

CINFOTEC



Biblioteca INFOTEC

Ciudad de México, a 10 de abril de 2025

VISTO BUENO DE TRABAJO TERMINAL

Maestría en Ciencia de Datos e Información (MCDI)

UNIDAD DE POSGRADOS PRESENTE

Por medio de la presente se hace constar que el trabajo de titulación:

"Sintonización de Estabilizadores en Sistemas de Potencia: enfoque de espacio de estados y aproximación lineal con OKID / ERA mediante Algoritmos Genéticos"

Desarrollado por el alumno: Luis Portugal Montaño, bajo la asesoría del Dr. José Ortiz Béjar y el Dr. Alejandro Zamora Méndez, cumple con el formato de Biblioteca, así mismo, se ha verificado la correcta citación para la prevención del plagio; por lo cual, se expide la presente autorización para entrega en digital del proyecto terminal al que se ha hecho mención. Se hace constar que el alumno no adeuda materiales de la biblioteca de INFOTEC.

No omito mencionar, que se deberá anexar la presente autorización al inicio de la versión digital del trabajo referido, con el fin de amparar la misma.

Sin más por el momento, aprovecho la ocasión para enviar un cordial saludo.

Dr. Juan Antonio Vega Garfias Subgerente de Innovación Gubernamental

JAVG/jah

C.c.p. Mtra. Analy Mendoza Rosales. – Encargada de la Gerencia de Capital Humano. - Para su conocimiento. Luis Portugal Montaño. – Alumno de la Maestría en Ciencia de Datos e Información. – Para su conocimiento.



Av. San Fernando 37, Toriello Guerra, Tlalpan, 14050 Ciudad de México, CDMX, Tel: (55) 5624 2800 www.infotec.mx







INFOTEC CENTRO DE INVESTIGACIÓN E INNOVACIÓN EN TECNOLOGÍAS DE LA INFORMACIÓN Y COMUNICACIÓN DIRECCIÓN ADJUNTA DE INNOVACIÓN Y CONOCIMIENTO GERENCIA DE CAPITAL HUMANO POSGRADOS

"Sintonización de Estabilizadores en Sistemas de Potencia: Enfoque de Espacio de Estados y Aproximación Lineal con OKID / ERA mediante Algoritmos Genéticos"

Tesina

para obtener el grado de MAESTRO EN CIENCIA DE DATOS E INFORMACIÓN

Presenta:

Luis Portugal Montaño

Asesores:

Dr. José Ortiz Béjar

Dr. Alejandro Zamora Méndez

Ciudad de México, noviembre, 2023.



Agradecimientos

Especial agradecimiento a mis asesores por su paciencia y apoyo para la realización de este documento.

Índice general

Índice de figuras	vii
Abreviaturas y acrónimos	viii
Glosario	ix
Resumen	x
Introducción	1
Capítulo 1. Generalidades	
1.1 Planteamiento del problema	
1.1.1 Estabilizadores de Sistemas de Potencia (PSS)	5
1.1.2 Modelado del sistema de Potencia	6
1.2 Protocolo de investigación	7
1.3 Justificación	
1.4 Límites y alcances	
Capítulo 2. Base de datos	
2.1 Construcción de la base de datos	
2.1.1 Fuentes de información	
2.1.2 Creación de la base de datos	
2.1.3 Creación y definición de nuevas variables	
2.2 Preprocesamiento de la base de datos	
1.3 Análisis exploratorio de los datos	
Capítulo 3. Diseño del estudio y ajuste de modelos	17
3.1 Marco teórico	
3.1.1 Estabilidad pequeña-señal (Small-signal stability)	
3.1.2 Algoritmo de Realización de Autovalores (ERA)	
3.1.3 Identificación mediante el Filtro Observador de Kalman (OKID)	
3.1.4 Algoritmos Genéticos (GA)	
3.1.5 Antecedentes	
3.3 Ajuste de los modelos	
3.4 Análisis de los resultados	

Conclusiones y recomendaciones	
Fuentes de consulta	xii
ANEXO 1	xvi

Índice de figuras

Figura 1. Estructura básica del modelado de un estabilizador de potencia obtenida del manual del "Power Systems Toolbox"
Figura 2. Diagrama unifilar del sistema de dos áreas.
Figura 3. Diagrama unifilar del sistema de IEEE New England - Nueva York
Figura 4. Modos del sistema Kundur de la simulación lineal
Figura 5. Modos de la aproximación lineal OKID/ERA usando datos de simulación no
lineal del sistema Kundur sin PSS
Figura 6. Modos del sistema New England - Nueva York de la simulación lineal
Figura 7. Modos de la aproximación lineal OKID/ERA usando datos de simulación no
lineal del sistema New England - Nueva York sin PSS15
Figura 8. Diagrama de flujo de Algoritmo Genético23
Figura 9. Respuesta ante una falla del Sistema Eléctrico de New England - Nueva York
sin PSS
Figura 10. Respuesta ante una falla del Sistema Electrico Kundur sin PSS
Figura 11. Respuesta a la frecuencia de la velocidad angular del análisis de pequeña
senal y resultados obtenidos del OKID/ERA del sistema Kundur
Figura 12. Diagrama usado para realizar la optimizacion de nuevos valores del PSS 33
Figura 13. Modos del sistema de New England - Nueva York de la simulación líneal con
FSS
implementación del PSS obtenido de la función GA
Figure 15 Modos Sistema lineal Kundur con PSS sintonizado usando OKID/ERA 38
Figura 16. Respuesta del Sistema Eléctrico Kundur con la implementación del PSS
obtenido de la función GA
Figura 17. Aproximación de curva de adelanto de fase ideal y función del PSS haciendo
uso de GA en sistema de New England - Nueva York
Figura 18. Modos Sistema lineal New England - Nueva York con PSS sintonizado usando
curva de adelanto de fase ideal41
Figura 19. Respuesta del sistema de New England - Nueva York con PSS sintonizado
usando aproximación de la curva de adelanto de fase ideal
Figura 20. Aproximación de curva de adelanto de fase ideal y función del PSS haciendo
uso de GA en sistema Kundur
Figura 21. Modos Sistema Kundur con PSS sintonizado usando curva de adelanto de fase ideal
Figura 22. Respuesta del sistema de Kundur con PSS sintonizado usando aproximación
de la curva de adelanto de fase ideal 45

Abreviaturas y acrónimos

ML	Aprendizaje automático (del inglés "Machine Learning").
IA	Inteligencia artificial (del inglés "Artificial Intelligence").
ERA	Eigensystem Realization Algorithm
PSS	Estabilizadores de Potencia
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
GA	Genetic Algorithm
OKID	Observer Kalman Filter Identification
PID	Proporcional Integral Derivativo
PI	Proporcional Integral

Glosario "A"

Algoritmo: Un conjunto de instrucciones o reglas lógicas diseñadas para resolver un problema o realizar una tarea específica.

"B"

Big Data: Conjunto de datos tan grandes y complejos que resulta difícil procesarlos con herramientas convencionales de análisis de datos.

"C"

Conjunto de entrenamiento: Subconjunto de datos utilizado para entrenar un modelo de aprendizaje automático.

"E"

Estabilidad: Capacidad de un sistema para soportar perturbaciones en el sistema eléctrico.

Eigenvalor: Un eigenvalor es un número que caracteriza ciertas propiedades de una transformación lineal o de una matriz, utilizada en el área de algebra lineal.

"P"

Power System Stabilizer: Es un dispositivo usado en sistemas eléctricos de potencia para mejorar la estabilidad de un sistema, amortiguando oscilaciones electromecánicas.

Resumen

Un estabilizador de potencia (PSS, del inglés Power System Stabilizer) es un control automático que se encuentra en los generadores eléctricos para mantener la estabilidad de un sistema eléctrico de potencia. Los PSS contienen parámetros de control los cuales deben ser sintonizados, en cada una de las unidades generadoras, para que se continúe con la operación de manera segura y eficiente. En esta investigación se plantea enfocarse en el ajuste automático de los parámetros de control de los PSS. La ciencia de datos puede ayudar a encontrar los valores óptimos de los parámetros de control mediante el análisis de datos y el uso de algoritmos que ayuden a mejorar los ajustes de acuerdo con los límites físicos de los dispositivos.

En general, se trabajará con datos de mediciones eléctricas y mecánicas de un sistema, y se realizará una estimación de su modelo obteniendo matrices de espacio de estado, con estas se generarán las curvas del comportamiento ideal del estabilizador de adelanto de fase de cada uno de los generadores. Finalmente, utilizando las curvas, se hará uso de algoritmos genéticos para obtener los valores de ajuste de los controladores.

Introducción

La estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia ha sido un problema con alta relevancia para mantener con seguridad la continuidad del suministro eléctrico desde principios del Siglo XX.

La pérdida de estabilidad está asociado a diversos fenómenos tanto naturales, como relacionados al diseño y operación de la red, teniendo como consecuencia importantes problemas tales como: grandes apagones, oscilaciones inter-área, colapso de voltaje, salida de operación de generadores, pérdida de sincronismo y de regulación adecuada de frecuencia, entre otros.

Hoy en día, en los sistemas eléctricos se cuenta con dispositivos y controles que ayudan a mantener el sistema en un estado estable. Esto se puede cumplir siempre y cuando se tengan modelos y ajustes adecuados de los parámetros de control de dichos dispositivos. Mientras el sistema va en crecimiento el ajuste de dichos controladores se vuelve más complicado, impidiendo que se pueda continuar con una operación confiable del sistema de potencia en tiempo real, debido a que existen un sin fin de variables que se comportan de manera cambiante con respecto al tiempo. Es por la complejidad de los sistemas eléctricos que se debe utilizar, implementar o desarrollar una herramienta eficaz a partir de los fundamentos matemáticos del modelado de un sistema eléctrico, la cual sirva como apoyo a los encargados de la planeación de un sistema eléctrico de gran escala para poder asegurar que la operación tenga una mejora en su confiabilidad.

Un problema secundario que podría generar no tener una buena operación del sistema eléctrico, a pesar de su continuidad, es el desgaste de los generadores eléctricos sincronizados debido a los esfuerzos mecánicos a los cuales se ven inmersos todos los elementos del sistema eléctrico. En (Yanhui & Renmu, 2006) se presenta un ejemplo de un generador el cual fue inmerso a este tipo de daños.

El desgaste los generadores eléctricos conlleva a tener un menor número de unidades disponibles del sistema y con ello una menor capacidad para poder atender la demanda de los usuarios del sistema de potencia.

El objetivo de este proyecto es desarrollar una herramienta para mejorar la estabilidad de los Sistemas Eléctricos, el cálculo y evaluación de los posibles puntos de inestabilidad del sistema eléctrico dando opciones para la selección de parámetros de control de los estabilizadores de potencia (PSS, del inglés Power Systems Stabilizers).

Los PSS, son dispositivos de control útiles para mejorar el amortiguamiento de las oscilaciones de baja frecuencia en los sistemas de potencia. Normalmente, un PSS se instala en el sistema de excitación del generador, y su principal objetivo es prevenir oscilaciones que puedan provocar inestabilidad en el sistema de potencia. El diseño de los PSS es una tarea desafiante debido a la naturaleza compleja de los sistemas de potencia, que son altamente no lineales y variables en el tiempo. Convencionalmente, los PSS se diseñan utilizando técnicas de control clásicas como controladores proporcional-integral (PI) o proporcional-integral-derivativo (PID). Sin embargo, los sistemas de potencia son altamente no lineales y variables en el tiempo, y estas técnicas pueden no capturar efectivamente la dinámica del sistema.

Por otro lado, el análisis de pequeña señal es una herramienta poderosa en el análisis de estabilidad del sistema de potencia, que implica linealizar el sistema alrededor de un punto de operación y analizar su comportamiento bajo perturbaciones pequeñas. El análisis de señales pequeñas puede proporcionar ideas valiosas sobre la dinámica de los sistemas de potencia, y puede ser utilizado para diseñar PSS efectivos.

En este documento, proponemos un enfoque novedoso para optimizar la ley de control del PSS, utilizamos algoritmos genéticos (GA) para ajustar la fase ideal del PSS. La fase ideal es un parámetro crítico en el diseño del PSS que determina la diferencia de fase entre la salida del sistema y la señal de referencia. Al utilizar GA para optimizar la fase ideal, podemos desarrollar una ley de control del PSS que se adapte a las características específicas del sistema de potencia y pueda estabilizar efectivamente el sistema bajo diferentes condiciones de operación. Al automatizar el proceso de diseño del PSS y evitar la necesidad de ajustes mediante prueba y error, el enfoque propuesto también puede reducir el tiempo y el costo de diseño.

Capítulo 1 Generalidades

Capítulo 1. Generalidades

SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.

El problema de estabilidad en sistemas eléctricos de potencia ha ido creciendo, provocando que los encargados de operarlos tengan retos de mayor índole, debido al fenómeno de oscilaciones forzadas largas (FO). Zhi (2021) ha planteado el método de detección de oscilaciones naturales de potencia al igual que las oscilaciones forzadas. Dando un punto para poder continuar con la determinación del origen de dichas oscilaciones para distintos tipos de cargas por las cuales se ve afectado el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP).

En otros estudios, de igual forma, en Liu (2008) desarrolló el uso de las herramientas tales como mediciones de PMU para realizar una descomposición en dominio de la frecuencia. Está técnica permite un análisis en tiempo real para tener un monitoreo de oscilaciones mediante el uso de análisis de sistemas lineales, específicamente aplicando la descomposición de valores singulares a la matriz del espectro de densidad de potencia. Para finalmente obtener el valor singular de un modo en específico de las condiciones en tiempo real.

Estos métodos se han ido desarrollando desde principios del año 2000, debido a la alta inserción de energías intermitentes como lo son las renovables. Debido a esto nace la importancia de tener herramientas de mejor calidad para mejorar la toma de decisiones del personal encargado de la seguridad, continuidad, calidad, eficiencia y sustentabilidad a la red eléctrica. A finales del año 2020 el Sistema Eléctrico Mexicano, tuvo una operación de disparo automático de carga (DAC) causado por fallas en la red de transmisión que provocaron oscilaciones de potencia en toda la república mexicana, lo cual pudo llevar a una estabilización del sistema eléctrico, la cuestión de hoy en día es mejorar la operación de estos sistemas de protección para maximizar la continuidad del suministro eléctrico y asegurar que todos los usuarios finales cuenten con servicio eléctrico en todo momento.

La descripción y determinación de los factores que mejoran la estabilidad de un sistema que varía con el tiempo es un gran desafío debido al tamaño de los sistemas eléctricos. Existen diversos estudios que abordan este problema, como el de Wang Yi y Zhang Ning (2018), que examinan métodos para enfrentar los problemas que incrementan la incertidumbre en estos sistemas. Estos enfoques tienen el objetivo de reducir la complejidad asociada con el fenómeno conocido como "la maldición de la dimensionalidad".

CIENCIA DE DATOS

Se plantea el uso de algoritmos de identificación de modos tipo Machine Learning (ML) como Observer Kalman Filter Identification (OKID) / Eigensystem Realization Algorithm (ERA), que emplean la descomposición de valores singulares. Esta técnica permite un análisis rápido de flujos de energía y la obtención de modelos del sistema, proporcionando así información valiosa para el diseño del control del PSS.

Otro algoritmo de ciencia de datos que se utilizará es GA para la optimización de funciones objetivos, estas corresponderán a la mejora de la selección de parámetros para la mitigación de las oscilaciones de potencia.

1.1 Planteamiento del problema

Este proyecto se centra en la mejora del comportamiento de generadores eléctricos utilizando una combinación de técnicas de identificación de sistemas y/o algoritmos genéticos para realizar la optimización de una función objetivo y con ello obtener los parámetros de control del PSS.

Además, a través de la obtención de la curva de comportamiento ideal de adelanto de fase de los estabilizadores de potencia de generadores eléctricos se propondrá una función objetivo para realizar una optimización y mejorar el comportamiento de los generadores eléctricos en distintos sistemas analizados.

1.1.1 Estabilizadores de Sistemas de Potencia (PSS)

El propósito del PSS es agregar amortiguamiento al rotor oscilante a través de la excitación de este, haciendo uso de una señal auxiliar de estabilización. Para proveer esta componente de torque en fase con la desviación de la velocidad. El diagrama de bloques de un estabilizador se puede observar en la Figura 1.



Figura 1. Estructura básica del modelado de un estabilizador de potencia obtenida del manual del "Power Systems Toolbox".

Fuente: https://sites.ecse.rpi.edu/~chowj/PSTMan.pdf

El diagrama de bloques anterior se encuentra en dominio de Laplace y los valores a modificar son Tw, Tn1, Tn2, Td1 y Td2.

En donde estas variables representan:

El retardo de tiempo (Tw) es lo que tarda el PSS en responder a una perturbación en el sistema eléctrico. Un tiempo de retardo demasiado largo puede retrasar la respuesta del PSS a las perturbaciones.

La constante de tiempo de filtro (Tn1, Tn2, Td1 y Td2) determina la rapidez con la que el PSS puede filtrar las fluctuaciones en el sistema eléctrico. Una constante de tiempo de filtro demasiado grande puede hacer que el PSS sea lento para responder a las fluctuaciones, mientras que una constante de tiempo de filtro demasiado pequeña puede permitir que las fluctuaciones no deseadas se filtren en el sistema eléctrico.

1.1.2 Modelado del sistema de Potencia

Usando la descripción de espacios de estado de un sistema conectado se describe simplificadamente como la siguiente ecuación:

$$\frac{d}{dt}x(t) = \mathbf{A}x(t) + \mathbf{B}u(t) \tag{1}$$

$$y(t) = \mathbf{C}x(t) + \mathbf{D}u(t) \tag{2}$$

 $\frac{d}{dt}x$: Derivada del vector de estado x(t), que describe cómo cambia el estado del sistema con el tiempo.

x(t): Vector de estado, que contiene todas las variables necesarias para describir el sistema.

u(t): Vector de entrada, que representa las señales o perturbaciones que afectan al sistema.

A: Matriz de estado, que determina cómo el estado actual afecta al cambio en el estado.

B: Matriz de entrada, que describe cómo las entradas afectan al cambio en el estado.

y(t): Vector de salida, que representa las variables que queremos observar o medir.

C: Matriz de salida, que determina cómo el estado del sistema se traduce en las salidas.

D: Matriz de transmisión directa, que describe cómo las entradas afectan directamente a las salidas sin pasar por el estado.

En donde algunos de los criterios de estabilidad en pequeñas perturbaciones se definen obteniendo los valores propios de la matriz **A**, en donde si la parte real de los eigenvalores son positivos, y las frecuencias del sistema se encuentran en el eigenvalor dividiendo la parte imaginaria de este número entre 2π . Caso contrario con raíces negativas ya que estas respuestas tienden a tener respuestas amortiguadas.

1.2 Protocolo de investigación

En las últimas décadas se han tenido avances significativos en el campo de la ciencia de datos, el análisis y la optimización de procesos mediante el aprovechamiento de los métodos numéricos para la solución de problemas. En nuestro contexto, se plantea buscar la relación de variaciones debido a cambios de voltajes de referencia de los excitadores de campo de los generadores eléctricos, los cuales contienen la información suficiente para poder inferir la curva de comportamiento de fase de adelanto ideal del estabilizador de potencia. Para abordar este tema, nos centraremos en la aplicación de algoritmos y técnicas de ciencia de datos y computo evolutivo.

En este protocolo, se aborda el uso de mediciones del sistema de potencia como datos fundamentales para la obtención de resultados empíricos, y así mejorar el rendimiento de los generadores eléctricos analizados.

Tabla 1. Preguntas específicas de investigación.

Fuente: Elaboración propia.

			Pregu	inta		Objetiv	0		Hipótes	is	
Gen	eral	¿Relacionando		Obte	ención de	e las	La r	ealizació	n de u	In	
las variaciones		matr	ices de		siste	ma elé	ctrico	а			
		que	prov	ocan	espa	acios de o	estado	travé	és del algo	oritmo d	le
		los	cambio	s de	А, В,	C a part	ir de	Mac	hine	Learnin	ng
		volta	ijes	de	med	iciones d	le los	deno	ominado		
		refer	encia	con	gene	eradores		Eige	nsystem		
		las v	/ariable	s de	eléct	tricos.		Realization Algorithm		m	
		espa	acios	de				(ERA) / Observer			er
		esta	do	se	Esta	s matrice	es	Kalman Filter			er
		pued	de creai	r una	iden	tifican el		Identification (OKID)			D)
		func	ión obj	etivo	siste	ma danc	lo	permite identificar las			
		para		la	infor	mación c	le su	variables en su salida			la
		aplic	ación	de	estabilidad.		con la finalidad de			le	
		algoritmos de				aplicar algoritmos					
		cómputo				gené	éticos	a lo	S		
		evolutivo para				resultados para la			la		
		mejorar el				sintonización de los			S		
		com	portami	iento				estabilizadores de			le
		dese	eado de	e los			potencia.				
		gene	eradore	S							
		eléct	tricos?								
Esp	ecifica		¿Qué	algor	ritmo	Supervi	sar que	e los	El algori	tmo SV	D
		1	basad	0	en	elemen	tos		incluido	en ER	A
			datos		para	analizad	dos		ayudará		а
			realiza	ar	SVD	corresp	ondan	con	disminui	ir Ic)S
			preser	ntó		SUS	puntos	de	tiempos	d	le
			mejore	es		inestabi	lidad	de	ejecució	n a	al
			resulta	ados	de	acuerdo	o con	la	realizar	lc)S

	acuerdo con la	topología del	análisis
	sensibilidad del	sistema.	manteniendo
	sistema		intacta la
	eléctrico y cuál		información de
	fue más sencillo		los modos de
	de interpretar?		oscilación del
			sistema
			eléctrico.
2	¿Qué algoritmo	Evaluar la mejora de	La combinación
	de optimización	tiempos de	de los algoritmos
	presenta	procesamiento sin	de reducción en
	mejores	tener perdida de	conjunto con la
	resultados de	información	realización
	acuerdo con las	mediante el empleo	permite obtener
	respuestas del	de diferentes	el algoritmo con
	análisis	algoritmos	mejor
	transitorio de los		desempeño para
	sistemas		nuestra tarea
	analizados?		objetivo.
3	¿Existe una	Identificar cuáles	La obtención de
	mejoría en los	son los parámetros	parámetros de
	resultados con	necesarios para	control nos
	respecto a los	estabilizar un	ayudará a
	métodos	sistema eléctrico	mejorar la
	actuales	evitando realizar	estabilidad de
	haciendo uso de	análisis de pequeña	los sistemas
	algoritmos	señal el cual es	eléctricos en
	genéticos y de	computacionalmente	menor tiempo
	los algoritmos	demandante y	con uso de
	de identificación	prácticamente	mediciones
	del sistema?	imposible de realizar	desconociendo

	en salas de control y	el modelo	del
	compararlo con	sistema.	
	trabajos previos.		

Usando la información de la Tabla 1, se comenzó con la selección de variables para generar una matriz de orden reducido. Esto resultó en un modelo matemático que establece una relación entre las variables de salida (velocidades y potencias de los generadores) y la variable independiente el cambio de voltaje de referencia $\Delta V_{ref.}$ De igual manera, se presentarán las ventajas de tener el modelo físico y su aplicación de GA para la selección de parámetros del PSS.

De igual manera, se presentarán las ventajas de tener el modelo físico y su aplicación de GA para la selección de parámetros del PSS.

1.3 Justificación

La mejora de los modelos, así como la actualización de sus controles ya que estos representan un papel fundamental en el suministro de energía.

Existe un problema en la práctica para mantener actualizados los controles, esto debido a variaciones en el comportamiento debido a deterioros por envejecimiento de las máquinas, cuestiones de temperatura ambiente, entre otros factores, los cuales provocan que las matrices **A**, **B**, **C** y **D** se mantengan desactualizadas para que el correcto funcionamiento de los controles continue vigente.

Debido a esto, es importante explotar el uso de las mediciones eléctricas como base de datos empíricos para mejorar el comportamiento de los elementos de la red ayudando a mantener el sistema en su estado estable en todo momento. Por ello, se destaca la importancia de optimizar el comportamiento de los generadores eléctricos para garantizar el suministro de energía eléctrica confiable, planteando la obtención de una Eigen-realización del sistema que nos permita trabajar y extraer información primordial para poder contribuir a la optimización de la selección de variables de un PSS haciendo uso de las herramientas de ciencia de datos.

Aunque también existen desventajas de los métodos aproximados, debido a esto también se presenta una alternativa, la cual tomará como base el modelo matemático del sistema a analizar y con ello introducir algoritmos de optimización para mejorar el comportamiento del sistema eléctrico.

1.4 Límites y alcances

En el caso planteado, las mediciones se obtuvieron en un ambiente controlado, es decir una simulación matemática del sistema haciendo uso del "Power Systems Toolbox" del entorno Matlab desarrollado por J. H. Chow and K. W. Cheung en 1992.

Si bien no encontramos dificultades con las mediciones en entornos controlados, su precisión se convierte en un desafío al implementar sistemas reales. Esto se debe a que la mayoría de los sistemas presentan cierto margen de error en sus mediciones. Este factor puede ocasionar fallos en los modelos matemáticos cuando se realizan análisis de señales.



Capítulo 2. Base de datos

Para llevar a cabo los experimentos se involucró el uso del Power Systems Toolbox (PST) de MATLAB. Este entorno de software proporciona herramientas y funcionalidades específicas para el análisis y simulaciones de sistemas eléctricos de potencia.

2.1 Construcción de la base de datos

En nuestros experimentos, se emplearon dos métodos para recopilar datos de dos sistemas distintos.

Sistemas por analizar



1) Sistema de dos areas de Kundur's

Figura 2. Diagrama unifilar del sistema de dos áreas. Fuente: https://sites.ecse.rpi.edu/~chowj/PSTMan.pdf

El sistema de dos áreas de Kundur: Este sistema de potencia tiene 4 generadores, 11 barras y dos áreas interconectadas por una línea de interconexión, como se muestra en la Figura 2. Este sistema de prueba se modela utilizando un

modelo de generador de cuarto orden y sistemas de excitación estática que permiten la conexión de un estabilizador de sistema de potencia (PSS).



2) Sistema de 68 barras IEEE New England - Nueva York

Figura 3. Diagrama unifilar del sistema de IEEE New England - Nueva York. Fuente: https://doi.org/10.1016/j.epsr.2017.12.029

Ahora, se presenta el diseño de los PSS para todos los generadores en el sistema de potencia de 68 barras IEEE New England - Nueva York, aplicada a todos los generadores. Esta red eléctrica está compuesta por 16 generadores sincrónicos, 68 barras, 20 transformadores, 66 líneas de transmisión y 35 cargas del sistema de potencia. Además, consta de cinco áreas interconectadas que representan un modelo reducido del sistema interconectado de New England (Área 1), la red eléctrica de Nueva York (Área 2), y las interconexiones con Ontario Hydro, MISO y

PJM, que están representadas por el Área 3 hasta el Área 5, respectivamente, como se muestra en la Figura 3.

2.1.1 Fuentes de información

El Power Systems Toolbox permitió modelar y simular los sistemas "Kundur" y "IEEE New England - Nueva York" de manera precisa, teniendo en cuenta sus características específicas, como la topología de los generadores, las conexiones entre áreas y las limitaciones operativas. Utilizando este entorno de simulación, fue posible realizar un seguimiento detallado de los estados y las variables eléctricas del sistema en diferentes momentos.

2.1.2 Creación de la base de datos

Métodos de análisis.

- Simulación Linealizada, Utilizando la función "svm_mgen", se generó un modelo de espacio de estado basado en matrices linealizadas del sistema de potencia. Este modelo lineal describe el comportamiento del sistema en términos de estados y sus interacciones. Para construir esta base de datos fue crucial obtener la "fase ideal de adelanto".
- Simulación No Lineal Se utilizó la función "s_simu" para simular el comportamiento dinámico no lineal del sistema de potencia. Esta simulación consideró las no linealidades inherentes del sistema, lo que permitió modelar con mayor precisión su comportamiento bajo diversas condiciones y perturbaciones. Los resultados obtenidos de la simulación, que incluyen velocidades angulares, potencias y voltajes, se extrajeron y posteriormente se emplearon en los algoritmos OKID/ERA para obtener una aproximación lineal.

2.1.3 Creación y definición de nuevas variables

Para nuestros análisis a realizar no fue necesario crear nuevas variables, ya que se busca relacionar las mediciones de entrada y salida del sistema para la obtención de información directamente de estas.

2.2 Preprocesamiento de la base de datos

Métodos de análisis.

- Simulación Linealizada. Para este caso se tuvo que realizar mediante la eliminación de los estados del rotor del generador de las matrices A, B, C y D antes de su representación en el espacio de estados. Luego, la fase ideal de avance se obtiene como el negativo de la respuesta en frecuencia del sistema, calculada con la función fr_stsp en un rango de frecuencia de 0.2 Hz a 2 Hz. Este rango es crítico ya que abarca los fenómenos de oscilaciones de baja frecuencia en el sistema.
- Simulación no lineal. En este caso los resultados obtenidos de la simulación, que incluyen velocidades angulares, potencias y voltajes, se extrajeron de forma directa, y posteriormente se emplearon en los algoritmos OKID/ERA para obtener una aproximación lineal de las matrices A, B, C y D.

1.3 Análisis exploratorio de los datos

Se llevaron a cabo análisis utilizando diversos métodos, tanto lineales como no lineales, como parte de un análisis exploratorio inicial. Los resultados de estos análisis de modos se presentan en las Figuras 4, 5, 6 y 7. Según lo observado, la información recopilada proporciona una base sólida para iniciar la optimización mediante GA. Esta información será crucial para implementar estrategias de optimización efectivas y mejorar el rendimiento del sistema estudiado.

Sistema Kundur



Figura 4. Modos del sistema Kundur de la simulación lineal.

Fuente: Elaboración propia.



Figura 5. Modos de la aproximación lineal OKID/ERA usando datos de simulación no lineal del sistema Kundur sin PSS.

Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 4, se presenta el análisis del sistema lineal modelado, que revela un modo inestable cercano a 0.6 Hz. Este modo es inestable debido a un amortiguamiento negativo, este se muestra como un punto rojo; por lo tanto, en caso de una falla en el sistema, la respuesta será creciente, lo que conduce a la inestabilidad general del sistema.

En la Figura 5, se realizó una medición de las entradas y salidas del sistema. En este caso, la velocidad angular se utilizó como salida y el voltaje de referencia del AVR (regulador automático de voltaje) como entrada. Con estos datos, se llevó a cabo una aproximación lineal del sistema utilizando el método OKID/ERA.

Esta aproximación lineal produjo modos que son muy similares a los de la Figura 4. Aunque no se espera que los resultados sean exactamente iguales debido a la naturaleza aproximada del método, los valores obtenidos están cerca de los del modelo original.



Figura 6.Modos del sistema New England - Nueva York de la simulación lineal. Fuente: Elaboración propia.



Figura 7. Modos de la aproximación lineal OKID/ERA usando datos de simulación no lineal del sistema New England - Nueva York sin PSS.

Fuente: Elaboración propia.

De manera similar, en las Figura 6 y Figura 7 se pueden observar los resultados obtenidos. Aunque la aproximación proporcionada por el método OKID/ERA muestra muchos menos puntos en comparación con el análisis original, las frecuencias de los modos se mantienen cercanas. Esto indica que, a pesar de la reducción en el número de puntos, el método de aproximación conserva la precisión en la representación de las frecuencias de los modos del sistema.

Capítulo 3 Diseño del estudio y ajuste de modelos

Capítulo 3. Diseño del estudio y ajuste de modelos

Tratar de identificar sistemas dinámicos es una tarea fundamental en la ingeniería, ya que nos permite crear escenarios para posteriormente predecir el comportamiento de sistemas complejos. Existe una disciplina la cual se centra en la construcción de modelos matemáticos a partir de datos observados. En esta tesis, abordaremos dos enfoques para la creación de nuestros modelos aproximados.

- OKID (Observer/Kalman IDentification)
- ERA (Eigen Realization Algorithm).
- GA (Algoritmos Geneticos).

Los algoritmos OKID / ERA se complementarán para la extracción de información valiosa de datos de series temporales y la posterior construcción de modelos precisos, los cuales nos ayudarán a crear una función objetivo que se usará en un GA con la finalidad de estabilizar el sistema eléctrico del cual se obtiene nuestra representación en espacios de estado.

Además, utilizará el sistema modelado en espacios de estado para realizar una optimización de una función objetivo teniendo como base el modelo físico de los sistemas a analizar.

3.1 Marco teórico

La identificación del sistema es fundamental en nuestra investigación porque nos permite evaluar la estabilidad del sistema utilizando mediciones reales. Dado que tenemos información limitada sobre el modelo matemático, optar por técnicas de identificación es una estrategia efectiva para abordar este desafío y obtener un modelo simplificado con las matrices identificadas (**A**, **B**, **C** y **D**) describen sus características clave. Preferimos este enfoque en lugar de la linealización mediante SSA (del inglés Small Signal Analysis), especialmente a medida que el sistema se vuelve más complejo y difícil de linealizar. La identificación basada en mediciones, que ahora es accesible a través de PMUs (del inglés Phasor Measurement Unit), se presenta como una alternativa práctica y efectiva en estas circunstancias.

De acuerdo con (Brunton, 2021), este problema se debe pensar como una forma de "Machine Learning", en donde las entradas y salidas de un sistema es nuestra información de entrenamiento, la cual generaliza la información para obtención de los datos que no se encontraban en la información de entrenamiento, en otras palabras, nos genera un modelo tipo "caja negra".

3.1.1 Estabilidad pequeña-señal (Small-signal stability)

Esto consiste en analizar la estabilidad de los puntos de operación de un sistema dinámico ante pequeñas perturbaciones. Para probar esto, las ecuaciones del sistema dinámico se tienen que linealizar alrededor del punto de operación en estado estable, para con ello llegar a un conjunto de ecuaciones de espacio de estado de la siguiente forma.

$$\dot{x}(t) = \mathbf{A}x(t) + \mathbf{B}u(t) \tag{3}$$

$$y(t) = \mathbf{C}x(t) + \mathbf{D}u(t) \tag{4}$$

Donde x(t) es un vector de estados del sistema de longitud n, **A** es una matriz cuadrada de (n x n), u(t) es un vector de entradas n_i , **B** es la matriz de entrada de tamaño $(n x n_i)$, y es un vector de salidas de longitud n_o , **C** es una matriz de tamaño $(n_o x n)$ y **D** es la matriz de avance de tamaño $(n_o x n_i)$.

Para hacer este tipo de análisis utilizaremos el software PST en donde se encuentra el script svm_gen para la plataforma Matlab, con ello se obtendrá la representación de espacio de estados de los sistemas.

3.1.2 Algoritmo de Realización de Autovalores (ERA)

Este algoritmo permite realizar una realización de un sistema haciendo uso de las mediciones de la respuesta al impulso, en (Brunton, 2021) se detalla la teoría en donde se llega como solución a un modelo en tiempo discreto del tipo

$$X_{k+1} = \mathbf{A}_d X_k + \mathbf{B}_d u_k \tag{5}$$

$$y_k = \mathbf{C}_d X_k + \mathbf{D}_d u_k \tag{6}$$

Para ello se utiliza una matriz Hankel de la respuesta al impulso, la cual tiene la forma:

$$\mathbf{H} = \begin{bmatrix} y_{1}^{\delta} & y_{2}^{\delta} & \cdots & y_{m_{c}}^{\delta} \\ y_{2}^{\delta} & y_{3}^{\delta} & \cdots & y_{m_{c}+1}^{\delta} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ y_{m_{o}}^{\delta} & y_{m_{o}+1}^{\delta} & \cdots & y_{m_{c}+m_{o}-1}^{\delta} \end{bmatrix}$$

$$= \begin{bmatrix} \mathbf{C}_{d}\mathbf{B}_{d} & \mathbf{C}_{d}\mathbf{A}_{d}\mathbf{B}_{d} & \cdots & \mathbf{C}_{d}\mathbf{A}_{d}^{m_{c}-1}\mathbf{B}_{d} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \mathbf{C}_{d}\mathbf{A}_{d}^{m_{o}-1}\mathbf{B}_{d} & \mathbf{C}_{d}\mathbf{A}_{d}^{m_{o}}\mathbf{B}_{d} & \cdots & \mathbf{C}_{d}\mathbf{A}_{d}^{m_{c}-1}\mathbf{B}_{d} \end{bmatrix}$$

$$(7)$$

$$\mathbf{H}' = \begin{bmatrix} y_2^{\delta} & y_3^{\delta} & \cdots & y_{m_c+1}^{\delta} \\ y_3^{\delta} & y_4^{\delta} & \cdots & y_{m_c+2}^{\delta} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ y_{m_o+1}^{\delta} & y_{m_o+2}^{\delta} & \cdots & y_{m_c+m_o}^{\delta} \end{bmatrix}$$

$$= \begin{bmatrix} \mathbf{C}_d \mathbf{A}_d \mathbf{B}_d & \mathbf{C}_d A_d^2 \mathbf{B}_d & \cdots & \mathbf{C}_d A_d^{m_c} \mathbf{B}_d \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \mathbf{C}_d A_d^{m_0} \mathbf{B}_d & \mathbf{C}_d A_d^{m_0+1} \mathbf{B}_d & \cdots & \mathbf{C}_d A_d^{m_c+m_o-1} \mathbf{B}_d \end{bmatrix}$$

$$= \mathbf{O}_d \mathbf{A} \mathbf{C}_d$$

$$(8)$$

Donde:

H: Matriz de Hankel

H' Matriz de Hankel desplazado en el tiempo.

 $(\mathbf{A}_d, \mathbf{C}_d, \mathbf{B}_d, \mathbf{D}_d)$ Matrices discretas de espacio de estado.

y: Vector de salida o mediciones

 y^{δ} : Vector de salida con respuesta al impulso

- u: Variable controlada o entrada
- 0: Matriz de observabilidad
- C: Matriz de controlabilidad
- K: Número de entradas no nulas en un vector K-disperso s.
- m: Número de datos capturados (es decir, columnas de X).
- **n**: Dimensión del estado, $x \in \mathbb{R}^n$
- **p**: Dimensión de la variable de medición o salida, $y \in \mathbb{R}^p$
- **q**: Dimensión de la variable de entrada, $u \in \mathbb{R}^q$
- r: Rango de la SVD truncada u otra aproximación de rango bajo.

La recolección de datos y el apilamiento de matrices constituyen un paso fundamental en la identificación y modelado de sistemas dinámicos. En este contexto, los exponentes m_c y m_o en las ecuaciones indican el tiempo necesario para recopilar datos suficientes que permitan que las matrices C_d y O_d alcancen el rango completo. Esto garantiza que se hayan muestreado adecuadamente los subespacios controlables y observables del sistema (Brunton, 2021).

Una vez que se tienen estas matrices, se hace una descomposición de valores singulares (SVD) para determinar los patrones dominantes.

Descomposición en Valores Singulares (SVD)

La ecuación general es:

$$\mathbf{X} = \mathbf{U} \mathbf{\Sigma} \mathbf{V} \ast \approx \widetilde{\mathbf{U}} \widetilde{\mathbf{\Sigma}} \widetilde{\mathbf{V}} \ast \tag{9}$$

Donde:

- $X \in \mathbb{C}^{n \times m}$ una matriz compleja de n filas y m columnas que se descompone mediante SVD.
- U ∈ C^{n×n} Es una matriz unitaria cuyas columnas son los vectores singulares izquierdos de X. Al ser unitaria, cumple que UU *= I_{nxn}, donde U * es la traspuesta conjugada de U.
- $\Sigma \in \mathbb{C}^{n \times m}$:

Es una matriz diagonal que contiene los valores singulares de X en el orden descendente. Los valores singulares son números no negativos.

• $\mathbf{V} \in \mathbb{C}^{m \times m}$:

Es otra matriz unitaria cuyas columnas son los vectores singulares derechos de X. Satisface VV *= I_{mxm} .

• V *:

Denota la traspuesta conjugada de V, es decir, el resultado de tomar la traspuesta de V y luego tomar el conjugado de cada entrada.

• $\widetilde{U}, \widetilde{\Sigma}, \widetilde{V}$:

Representan una aproximación de rango reducido de las matrices originales, donde se mantienen solo las primeras r columnas de **U** y **V**, y los valores correspondientes en Σ . Esto es útil para simplificar la representación de **X** manteniendo solo los componentes más significativos.

• $r \ll n$:

Indica que se está considerando una aproximación de bajo rango, donde r es mucho menor que n. Esto reduce la complejidad computacional y es útil para modelos de orden reducido o análisis de modos espaciales.

Conceptos Adicionales:

- Vectores Singulares: Los vectores singulares izquierdos (U) y derechos (V) representan direcciones principales en los espacios de entrada y salida de la matriz.
- Valores Singulares: Los elementos diagonales de Σ indican la importancia o peso de cada uno de los vectores singulares, proporcionando una medida de cómo la matriz X estira o escala en las direcciones de los vectores singulares.

Después de ello, se pueden reconstruir el sistema discreto:

$$\widetilde{\mathbf{A}} = \widetilde{\mathbf{\Sigma}}^{1/2} \widetilde{\mathbf{U}} \mathbf{H}' \widetilde{\mathbf{V}} \widetilde{\mathbf{\Sigma}}^{-1/2} \tag{10}$$

$$\widetilde{\mathbf{B}} = \widetilde{\mathbf{\Sigma}}^{1/2} \widetilde{\mathbf{V}} \begin{bmatrix} \mathbf{I}_q \\ \mathbf{0} \end{bmatrix}$$
(11)

$$\tilde{\mathbf{C}} = [\mathbf{I}_{\boldsymbol{P}} \quad 0] \widetilde{\mathbf{U}} \widetilde{\boldsymbol{\Sigma}}^{1/2} \tag{12}$$

En donde los resultados son las matrices (\widetilde{A} , \widetilde{B} y \widetilde{C}) del sistema de orden reducido discreto, las cuales nos ayudan a realizar las simulaciones del sistema.

3.1.3 Identificación mediante el Filtro Observador de Kalman (OKID)

Este algoritmo de identificación al igual que ERA es descrito en (Brunton, 2021), OKID es un complemento para sistemas experimentales con amortiguamientos ligeros con ruido en sus mediciones. Eso se debe a que, experimentalmente tratar de obtener mediciones de una respuesta al impulso es muy difícil de ejecutar.

La matemática detrás de este algoritmo plantea que la respuesta de cualquier salida y_k en respuesta a una señal de entrada u_k , para un valor inicial Xo = 0, se encuentra descrita por:

$$y_0 = \mathbf{C}_d \mathbf{u}_0 \tag{13}$$

$$y_1 = \mathbf{C}_d \mathbf{B}_d \mathbf{u}_0 + \mathbf{D}_d \mathbf{u}_1 \tag{14}$$

$$y_2 = \mathbf{C}_d \mathbf{A}_d \mathbf{B}_d \mathbf{u}_0 + \mathbf{C}_d \mathbf{B}_d \mathbf{u}_1 + \mathbf{D}_d \mathbf{u}_2 \tag{15}$$

$$\begin{aligned} \vdots \\ y_k &= \mathbf{C}_d \mathbf{A}_d^{k-1} \mathbf{B}_d \mathbf{u}_0 + \mathbf{C}_d \mathbf{A}_d^{k-2} \mathbf{B}_d \mathbf{u}_0 + \dots + \mathbf{C}_d \mathbf{B}_d \mathbf{u}_{k-1} \\ &+ \mathbf{D}_d \mathbf{u}_k \end{aligned}$$
(16)

Al simplificar las ecuaciones anteriores de manera matricial se obtiene:

$$\begin{bmatrix} y_0 & y_1 & \cdots & y_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_1^{\delta} & y_2^{\delta} & \cdots & y_m^{\delta} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_0 & u_1 & \cdots & u_m \\ 0 & u_0 & \cdots & u_{m-1} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & u_0 \end{bmatrix}$$
(17)
$$\begin{bmatrix} y_1^{\delta} & y_2^{\delta} & \cdots & y_m^{\delta} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_0 & y_1 & \cdots & y_m \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_0 & u_1 & \cdots & u_m \\ 0 & u_0 & \cdots & u_{m-1} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & u_0 \end{bmatrix}^{-1}$$
(18)

La cual nos permite obtener la respuesta al impulso, en caso de ser invertible la matriz de entradas multiplicándose por el vector de salidas, como se muestra en la ecuación *(19)*. Tomando esto último, se puede deducir la respuesta al impulso con solo las mediciones de salida y de su entrada, todo esto realizando en el dominio del tiempo.

3.1.4 Algoritmos Genéticos (GA)

Los algoritmos genéticos son métodos heurísticos que permiten la optimización de funciones objetivo con limitaciones o sin ellas, estos algoritmos nacieron tomando como base la evolución de organismos vivos. En la Figura 8. Diagrama de flujo de Algoritmo Genético. se muestran los pasos que sigue el algoritmo para llegar a una solución tomando en cuenta como calificación el error permitido para admitir un resultado.



Figura 8. Diagrama de flujo de Algoritmo Genético. Fuente: Elaboración propia.

3.1.5 Antecedentes

Se han presentado trabajos en donde se realiza la implementación del ERA como apoyo para la obtención de los modos electromecánicos de sistemas, en (SANCHEZ-GASCA, 2012) se detallan algunos de los mejores algoritmos para ello.

Este presenta buenos resultados, aunque debido al razonamiento matemático planteado anteriormente, se debe de realizar un tratamiento previo a la identificación del sistema, debido a esto se adopta el uso del OKID como algoritmo que transforma la salida del sistema con una respuesta a una fuente cualquiera, a la respuesta al impulso.

(Wang, 2012) empleó él ERA basado en EMD para detectar modos de oscilación, mientras que (Li, 2020) desarrolló un método basado en datos que utiliza ERA para estimar modos dominantes, formas, factores de participación y grupos de generadores coherentes.

Además, otra aproximación para hacer optimización de la selección de parámetros de control se puede realizar usando algoritmos genéticos (GA), que al igual que ML son una herramienta fundamental de la ciencia de datos. En algunos estudios realizados por (Dubey, 2009) y (Lakshmi, 2000) se presentan metodologías para sintonizar los PSS resultando como una mejora en la dinámica de los sistemas de potencia. Igualmente, (Abido, 1998) en donde presentó resultados del uso de GA demostrando su importancia y aplicabilidad en la mejora del amortiguamiento de los sistemas de potencia.

3.2 Marco metodológico

Experimento 1. Simulación usando rutina "s_simu" del PST

El experimento cuenta con varias etapas, basadas en la teoría de (Brunton, 2021), la cual indica el procedimiento general para realizar una identificación de orden reducido:

- Se obtiene una simulación del sistema tomando en cuenta la excitación con una función escalón.
- La información que se obtiene se introduce al algoritmo OKID, la cual realiza un preprocesamiento para conseguir la respuesta al impulso del sistema analizado.
- 3. El resultado que arroja el algoritmo OKID se introduce al algoritmo ERA, y se obtienen las matrices de espacios de estado de orden reducido del sistema.
- 4. Al tener las matrices **A**, **B**, **C** y **D** se realiza el análisis de los resultados de frecuencia contra amortiguamiento para definir si el sistema es estable o inestable.
- 5. Una vez obtenida la identificación del sistema, así como sus modos, se realizará un análisis del sistema añadiendo el PSS a él.
- Se calculan los nuevos valores de amortiguamiento del sistema con el PSS elegido aleatoriamente hasta llegar a una respuesta de acuerdo con los criterios de aceptación del resultado en nuestro GA.

$$PSS = K \frac{T_w s}{T \omega s + 1} \frac{1 + T_1 s}{1 + T_2 s} \frac{1 + T_3 s}{1 + T_4 s}$$
(19)

$$y(t) = \Delta w(t) \tag{20}$$

$$u(t) = \Delta v_{ref}(t) \tag{21}$$

Donde:

PSS es la ecuación resultante del diagrama de bloques mostrado en la Figura 1.

- y(t) es la velocidad angular medida
- u(t) es el voltaje de referencia del AVR.

$$amortiguamiento = -\frac{real(eig(A))}{\sqrt{real(eig(A))^{2} + img(eig(A))^{2}}}$$
(22)

Una vez obtenido el resultado de estabilidad se utilizarán algoritmos genéticos para sintonizar los estabilizadores de potencia (PSS), con la finalidad de llegar a valores estables de nuestro sistema analizado. Esto se hace minimizando el valor del amortiguamiento demostrado en la ecuación *(22)*.

Experimento 2. Obtención de parámetros usando matrices de espacios de estado usando rutina "svm_gen" del PST.

- Primero se obtiene el modelo de espacios de estado usando el script de Matlab "svm_gen".
- 2. Se modifican las matrices para extraer los estados del rotor.
- Se obtiene la respuesta al escalón del sistema modificado en un rango de frecuencia de 0.1 a 2 Hz.
- 4. Se extrae solo la fase de la respuesta, es decir, solo se toma el ángulo del número imaginario en coordenadas polares de la respuesta al escalón.
- Se usa el GA con restricciones para obtener la optimización de la función objetivo, la cual pretende realizar un acercamiento de la función del PSS con los resultados del negativo de la fase en adelanto ideal.

La función objetivo es:

FO =

$$RMS(\angle(\mathbf{C}(\mathbf{sI} - \mathbf{A})^{-1}\mathbf{B} + \mathbf{D}) - \angle(K\frac{T_ws}{T\omega s + 1}\frac{1 + T_1s}{1 + T_2s}\frac{1 + T_3s}{1 + T_4s})$$
(23)

En donde los valores analizados fueron en un espectro de la frecuencia de 0.1 a 2 Hz, tratando de minimizar la ecuación *(23)* con diferentes valores de T_w , T_1 , T_2 , T_3 y T_4 .

6. Una vez obtenidos los resultados, se comprueba que estos consigan una mejora de la respuesta de las máquinas realizando simulaciones con el script

"s_simu", y "svm_gen" para verificar que el amortiguamiento de las máquinas tenga un comportamiento estable para el sistema eléctrico.

3.3 Ajuste de los modelos

El ajuste del modelo se realizará a través de la implementación de algoritmos genéticos modificando los valores de ajuste del PSS, a través de una optimización multiobjetivo para el caso a analizar.

Sistema New England - Nueva York

Para demostrar el cambio en el comportamiento del sistema antes de la implementación del PSS, se presenta la interacción de las potencias eléctricas de las unidades generadoras ante una falla trifásica en el sistema, específicamente entre los nodos 32 y 31 de la Figura 3. En la Figura 9, se observa un incremento de generación con una tendencia creciente a lo largo del tiempo, acompañado de variaciones significativas que podrían provocar fallos en las máquinas.



Figura 9. Respuesta ante una falla del Sistema Eléctrico de New England - Nueva York sin PSS.



Tabla 2. Modos obtenidos del modelo de pequeña señal del sistema New England-Nueva York sin PSS obtenidos a través de Análisis de pequeña señal (del inglés SSA).

Frecuencia	Amortiguamiento
0.398646	0.062369
<mark>0.533484</mark>	<mark>0.024933</mark>
0.714644	0.065856
0.796023	0.042317
1.225545	0.037568
<mark>1.232776</mark>	<mark>-0.04794</mark>
<mark>1.252403</mark>	<mark>-0.01946</mark>
1.340317	0.060159
<mark>1.354305</mark>	<mark>-0.00149</mark>
<mark>1.387229</mark>	<mark>-0.03827</mark>
1.415227	0.018462
1.625996	0.026281
1.640468	0.006816
1.654722	0.06375
1.078841	0.835205
<mark>2.031906</mark>	<mark>-0.01141</mark>
1.396565	0.76615
1.345029	0.789659
1.304045	0.805001
1.592897	0.692029
1.461213	0.762089
1.826323	0.62755
2.057617	0.592088
2.174409	0.568159
2.386834	0.520902
2.929065	0.387564
2.921607	0.428438
3.01531	0.376142
3.559015	0.295163
4.408308	0.201846
4.568023	0.184304

Fuente: Elaboración propia.

En la Tabla 2 se muestran 5 modos inestables del sistema que empatan con lo mostrado en la Figura 9.

Sistema Kundur

Este mismo enfoque se aplicó al sistema Kundur, donde los modos del sistema se presentan en la Tabla 3. Al realizar la simulación no lineal del sistema, se obtuvieron las potencias de salida mostradas en la Figura 10 para una falla trifásica a tierra.

Tabla 3. Modos obtenidos del modelo lineal del sistema Kundur sin PSS obtenidos a través de Análisis de pequeña señal (del inglés SSA).

Frecuencia	Amortiguamiento
2.791562	0.218594
2.408723	0.344443
1.560724	0.636739
1.528194	0.648518
1.174283	0.075054
1.161342	0.075796
<mark>0.641235</mark>	<mark>-0.01102</mark>
0.102648	0.360497
0.007055	0.999922



Figura 10. Respuesta ante una falla del Sistema Eléctrico Kundur sin PSS. Fuente: Elaboración propia.

Experimento 1.

En el caso específico del sistema Kundur y el sistema del New England -Nueva York, se realizará el ajuste de cada uno de los PSS, es decir, los cambios de los tiempos de control de adelanto-atraso (*T1, T2, T3, T4, Ks y Tw*) teniendo como objetivo que los eigen-valores de la matriz **A** dada por el algoritmo OKID/ERA tengan un valor real negativo, ahí es donde se usará como función objetivo la maximización de estos para llevar el sistema a la estabilidad, teniendo en cuenta las limitantes físicas de los PSS, en este caso se muestran los modos obtenido de la aproximación Tabla 4 para el caso de New England - Nueva York y Tabla 5 para el sistema Kundur.

Tabla 4. Modos aproximados sistema New England - Nueva York sin PSS obtenidos de datos de simulación no lineal.

Fuente: Elal	boración propia.
Frecuencia	Amortiguamiento

2.3218 2.0160

0.4103
-0.0282

0.5602	0.0164
0.8337	0.0686

Tabla 5.Modos aproximados del sistema Kundur sin PSS obtenidos de datos de simulación no lineal.

Fuente: Elaboración	propia.
---------------------	---------

Frecuencia	Amortiguamiento
4.325	0.290894
1.4358	0.700488
1.1954	0.06962
<mark>0.6244</mark>	<mark>-0.02255</mark>
0	1

Experimento 2.

Se analizarán tanto el sistema Kundur como el sistema de New England -Nueva York, ajustando cada uno de los PSS por unidad, incluyendo variables como *T1, T2, T3, T4, Ks y Tw*, similar al experimento anterior. La diferencia radica en la función objetivo que se optimizará, específicamente maximizando el amortiguamiento mediante el uso de la "curva de adelanto de fase ideal", con el fin de llevar el sistema a la estabilidad. Se considerarán las limitaciones físicas asociadas con los PSS durante este proceso.

3.4 Análisis de los resultados

Experimento 1.

Se realizó la comparativa de los resultados obtenido del análisis de pequeña señal contra los resultados obtenidos por el método ERA/OKID, notando que el modelo de orden reducido logra captar una buena aproximación de los valores de inestabilidad, así como los modos local e interáreas más predominante para el sistema Kundur y el sistema de New England - Nueva York. Cada análisis se realizó como un equivalente por unidad. En la *Figura 11* se puede observar que los valores de amortiguamiento con las frecuencias muy cercanas entre la aproximación usando "mediciones" y el análisis lineal haciendo uso del "modelo matemático de

espacios de estado", en donde los eigenvalores tienen mayor energía, en estos casos se encuentran entre 0.3 Hz y a 2 Hz.

Al realizar un análisis de la frecuencia de nuestra función aproximada de la velocidad angular con respecto a la frecuencia se observa que cuenta con características similares, con un pequeño desfasamiento al haber sido obtenida solamente, a través, del cambio en el voltaje de referencia como entrada del OKID/ERA (la variable exc_sig del PST) y la diferencia el delta de la velocidad angular de las máquinas (la variable dmac_spd del PST).



Figura 11. Respuesta a la frecuencia de la velocidad angular del análisis de pequeña señal y resultados obtenidos del OKID/ERA del sistema Kundur. Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 11 se muestra la respuesta en frecuencia, utilizando una escala logarítmica, donde se comparan las respuestas de la velocidad angular obtenidas mediante el análisis de pequeña señal (SSA) y el método OKID/ERA aplicados al sistema de Kundur. El eje horizontal muestra la frecuencia en escala logarítmica, mientras que el eje vertical representa la magnitud de la respuesta. En la gráfica se observan ocho curvas en total, correspondientes a cuatro unidades de análisis (U1, U2, U3 y U4), lo que permite comparar cómo ambos métodos representan la

respuesta del sistema en función de la frecuencia. En la gráfica se observan picos de resonancia, donde la magnitud de la respuesta es máxima en ciertas frecuencias específicas. Aunque las curvas de SSA y OKID/ERA muestran una forma general similar.

En ambos sistemas la función objetivo es minimizar los valores de amortiguamiento, para ello usamos la ecuación *(22)*, con ella se busca el valor mínimo de amortiguamiento de todos los eigenvalores obtenidos de la matriz **A** mejorando su respuesta al PSS, optimizándolo, haciendo uso de la función GA.





Fuente: Elaboración propia.

En la *Figura 12*, se muestra el proceso que se realizó para obtener los resultados de las simulaciones no lineales.

Primero, se recopilan las entradas y salidas del sistema. Una vez obtenidos estos datos, se introducen en los algoritmos OKID/ERA para generar un sistema de ecuaciones aproximado que describe el comportamiento del sistema. Con estas ecuaciones, se optimiza una función objetivo hasta cumplir con la tolerancia del GA. A continuación, se realiza nuevamente la simulación no lineal, pero ahora utilizando los valores del PSS de la unidad analizada. Este proceso de optimización de parámetros se repite hasta que se analizan todas las unidades previstas.

Finalmente, el resultado obtenido se somete a prueba para verificar la sintonización del sistema.

Sistema Eléctrico de New England - Nueva York.

Después de realizar los pasos que se describen en la Figura 12 obtenemos una vez seleccionados todos los valores de ajuste de los PSS' determinados mediante el uso de GA, los modos que muestra la Tabla 6. Mostrando que los valores inestables o negativos de amortiguamiento ya no se encuentran en el sistema.

Tabla 6. Modos aproximados sistema New England - Nueva York con PSS.

Frecuencia	Amortiguamiento
1.6782	0.054298
1.4479	0.019127
1.1823	0.291659
0	1

Fuente: Elaboración propia.

Los parámetros para los PSS's del sistema New England - Nueva York se muestran en la Tabla 7.

Tabla 7. Resultados del sistema New England - Nueva York de valores de ajuste de los PSS.

	Kv (Tw)	Tw	T1	T2	Т3	Т4
G1	0.1485	0.3101	0.0972	0.5597	0.1136	0.7413
G2	51.7871	9.8833	0.0886	0.0363	0.1261	0.0911
G3	23.3406	5.7932	0.1276	0.1972	0.1356	0.01
G4	7.4922	1.8655	0.1092	0.2439	0.0935	0.01
G5	10.1869	7.0072	0.1271	0.0177	0.1384	0.0307
G6	5.3294	0.8801	0.1314	0.4498	0.0615	0.0262
G7	1.1946	1.3168	0.1269	0.01	0.0453	0.3833
G8	0.3242	2.5726	0.071	0.447	0.0126	0.3092
G9	3.9945	7.3085	0.068	0.0644	0.1197	0.6597
G10	81.277	7.596	0.1456	0.0839	0.1387	0.0397

G11	5.9887	6.9623	0.1205	0.01	0.0212	0.01
G12	22.1396	9.4211	0.1058	0.01	0.1486	0.0308
G13	15.1907	8.3944	0.0129	1.0663	0.0224	1.1159
G14	58.5733	9.3979	0.15	0.01	0.15	0.0124
G15	238.1928	9.186	0.1413	0.057	0.1462	0.0545
G16	12.7251	6.2169	0.146	0.01	0.1449	0.3074

Análisis de los generadores conectados al sistema New England -Nueva York

La estabilidad del sistema se evidencia en los datos presentados en la Figura 13 y la *Figura 14*. A pesar de registrar valores cercanos a cero, las oscilaciones interárea fueron completamente mitigadas en los análisis lineales.

La Figura 13 muestra un modo del sistema de New England - Nueva York obtenidos a partir de una simulación lineal con los PSS. En el eje horizontal se encuentra el índice de amortiguamiento, mientras que en el eje vertical se muestra la frecuencia en Hz. Cada punto en el gráfico corresponde a un modo oscilatorio del sistema, con su respectiva frecuencia y nivel de amortiguamiento. La línea roja vertical indica un umbral de amortiguamiento crítico, donde los modos a la izquierda de esta línea presentan un amortiguamiento bajo, pero sin encontrarse ningún modo inestable como en la Figura 6. Además, se puede observar que todos los modos inter-área, correspondientes a frecuencias menores o iguales a 1 Hz, fueron amortiguados con valores superiores a 0.5. Esto indica que el sistema es capaz de mitigar eficazmente este tipo de oscilaciones, incluso en caso de una falla eléctrica.



Figura 13. Modos del sistema de New England - Nueva York de la simulación lineal con PSS.

Fuente: Elaboración propia.



Figura 14. Respuesta del Sistema Eléctrico de sistema New England - Nueva York con la implementación del PSS obtenido de la función GA.

Añadiendo otra forma de verificar la efectividad de los resultados generados para la sintonización del PSS a través de la función GA, se llevó a cabo un análisis con simulaciones no lineales del sistema utilizando los resultados presentados en la Tabla 7. La Figura 14 muestra la respuesta del sistema eléctrico del sistema New England - Nueva York ante una perturbación. El eje horizontal representa el tiempo, mientras que en el eje vertical muestra la potencia eléctrica generada, expresada en unidades PU. Las curvas representan la potencia eléctrica de cada generador a lo largo del tiempo. Se observa cómo, tras una perturbación inicial, las oscilaciones en la estabilidad y respuesta dinámica del sistema. Notando una gran diferencia en las respuestas observadas en la *Figura 9*, la cual fue resultado de una perturbación del sistema New England - Nueva York sin los PSS sintonizados.

Sistema Eléctrico Kundur.

Para el sistema Kundur, la estabilidad se manifiesta en los datos presentados en la Figura 15 al igual que en la Tabla 8. En los modos que se registraron no hubo valores cercanos a cero, las oscilaciones Inter-área y locales fueron completamente mitigadas en los análisis lineales.

Tabla 8.Modos aproximados sistema Kundur con PSS.

Frecuencia	Amortiguamiento
10.38461	0.01
6.364238	0.03
2.48069	0.05
1.270198	0.07
1.249197	0.09
0.587046	0.11



Figura 15. Modos Sistema lineal Kundur con PSS sintonizado usando OKID/ERA. Fuente: Elaboración propia.

Se calcularon los resultados presentados en la Tabla 9 para el sistema de Kundur.

	Kv (Tw)	Tw	T1	T2	Т3	Т4
G1	69.6738	7.1815	0.1257	0.0174	0.1232	0.1244
G2	25.6206	3.4749	0.1259	0.5653	0.1464	0.0719
G3	99.9966	9.9999	0.1197	0.0252	0.1079	0.0461
G4	99.8431	9.9999	0.1497	0.0893	0.1497	0.0332



Figura 16. Respuesta del Sistema Eléctrico Kundur con la implementación del PSS obtenido de la función GA. Fuente: Elaboración propia.

Asimismo, se realizó un análisis mediante simulaciones no lineales del sistema empleando los resultados presentados en la Tabla 9. La Figura 16, que muestra la respuesta del Sistema Eléctrico Kundur con la implementación del PSS obtenido a partir de la función GA, ilustra que el sistema alcanza la estabilidad como resultado de la correcta selección de parámetros de ajuste del PSS, al igual que en el experimento anterior, se muestran las potencias eléctricas por unidad de cada una de las unidades del sistema eléctrico Kundur, notando que todas llegan a un punto estable (línea recta), sin tener oscilaciones crecientes.

Experimento 2.

Sistema Eléctrico New England - Nueva York

Para este experimento se obtiene el modelo de espacios de estado, a través de él, se retiraron los estados del rotor, posteriormente se obtiene la curva ideal de cada generador, la cual es el negativo de la fase de la respuesta a la frecuencia del sistema, las gráficas de la Figura 17 muestran las curvas azules, las cuales representan la fase ideal de adelanto del sistema de Nueva Inglaterra - Nueva York para cada uno de los generadores en el dominio de la frecuencia y la curva naranja las cuales se obtuvieron por medio de la función objetivo detallada en la ecuación



(23) haciendo uso de la función GA.

Figura 17. Aproximación de curva de adelanto de fase ideal y función del PSS haciendo uso de GA en sistema de New England - Nueva York.



Figura 18. Modos Sistema lineal New England - Nueva York con PSS sintonizado usando curva de adelanto de fase ideal.

Fuente: Elaboración propia.

Para confirmar que la aproximación de las fases de los generadores del sistema fue suficiente para estabilizar el sistema, eliminando oscilaciones no deseadas, se realizó un análisis lineal, el cual se muestra en la Figura 18. Este análisis muestra que todos los modos críticos fueron mitigados, y se destaca que no existe ningún punto con un índice de amortiguamiento menor a 0.05. Los valores obtenidos para la sintonización de los PSS se encuentran en la Tabla 10.

Tabla 10. Parámetros del PSS del Sistema Eléctrico de New England - Nueva York.

	Kv (Tw)	Tw	T1	Т2	Т3	Т4
G1	178.7533	10	0.0881	0.0122	0.0925	0.0173
G2	128.7415	10	0.0811	0.0136	0.0877	0.0132
G3	42.8224	10	0.0885	0.0205	0.0665	0.0144
G4	71.5431	10	0.0643	0.01	0.0758	0.01
G5	15.428	10	0.0894	0.011	0.0442	0.01
G6	123.4516	10	0.1123	0.01	0.0595	0.01
G7	189.6338	10	0.0874	0.0116	0.0539	0.0227

Fuente: Elaboración propia.

97.3715	10	0.0683	0.0109	0.089	0.0132
188.9019	10	0.1414	0.2112	0.1337	0.0109
152.8394	10	0.0765	0.0121	0.0797	0.01
106.7311	10	0.1146	0.1438	0.0798	0.0111
47.5755	10	0.1014	0.0112	0.1062	0.0156
97.9463	10	0.1003	0.068	0.0446	0.0149
227.5942416	9.99701945	0.07856744	0.02270999	0.05344198	0.01486817
443.6763942	9.90403723	0.07632467	0.01540807	0.06299811	0.02643003
15.94918425	9.85841831	0.12450733	0.01486983	0.10475183	0.03123759
	97.3715 188.9019 152.8394 106.7311 47.5755 97.9463 227.5942416 443.6763942 15.94918425	97.371510188.901910152.839410106.73111047.57551097.946310227.59424169.99701945443.67639429.9040372315.949184259.85841831	97.3715100.0683188.9019100.1414152.8394100.0765106.7311100.114647.5755100.101497.9463100.1003227.59424169.997019450.07856744443.67639429.904037230.0763246715.949184259.858418310.12450733	97.3715100.06830.0109188.9019100.14140.2112152.8394100.07650.0121106.7311100.11460.143847.5755100.10140.011297.9463100.10030.068227.59424169.997019450.078567440.02270999443.67639429.904037230.076324670.0148698315.949184259.858418310.124507330.01486983	97.3715100.06830.01090.089188.9019100.14140.21120.1337152.8394100.07650.01210.0797106.7311100.11460.14380.079847.5755100.10140.01120.106297.9463100.10030.0680.0446227.59424169.997019450.078567440.022709990.05344198443.67639429.904037230.076324670.015408070.0629981115.949184259.858418310.124507330.014869830.10475183



Figura 19. Respuesta del sistema de New England - Nueva York con PSS sintonizado usando aproximación de la curva de adelanto de fase ideal.

Fuente: Elaboración propia.

Para verificar de manera adicional la efectividad de los resultados obtenidos en la sintonización del PSS mediante la función GA, se realizó un análisis utilizando simulaciones no lineales del sistema. La *Figura 19* muestra la respuesta del sistema eléctrico de Nueva Inglaterra - Nueva York ante una perturbación. En el gráfico se muestra la potencia eléctrica generada de las unidades en PU. Las curvas indican que, tras la perturbación inicial, las oscilaciones en la potencia disminuyen drásticamente gracias a la acción de los PSS.

Se observa una gran diferencia en comparación con las respuestas presentadas en la Figura 9, que muestran la respuesta del sistema de Nueva Inglaterra - Nueva York sin los PSS sintonizados tras una perturbación, y un amortiguamiento más rápido al presentado en la Figura 14, el cual fue realizado a través de aproximaciones OKID/ERA haciendo uso de solo mediciones.

Sistema Eléctrico Kundur

En el caso del sistema Kundur, la Figura 20 presenta tanto la curva ideal como la curva derivada de la función del PSS. En ambas representaciones, las líneas azules corresponden a la curva ideal del sistema, mientras que las líneas naranjas muestran la aproximación obtenida mediante las ecuaciones del PSS con los parámetros ajustados con el uso de GA.



Figura 20. Aproximación de curva de adelanto de fase ideal y función del PSS haciendo uso de GA en sistema Kundur.



Figura 21. Modos Sistema Kundur con PSS sintonizado usando curva de adelanto de fase ideal.

Fuente: Elaboración propia.

Después de obtener los datos de la función aproximada, se analizaron los resultados presentados en la Tabla 11. Los modos del sistema se muestran en la Figura 21, destacando que todos ellos exhiben un amortiguamiento superior a 0.05. Este resultado sugiere que el sistema se estabilizará de manera efectiva.

	Kv (Tw)	Tw	T1	Т2	Т3	Т4
G1	63.188	6.062	0.0778	0.0143	0.088	0.0136
G2	6.5222	6.7014	0.0784	0.0173	0.0868	0.01
G3	53.2564	9.7903	0.0653	0.01	0.0684	0.01
G4	192.7231	7.3852	0.0695	0.0207	0.0829	0.0136

Tabla 11. Parámetros del PSS del Sistema Eléctrico de Kundur. Fuente: Elaboración propia.

Una vez obtenidos los valores del PSS, se procedió a realizar un nuevo análisis haciendo una simulación no lineal del sistema Kundur utilizando estos valores de ajuste en el PSS los cuales fueron obtenidos utilizando la aproximación de la curva ideal de adelanto de fase.

44

En la Figura 22, se corrobora la estabilidad del sistema al someterlo a una falla trifásica en el bus 101 que se muestra en la Figura 2 sin tener oscilaciones ascendentes. Los valores observados en la gráfica de la *Figura 22* son potencias eléctricas en PU de los 4 generadores eléctricos del sistema Kundur notando un rápido amortiguamiento gracias a la buena sintonización de los PSS en cada uno de los generadores.



Figura 22. Respuesta del sistema de Kundur con PSS sintonizado usando aproximación de la curva de adelanto de fase ideal.

Conclusiones y recomendaciones

Conclusiones y recomendaciones

Esta investigación se centró en experimentar con los sistemas Kundur y New England - Nueva York, que son ampliamente reconocidos en estudios de sistemas de potencia debido a la abundancia de datos disponibles y el conocimiento sólido que tienen. Nuestra aproximación lineal desarrollada en el "experimento 1" resultó ser bastante efectiva, proporcionando valores precisos para los modos de oscilación y amortiguamiento solo con los datos medidos.

El método OKID/ERA se destacó por su simplicidad, ya que solo requiere datos medidos, lo que es una gran ventaja. Sin embargo, nos enfrentamos a algunos desafíos debido a errores en las mediciones. Para solucionar esto, utilizamos un enfoque alternativo basado en la curva teórica de adelanto de fase y en el modelo matemático del sistema para ajustar nuestros resultados. Este enfoque tiene sus dificultades, especialmente porque los sistemas eléctricos reales son tan grandes y complejos, lo que hace que crear y mantener modelos precisos sea complicado.

El uso del algoritmo genético fue esencial para optimizar el sistema de manera no lineal, este se usó para minimizar las dos funciones objetivo (las ecuaciones (22) y

(23)). La cuidadosa selección de la población inicial y el número de generaciones fueron claves para evitar problemas al inicio y para conseguir valores de amortiguamiento deseables. Validamos nuestro estudio evaluando oscilaciones inter-área, lo que resalta la necesidad de explorar estos métodos en sistemas con más modos de oscilación y la importancia de coordinar la modificación de estos modos en sistemas con múltiples entradas y salidas para prevenir inestabilidades.

Además, usar datos simulados en nuestros experimentos nos dio una buena idea de cómo podría comportarse el sistema en condiciones reales. Las simulaciones permiten probar diferentes escenarios y evaluar el rendimiento de los métodos sin las limitaciones y costos de las mediciones físicas. Aunque los datos simulados no capturan todas las complejidades del mundo real, ofrecen una visión útil para ajustar nuestros métodos antes de aplicarlos en situaciones reales. En resumen, aunque el método OKID/ERA tiene la ventaja de simplificar el proceso utilizando mediciones directas, su sensibilidad a errores de medición hace necesario usar enfoques basados en modelos matemáticos para una sintonización más efectiva. Además, los desafíos de los sistemas eléctricos reales subrayan la importancia de seguir investigando para asegurar que estos métodos sean robustos y aplicables en la práctica. Las simulaciones y aproximaciones juegan un papel crucial al proporcionar una perspectiva valiosa para ajustar los métodos antes de enfrentarse a los datos reales.

Fuentes de consulta

- Anderson, P., & Williams, H. (2009). Analysis of turbine shaft coupling failure in thermal power plant. . *Journal of Failure Analysis and Prevention*, 210-2015, 9(3). doi:https://doi.org/10.1007/s11668-009-9231-5
- Brunton, S. L. (2021). *Data Driven Science & Engineering: Machine Learning, Dynamical Systems, and Control.* Cambridge University Press.
- D. Lam, H. Y. (1994). An efficient improvement of the AESOPS algorithm for power system eigenvalue calculation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 1880 -1885.
- Gibbard, M. J., Pourbeik, P., & Vowles, D. J. (2015). *Small-signal stability, control and dynamic performance of power systems.* University of Adelaide Press.
- Kruse, J., Schäfer, B., & Witthaut, D. (2021). Exploring deterministic frequency deviations with. 2021 IEEE International Conference on Communications, Control, and Computing Technologies for Smart Grids (SmartGridComm), 133-139. doi:10.1109/SmartGridComm51999.2021.9632335
- Kundur, P., Ajjarapu , V., & Paserba, J. (2004). Definition and classification of power system stability. *IEEE transactions on Power Systems*, 1387-1401.
- Li, X. (2020). An eigensystem realization algorithm based data-driven approach for extracting electromechanical oscillation dynamic patterns from synchrophasor measurements in bulk power grids. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*.

- Liu, G., & Venkatasubramanian, V. (2008). Oscillation monitoring from ambient PMU measurements by Frequency Domain Decomposition. *IEEE International Symposium on Circuits and Systems*, 2821-2824.
- Rudez, U., & Rafael , M. (2019). RoCoF-based Improvement of Conventional Under-Frequency Load Shedding. *IEEE Milan PowerTech*, 1-5.
- SANCHEZ-GASCA, J. (2012). *Identification of Electromechanical Modes in Power Systems.* The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.
- T. Hiyama, W. Z. (2007). Eigenvalue Based Wide Area Dynamic Stability Control of Electric Power Systems. *International Conference on Intelligent Systems Applications to Power Systems*.
- Wang, Y. (2012). Power System Osciliation Modes Identification Based on Eigen system Realization Algorithm via Empirical Mode Decomposition. *Energy Procedia*,, Pages 189-195,.
- Wang, Y., & Zhu, L. (2017). Research and implementation of SVD in machine learning. IEEE/ACIS 16th International Conference on Computer and Information Science (ICIS), 471-475.
- Wang, Y., Zhang, N., & Kang, C. (2018). An Efficient Approach to Power System Uncertainty Analysis With High-Dimensional Dependencies. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(3), 2984-2994. doi:10.1109/TPWRS.2017.2755698
- Xie, J., Alvarez-Fernandez, I., & Sun, W. (2020). A Review of Machine Learning Applications in Power System Resilience. 2020 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM), 1-5. doi:10.1109/PESGM41954.2020.9282137

Yanhui, X., & Renmu, H. (2006). Analysis of the Failure in a Turbine-Generator Shaft.
 2006 International Conference on Power System Technology, 1-6.
 doi:10.1109/ICPST.2006.321589

- Zhang , S., Zhu, Z., & Li, Y. (2021). A critical review of data-driven transient stability assessment of power systems: principles, prospects and challenges. *Energies*, 7238.
- Zhi, Y., & Venkatasubramanian, V. (2021). Analysis of Energy Flow Method for Oscillation Source Location. *IEEE Transactions on Power Systems*, 1338-1349.



ANEXO 1

Datos del sistema 16 Maquinas

Fuente: "Singular Perturbations, Coherency and Aggregation of Dynamic Systems," pp.6-42, July 1981

```
% data16m.m (16 Machine System Data)
% This is a 16-machine system with 86 transmission lines
and
% 68 buses. Data are extracted from the GE final report
% entitled "Singular Perturbations, Coherency and
% Aggregation of Dynamic Systems," pp.6-42, July 1981.
% detailed generator models
% dc exciters on generators 1 to 9
% constant current active loads
% Bus data format
% bus:
% coll number
% col2 voltage magnitude(pu)
% col3 voltage angle(degree)
% col4 p gen(pu)
% col5 q gen(pu),
% col6 p_load(pu)
% col7 q load(pu)
% col8 G shunt(pu)
% col9 B shunt(pu)
% coll0 bus type
9
        bus type - 1, swing bus
                 - 2, generator bus (PV bus)
00
00
                 - 3, load bus (PQ bus)
% coll1 q gen max(pu)
% coll2 q gen min(pu)
bus = [...
    1.0000
              1.0450
                             0 2.5044 1.1550
                                   1.0000
0
          0
                    0
                             0
                                                    \left( \right)
0
```

2.0000 0 0	0.9800 0	3.5503 0	5.4500 2.0000	1.8429 999.0000	_
999.0000 3.0000	0.9830	5.5803	6.5000	1.9876	
0 0 999.0000	0	0	2.0000	999.0000	-
4.0000	0.9970 0	6.6336 0	6.3200 2.0000	1.0709 999.0000	_
999.0000 5.0000	1.0110	5.1551	5.0520	1.6234	
0 0 999.0000	0	0	2.0000	999.0000	-
6.0000 0 0	1.0500 0	9.4769 0	7.0000 2.0000	2.1975 999.0000	_
999.0000 7.0000	1.0630	11.7056	5.6000	0.9851	
0 0 999.0000	0	0	2.0000	999.0000	-
8.0000 0 0 999 0000	1.0300 0	5.5959 0	5.4000 2.0000	0.0031 999.0000	-
9.0000	1.0250 0	9.9302 0	8.0000 2.0000	0.0492 999.0000	_
999.0000 10.0000 0 0	1.0100	5.0408 0	5.0000	0.0606 999.0000	_
999.0000 11.0000	1.0000	7.4828	10.0000	-0.1726	_
999.0000	1 0156	-6 0042	13 5000	2 4920	_
0 0 0 999.0000	0	0	2.0000	999.0000	-
13.0000 0 0 999 0000	1.0110 0	-10.8676	35.9100 2.0000	8.7547 999.0000	-
14.0000 0 0	1.0000 0	35.1608 0	17.8500 2.0000	0.6217 999.0000	_
15.0000 0 0 999.0000	1.0000 0	28.9208 0	10.0000 2.0000	0.6719 999.0000	_

16.0000 1.0000 34.6654 40.0000 4.6005 0 0 2.0000 999.0000 -0 0 999.0000 17.0000 1.0591 -4.2475 0 0 2.5270 1.1856 0 0 3.0000 0 0 0 18.0000 1.0516 -2.4233 0 0.0000 0.0000 0 0 3.0000 0 0 19.0000 1.0327 0 -5.4265 0 0 3.2200 0.0200 0 3.0000 0 0 20.0000 1.0059 -6.5455 0 0 0 5.0000 1.8400 3.0000 0 0 0 21.0000 1.0072 -5.6066 0 0 0 0.0000 0.0000 0 3.0000 0 0 22.0000 1.0093 -4.9253 0 0 0.0000 0.0000 0 0 3.0000 0 0 0 23.0000 0.9995 -7.1964 0 0 2.3400 0.8400 3.0000 0 0 0 24.0000 0.9990 0 -7.7388 0 0 5.2200 1.7700 3.0000 0 0 0 25.0000 1.0391 -8.2850 0 0 1.0400 1.2500 0 3.0000 0 0 0 26.0000 1.0184 -2.4066 0 0 0.0000 0.0000 0 3.0000 0 0 0 0 27.0000 1.0141 -3.2638 0 0.0000 0.0000 0 3.0000 0 0 0 28.0000 1.0553 0 -3.2401 0 0 0.0900 0.8800 0 3.0000 0 0 29.0000 1.0157 -3.0745 0 0 0 0.0000 0.0000 0 3.0000 0 \cap
30.0000 1.0134 -4.6215 0 0 0.0000 0.0000 0 3.0000 0 0 0 0 31.0000 1.0171 -4.7167 0 3.2000 1.5300 0 0 3.0000 0 0 32.0000 1.0334 0 -3.1799 0 3.2900 0.3200 0 0 3.0000 0 0 0 33.0000 1.0365 -4.2733 0 0 0.0000 0.0000 3.0000 0 0 0 34.0000 1.0338 -5.1386 0 0 0 1.5800 0.3000 3.0000 0 0 0 35.00001.05011.41500.00000.00000 0 0 0.0000 0.0000 0 3.0000 0 0 36.0000 0.9904 -0.0177 0 0 6.8000 1.0300 0 0 3.0000 0 0 0 37.0000 1.0325 -0.5451 0 0 2.7400 1.1500 0 3.0000 0 0 38.0000 1.0501 4.1377 0 0 0 0.0000 0.0000 3.0000 0 0 0 39.0000 1.0450 3.8497 0 0 0 2.4800 0.8500 3.0000 0 0 0 40.0000 1.0386 0 -3.0067 0 3.0900 -0.9200 0 3.0000 0 0 0 0 41.0000 1.0598 -1.1596 0 2.2400 0.4700 0 0 3.0000 0 0 42.0000 1.0561 0 -2.6593 0 0 1.3900 0.1700 0 3.0000 0 0 43.0000 1.0434 0 -4.5442 0 0 2.8100 0.7600 0 3.0000 0 \cap

44.0000 1.0520 0.4748 0 0 2.0600 0.2800 0 3.0000 0 0 0 45.0000 1.0509 3.1120 0 0 0 2.8400 0.2700 3.0000 0 0 0 46.0000 1.0536 0 -4.7947 0 0.0000 0.0000 0 0 3.0000 0 0 47.0000 1.0573 0 -2.2328 0 0 0.0000 0.0000 3.0000 0 0 0 48.0000 1.0511 0.0923 0 0 0 0.0000 0.0000 3.0000 0 0 0 49.0000 1.0562 -3.3917 0 0 0 1.1200 0.0000 0 3.0000 0 0 50.0000 1.0652 -8.3281 0 0 0.0000 0.0000 0 0 3.0000 0 0 0 51.0000 1.0139 -8.3324 0 0 0.0000 -0.0000 0 3.0000 0 0 52.0000 1.0423 0 -11.7133 0 0 1.0200 -0.1946 0 3.0000 0 0 53.0000 1.0290 -17.6715 0 0 60.0000 3.0000 0 3.0000 0 0 0 54.0000 1.0558 -2.1864 0 0 0.0000 0.0000 0 3.0000 0 0 0 0 55.0000 1.0056 -19.30840 2.6700 0.1260 0 0 3.0000 0 0 56.0000 1.0677 4.3536 0 \cap 0.6563 0.2353 0 3.0000 0 0 0 57.0000 0.9994 33.6257 0 $\left(\right)$ 0 10.0000 2.5000 0 3.0000 0 0

58.0000 0.9991 28.0606 0 0 11.5000 2.5000 0 3.0000 0 0 0 0 59.0000 1.0147 -18.4729 0 0.0000 -0.0000 0 3.0000 0 0 0 60.0000 1.0140 -18.5030 0 0 2.6755 0.0484 0 0 3.0000 0 \cap 61.0000 1.0178 -8.3403 0 0 0 2.0800 0.2100 0 3.0000 0 \cap 0 62.0000 1.0324 -1.2174 0 1.5070 0.2850 0 3.0000 0 0 0 63.0000 1.0738 -3.4999 0 0 2.0312 0.3259 0 0 3.0000 0 0 64.0000 1.0765 -1.58360 0 2.4120 0.0220 0 0 3.0000 0 0 0 65.0000 1.0117 2.0177 0 0 1.6400 0.2900 3.0000 0 0 0 66.0000 1.0119 8.4665 0 0 0 1.0000 -1.4700 3.0000 0 0 0 67.0000 1.0221 -4.3426 0 0 3.3700 -1.2200 0 0 3.0000 0 0 68.0000 0.9935 0 27.7278 0 24.7000 1.2300 0 0 3.0000 0 0 1; % Line data format % line: from bus, to bus, resistance(pu), reactance(pu), % line charging(pu), tap ratio, phase shift(deg) line = [... 17.0000 18.0000 0.0035 0.0411 0.6987 0 0 17.0000 46.0000 0.0008 0.0074 0.4800 0 0

xxi

0	18.0000	19.0000	0.0013	0.0151	0.2572
0	18.0000	41.0000	0.0070	0.0086	0.1460
1	18.0000	1.0000	0	0.0181	0
⊥ • ∩	19.0000	20.0000	0.0013	0.0213	0.2214
0	19.0000	34.0000	0.0011	0.0133	0.2138
0	20.0000	21.0000	0.0008	0.0128	0.1342
0	20.0000	30.0000	0.0008	0.0129	0.1382
0	21.0000 0	22.0000	0.0002	0.0026	0.0434
0	21.0000 0	24.0000	0.0008	0.0112	0.1476
0	22.0000 0	23.0000	0.0006	0.0092	0.1130
0	22.0000 0	27.0000	0.0007	0.0082	0.1389
1.	22.0000 0700	2.0000 0	0	0.0250	0
0	23.0000 0	24.0000	0.0004	0.0046	0.0780
0	24.0000 0	25.0000	0.0023	0.0363	0.3804
0	25.0000 0	46.0000	0.0019	0.0183	0.2900
0	26.0000 0	27.0000	0.0004	0.0043	0.0729
0	26.0000 0	29.0000	0.0004	0.0043	0.0729
1.	26.0000 0700	3.0000 0	0	0.0200	0
1.	28.0000 0600	27.0000 0	0.0016	0.0435	0
1.	28.0000 0600	29.0000 0	0.0016	0.0435	0
0	29.0000 0	30.0000	0.0009	0.0101	0.1723
0	30.0000 0	31.0000	0.0018	0.0217	0.3660

0	31.0000	32.0000	0.0009	0.0094	0.1710
0	32.0000	33.0000	0.0007	0.0089	0.1342
0	32.0000	35.0000	0.0016	0.0195	0.3040
0	32.0000	37.0000	0.0008	0.0135	0.2548
0	32.0000	40.0000	0.0003	0.0059	0.0680
0	33.0000	34.0000	0.0007	0.0082	0.1319
0	33.0000	43.0000	0.0013	0.0173	0.3216
0	35.0000	36.0000	0.0007	0.0138	0
1.(35.0000	4.0000	0.0007	0.0142	0
1.(36.0000	5.0000	0.0009	0.0180	0
1.0	37.0000	0 38.0000	0.0008	0.0140	0.2565
0	38.0000	39.0000	0.0006	0.0096	0.1846
0	38.0000	6.0000	0	0.0143	0
1.0	39.0000	40.0000	0.0022	0.0350	0.3610
0	39.0000	7.0000	0.0005	0.0272	0
0	41.0000	42.0000	0.0032	0.0323	0.5310
0	41.0000	8.0000	0.0006	0.0232	0
1.0	42.0000	43.0000	0.0014	0.0147	0.2396
0	42.0000	44.0000	0.0043	0.0474	0.7802
0	42.0000	45.0000	0.0057	0.0625	1.0290
0	44.0000	45.0000	0.0014	0.0151	0.2490
0	45.0000)250	9.0000 0	0.0008	0.0156	0

	25.0000	46.0000	0.0019	0.0183	0.2900
0	25.0000	52.0000	0.0022	0.0196	0.3400
0	25.0000	52.0000	0.0022	0.0196	0.3400
0	52.0000	53.0000	0.0005	0.0045	0.3200
0	50.0000	52.0000	0.0033	0.0111	1.4500
0	51.0000	50.0000	0.0001	0.0074	0
0.	49.0000	50.0000	0.0011	0.0157	0.2020
0	48.0000	49.0000	0.0008	0.0099	0.1680
0	46.0000	47.0000	0.0013	0.0187	0.3330
0	46.0000	48.0000	0.0024	0.0288	0.4880
0	17.0000	47.0000	0.0016	0.0163	0.2500
0	47.0000	54.0000	0.0011	0.0147	0.2470
0	49.0000	54.0000	0.0036	0.0444	0.6930
0	54.0000	62.0000	0.0022	0.0284	0.4300
0	62.0000 0	65.0000	0.0018	0.0274	0.2700
0	17.0000 0	63.0000	0.0013	0.0188	1.3100
0	63.0000 0	64.0000	0.0025	0.0268	0.4000
0	63.0000 0	64.0000	0.0025	0.0268	0.4000
0	64.0000 0	56.0000	0.0020	0.0220	1.2800
0	51.0000 0	61.0000	0.0007	0.0175	1.3900
0	53.0000 0	59.0000	0.0005	0.0276	0
0	59.0000 0	60.0000	0.0001	0.0011	0

0	60.0000	61.0000	0.0025	0.0730	0	
0	55.0000	60.0000	0	0.0411	0	
0	55.0000	61.0000	0	0.0839	0	
0	61.0000	67.0000	0.0004	0.0105	0.7200	
0	66.0000	68.0000	0.0012	0.0288	2.0600	
0	66.0000	67.0000	0.0009	0.0221	1.6200	
0	65.0000	68.0000	0.0076	0.1141	1.1600	
0	68.0000	58.0000	0.0040	0.0600	2.2500	
0	58.0000	57.0000	0.0040	0.0600	2.2500	
0	57.0000	56.0000	0.0060	0.0840	3.1500	
0	47.0000	10.0000	0	0.0260	0	
1.0	48.0000	11.0000	0	0.0130	0	
1 (52.0000	12.0000	0	0.0075	0	
1 (53.0000	13.0000	0	0.0033	0	
1 (57.0000	14.0000	0	0.0015	0	
1 (58.0000	15.0000	0	0.0015	0	
1 (68.0000	16.0000	0	0.0030	0	
1 (17.0000	43.0000	0.0320	0.3200	0.4100	
⊥ • (♀ r];					
<pre>% Machine data format % 1 machine number</pre>						
0 0/0 0	2. bus number,					
olo ol	<pre>3. base mva, 4. leakage reactance x_l(pu),</pre>					
00	<pre>% 5. resistance r_a(pu),</pre>					

```
6. d-axis sychronous reactance x d(pu),
00
       7. d-axis transient reactance x'd(pu),
00
       8. d-axis subtransient reactance x" d(pu),
8
       9. d-axis open-circuit time constant T' do(sec),
00
      10. d-axis open-circuit subtransient time
8
constant
               T" do(sec),
00
9
      11. q-axis sychronous reactance x q(pu),
      12. q-axis transient reactance x'q(pu),
9
      13. q-axis subtransient reactance x" q(pu),
8
      14. q-axis open-circuit time constant T' qo(sec),
8
      15. q-axis open circuit subtransient time
8
constant
               T" qo(sec),
9
      16. inertia constant H(sec),
8
      17. damping coefficient d o(pu),
00
      18. dampling coefficient d 1(pu),
9
      19. bus number
9
8
mac con = [...
1 1
                 0.1
       100 0
                          0.031 0
                                     10.2
               0
                                             0
0.069
       0.028
                  1.5
                          0 42
                                     35 0
               0
                                             1
                                                0
0
2 2
       100 0
               0
                0.295 0.0697 0
                                     6.56
                                             0
0.282
       0.06
               0
                  1.5
                          0
                              30.2
                                     35 0
                                             2
                                                 0
0
       100 0
3 3
               0
                  0.2495 0.0531 0
                                     5.7
                                             0
0.237
                                     35 0
       0.05
               0
                  1.5
                          0
                              35.8
                                             3
                                                 0
0
       100 0
               0
                  0.262
                          0.0436 0
                                     5.69
4 4
                                             0
0.258
       0.04
               0
                  1.5
                          0 28.6
                                     35 0
                                             4
                                                 0
0
5 5
                                                 0.31
       100 0
             0
                  0.33
                          0.066 0
                                     5.4
                                             0
0.06
       0 0.44
                  0 26
                              35 0
                                     5 0
                                             0
                 0.254
                                     7.3
       100 0
                          0.05
                                 0
6 6
               0
                                             0
0.241
       0.045
                  0.4
                                     35 0
                          0 34.8
                                             6
               0
                                                 0
0
7 7
             0 0.295 0.049 0
       100 0
                                     5.66
                                             0
0.292
       0.045
                1.5
                         0 26.4
                                     35 0
                                             7
                                                 0
             0
0
8 8
                  0.29 0.057 0
       100 0 0
                                     6.7
                                             0
                                                 0.28
0.05
       0 0.41
                  0 24.3 35 0
                                     8 0
                                             0
```

100 0 0.2106 0.057 0 4.79 9 9 0 0 0.205 0.05 1.96 34.5 120 0 0 0 9 0 0 10 10 100 0 0 0.169 0.0457 0 9.37 0 0.115 0.045 1.5 31 35 0 0 0 10 0 0 11 11 100 0 0.128 0.018 4.1 0 0 0 0.123 0.015 0 1.5 0 28.2 35 0 11 0 0 12 12 100 0 0 0.101 0.031 0 7.4 0 0.095 0.028 0 1.5 0 92.3 35 0 12 0 0 13 13 100 0 0 0.0148 0.00275 0 5.9 0 1.5 496 70 0 0.0143 0.0025 0 0 13 0 0 14 14 100 0 0.018 0.00285 0 4.1 0 0 0.0173 0.0025 1.5 0 300 35 0 14 0 0 0 15 15 100 0 0.018 0.00285 0 4.1 0 0 0.0173 0.0025 1.5 300 35 0 15 0 0 0 0 16 16 100 0 0 0.0178 0.00355 0 7.8 0 0.0167 0.003 0 1.5 0 450 70 0 16 0 01; mac con(:, 7) = mac con(:, 12);

exc con = [0 1 0.01 200.0 0.05 0 0 5.0 -5.0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0; 0 2 0.01 200.0 0.05 0 0 5.0 -5.0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0; 0 3 0.01 200.0 0.05 0 0 5.0 -5.0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0; 0 4 0.01 200.0 0.05 0 0 5.0 -5.0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 5 0.01 200.0 0.05 0 0 5.0 -5.0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0; 0 6 0.01 200.0 0.05 0 0 5.0 -5.0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0; 0 7 0.01 200.0 0.05 0 0 5.0 -5.0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0; 0 8 0.01 200.0 0.05 0 0 5.0 -5.0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 9 0.01 200.0 0.05 0 0 5.0 -5.0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0; 0 10 0.01 200.0 0.05 0 0 5.0 -5.0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0; 0 11 0.01 200.0 0.05 0 0 5.0 -5.0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0; 0 12 0.01 200.0 0.05 0 0 5.0 -5.0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 13 0.01 200.0 0.05 0 0 5.0 -5.0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0; 0 14 0.01 200.0 0.05 0 0 5.0 -5.0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0; 0 15 0.01 200.0 0.05 0 0 5.0 -5.0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;

```
tao = 1/100;
sw con = [...
0 0 0 0 0 0 tao;%sets intitial time
step
  1 32 31 0 0 3 tao; %apply three phase
fault at bus 1, on line 1-2
  1+3*tao 0 0 0 0 0 0 tao; %clear fault at
bus
  1+4*tao 0 0 0 0 0 tao; %clear remote
end
  4+5*tao 0 0 0 0 0 0 tao; % increase
8
time step
% 4+6*tao 0 0 0 0 0 0 tao; % increase
time step
  20.0 0 0 0 0 0 0]; % end simulation
```