto y se necesita analizar nuevamente todos los modos y determinar que tipo de modo es.

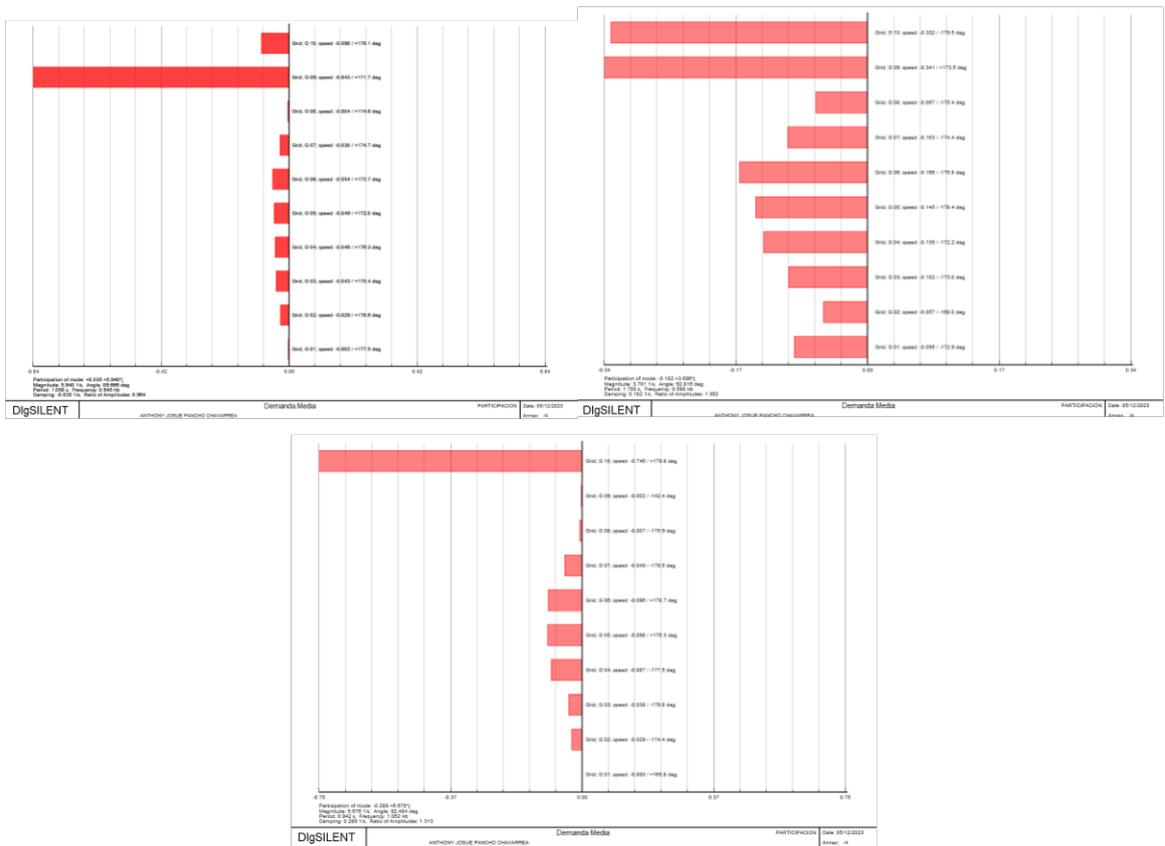


Figura 2.8. Factor de Participación en demanda media de los modos 01, 14 y 19 respectivamente

Del mismo modo, analizamos los autovalores izquierdos (controlabilidad) y gráfica de observabilidad (autovalores derechos) para determinar que generadores oscilan contra otros.

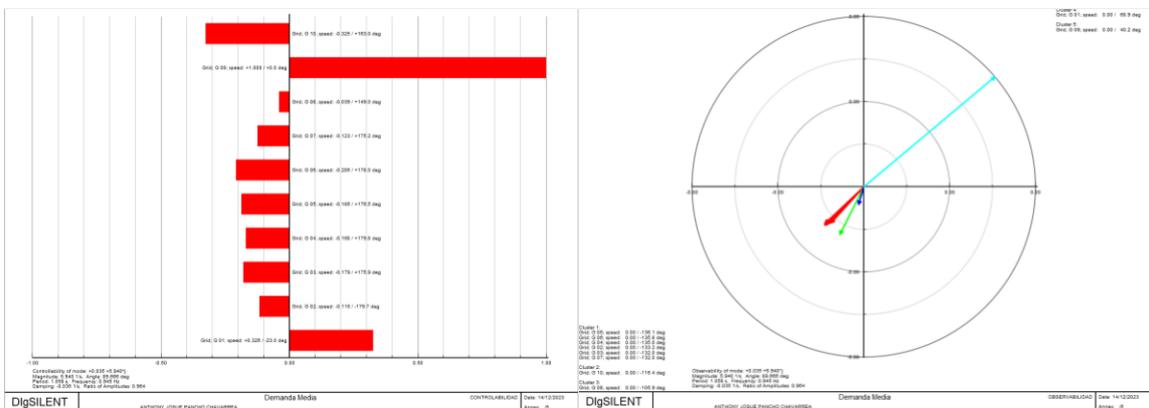


Figura 2.9. Gráfica de controlabilidad y observabilidad del modo 01 en demanda media

De la gráfica de los autovalores y gráfica de observabilidad del modo 1 se puede observar la existencia de 2 áreas, las cuales están conformadas por: generador 9 (área 1) y generadores 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8 y 10 (área 2). Este modo es un modo local ya que tiene una frecuencia de oscilación de 0.94 [Hz]. Se observa que los generadores del área 1 oscilan en contra de las del área 2.

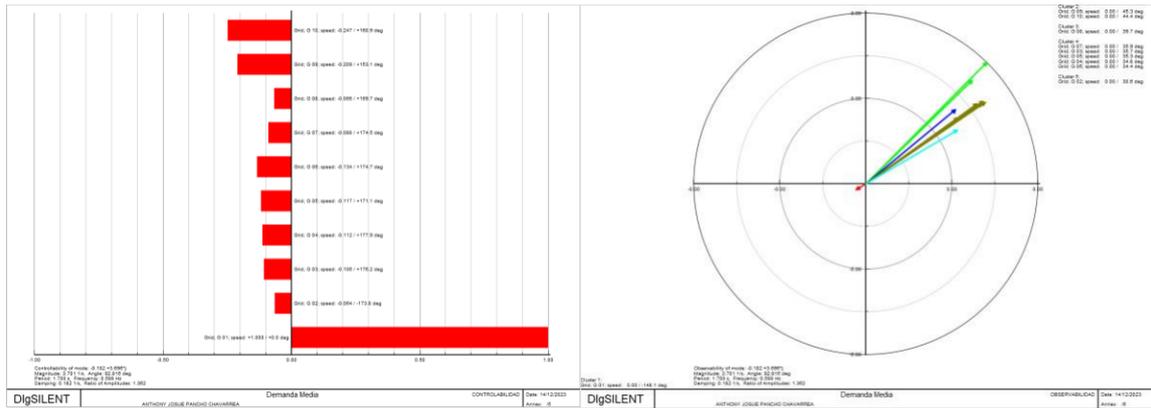


Figura 2.10. Gráfica de controlabilidad y observabilidad del modo 14 en demanda media

Del modo 14 se puede observar la existencia de 2 áreas, las cuales están conformadas por: generador 1 (área 1) y generadores del 2 al 10 (área 2). Este modo es un modo entre áreas ya que tiene una frecuencia de oscilación de 0.58 [Hz]. Se observa que el generador del área 1 oscila en contra de los del área 2.

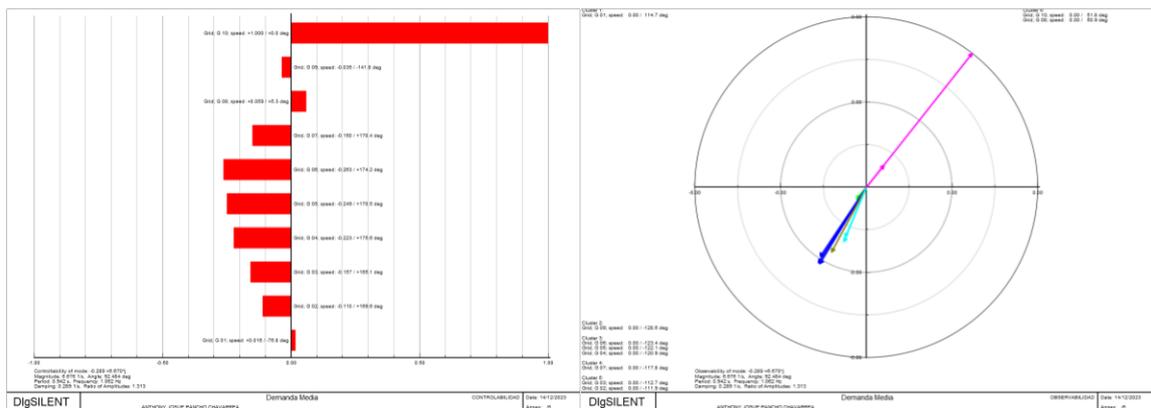


Figura 2.11. Gráfica de controlabilidad y observabilidad del modo 19 en demanda media

Finalmente, del modo 19 se puede observar la existencia de 2 áreas también, las cuales están conformadas por: generadores 8 y 10 (área 1) y generadores 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 y 9

(área 2). Este modo es un modo local ya que tiene una frecuencia de oscilación de 1.06 [Hz]. Se observa que los generadores del área 1 oscila en contra de los del área 2.

Finalmente, se realiza el cálculo de los residuos para identificar en que generadores se deberá implementar PSS.

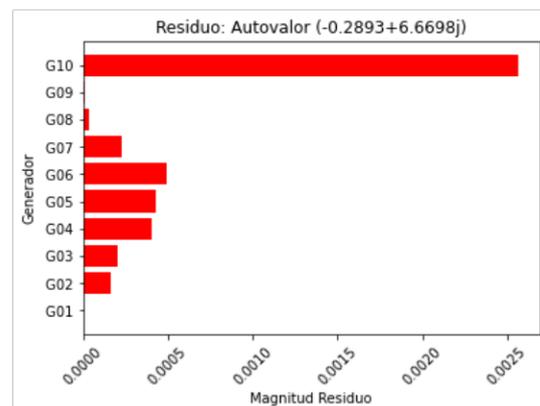
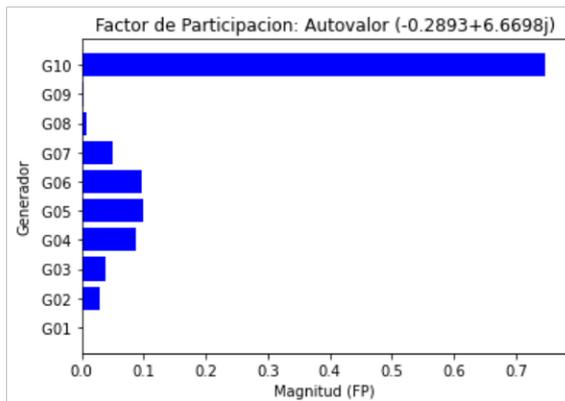
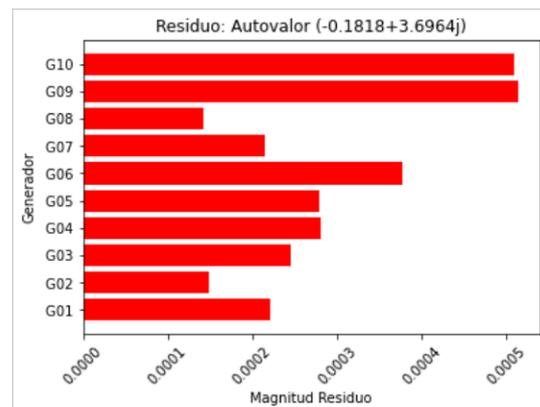
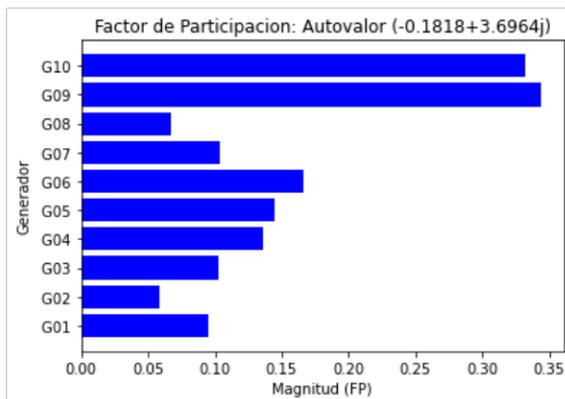
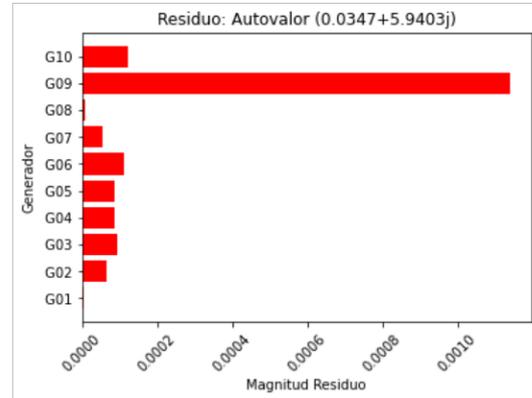
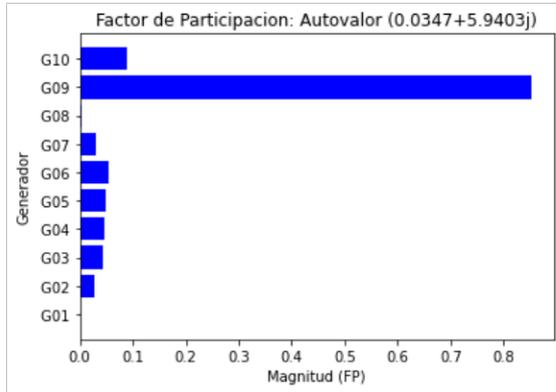


Figura 2.12. Comprobación del Factor de Participación en demanda media de los modos 01, 14 y 19 respectivamente

Figura 2.13. Residuo en demanda media de los modos 01, 14 y 19 respectivamente

De los residuos presentados en Figura 2.13. Es necesario implementar PSS en los generadores 6, 9 y 10.

2.4 Análisis modal en demanda máxima 1 con la L/T 28 – 29 desconectada

Ahora realizamos el análisis en demanda máxima 1.

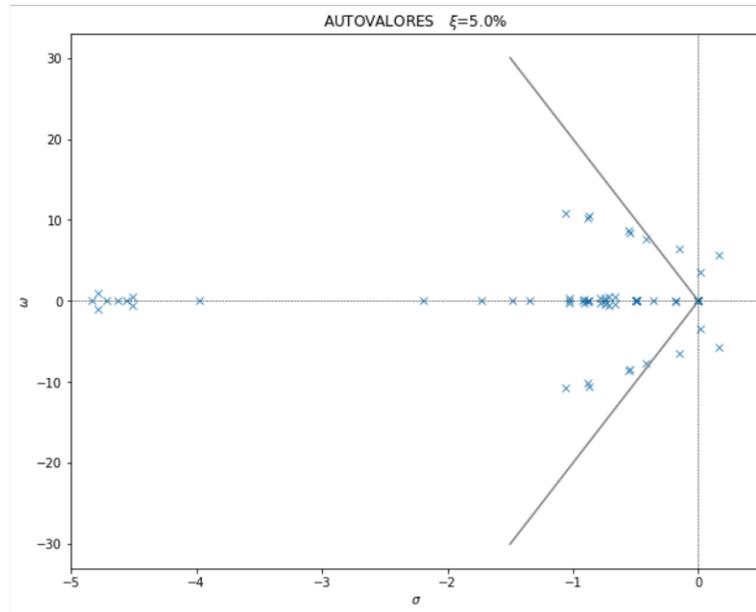


Figura 2.14. Modos oscilatorios en demanda máxima 1 sin la L/T 28-29

Tabla 2.4. Resultados del análisis modal en demanda máxima 1 sin la L/T 28-29

Modo	Parte Real [1/s]	Parte Imaginaria [rad/s]	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento [%]
Mode 00001	0.159110826	5.735090462	0.912767996	-2.773271479
Mode 00002	0.159110826	-5.735090462	0.912767996	-2.773271479
Mode 00003	0.015093315	3.47500596	0.553064376	-0.434335157
Mode 00004	0.015093315	-3.47500596	0.553064376	-0.434335157
Mode 00018	-0.156316526	6.423252489	1.022292384	2.432883619
Mode 00019	-0.156316526	-6.423252489	1.022292384	2.432883619

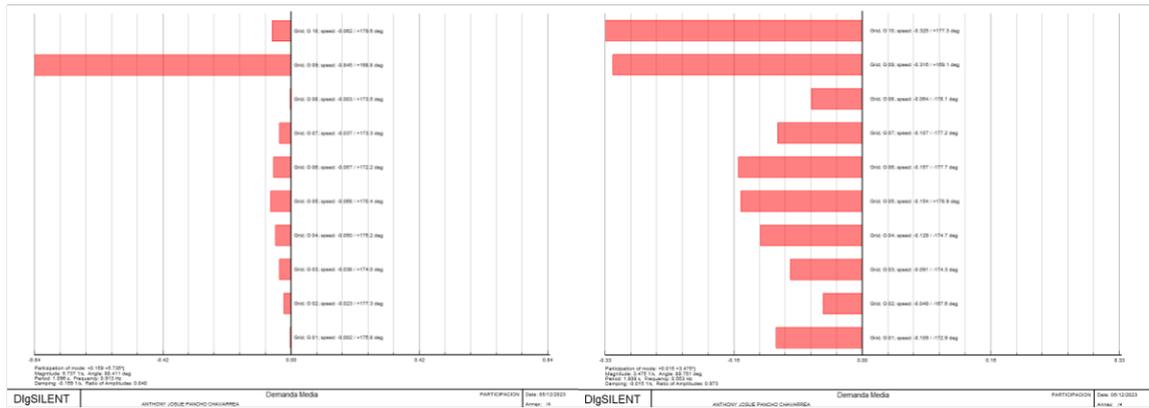


Figura 2.15. Factor de Participación en demanda máxima 1 de los modos 01, 03 y 18 respectivamente

Siguiendo el mismo procedimiento, analizamos la gráfica de controlabilidad y gráfica de observabilidad para determinar que generadores oscilan contra otros.

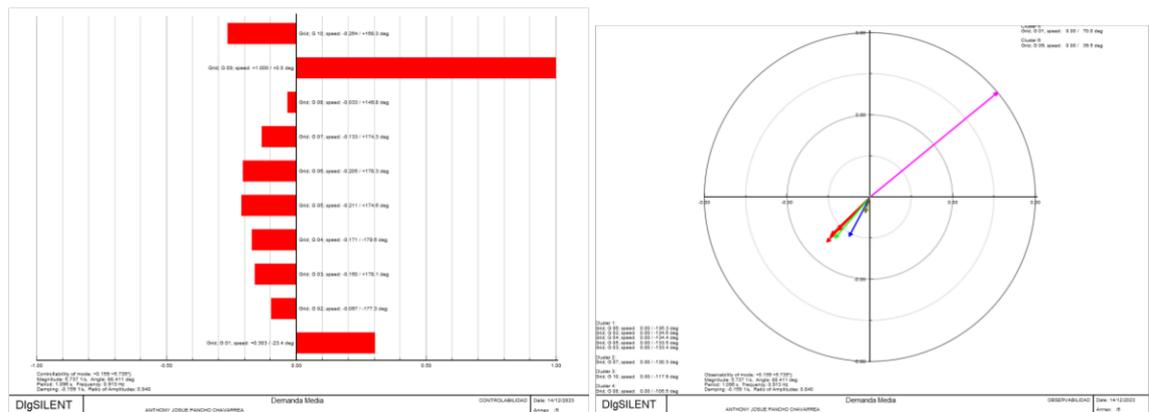


Figura 2.16. Gráfica de controlabilidad y observabilidad del modo 01 en demanda máxima 1

De la gráfica de los autovalores y gráfica de observabilidad del modo 01 se puede observar la existencia de 2 áreas, las cuales son exactamente iguales al del escenario en demanda media. Este modo es un modo local ya que tiene una frecuencia de oscilación de 0.91 [Hz]. Notamos que este modo simplemente se ha desplazado en el plano. Se observa que los generadores del área 1 oscilan en contra de las del área 2.

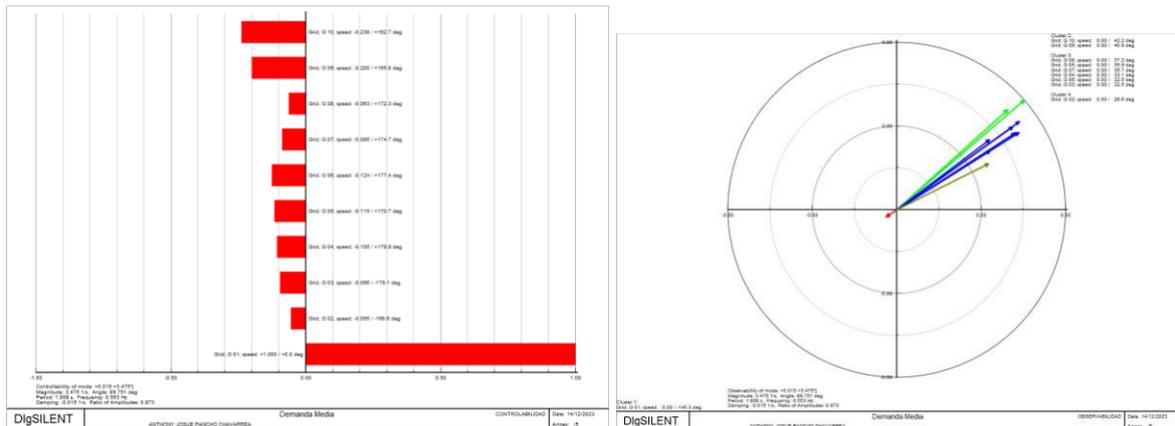


Figura 2.17. Gráfica de controlabilidad y observabilidad del modo 03 en demanda máxima 1

Del modo 03 se puede observar la existencia de 2 áreas, las cuales están conformadas por: generador 1 (área 1) y generadores del 2 al 10 (área 2). Este modo es un modo entre áreas ya que tiene una frecuencia de oscilación de 0.55 [Hz]. Se observa que el generador del área 1 oscila en contra de los del área 2.

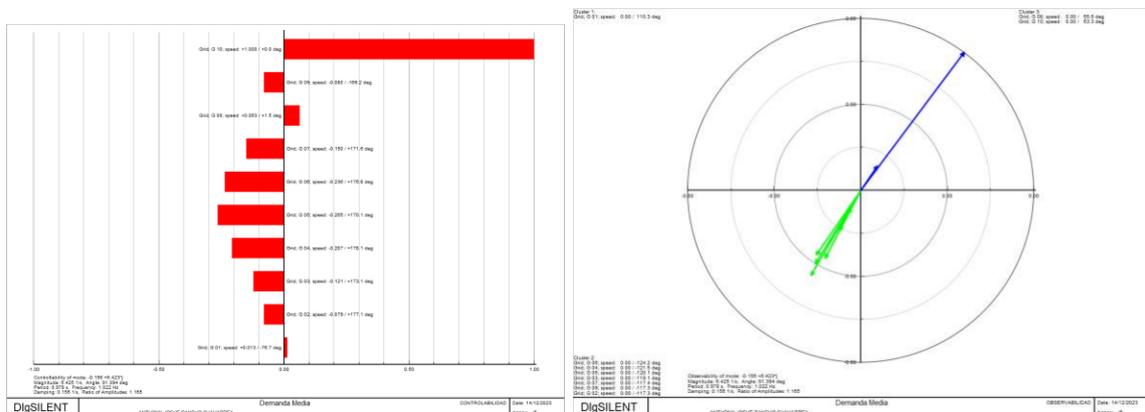


Figura 2.18. Gráfica de controlabilidad y observabilidad del modo 18 en demanda máxima 1

Finalmente, del modo 18 se puede observar la existencia de 2 áreas también, las cuales están conformadas por: generadores 8 y 10 (área 1) y generadores 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 y 9 (área 2). Este modo es un modo local ya que tiene una frecuencia de oscilación de 1.02 [Hz]. Se observa que los generadores del área 1 oscila en contra de los del área 2.

Finalmente, se calculan los residuos.

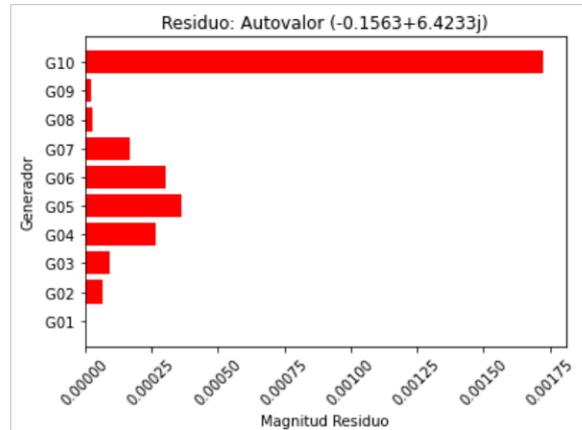
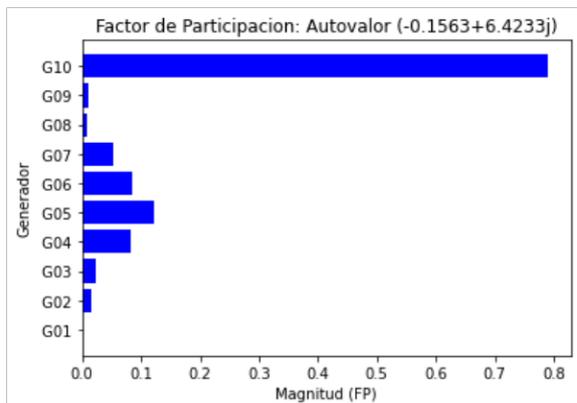
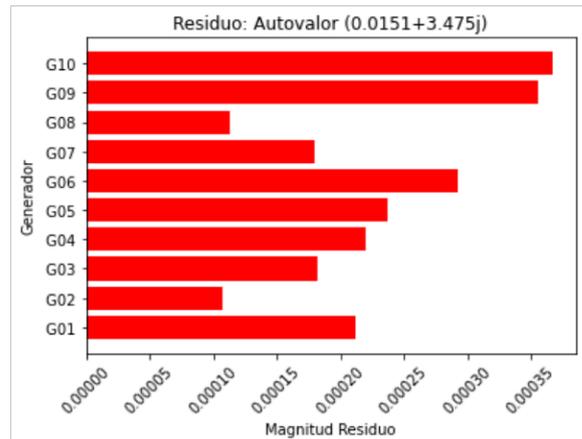
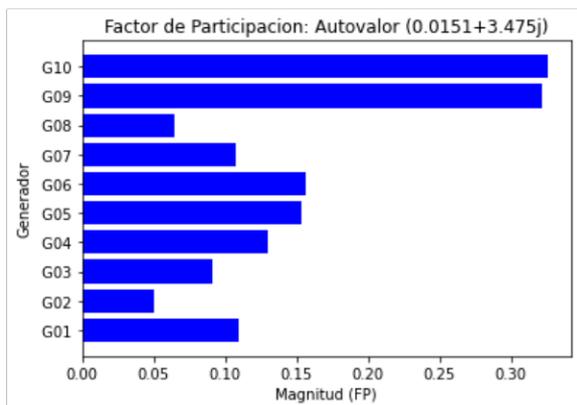
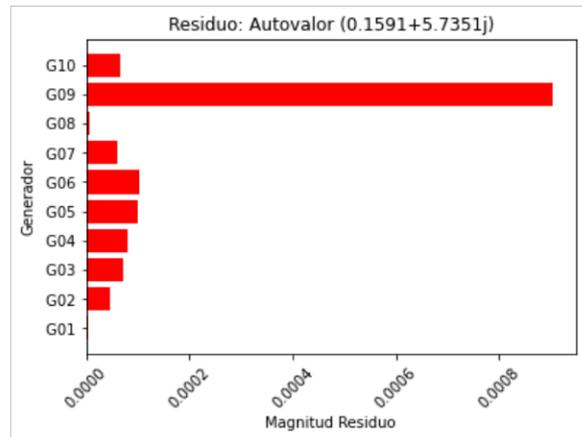
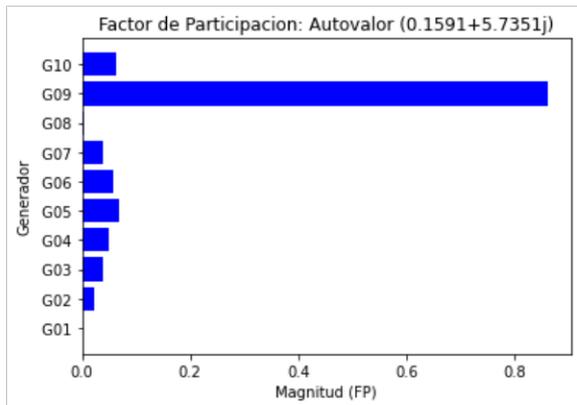


Figura 2.19. Comprobación del Factor de Participación en demanda máxima 1 de los modos 1, 3 y 18 respectivamente

Figura 2.20. Residuo en demanda máxima 1 de los modos 01, 03 y 18 respectivamente

De los residuos presentados en Figura 2.20. Se muestra la necesidad de implementar PSS en los generados 5, 6, 9 y 10.

El mismo análisis realizado se lo presenta en la sección de resultados para los escenarios de demanda mínima y sobrecargado.

2.5 Parámetros para el MVMO

Una vez encontrado los generadores en los cuales implementar los PSS, se procede a utilizar el algoritmo MVMO para encontrar las constantes de ganancia y tiempo óptimas.

En este trabajo, se toman las siguientes consideraciones:

- La constante T_w toma un valor por default de 10
- La constante K_{PSS} tendrá valores de 0.1 a 100
- Las constantes de tiempo T_1 y T_3 tendrán valores de 1 a 15 y T_3 y T_4 valores entre 0.01 y 0.2.

Estos límites son establecidos en el vector “Paralim” (variable manipulable) del algoritmo MVMO.

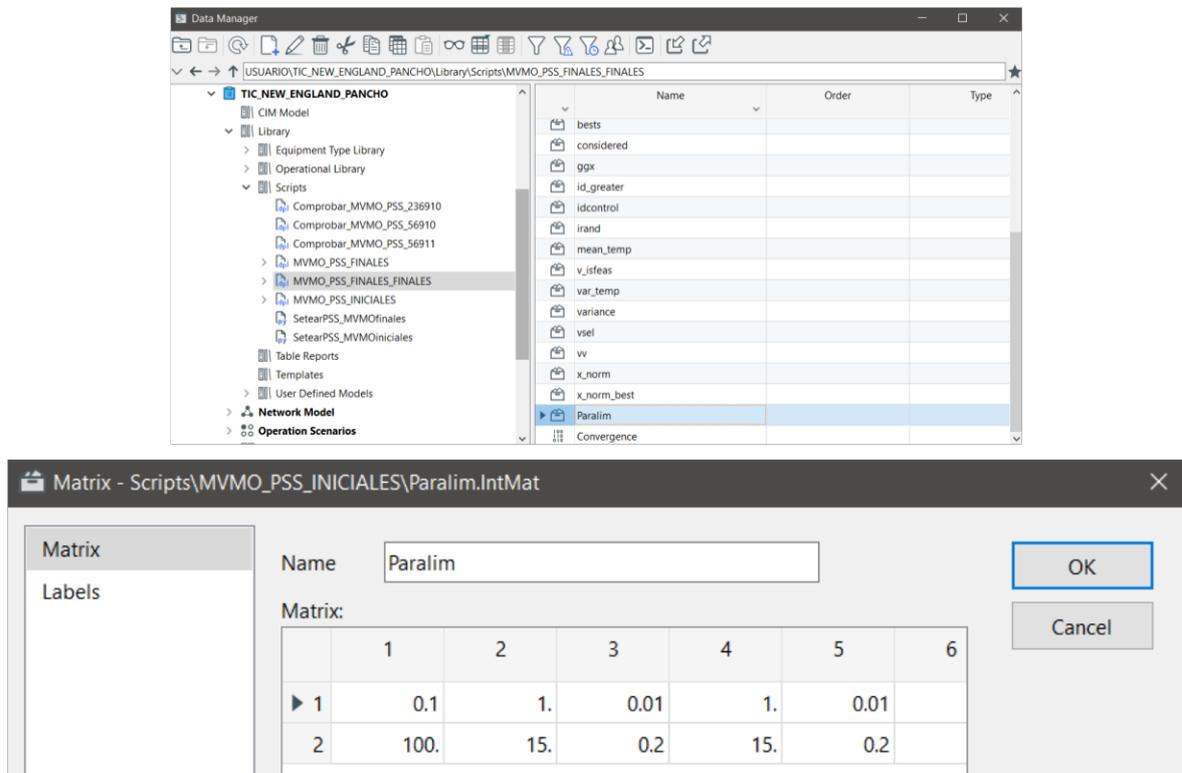


Figura 2.21. Ubicación y configuración de los límites de los parámetros para las constantes K_{pss} , T_1 , T_2 , T_3 y T_4 respectivamente.

En el script en DPL, se estableció una población de 4 individuos, sin restricciones. Además, se simula 1000 evaluaciones de la función de mapeo.

El número de variables cambiadas aleatoriamente se configura de acuerdo con el número de PSS's implementados. Considerando que hay 5 parámetros por cada PSS's se debe implementar, considerando PSS's en los generadores 5, 6, 9 y 10, 20 variables cambiadas aleatoriamente. También se toma en consideración un factor de escala de 1.

En figura 2.22. se presenta la configuración de estos parámetros.

Input parameters:					
	Type	Name	Value	Unit	Description
1	int	Nsave	4		numero de poblacion
2	int	Nrestric	0		numero de restricciones
3	int	Maxeval	1000		evaluaciones de funciones
4	int	Nrandomly_in	20		Número de variable cambiada aleatoriamente
5	int	fs_factor	1		Factor de escala
▶ 6	int	Nprint	50		Contador de salida

External Objects:			
	Name	object	Description
1	PSS1	PSS 5	
2	PSS2	PSS 6	
3	PSS3	PSS 9	
4	PSS4	PSS 10	

Figura 2.22. Configuración de los parámetros iniciales para el algoritmo MVMO

Una vez inicializada las variables se procede a correr el código con los PSS's activados. Esto debido a que el algoritmo MVMO va realizando análisis modal en cada iteración encontrando los modos que no cumplan con el amortiguamiento deseado y, a través de las constantes de tiempo y ganancia de los PSS's ubicados, se irán desplazando hasta llegar a un punto estable.

Una vez terminada la simulación del código en DPL, se procede a realizar una falla trifásica en cualquier línea de transmisión para observar el efecto que tiene esta perturbación en el sistema. Luego se simulará el mismo caso, pero con los PSS's activados, esto con el fin de verificar el funcionamiento y sintonización adecuada de estos.

3 RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

3.1 Resultados con todas las L/T

En el capítulo anterior se presentaron los resultados en los escenarios de demanda media y máxima. Por lo cual, a continuación, se presentan los resultados en los escenarios de demanda mínima y sobrecargado.

Los resultados en demanda mínima son los siguientes:

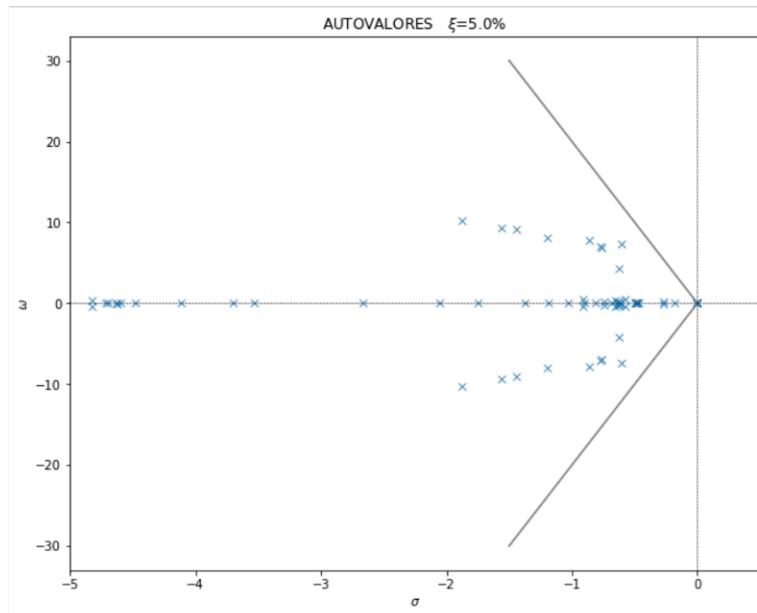


Figura 3.1. Modos oscilatorios en demanda mínima

No existen modos que no cumplan con el amortiguamiento mínimo. Por lo cual, en este caso no es necesario implementar PSS en ninguno de los generadores.

Ahora, en demanda máxima 2 (sobrecargado), se obtuvieron los siguientes resultados:

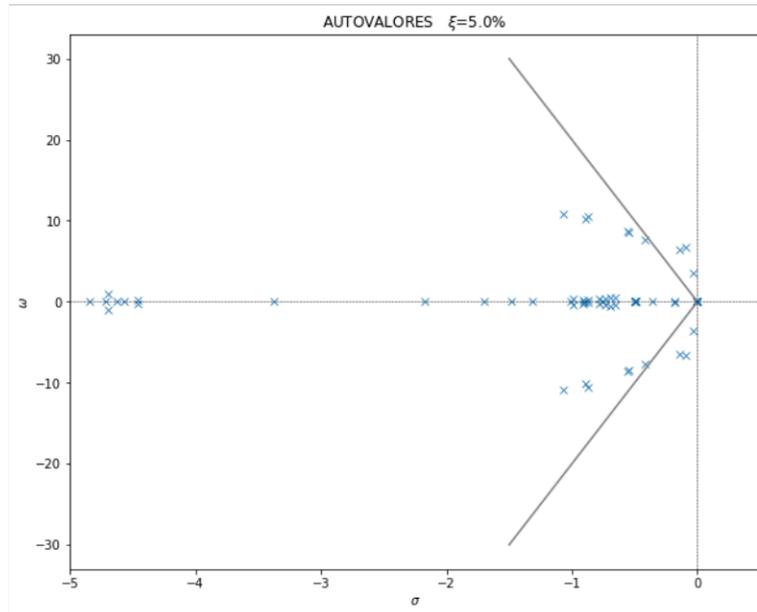


Figura 3.2. Modos oscilatorios en demanda máxima 2

Tabla 3.1. Resultados del análisis modal en demanda máxima 2

Modo	Parte Real [1/s]	Parte Imaginaria [rad/s]	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento [%]
Mode 00001	0.0049866417	3.5068969746	0.5581399884	-0.14219512936
Mode 00002	0.0049866417	-3.5068969746	0.5581399884	-0.14219512936
Mode 00016	-0.061955777	6.6282250473	1.0549147802	0.93468568883
Mode 00017	-0.061955777	-6.6282250473	1.0549147802	0.93468568883
Mode 00018	-0.121765565	6.4164652418	1.0212121604	1.8973631292
Mode 00019	-0.121765565	-6.4164652418	1.0212121604	1.8973631292

En Figura 3.3 se muestra los factores de participación de estos modos oscilatorios a través de PowerFactory.

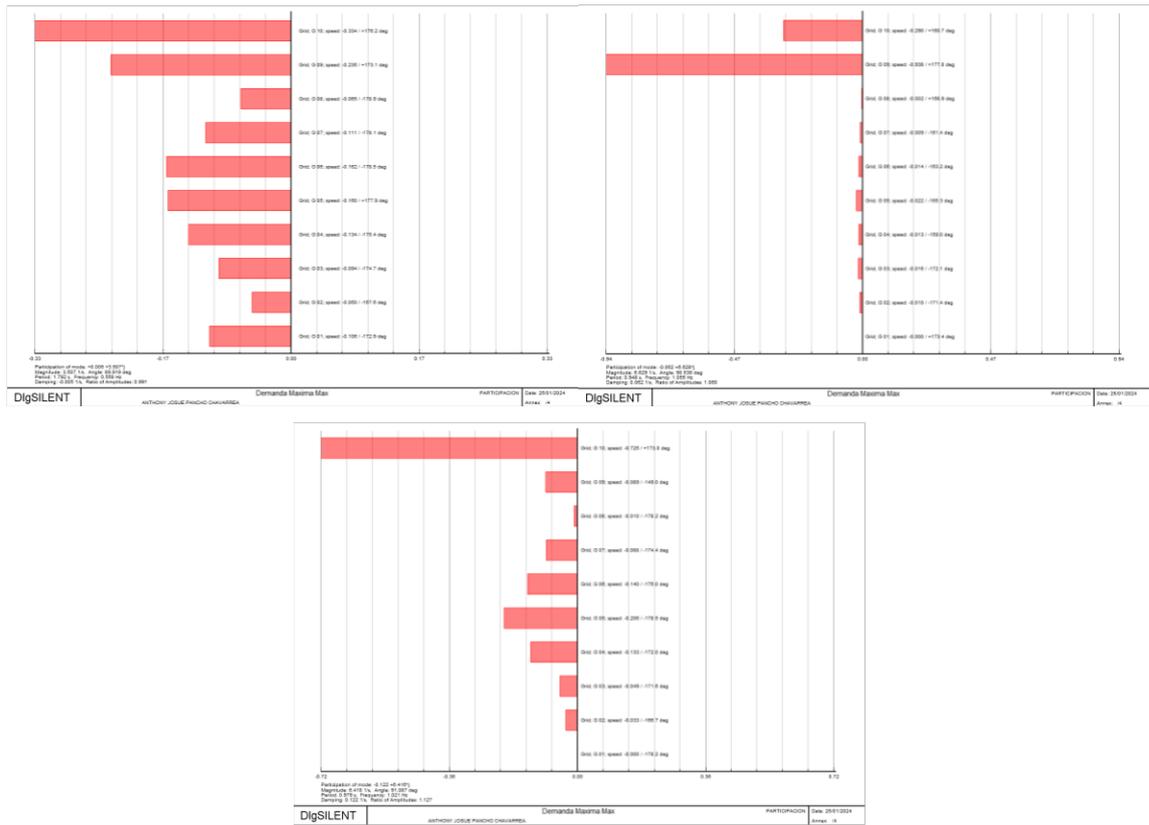


Figura 3.3. Factor de Participación en demanda máxima 2 de los modos 01, 16 y 18 respectivamente

Siguiendo el mismo procedimiento descrito en metodología, analizamos la gráfica de controlabilidad y gráfica de observabilidad para determinar que generadores oscilan contra otros.

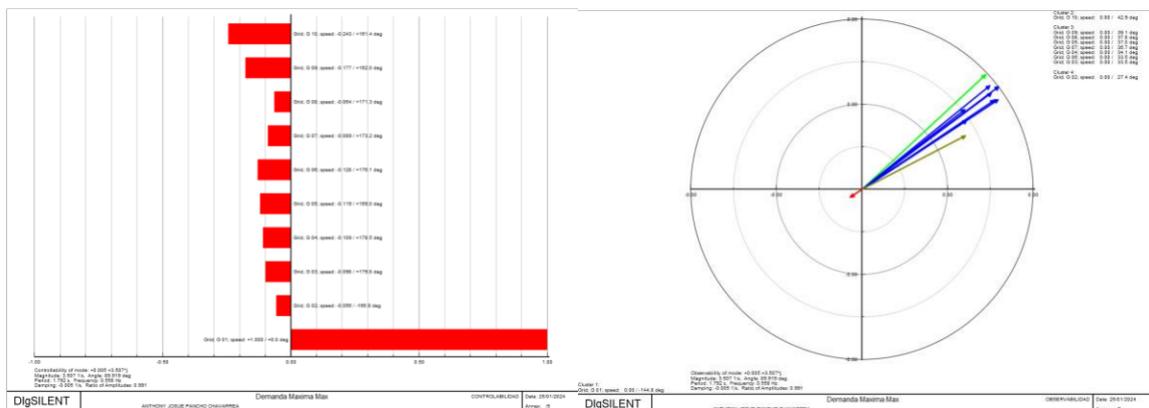


Figura 3.4. Gráfica de controlabilidad y observabilidad del modo 01 en demanda máxima

De Figura 3.4, se puede observar la existencia de 2 áreas para el modo 01, las cuales son: generador 1 (área 1) y generadores del 2 al 10 (área 2). Este modo es un modo entre áreas ya que tiene una frecuencia de oscilación de 0.55 [Hz]. Se observa que los generadores del área 1 oscilan en contra de las del área 2.

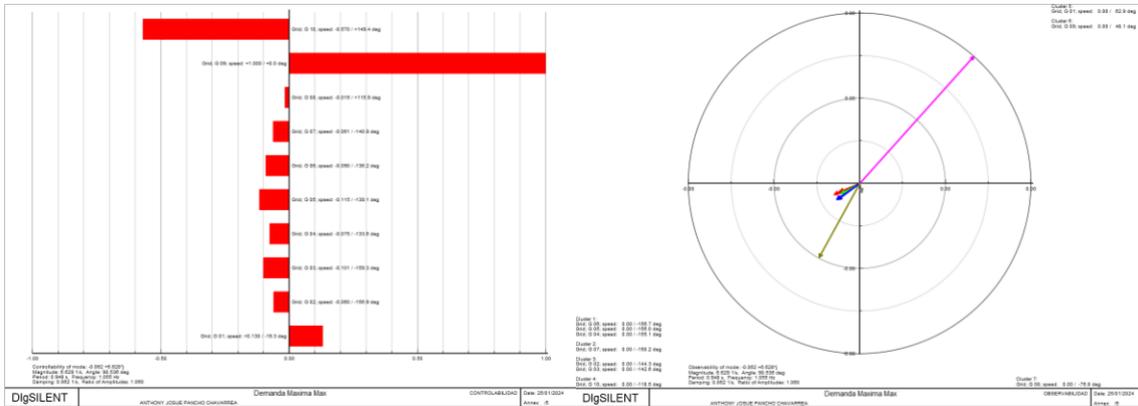


Figura 3.5. Gráfica de controlabilidad y observabilidad del modo 16 en demanda máxima
2

De Figura 3.5, se puede observar la existencia de 3 áreas para el modo 16, las cuales son: generador 9 (área 1), generador 8 (área 2) y generadores 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 y 10 (área 3). Este es un modo local ya que tiene una frecuencia de oscilación de 1.05 [Hz]. Se observa que los generadores del área 1 oscilan en contra de las del área 3.

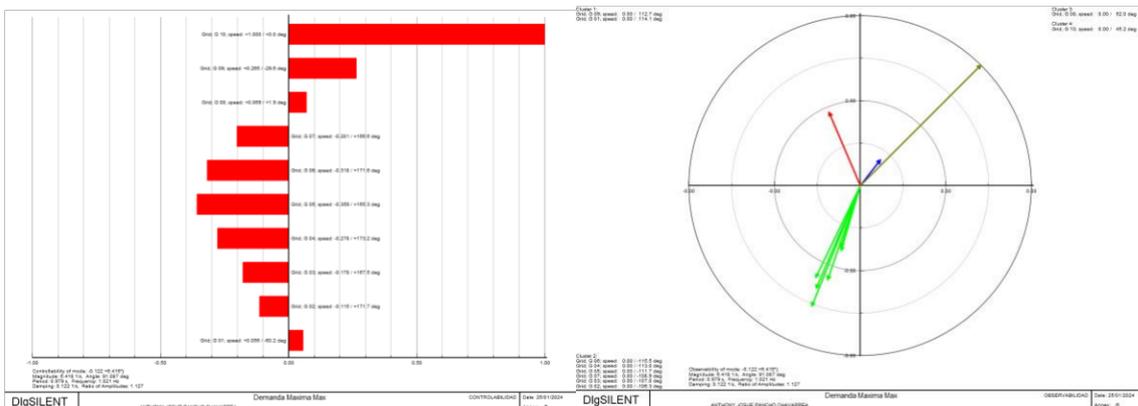


Figura 3.6. Gráfica de controlabilidad y observabilidad del modo 18 en demanda máxima
2

De Figura 3.6, se puede observar la existencia de 3 áreas para el modo 18, las cuales son: generador 9 (área 1), generadores 8 y 10 (área 2) y generadores del 1 al 7 (área 3). Este es un modo local ya que tiene una frecuencia de oscilación de 1.02 [Hz]. Se observa que los generadores del área 2 oscilan en contra de las del área 3.

Finalmente, se calculan los residuos para observar en que generadores es más conveniente instalar PSS's.

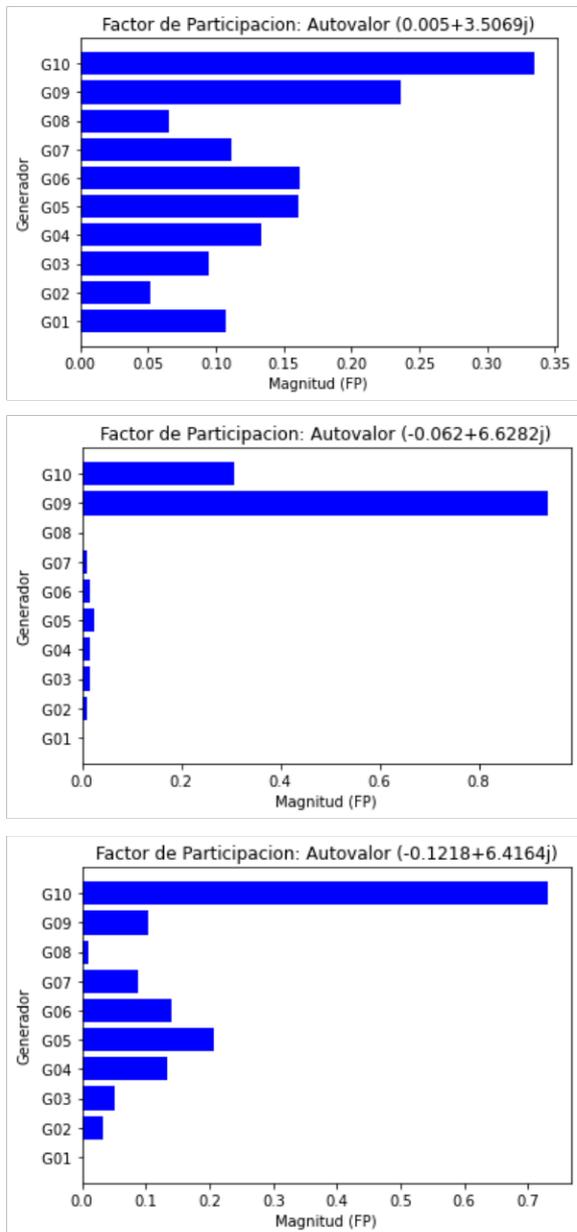


Figura 3.7. Comprobación del Factor de Participación en demanda máxima 2 de los modos 01, 16 y 18 respectivamente

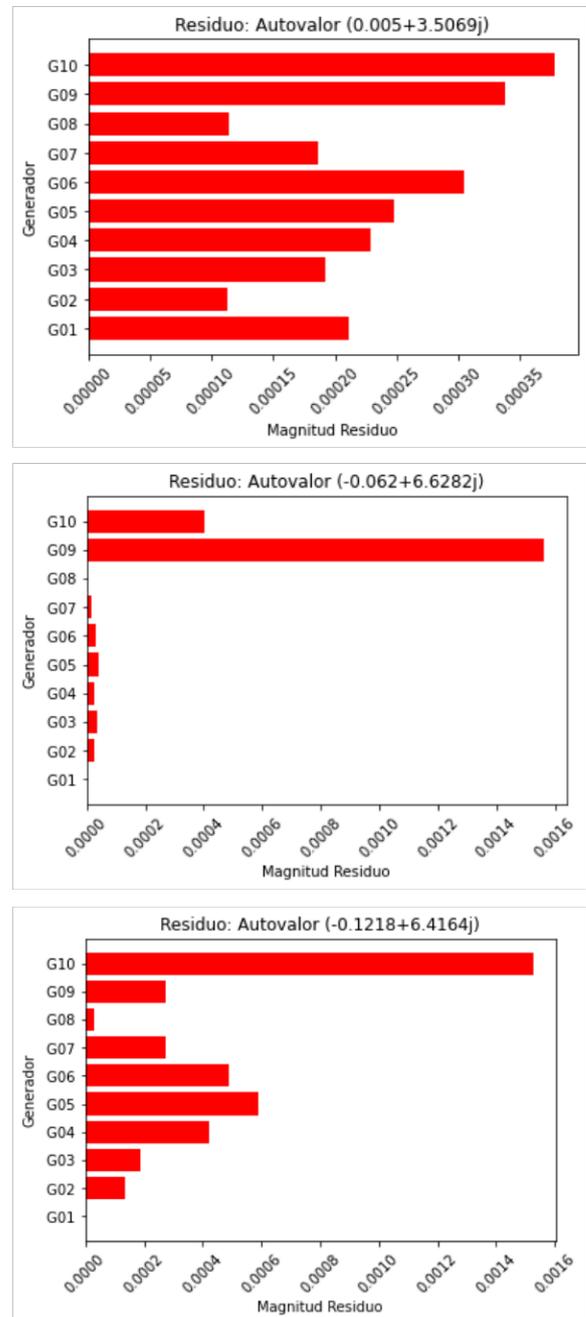


Figura 3.8. Residuo en demanda máxima 2 de los modos 01, 16 y 18 respectivamente

De Figura 3.8, se observa que es evidente implementar PSS's en los generadores 9 y 10. Además, debido a la existencia de modos entre áreas es factible implementar PSS's en los generadores 5 y 6 (para este caso de estudio)

Por lo tanto, en Tabla 3.2, se presenta una tabla resumen con los resultados obtenidos y la ubicación de los PSS para estos puntos de operación.

Tabla 3.2. Comparación por casos de los resultados obtenidos del método del residuo con todas las líneas conectadas

Generador	Ubicación de PSS's			
	Demanda mínima	Demanda media	Demanda máxima 1	Demanda máxima 2
G01	-	-	-	-
G02	-	-	-	-
G03	-	-	-	-
G04	-	-	-	-
G05	-	-	X	X
G06	-	-	X	X
G07	-	-	-	-
G08	-	-	-	-
G09	-	X	X	X
G10	-	X	X	X

3.2 Resultados con la desconexión de la L/T 28 - 29

De igual forma, los resultados en demanda media y demanda máxima 1 se presentaron como ejemplo en metodología, por lo cual se presentan los resultados en demanda mínima y demanda máxima 2 (sobrecargado).

En el escenario de demanda mínima se obtuvieron los siguientes resultados:

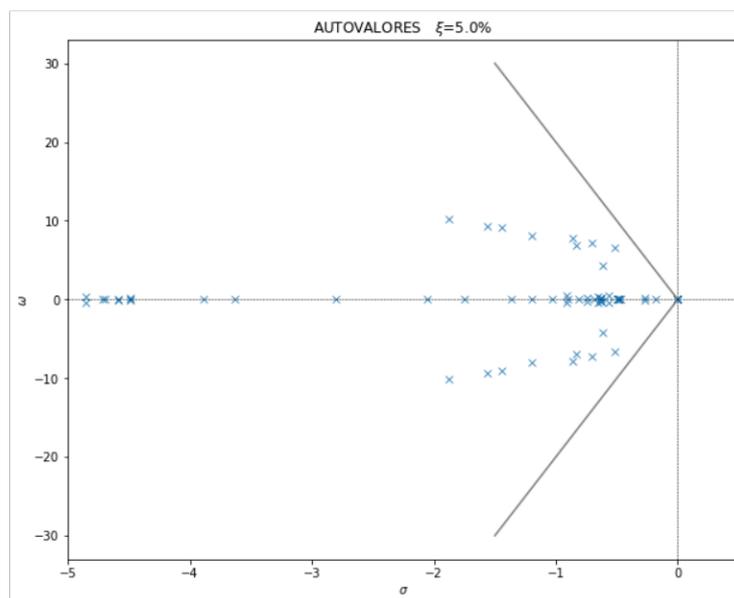


Figura 3.9. Autovalores en demanda mínima sin la L/T 28-29

Se observa que no existen modos con amortiguamiento menor al 5%. Por lo tanto, para este caso de estudio no se requieren PSS.

Los casos en demanda media y demanda máxima 1 ya fueron presentados en la sección anterior, realizamos el mismo procedimiento para demanda máxima 2 (sistema sobrecargado).

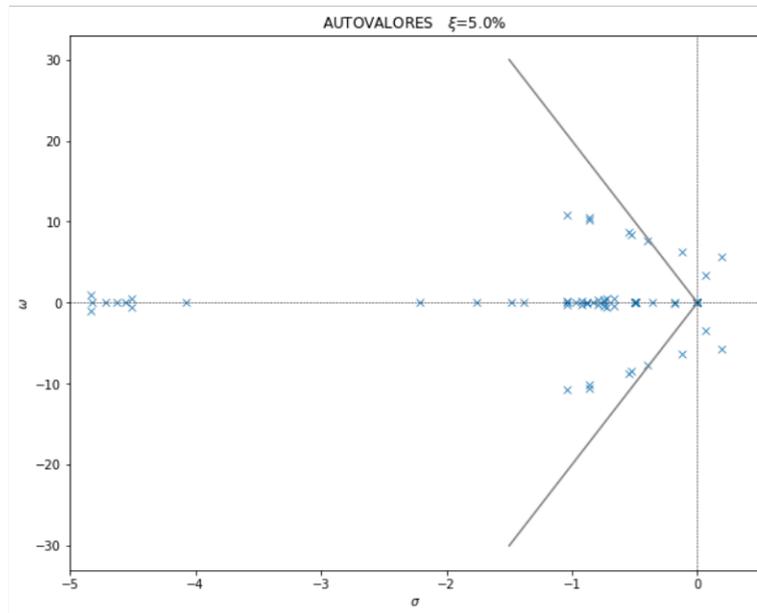


Figura 3.10. Modos oscilatorios en demanda máxima 2 sin la L/T 28-29

Tabla 3.3. Resultados del análisis modal en demanda máxima 2 sin la L/T 28-29

Modo	Parte Real [1/s]	Parte Imaginaria [rad/s]	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento [%]
Mode 00001	0.192305384	5.670943254	0.902558651	-3.38911714
Mode 00002	0.192305384	-5.670943254	0.902558651	-3.38911714
Mode 00003	0.062578534	3.425530106	0.545190049	-1.82652298
Mode 00004	0.062578534	-3.425530106	0.545190049	-1.82652298
Mode 00018	-0.123212244	6.333503034	1.008008315	1.945036338
Mode 00019	-0.123212244	-6.333503034	1.008008315	1.945036338

Se observa que son los mismos polos analizados en demanda máxima 1 desplazados. Analizamos nuevamente su factor de participación y residuo.

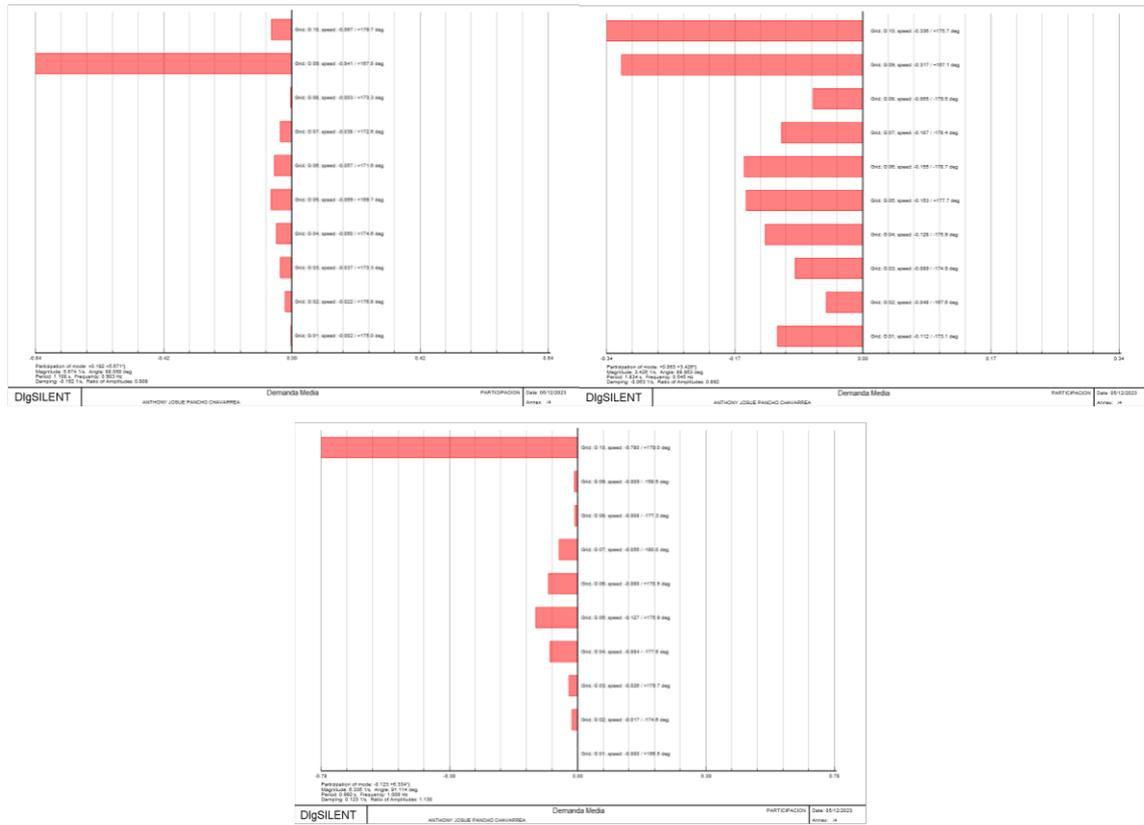


Figura 3.11. Factor de Participación en demanda máxima 2 de los modos 01, 03 y 18 respectivamente

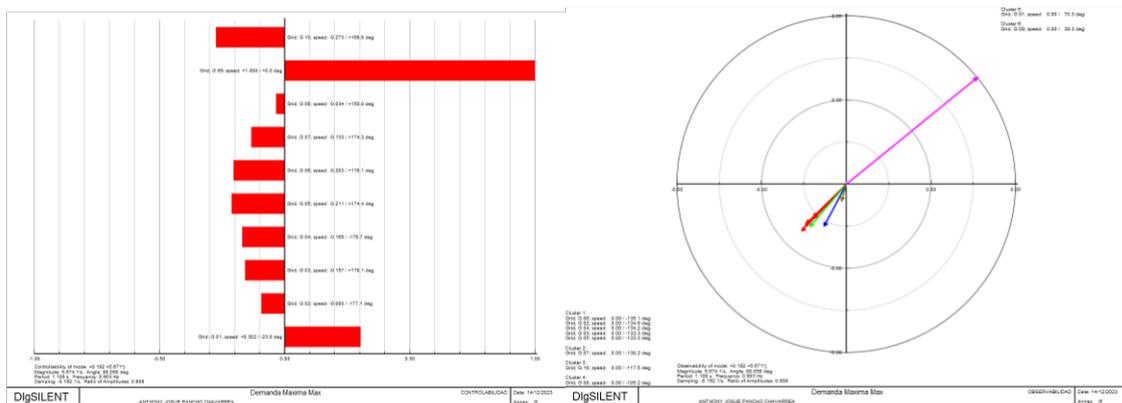


Figura 3.12. Gráfica de controlabilidad y observabilidad del modo 01 en demanda máxima 2

De la gráfica de los autovalores y gráfica de observabilidad del modo 01 se puede observar la existencia de 2 áreas, las cuales son exactamente iguales al del escenario en demanda máxima. Este modo es un modo local ya que tiene una frecuencia de oscilación de 0.90 [Hz]. Notamos que este modo simplemente se ha desplazado en el plano.

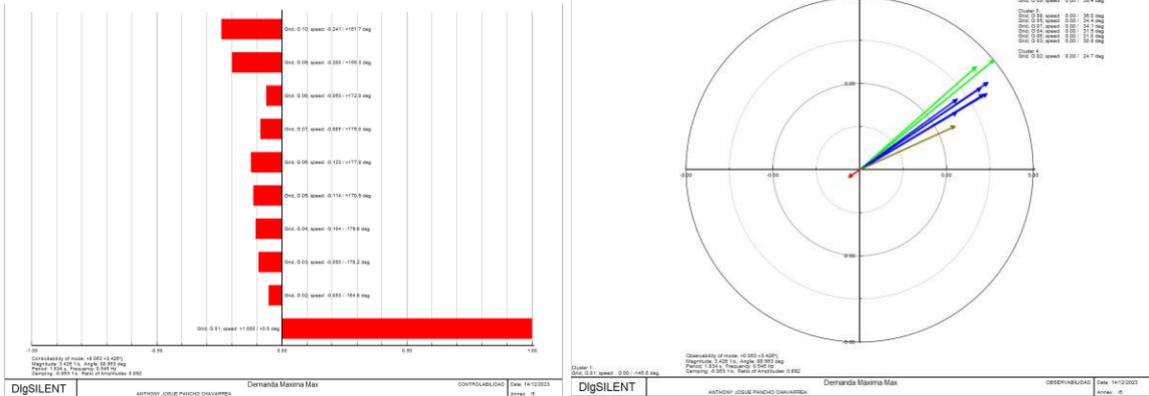


Figura 3.13. Gráfica de controlabilidad y observabilidad del modo 03 en demanda máxima 2

Del modo 3 se puede observar la existencia de 2 áreas, las cuales son los mismos que en el escenario de demanda máxima. Este modo es un modo entre áreas ya que tiene una frecuencia de oscilación de 0.54 [Hz] y requiere de mayor control para su desplazamiento.

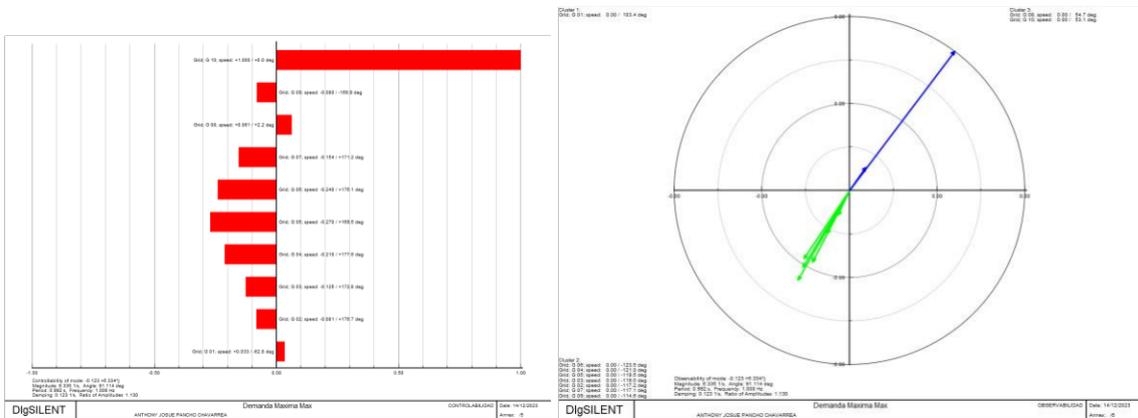


Figura 3.14. Gráfica de controlabilidad y observabilidad del modo 18 en demanda máxima 2

Finalmente, del modo 18 se puede observar la existencia de 2 áreas que también son las mismas que en el escenario de demanda máxima. Este modo es un modo local ya que tiene una frecuencia de oscilación de 1.00 [Hz].

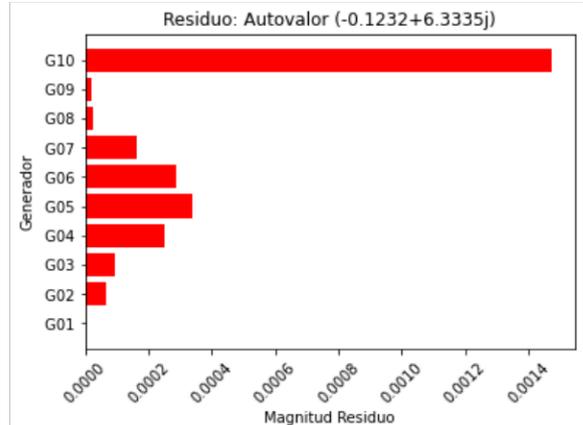
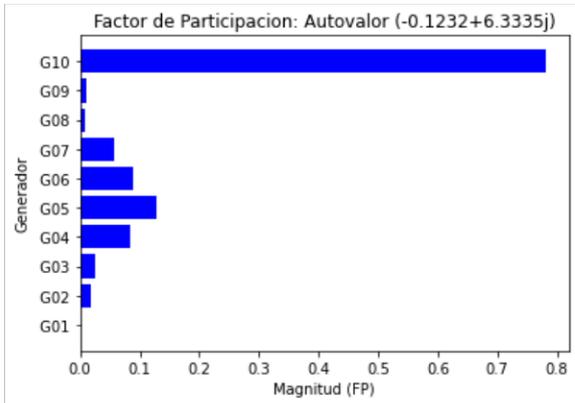
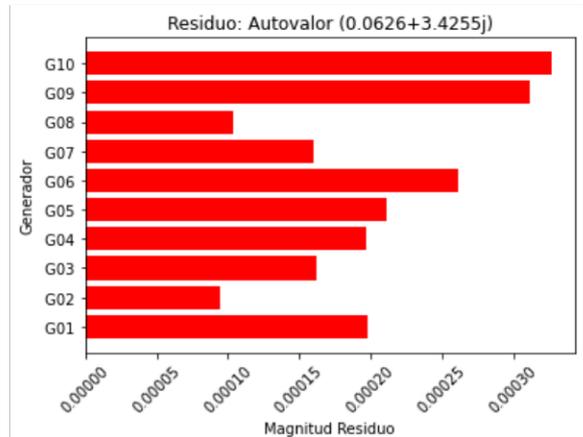
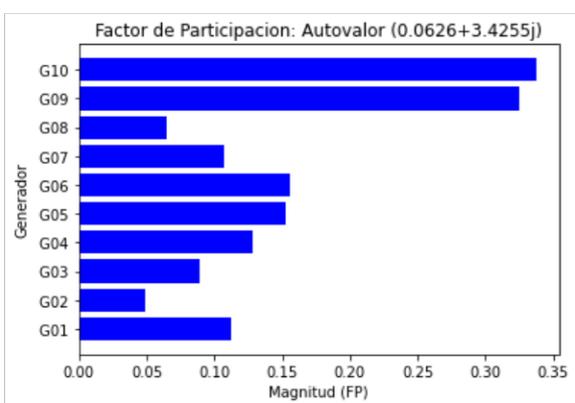
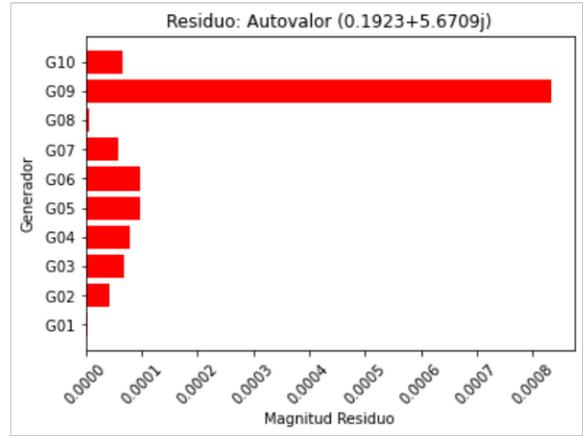
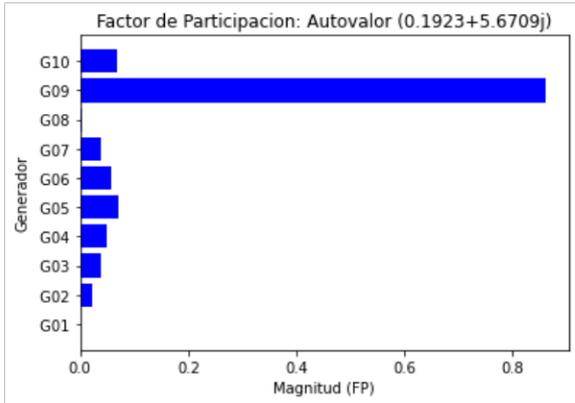


Figura 3.15. Comprobación del Factor de Participación en demanda máxima 2 de los modos 01, 03 y 18 respectivamente

Figura 3.16. Residuo en demanda máxima 2 de los modos 01, 03 y 18 respectivamente

De Figura 3.16, se observa que es evidente (como en los escenarios en donde todas las L/T están conectadas) implementar PSS's en los generadores 9 y 10. Además, que a causa del modo entre área (modo 03) sería conveniente instalar PSS's en los generadores 5 y 6.

3.3 Resultados desconectando las L/T

Ahora bien, siguiendo la metodología indicada, se realiza ahora para cada una de las líneas de transmisión.

Para este punto, se toma en cuenta únicamente los generadores cuyos residuos (en módulo) sean los más grandes. Es decir, aún cuando se tengan modos entre áreas solo se tomarán en cuenta los generadores que tengan el residuo más grande. Esto con la finalidad de observar el número de casos en los que estos aparecen únicamente considerando el criterio de residuo más grande y determinar si es factible o no el implementarlos.

Se simulan en total 136 casos de estudio. Los resultados se los presenta en tabla 3.4 y tabla 3.5

Tabla 3.4. Comparación de la ubicación óptima de PSS obtenida a través del método del residuo para cada caso de estudio

Escenario	L/T desconectada	Demanda Mínima	Demanda Media	Demanda Máxima 1	Demanda Máxima 2
1	Line 01 - 02	-	G09 y G10	G03, G06, G09 y G10	G03, G06, G09 y G10
2	Line 01 - 39	-	G09 y G10	G03, G06, G09 y G10	G03, G06, G09 y G10
3	Line 02 - 03	-	G09 y G10	G06, G09 y G10	G02, G06, G09 y G10
4	Line 02 - 25	-	G09 y G10	G09 y G10	G02, G09 y G10
5	Line 03 - 04	-	G09 y G10	G02, G09 y G10	G02, G09 y G10
6	Line 03 - 18	-	G09 y G10	G09 y G10	G09 y G10
7	Line 04 - 05	-	G09 y G10	G09 y G10	G09 y G10
8	Line 04 - 14	-	G09 y G10	G09 y G10	G09 y G10
9	Line 05 - 06	-	G09 y G10	G09 y G10	G09 y G10
10	Line 05 - 08	-	G09 y G10	G09 y G10	G09 y G10
11	Line 06 - 07	-	G09 y G10	G09 y G10	G09 y G10
12	Line 06 - 11	-	G09 y G10	G03, G09 y G10	G02, G03, G09 y G10
13	Line 07 - 08	-	G09 y G10	G09 y G10	G09 y G10
14	Line 08 - 09	-	G09 y G10	G02, G09 y G10	G02, G06, G09 y G10
15	Line 09 - 39	-	G09 y G10	G02, G09 y G10	G02, G06, G09 y G10
16	Line 10 - 11	-	G09 y G10	G09 y G10	G03, G09 y G10
17	Line 10 - 13	-	G09 y G10	G09 y G10	G09 y G10
18	Line 13 - 14	-	G09 y G10	G09 y G10	G03, G09 y G10
19	Line 14 - 15	-	G09 y G10	G06, G09 y G10	G06, G09 y G10

20	Line 15 - 16	-	G06, G09 y G10	G03, G06, G09 y G10	G03, G06, G09 y G10
21	Line 16 - 17	-	G09	G06, G09 y G10	G06, G09 y G10
22	Line 16 - 19	-	G09 y G10	G06, G09 y G10	G06, G09 y G10
23	Line 16 - 21	-	G06 y G09	G02, G03, G06, G09 y G10	G03, G05, G06, G09 y G10
24	Line 16 - 24	-	G09 y G10	G09 y G10	G09 y G10
25	Line 17 - 18	-	G09 y G10	G06, G09 y G10	G06, G09 y G10
26	Line 17 - 27	-	G09 y G10	G09 y G10	G09 y G10
27	Line 21 - 22	-	G03, G06, G09 y G10	G03, G06, G09 y G10	G03, G06, G09 y G10
28	Line 22 - 23	-	G09 y G10	G07, G09 y G10	G07, G09 y G10
29	Line 23 - 24	-	G09 y G10	G09 y G10	G02, G05, G09 y G10
30	Line 25 - 26	-	G09	G09 y G10	G09 y G10
31	Line 26 - 27	-	G09 y G10	G09 y G10	G09 y G10
32	Line 26 - 28	-	G09 y G10	G09 y G10	G09 y G10
33	Line 26 - 29	-	G09 y G10	G09 y G10	G09 y G10
34	Line 28 - 29	-	G09 y G10	G09 y G10	G09 y G10

Tabla 3.5. Número de escenarios en los que son necesarios PSS

GENERADORES	Escenarios en los cuales se implementan
G01	0
G02	11
G03	15
G04	0
G05	2
G06	12
G07	2
G08	0
G09	102
G10	100

De los resultados presentados, se concluye que es necesario implementar PSS en los generadores 2, 3, 5, 6, 7, 9 y 10.

Cabe recalcar que, a pesar de que los PSS's en los generadores 5 y 7 no aparecen en muchos escenarios, son igualmente considerados. Esto debido a que, algunos modos oscilatorios solamente pueden ser desplazados con estos generadores, por lo cual, desprestigiar la implementación de estos ocasionaría tener modos que no cumplan con el amortiguamiento mínimo.

Realizando esto, se presenta a continuación la gráfica del análisis modal después de implementar estos equipos en el escenario de sistema sobrecargado (que es el caso de estudio más crítico)

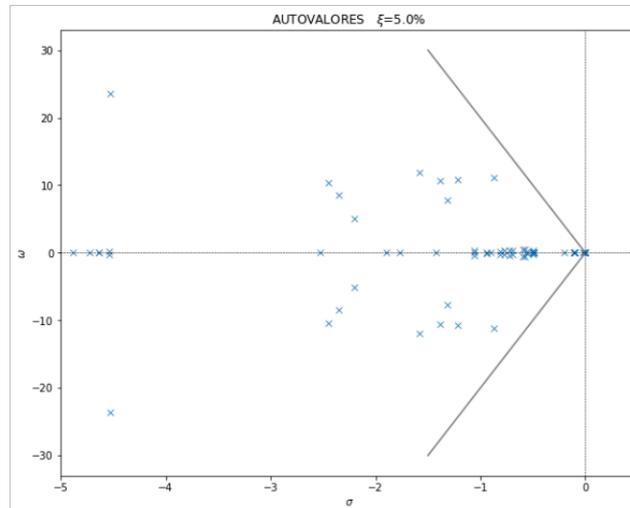


Figura 3.17. Modos oscilatorios en demanda máxima 2 con los PSS's indicados instalados

Cabe señalar que, de acuerdo con [4], se sugiere implementar PSS en los generadores 5, 6, 9 y 10 (mismos resultados obtenidos de analizar solo los escenarios de demanda mínima, demanda media, demanda máxima 1 y 2 sin desconectar ninguna L/T). Por lo cual, para contrastar con los resultados presentados, se realizan dos fallas trifásicas. Una cerca del generador 9 (línea 28-29) y otra en la línea 21-22, que fue el uno de los escenarios en los cuales se vio necesario la implementación de PSS en los generadores 2, 3 y 5. De esta forma se contrastarán los resultados y se observará la efectividad de los PSS para mitigar las oscilaciones ante una perturbación.

Por lo tanto, utilizamos el algoritmo MVMO programado en DPL para encontrar las constantes de tiempo y ganancia adecuadas para la sintonización de los estabilizadores de potencia.

Configuramos los parámetros iniciales de acuerdo con la siguiente figura.

Input parameters:					
	Type	Name	Value	Unit	Description
1	int	Nsave	7		numero de poblacion
2	int	Nrestric	0		numero de restricciones
3	int	Maxeval	1000		evaluaciones de funciones
4	int	Nrandomly_in	35		Número de variable cambiada aleatoriamente
5	int	fs_factor	1		Factor de escala
6	int	Nprint	50		Contador de salida
External Objects:					
	Name	object	Description		
1	PSS1	PSS 2			
2	PSS2	PSS 3			
3	PSS3	PSS 5			
4	PSS4	PSS 6			
5	PSS5	PSS 7			
6	PSS6	PSS 9			
7	PSS7	PSS 10			

Figura 3.18. Configuración de los parámetros iniciales para el algoritmo MVMO

Siguiendo el algoritmo evolutivo presentado en el capítulo 1 se realiza lo siguiente:

- Falla trifásica al 50% de una línea (línea 28-29 cercana al generador 9 y línea 21-22) tras un posterior despeje de falla y desconexión de la línea.
- Simulación en el dominio del tiempo tras la ubicación y sintonización de los PSS.
- Comparación de los resultados con los PSS's 5, 6, 9 y 10 y con los PSS's 2, 3, 5, 6, 7, 9 y 10.

Mostramos los resultados para el escenario de demanda máxima 2 (sobrecargado). Esto debido a que en este las oscilaciones son más fuertes y representa el punto en donde cualquier acción errónea de maniobra o falla en el SEP puede ocasionar una perturbación.

Entonces, se implementa inicialmente PSS's en los generadores 5, 6, 9 y 10 (la configuración de los parámetros iniciales del MVMO se presentan en figuras 2.21 y 2.22) y posteriormente en los generadores 2, 3, 5, 6, 7, 9 y 10 (la configuración de los parámetros de estos se presenta en figura 3.18) para comparar los resultados.

Para los PSS's en los generadores 5, 6, 9 y 10 se obtuvieron los siguientes resultados.

Tabla 3.6. Constantes iniciales de ganancia y tiempo de los PSS's 5, 6, 9 y 10

PSS	K _{pss}	T1	T2	T3	T4
PSS 10	24.16857	0.472181	1.055565	0.038793	0.005061
PSS 5	13.01006	0.143166	0.028361	0.040861	0.006498
PSS 6	46.30111	0.105216	0.025044	0.075482	0.013249
PSS 9	83.22263	0.057946	0.0101	0.151307	0.017239

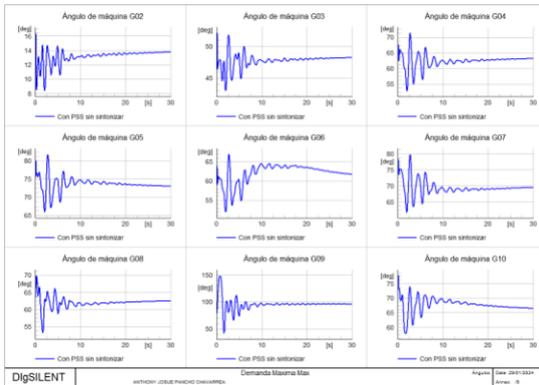


Figura 3.19. Ángulo de máquina de los generadores

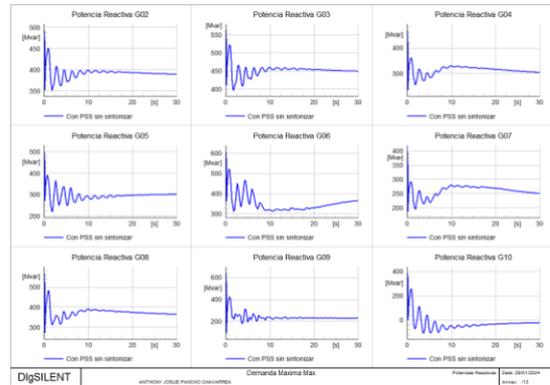


Figura 3.2. Potencia reactiva de los generadores

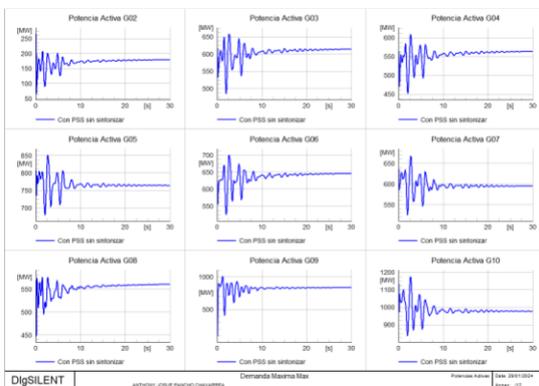


Figura 3.21. Potencia activa de los generadores

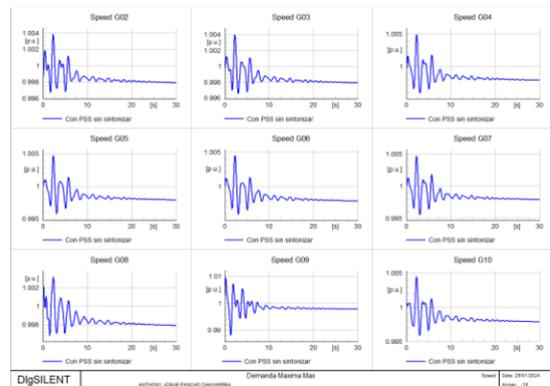


Figura 3.22. Velocidad de los generadores

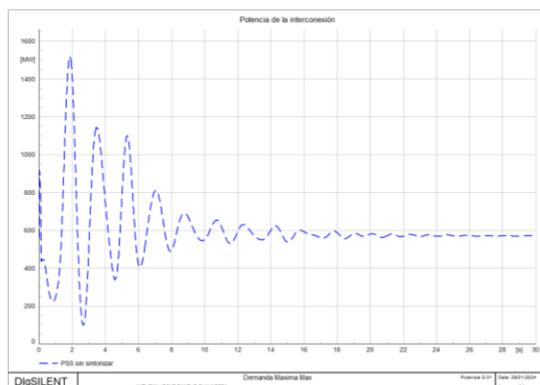


Figura 3.23. Potencia de la interconexión (Generador 01)

De las gráficas presentadas, se observa que efectivamente, los PSS ayudan a mejorar la estabilidad del sistema y a amortiguar las oscilaciones de potencia que se presentan al existir una perturbación en el SEP. Cabe recalcar, que las oscilaciones son fuertes debido a que el sistema está sobrecargado. Además, tras recurrir un tiempo las oscilaciones aún no logran ser amortiguadas por completo.

Aplicando el algoritmo MVMO, y simulando el mismo escenario (falla en la L/T 28-29) se obtuvieron los siguientes resultados.

Tabla 3.7. Constantes finales de ganancia y tiempo de los PSS's 5, 6, 9 y 10

PSS	Kpss	T1	T2	T3	T4
PSS 10	18.88933	0.185899	0.250788	0.15239	0.013641
PSS 5	53.77316	0.157031	0.033515	0.15728	0.017456
PSS 6	1.230288	0.06158	0.010652	0.042533	0.01727
PSS 9	51.21165	0.047791	0.015132	0.097613	0.009045

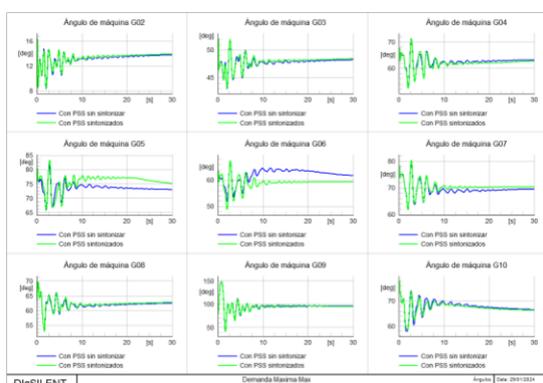


Figura 3.24. Comparación del ángulo de máquina de los generadores antes (azul) y después de la sintonización (verde)

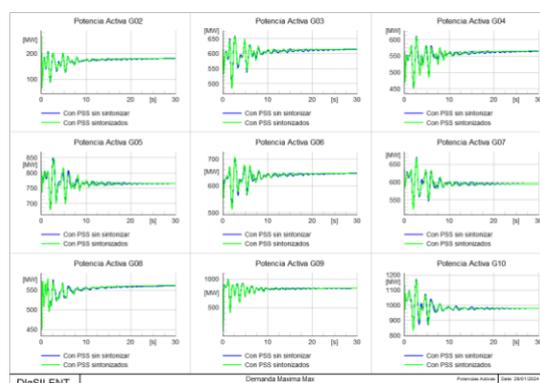


Figura 3.25. Comparación de potencia activa de los generadores antes (azul) y después de la sintonización (verde)

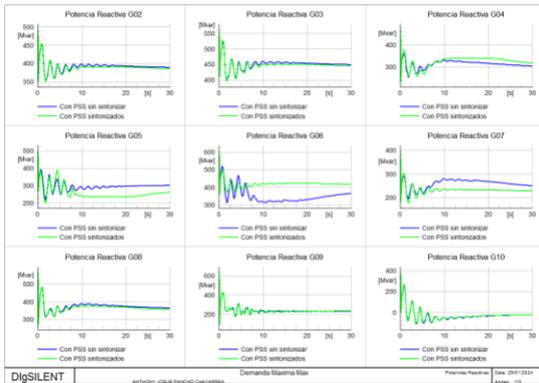


Figura 3.26. Comparación de potencia reactiva de los generadores antes (azul) y después de la sintonización (verde)

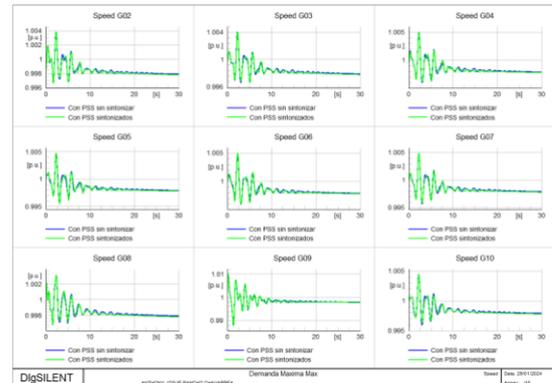


Figura 3.27. Comparación de velocidad de los generadores antes (azul) y después de la sintonización (verde)

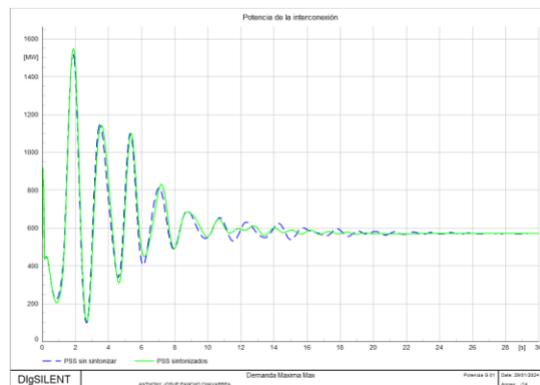


Figura 3.28. Comparación de potencia de la interconexión antes (azul) y después de la sintonización (verde)

En primera instancia, se muestra que la sintonización de los PSS's cumple con amortiguar, en menor tiempo, las oscilaciones. Las variables de ángulo de máquina, velocidad y potencia activa y reactiva muestran que se logra amortiguar en menor tiempo, en la mayoría de los generadores, las oscilaciones producidas por la falla en la L/T 28-29, alcanzando un punto estable a lo largo del tiempo.

En contraste, se realiza una falla en la L/T 21-22 y con los PSS's sintonizados de los generadores 2, 3, 5, 6, 7, 9 y 10.

Tabla 3.8. Constantes finales de ganancia y tiempo de los PSS's 2, 3, 5, 6, 7, 9 y 10

PSS	Kpss	T1	T2	T3	T4
PSS 10	94.09202	0.064408	0.004637	0.149039	0.057763
PSS 2	91.48386	0.160349	0.035124	0.160102	0.03851
PSS 3	49.84508	0.138783	0.011106	0.163492	0.043163
PSS 5	64.54866	0.090564	0.009122	0.150814	0.011195

PSS 6	80.80433	0.127645	0.163592	0.07045	0.01744
PSS 7	84.65749	0.047945	0.003783	0.102332	0.031436
PSS 9	68.77424	0.054044	0.02581	0.153368	0.075933

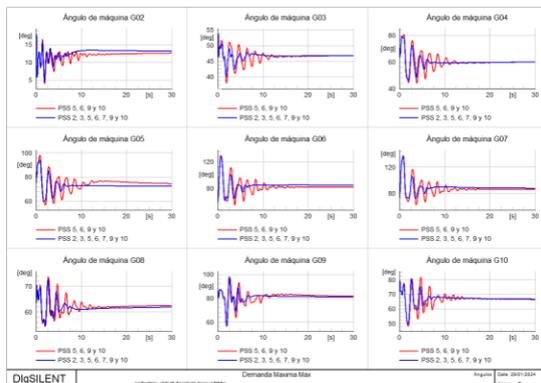


Figura 3.29. Comparación del ángulo de máquina de los generadores con los PSS's 5, 6, 9 y 10 (rojo) y con los PSS's 2, 3, 5, 6, 7 y 9 y 10 (azul)

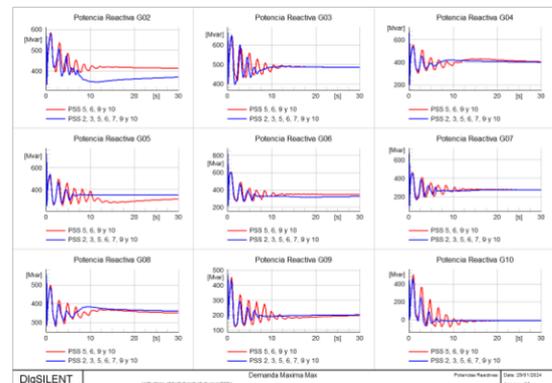


Figura 3.30. Comparación de potencia reactiva de los generadores con los PSS's 5, 6, 9 y 10 (rojo) y con los PSS's 2, 3, 5, 6, 7 y 9 y 10 (azul)

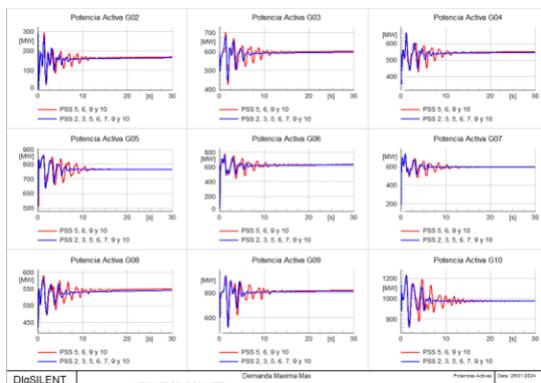


Figura 3.31. Comparación de potencia activa de los generadores con los PSS's 5, 6, 9 y 10 (rojo) y con los PSS's 2, 3, 5, 6, 7 y 9 y 10 (azul)

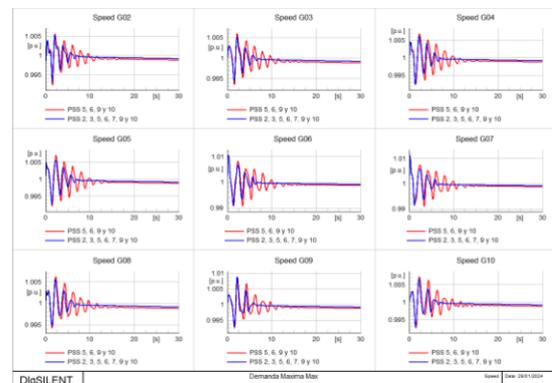


Figura 3.32. Comparación de velocidad de los generadores con los PSS's 5, 6, 9 y 10 (rojo) y con los PSS's 2, 3, 5, 6, 7 y 9 y 10 (azul)

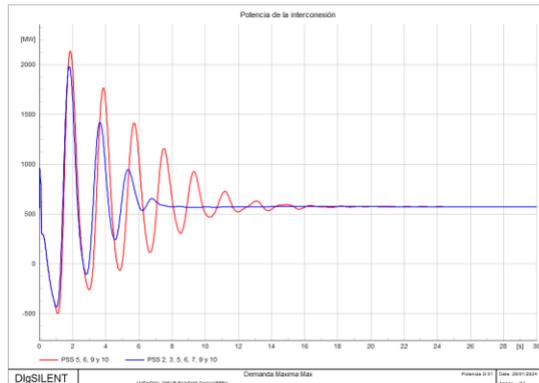


Figura 3.33. Comparación de potencia de la interconexión con los PSS's 5, 6, 9 y 10 (rojo) y con los PSS's 2, 3, 5, 6, 7 y 9 y 10 (azul)

A partir de estos resultados, se permite decir que la instalación adicional de PSS en los generadores 2, 3 y 7 ayudan a mejorar la estabilidad del sistema considerablemente.

3.4 Conclusiones

- Se concluye que el análisis modal permite tener una idea previa de la estabilidad del sistema. A través de este, se identifican los modos de oscilación electromecánicos inestables y, de poseer un amortiguamiento menor al 5%, se lo analiza con la finalidad de observar que generadores son los que más aportan en la excitación o desplazamiento de este para llevarlo a un punto estable.
- El análisis modal y la obtención de los factores de participación y residuos, tomando como variables de control y observabilidad el ángulo del rotor y la velocidad, permiten identificar que generadores son los más adecuados en los cuales implementar estabilizadores de potencia (PSS). Se concluye que a través de estos se identifica y asegura la estabilidad en los modos oscilatorios puesto que, tras implementarlos, el análisis modal indica que no existen modos con amortiguamiento menor al 5%.
- El análisis modal dependerá de las condiciones del sistema, en donde al variar parámetros de demanda y/o despacho de los generadores se generan escenarios o puntos de operación distintos. Por lo cual, al ir desconectando L/T redistribuimos el flujo de potencia y, por ende, el análisis modal incluirá los modos oscilatorios inestables en estos casos de estudio.

- Se concluye que método del residuo asegura la correcta ubicación de los PSS. Como se presentó en las tablas 3.4. y 3.5. en la sección de resultados, se observa que la necesidad de implementar PSS's adicionales en los generadores 2, 3, 5, 6, 7, 9 y 10. A pesar de que en los generadores 5 y 7 no se observa muchos casos de estudio en donde son necesarios, se los implementa debido a que con estos el análisis modal indica que todos los modos de oscilación electromecánicos son estables.
- Se concluye que la sintonización de PSS mediante el algoritmo evolutivo MVMO es eficiente y rápida. A través de este es posible determinar las constantes de tiempo y ganancia más adecuadas para cualquier cantidad de estabilizadores de potencia configurando adecuadamente los parámetros de inicialización (como es el número de individuos, factor de escala, límites de las variables de decisión, etc).
- Se concluye que la sintonización de estabilizadores de potencia ayuda a amortiguar las oscilaciones de potencia. Como se puede observar en las figuras 3.24 a 3.28, las oscilaciones que se presentan en el sistema se ven amortiguadas más rápidamente con los PSS's sintonizados.
- Se concluye que a pesar de que los estabilizadores iniciales (en los generadores 5, 6, 9 y 10) permiten amortiguar las oscilaciones, la implementación adicional de PSS en los generadores indicados (2, 3 y 7) ayuda a mitigar las oscilaciones con mayor rapidez como se puede observar en las gráficas en el dominio del tiempo (véase desde Figura 3.29 en adelante).

3.5 Recomendaciones

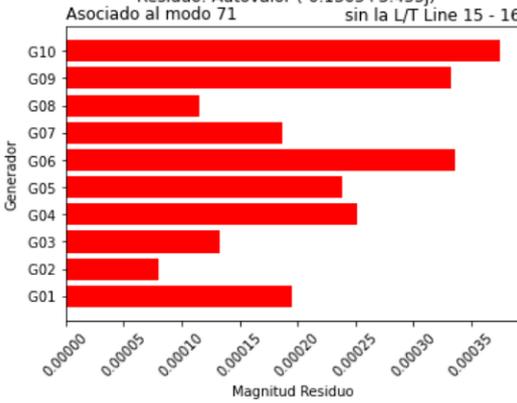
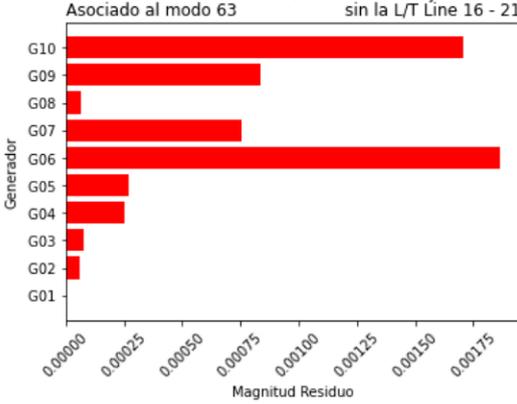
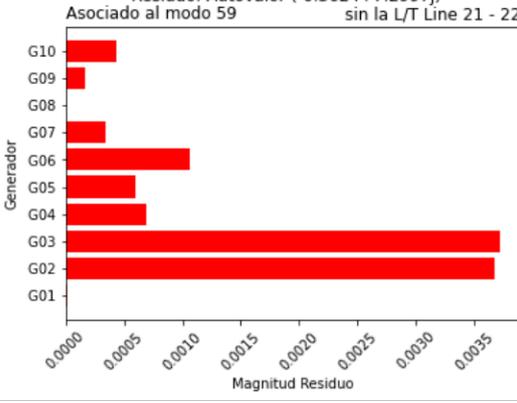
- Se recomienda realizar simulación Montecarlo variando los parámetros de despacho de los generadores y demanda de las carga. Esto con la finalidad de tener miles de escenarios de simulación y comprobar la ubicación de los estabilizadores de potencia.

4 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] R. Freyr Bragason, «Damping in the Icelandic power system Small signal stability analysis and solutions», *Dept Ind. Electr. Eng. Autom. Lund Univ.*, 2005.
- [2] D. Mondal, A. Chakrabarti, y A. Sengupta, *Power System Small Signal Stability Analysis and Control*, First Edition. Academic Press, 2014.
- [3] F. Dussaud, «An application of modal analysis in electric power systems to study inter-area oscillations.».
- [4] J. A. Oscullo y C. F. Gallardo, «Residue Method Evaluation for the Location of PSS with Sliding Mode Control and Fuzzy for Power Electromechanical Oscillation Damping Control», *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 18, n.º 01, pp. 24-31, ene. 2020, doi: 10.1109/TLA.2020.9049458.
- [5] B. Pal y B. Chaudhuri, *Robust Control in Power Systems*, First edition. London: Springer International Publishing, 2005.
- [6] P. Kundur, *Power system stability and control*. McGraw-Hill.
- [7] G. Argüello y H. Flores, «Estudio de estabilidad de pequeña señal en el sistema nacional interconectado aplicando el método de análisis modal», *Esc. Politécnica Nac.*, vol. 19, 2005.
- [8] K. Lee y M. El-Sharkawi, *Modern Heuristic Optimization Techniques, Theory and applications to power systems*, First edition. United States of America: IEEE Press, 2008.
- [9] F. Gonzales y J. Rueda, *PowerFactory Applications for Power System Analysis*, First Edition. Switzerland: Springer International Publishing, 2014.

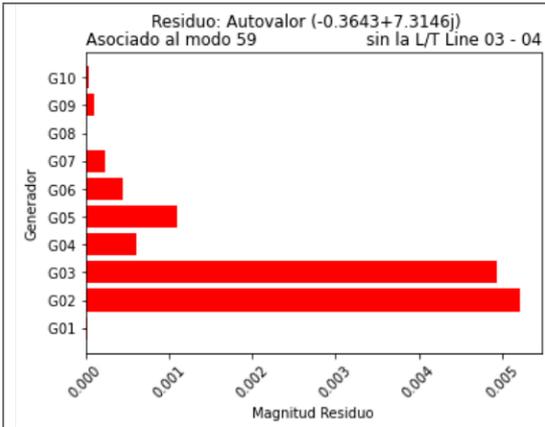
5 ANEXOS

ANEXO I Gráficas de los residuos relevantes en demanda media desconectando las líneas de transmisión

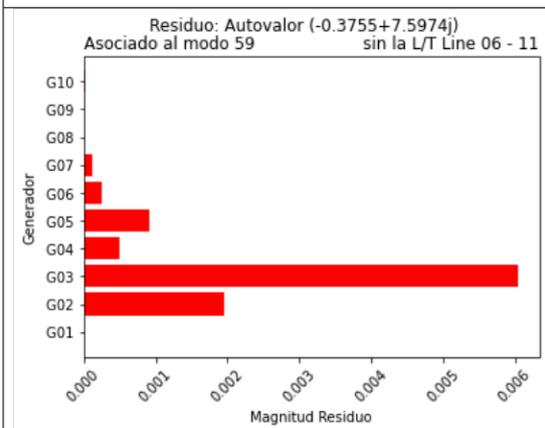
Gráfica del módulo del residuo	Resultados del análisis modal																											
<p>Residuo: Autovalor (-0.1305+3.455j) Asociado al modo 71 sin la L/T Line 15 - 16</p> 	<table border="1"> <thead> <tr> <th>AUTOVALORES</th> <th>FRECUENCIA (Hz)</th> <th>AMORTIGUAMIENTO (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>-0.1464+6.7764j</td> <td>1.078498</td> <td>2.159935</td> </tr> <tr> <td>-0.1464-6.7764j</td> <td>1.078498</td> <td>2.159935</td> </tr> <tr> <td>-0.2721+6.4762j</td> <td>1.030719</td> <td>4.197834</td> </tr> <tr> <td>-0.2721-6.4762j</td> <td>1.030719</td> <td>4.197834</td> </tr> <tr> <td>-0.1305+3.4550j</td> <td>0.549880</td> <td>3.774443</td> </tr> <tr> <td>-0.1305-3.4550j</td> <td>0.549880</td> <td>3.774443</td> </tr> </tbody> </table>	AUTOVALORES	FRECUENCIA (Hz)	AMORTIGUAMIENTO (%)	-0.1464+6.7764j	1.078498	2.159935	-0.1464-6.7764j	1.078498	2.159935	-0.2721+6.4762j	1.030719	4.197834	-0.2721-6.4762j	1.030719	4.197834	-0.1305+3.4550j	0.549880	3.774443	-0.1305-3.4550j	0.549880	3.774443						
AUTOVALORES	FRECUENCIA (Hz)	AMORTIGUAMIENTO (%)																										
-0.1464+6.7764j	1.078498	2.159935																										
-0.1464-6.7764j	1.078498	2.159935																										
-0.2721+6.4762j	1.030719	4.197834																										
-0.2721-6.4762j	1.030719	4.197834																										
-0.1305+3.4550j	0.549880	3.774443																										
-0.1305-3.4550j	0.549880	3.774443																										
<p>Residuo: Autovalor (-0.2442+6.4078j) Asociado al modo 63 sin la L/T Line 16 - 21</p> 	<table border="1"> <thead> <tr> <th>AUTOVALORES</th> <th>FRECUENCIA (Hz)</th> <th>AMORTIGUAMIENTO (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>-0.1702+6.7941j</td> <td>1.081315</td> <td>2.504329</td> </tr> <tr> <td>-0.1702-6.7941j</td> <td>1.081315</td> <td>2.504329</td> </tr> <tr> <td>-0.2442+6.4078j</td> <td>1.019833</td> <td>3.808216</td> </tr> <tr> <td>-0.2442-6.4078j</td> <td>1.019833</td> <td>3.808216</td> </tr> </tbody> </table>	AUTOVALORES	FRECUENCIA (Hz)	AMORTIGUAMIENTO (%)	-0.1702+6.7941j	1.081315	2.504329	-0.1702-6.7941j	1.081315	2.504329	-0.2442+6.4078j	1.019833	3.808216	-0.2442-6.4078j	1.019833	3.808216												
AUTOVALORES	FRECUENCIA (Hz)	AMORTIGUAMIENTO (%)																										
-0.1702+6.7941j	1.081315	2.504329																										
-0.1702-6.7941j	1.081315	2.504329																										
-0.2442+6.4078j	1.019833	3.808216																										
-0.2442-6.4078j	1.019833	3.808216																										
<p>Residuo: Autovalor (-0.3624+7.2997j) Asociado al modo 59 sin la L/T Line 21 - 22</p> 	<table border="1"> <thead> <tr> <th>AUTOVALORES</th> <th>FRECUENCIA (Hz)</th> <th>AMORTIGUAMIENTO (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>-0.3624+7.2997j</td> <td>1.161783</td> <td>4.958481</td> </tr> <tr> <td>-0.3624-7.2997j</td> <td>1.161783</td> <td>4.958481</td> </tr> <tr> <td>-0.1696+6.7635j</td> <td>1.076444</td> <td>2.506789</td> </tr> <tr> <td>-0.1696-6.7635j</td> <td>1.076444</td> <td>2.506789</td> </tr> <tr> <td>-0.1795+6.1967j</td> <td>0.986235</td> <td>2.895489</td> </tr> <tr> <td>-0.1795-6.1967j</td> <td>0.986235</td> <td>2.895489</td> </tr> <tr> <td>-0.1679+3.5958j</td> <td>0.572289</td> <td>4.664255</td> </tr> <tr> <td>-0.1679-3.5958j</td> <td>0.572289</td> <td>4.664255</td> </tr> </tbody> </table>	AUTOVALORES	FRECUENCIA (Hz)	AMORTIGUAMIENTO (%)	-0.3624+7.2997j	1.161783	4.958481	-0.3624-7.2997j	1.161783	4.958481	-0.1696+6.7635j	1.076444	2.506789	-0.1696-6.7635j	1.076444	2.506789	-0.1795+6.1967j	0.986235	2.895489	-0.1795-6.1967j	0.986235	2.895489	-0.1679+3.5958j	0.572289	4.664255	-0.1679-3.5958j	0.572289	4.664255
AUTOVALORES	FRECUENCIA (Hz)	AMORTIGUAMIENTO (%)																										
-0.3624+7.2997j	1.161783	4.958481																										
-0.3624-7.2997j	1.161783	4.958481																										
-0.1696+6.7635j	1.076444	2.506789																										
-0.1696-6.7635j	1.076444	2.506789																										
-0.1795+6.1967j	0.986235	2.895489																										
-0.1795-6.1967j	0.986235	2.895489																										
-0.1679+3.5958j	0.572289	4.664255																										
-0.1679-3.5958j	0.572289	4.664255																										

ANEXO II Gráficas de los residuos relevantes en demanda máxima 1 desconectando las líneas de transmisión

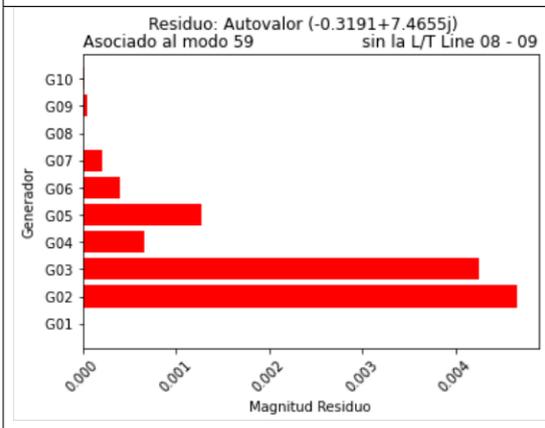
Gráfica del módulo del residuo	Resultados del análisis modal																											
<p style="text-align: center;">Residuo: Autovalor $(-0.3197+7.56j)$ Asociado al modo 59 sin la L/T Line 01 - 02</p>	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="text-align: left;">AUTOVALORES</th> <th style="text-align: left;">FRECUENCIA (Hz)</th> <th style="text-align: left;">AMORTIGUAMIENTO (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>$-0.3197+7.5600j$</td><td>1.203211</td><td>4.225060</td></tr> <tr><td>$-0.3197-7.5600j$</td><td>1.203211</td><td>4.225060</td></tr> <tr><td>$-0.0626+6.5551j$</td><td>1.043277</td><td>0.954938</td></tr> <tr><td>$-0.0626-6.5551j$</td><td>1.043277</td><td>0.954938</td></tr> <tr><td>$0.0579+5.6902j$</td><td>0.905623</td><td>-1.017486</td></tr> <tr><td>$0.0579-5.6902j$</td><td>0.905623</td><td>-1.017486</td></tr> <tr><td>$0.1846+2.0201j$</td><td>0.321509</td><td>-9.100244</td></tr> <tr><td>$0.1846-2.0201j$</td><td>0.321509</td><td>-9.100244</td></tr> </tbody> </table>	AUTOVALORES	FRECUENCIA (Hz)	AMORTIGUAMIENTO (%)	$-0.3197+7.5600j$	1.203211	4.225060	$-0.3197-7.5600j$	1.203211	4.225060	$-0.0626+6.5551j$	1.043277	0.954938	$-0.0626-6.5551j$	1.043277	0.954938	$0.0579+5.6902j$	0.905623	-1.017486	$0.0579-5.6902j$	0.905623	-1.017486	$0.1846+2.0201j$	0.321509	-9.100244	$0.1846-2.0201j$	0.321509	-9.100244
AUTOVALORES	FRECUENCIA (Hz)	AMORTIGUAMIENTO (%)																										
$-0.3197+7.5600j$	1.203211	4.225060																										
$-0.3197-7.5600j$	1.203211	4.225060																										
$-0.0626+6.5551j$	1.043277	0.954938																										
$-0.0626-6.5551j$	1.043277	0.954938																										
$0.0579+5.6902j$	0.905623	-1.017486																										
$0.0579-5.6902j$	0.905623	-1.017486																										
$0.1846+2.0201j$	0.321509	-9.100244																										
$0.1846-2.0201j$	0.321509	-9.100244																										
<p style="text-align: center;">Residuo: Autovalor $(-0.3043+7.5596j)$ Asociado al modo 59 sin la L/T Line 01 - 39</p>	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="text-align: left;">AUTOVALORES</th> <th style="text-align: left;">FRECUENCIA (Hz)</th> <th style="text-align: left;">AMORTIGUAMIENTO (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>$-0.3043+7.5596j$</td><td>1.203148</td><td>4.022088</td></tr> <tr><td>$-0.3043-7.5596j$</td><td>1.203148</td><td>4.022088</td></tr> <tr><td>$-0.0612+6.5728j$</td><td>1.046094</td><td>0.931070</td></tr> <tr><td>$-0.0612-6.5728j$</td><td>1.046094</td><td>0.931070</td></tr> <tr><td>$0.0308+5.8268j$</td><td>0.927364</td><td>-0.528585</td></tr> <tr><td>$0.0308-5.8268j$</td><td>0.927364</td><td>-0.528585</td></tr> <tr><td>$0.1977+2.0853j$</td><td>0.331886</td><td>-9.438328</td></tr> <tr><td>$0.1977-2.0853j$</td><td>0.331886</td><td>-9.438328</td></tr> </tbody> </table>	AUTOVALORES	FRECUENCIA (Hz)	AMORTIGUAMIENTO (%)	$-0.3043+7.5596j$	1.203148	4.022088	$-0.3043-7.5596j$	1.203148	4.022088	$-0.0612+6.5728j$	1.046094	0.931070	$-0.0612-6.5728j$	1.046094	0.931070	$0.0308+5.8268j$	0.927364	-0.528585	$0.0308-5.8268j$	0.927364	-0.528585	$0.1977+2.0853j$	0.331886	-9.438328	$0.1977-2.0853j$	0.331886	-9.438328
AUTOVALORES	FRECUENCIA (Hz)	AMORTIGUAMIENTO (%)																										
$-0.3043+7.5596j$	1.203148	4.022088																										
$-0.3043-7.5596j$	1.203148	4.022088																										
$-0.0612+6.5728j$	1.046094	0.931070																										
$-0.0612-6.5728j$	1.046094	0.931070																										
$0.0308+5.8268j$	0.927364	-0.528585																										
$0.0308-5.8268j$	0.927364	-0.528585																										
$0.1977+2.0853j$	0.331886	-9.438328																										
$0.1977-2.0853j$	0.331886	-9.438328																										
<p style="text-align: center;">Residuo: Autovalor $(0.0129+3.5249j)$ Asociado al modo 66 sin la L/T Line 02 - 03</p>	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="text-align: left;">AUTOVALORES</th> <th style="text-align: left;">FRECUENCIA (Hz)</th> <th style="text-align: left;">AMORTIGUAMIENTO (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>$-0.0714+6.5983j$</td><td>1.050152</td><td>1.082034</td></tr> <tr><td>$-0.0714-6.5983j$</td><td>1.050152</td><td>1.082034</td></tr> <tr><td>$0.0530+5.1501j$</td><td>0.819664</td><td>-1.029052</td></tr> <tr><td>$0.0530-5.1501j$</td><td>0.819664</td><td>-1.029052</td></tr> <tr><td>$0.0129+3.5249j$</td><td>0.561005</td><td>-0.365965</td></tr> <tr><td>$0.0129-3.5249j$</td><td>0.561005</td><td>-0.365965</td></tr> </tbody> </table>	AUTOVALORES	FRECUENCIA (Hz)	AMORTIGUAMIENTO (%)	$-0.0714+6.5983j$	1.050152	1.082034	$-0.0714-6.5983j$	1.050152	1.082034	$0.0530+5.1501j$	0.819664	-1.029052	$0.0530-5.1501j$	0.819664	-1.029052	$0.0129+3.5249j$	0.561005	-0.365965	$0.0129-3.5249j$	0.561005	-0.365965						
AUTOVALORES	FRECUENCIA (Hz)	AMORTIGUAMIENTO (%)																										
$-0.0714+6.5983j$	1.050152	1.082034																										
$-0.0714-6.5983j$	1.050152	1.082034																										
$0.0530+5.1501j$	0.819664	-1.029052																										
$0.0530-5.1501j$	0.819664	-1.029052																										
$0.0129+3.5249j$	0.561005	-0.365965																										
$0.0129-3.5249j$	0.561005	-0.365965																										



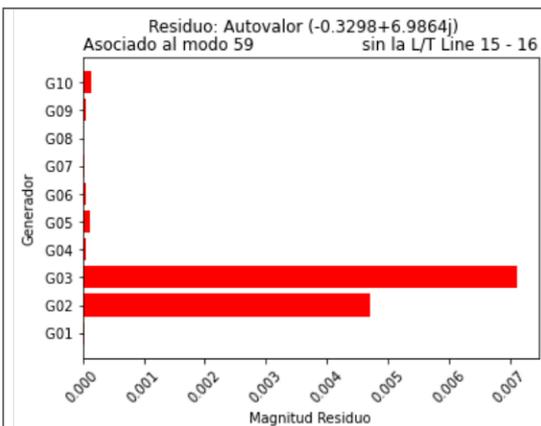
AUTOVALORES	FRECUENCIA (Hz)	AMORTIGUAMIENTO (%)
-0.3643+7.3146j	1.164155	4.974285
-0.3643-7.3146j	1.164155	4.974285
-0.0962+6.6793j	1.063044	1.440121
-0.0962-6.6793j	1.063044	1.440121
-0.1307+6.2286j	0.991312	2.097923
-0.1307-6.2286j	0.991312	2.097923
0.0349+3.4323j	0.546268	-1.016758
0.0349-3.4323j	0.546268	-1.016758



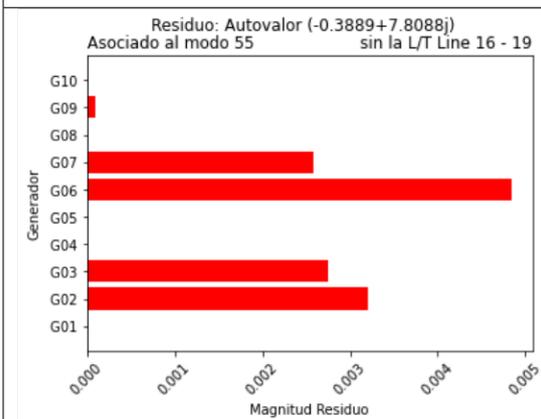
AUTOVALORES	FRECUENCIA (Hz)	AMORTIGUAMIENTO (%)
-0.3755+7.5974j	1.209164	4.936455
-0.3755-7.5974j	1.209164	4.936455
-0.0803+6.6492j	1.058253	1.207576
-0.0803-6.6492j	1.058253	1.207576
-0.1352+6.3858j	1.016332	2.116723
-0.1352-6.3858j	1.016332	2.116723
0.0243+3.3690j	0.536193	-0.721264
0.0243-3.3690j	0.536193	-0.721264



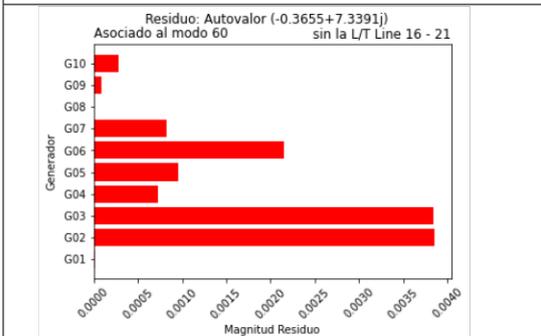
AUTOVALORES	FRECUENCIA (Hz)	AMORTIGUAMIENTO (%)
-0.3191+7.4655j	1.188171	4.270429
-0.3191-7.4655j	1.188171	4.270429
-0.0816+6.6412j	1.056980	1.228601
-0.0816-6.6412j	1.056980	1.228601
-0.0982+6.3758j	1.014740	1.540016
-0.0982-6.3758j	1.014740	1.540016



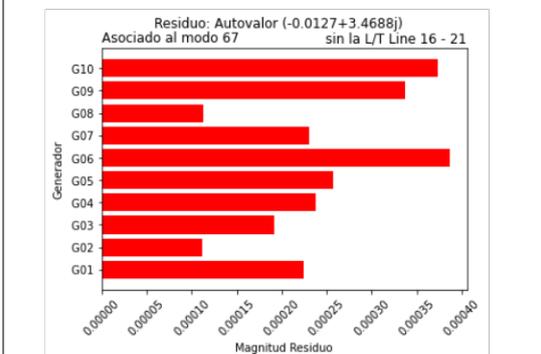
AUTOVALORES	FRECUENCIA (Hz)	AMORTIGUAMIENTO (%)
-0.3298+6.9864j	1.111920	4.715349
-0.3298-6.9864j	1.111920	4.715349
-0.0669+6.6383j	1.056518	1.007737
-0.0669-6.6383j	1.056518	1.007737
-0.1058+6.1555j	0.979678	1.718534
-0.1058-6.1555j	0.979678	1.718534
0.1318+3.1739j	0.505142	-4.149044
0.1318-3.1739j	0.505142	-4.149044

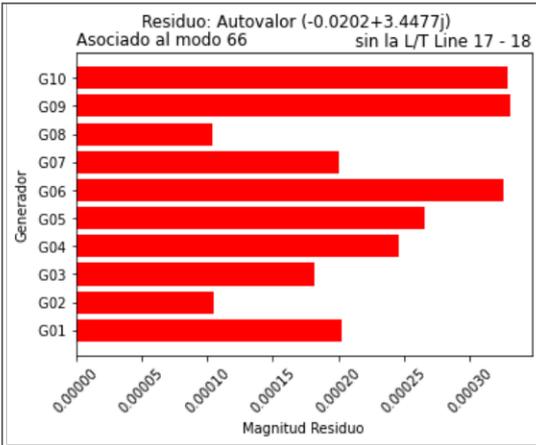


AUTOVALORES	FRECUENCIA (Hz)	AMORTIGUAMIENTO (%)
-0.3889+7.8088j	1.242809	4.974114
-0.3889-7.8088j	1.242809	4.974114
-0.2119+6.7858j	1.079994	3.121176
-0.2119-6.7858j	1.079994	3.121176
-0.1020+6.6936j	1.065320	1.523667
-0.1020-6.6936j	1.065320	1.523667
0.0002+3.8246j	0.608704	-0.005229
0.0002-3.8246j	0.608704	-0.005229

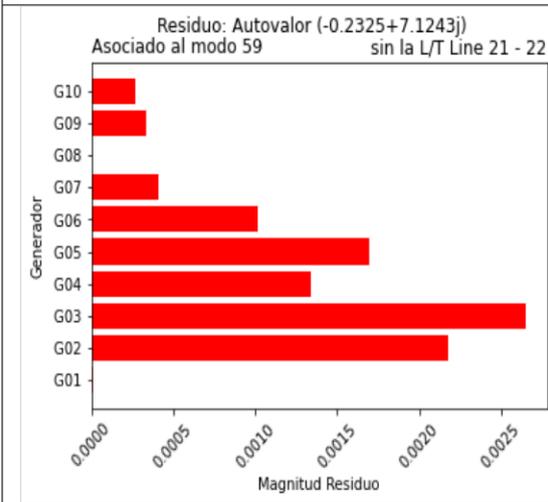


AUTOVALORES	FRECUENCIA (Hz)	AMORTIGUAMIENTO (%)
-0.3655+7.3391j	1.168054	4.974010
-0.3655-7.3391j	1.168054	4.974010
-0.1011+6.6614j	1.060195	1.517524
-0.1011-6.6614j	1.060195	1.517524
-0.0967+6.1661j	0.981365	1.568059
-0.0967-6.1661j	0.981365	1.568059
-0.0127+3.4688j	0.552077	0.366118
-0.0127-3.4688j	0.552077	0.366118

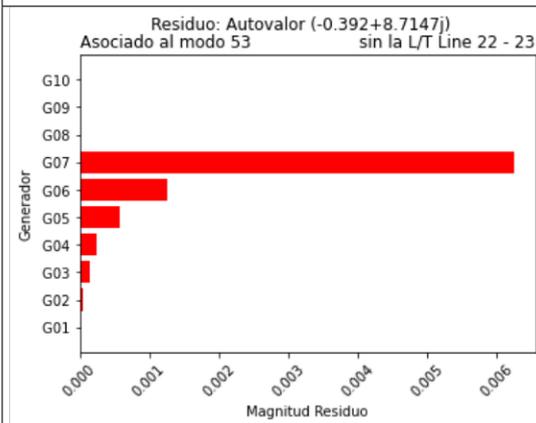




AUTOVALORES	FRECUENCIA (Hz)	AMORTIGUAMIENTO (%)
-0.0585+6.6490j	1.058221	0.879798
-0.0585-6.6490j	1.058221	0.879798
-0.0899+6.0757j	0.966978	1.479503
-0.0899-6.0757j	0.966978	1.479503
-0.0202+3.4477j	0.548718	0.585888
-0.0202-3.4477j	0.548718	0.585888

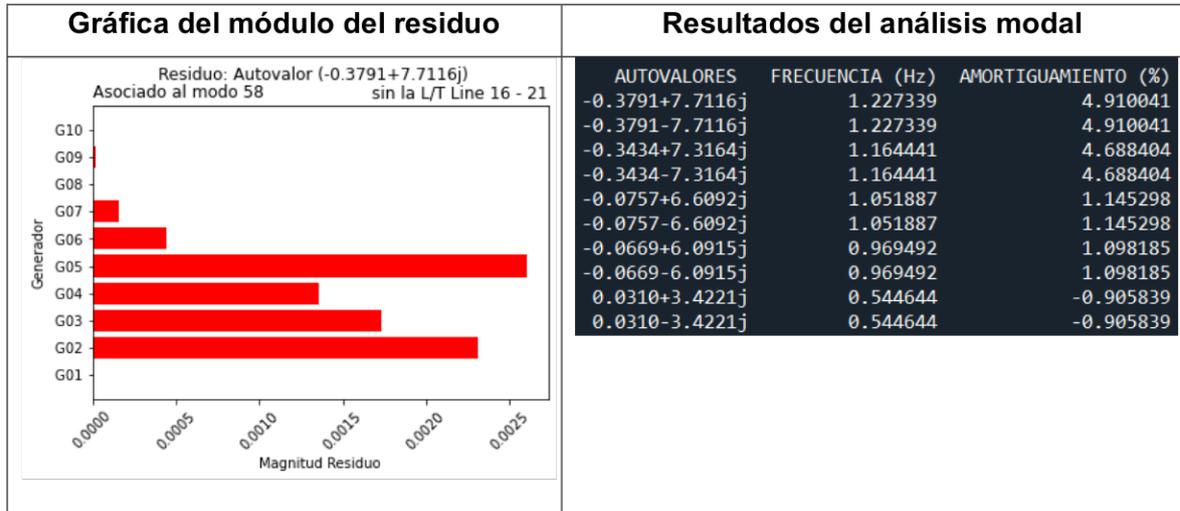


AUTOVALORES	FRECUENCIA (Hz)	AMORTIGUAMIENTO (%)
-0.2325+7.1243j	1.133868	3.261742
-0.2325-7.1243j	1.133868	3.261742
-0.1048+6.6101j	1.052030	1.585253
-0.1048-6.6101j	1.052030	1.585253
-0.0072+5.8838j	0.936436	0.122370
-0.0072-5.8838j	0.936436	0.122370
0.0739+3.3465j	0.532612	-2.207739
0.0739-3.3465j	0.532612	-2.207739



AUTOVALORES	FRECUENCIA (Hz)	AMORTIGUAMIENTO (%)
-0.3920+8.7147j	1.386988	4.493603
-0.3920-8.7147j	1.386988	4.493603
-0.0900+6.6674j	1.061150	1.349729
-0.0900-6.6674j	1.061150	1.349729
-0.1432+6.4837j	1.031913	2.208077
-0.1432-6.4837j	1.031913	2.208077
-0.0358+3.5482j	0.564714	1.008911
-0.0358-3.5482j	0.564714	1.008911

ANEXO III Gráficas del residuo relevante en demanda máxima 2 (sistema sobrecargado) desconecta las línea de transmisión 16 - 29



ANEXO IV Configuración de los parámetros para el algoritmo MVMO para sintonizar los PSS de los generadores 2, 3, 5, 6, 7, 9 y 10

DPL Command - Scripts\MVMO_PSS_FINALS_FINALS.ComDpl

Name: MVMO_PSS_FINALS_FINALS

General Selection: [v] [→]

Input parameters:

Type	Name	Value	Unit	Description
1 int	Nsave	7		numero de poblacion
2 int	Nrestric	0		numero de restricciones
3 int	Maxeval	1000		evaluaciones de funciones
4 int	Nrandomly_in	35		Número de variable cambiada aleatoriamente
5 int	fs_factor	1		Factor de escala
6 int	Nprint	50		Contador de salida

External Objects:

Name	object	Description
1 PSS1	PSS 2	
2 PSS2	PSS 3	
3 PSS3	PSS 5	
4 PSS4	PSS 6	
5 PSS5	PSS 7	
6 PSS6	PSS 9	
7 PSS7	PSS 10	

Buttons: Execute, Close, Cancel, Save, Check, Encrypt, Contents