



UNIVERSIDAD MICHOACANA DE SAN NICOLÁS DE HIDALGO
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

CONTROL DE OSCILACIONES ELECTROMECAÑICAS USANDO
APRENDIZAJE DE MÁQUINAS

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

P R E S E N T A :

FÉLIX EDUARDO REYES MALDONADO

DIRECTOR DE TESIS

DR. ALEJANDRO ZAMORA MÉNDEZ

CO-DIRECTOR DE TESIS

DR. JOSÉ ORTÍZ BÉJAR



MORELIA, MICHOACÁN, MARZO 2025

Agradecimientos

En primer lugar quiero agradecer a mi asesor el Dr. Alejandro Zamora Méndez por su guía, paciencia, constancia y dedicación a este trabajo, no hubiera sido posible sin usted.

A mi co-asesor el Dr. José Ortiz Béjar por todo su apoyo para lograr la realización de este trabajo.

Quiero extender un agradecimiento especial al Dr. Mario Arrieta Paternina por todo el apoyo brindado como asesor externo, gracias por recibirme en la UNAM y apoyar este trabajo.

A todos mis compañeros del Workteam, gracias por los consejos, el apoyo y sobre todo la camaradería. A mi familia, a mi novia y mis amigos, gracias por tenerme paciencia cuando más ocupado estuve durante la realización de este trabajo.

A la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo y al posgrado de la Facultad de Ingeniería Eléctrica, gracias por brindarme la oportunidad de crecer académica y profesionalmente.

Finalmente quiero agradecer al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONAHCYT) por el impulso que da a los avances científicos en México, sin el apoyo este trabajo no hubiera sido posible, especialmente agradezco el apoyo proporcionado a través del Proyecto CF-2023-I-1174 con el programa “Ciencia de Frontera 2023”.

Lista de Publicaciones

1. **Felix Eduardo Reyes Maldonado**, Alejandro Zamora Mendez, Mario Roberto Arrieta Paternina, Jose Ortiz Bejar, and Alexander Sanchez: Control of Electromechanical Oscillations with Machine Learning. In 2024 IEEE PES Generation Transmission and Distribution LA/Power, Electronics and Computing Autumn Meeting (GTDLA - ROPEC24), Ixtapa, Mexico, 2024, pp. 1-6.
2. C. Castrillón-Franco, M. R. A. Paternina, **F. E. Reyes**, A. Zamora-Mendez, R. E. Correa and J. Ortiz-Bejar, "Damping Control of Inter-area Oscillations Using non-conventional equipment," 2023 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC), Ixtapa, Mexico, 2023, pp. 1-6.
3. **F. E. Reyes** et al., Real-time execution of linear ringdown analysis methods for identifying dominant modes," 2022 International Conference on Smart Grid Synchronized Measurements and Analytics (SGSMA), Split, Croatia, 2022, pp. 1-6.

Resumen

En esta tesis, se presenta la propuesta de un control de amortiguamiento de área amplia (WADC, del inglés wide area damping control) que se ajuste a las características de un sistema de potencia a lo largo del día. Para esto, se utiliza primeramente el algoritmo ERA (del inglés Eigensystem Realization Algorithm) que permite identificar los parámetros modales de las oscilaciones de baja frecuencia que pudiera tener el sistema eléctrico y así, determinar su comportamiento a lo largo del día.

Posteriormente, se utiliza el método de agrupamiento HACA (del inglés Hierarchical Agglomerative Clustering Algorithm) para separar el comportamiento del sistema a lo largo del día en diferentes grupos, durante los cuales, las características del sistema son similares. Una vez que se han formado los grupos nuevamente se utiliza el algoritmo ERA pero esta vez solo analizando los casos centroides de cada grupo para obtener su modelo de orden reducido **A**, **B**, **C** y **D** del sistema. Después, se procede a diseñar un control de oscilaciones electromecánicas utilizando un control Gaussiano Cuadrático Lineal (LQG del inglés Linear Quadratic Gaussian) aplicado a excitadores de generadores y también aplicado a un compensador estático de vars (SVC) en diferentes sistemas de potencia de prueba. Finalmente, se vuelve a analizar el comportamiento del sistema de potencia a lo largo del día con el algoritmo ERA para determinar si el amortiguamiento de las oscilaciones ha mejorado o no. Como resultado, se obtiene una relación de amortiguamiento de hasta el 50% en el modo interarea de un sistema de prueba.

Palabras clave: ERA, WADC, Control LQG, HACA, Sistemas de potencia.

Abstract

In this thesis, the proposal for a wide area damping control (WADC) that adjusts to the characteristics of a power system throughout the day is presented. For this, the ERA algorithm (Eigensystem Realization Algorithm) is first used, which allows us to identify the low-frequency oscillations that the electrical system may have and thus determine its behavior throughout the day.

The HACA clustering method is then used to separate the system behavior throughout the day into different groups during which the system characteristics are similar.

Once the groups have been formed, the ERA algorithm is used again but this time only analyzing the centroid cases of each group to obtain its reduced order model **A**, **B**, **C** and **D** system. Next, an electromechanical oscillation control is designed using a Linear Quadratic Gaussian control (LQG) applied to generator exciters and also applied to a static vars compensator (SVC) in different test power systems.

Finally, the behavior of the power system throughout the day is reanalyzed with the ERA algorithm to determine whether the damping of the oscillations has improved or not. As a result, a damping ratio of up to 50% is obtained in the interarea mode of a test system.

Contenido

Agradecimientos	3
Lista de Publicaciones	5
Resumen	7
Abstract	9
Contenido	11
Lista de Figuras	13
Lista de Tablas	17
Lista de Símbolos	19
Acrónimos	21
1. Introducción	1
1.1. Justificación	1
1.2. Antecedentes	3
1.2.1. Estado del arte	3
1.3. Planteamiento del problema	7
1.4. Objetivos	9
1.4.1. Objetivos generales	9
1.4.2. Objetivos particulares	9
1.5. Descripción de capítulos	10
2. Metodología propuesta para el control de oscilaciones	11
2.1. Introducción	11
2.2. Análisis de pequeña señal	13
2.2.1. Representación en espacio de estado	14
2.2.2. El concepto de estado	15
2.2.3. Puntos de equilibrio	16
2.2.4. Linealización	16
2.3. Algoritmo de la Realización del Eigensistema	19
2.3.1. ERA para sistemas SISO	19
2.3.2. ERA para sistemas MIMO	21

2.4.	Aprendizaje de máquina	22
2.4.1.	Hierarchical Agglomerative Clustering Algorithm	24
2.5.	Control Lineal Cuadrático Gaussiano	27
2.6.	Resumen	31
3.	Casos de estudio y validación de resultados	33
3.1.	Introducción	33
3.2.	Perfil de carga	35
3.3.	Multisimulación	35
3.4.	Sistema de una máquina a nodo infinito	37
3.4.1.	Preparación del caso de estudio	37
3.5.	Sistema de dos áreas reducido	43
3.6.	Sistema Kundur de dos áreas	46
3.7.	Sistema de New England - New York de 16 máquinas, 68 nodos	57
3.8.	Sistema de New England - New York de 16 máquinas y 68 nodos con generación eólica y líneas HVDC	65
3.9.	Resumen	75
4.	Conclusiones generales y trabajos futuros	77
4.1.	Conclusiones Generales	77
4.2.	Trabajos Futuros	78
	Referencias	81

Lista de Figuras

2.1. Estructura general de la metodología presentada	12
2.2. Representación gráfica de la regla de selección del codo.	27
2.3. Captura de pantalla de la plataforma WIDE AREA MONITORING SYSTEM, en su pestaña de clustering llamada CAPS-D.	28
3.1. Descripción del orden en que se debe aplicar la metodología presentada. . .	34
3.2. Factor de escala basado en mediciones reales de la demanda en un sistema eléctrico de potencia.	36
3.3. Sistema de una máquina conectada a un bus infinito.	37
3.4. Velocidades de diferentes casos a lo largo del día para el sistema SMIB. . .	38
3.5. Modos oscilatorios a lo largo del día del sistema SMIB.	39
3.6. Modos oscilatorios a lo largo del día separados por grupos del sistema SMIB.	39
3.7. Barrido de frecuencia de los casos centroides de cada grupo comparado con el barrido de frecuencia de los mismos casos identificados con SSA para el sistema SMIB.	41
3.8. Velocidades con control para el sistema SMIB.	42
3.9. Modos oscilatorios con control para el sistema SMIB.	42
3.10. Sistema de dos áreas reducido y con SVC.	43
3.11. Desviaciones de velocidad de los rotores de los generadores 1 y 2 del sistema de dos áreas reducido, sin control.	44
3.12. Modo oscilatorio del sistema de dos áreas reducido, a lo largo del día, sin control.	45
3.13. Separación de los modos en grupos para la identificación del sistema de dos áreas reducido.	47
3.14. Desviaciones de velocidad de los rotores de los generadores 1 y 2 del sistema de dos áreas reducido, con control LQG en el SVC.	47
3.15. Comparación de los modos oscilatorios sin control y con el control LQG en el SVC, para el sistema de dos áreas reducido.	48
3.16. Sistema Kundur de dos áreas.	49

3.17. Desviaciones de velocidad en los rotores de los 4 generadores del sistema Kundur en 6 casos diferentes, cada caso pertenece aun grupo diferente. . . .	50
3.18. Comportamiento del modo oscilatorio del sistema Kundur a lo largo del día.	51
3.19. Modo oscilatorio del sistema de dos áreas a lo largo del día separado en grupos.	53
3.20. Barrido de frecuencias en los que se comparan las identificaciones del sistema Kundur en los centroides de cada grupo.	55
3.21. Velocidades de los rotores en los generadores del sistema Kundur en diferentes casos después de implementar el control LQG.	56
3.22. Modos oscilatorios del sistema Kundur a lo largo del día después de agregar el control LQG.	57
3.23. Diagrama unifilar del sistema equivalente NETS/NYPS de 16 máquinas y 68 nodos.	58
3.24. Velocidades de generadores del sistema NETS/NYPS a lo largo del día. . .	59
3.25. Comportamiento de los modos oscilatorios del sistema NETS/NYPS a lo largo del día.	60
3.26. Modo oscilatorio del sistema NETS/NYPS a lo largo del día separado en grupos.	62
3.27. Velocidades de los generadores del sistema NETS/NYPS en diferentes casos después de implementar el control LQG.	63
3.28. Modos oscilatorios del sistema NETS/NYPS a lo largo del día después de agregar el control LQG.	64
3.29. Sistema NETS/NYPS con líneas HVDC y granjas de aerogeneradores . . .	66
3.30. Diagrama de bloques del sistema NETS/NYPS con líneas HVDC y granjas de aerogeneradores implementado en Simulink.	67
3.31. Comparación de la respuesta al impulso sin control (superior) y con el control LQG implementado (inferior) del sistema NETS/NYPS en el caso 33 que es el centroide del grupo 1.	68
3.32. Comparación de la respuesta al impulso sin control (superior) y con el control LQG implementado (inferior) del sistema NETS/NYPS en el caso 38 que es el centroide del grupo 2.	69
3.33. Comparación de la respuesta al impulso sin control (superior) y con el control LQG implementado (inferior) del sistema NETS/NYPS en el caso 76 que es el centroide del grupo 3.	70
3.34. Comparación de la respuesta al impulso sin control (superior) y con el control LQG implementado (inferior) del sistema NETS/NYPS en el caso 44 que es el centroide del grupo 4.	71
3.35. Comparación de la respuesta al impulso sin control (superior) y con el control LQG implementado (inferior) del sistema NETS/NYPS en el caso 85 que es el centroide del grupo 5.	72

3.36. Comparación de la respuesta al impulso sin control (superior) y con el control LQG implementado (inferior) del sistema NETS/NYPS en el caso 26 que es el centroide del grupo 6.	73
4.1. Propuesta de implementación de trabajos futuros.	79

Lista de Tablas

1.1. Comparación de la presente investigación con el estado del arte existente.	8
3.1. Tabla de los grupos que se forman con HACA para el sistema SMIB.	40
3.2. Relaciones de amortiguamiento de los centroides de cada grupo, haciendo la comparación antes de agregar control y después de agregarlo para el sistema SMIB.	43
3.3. Tabla de los grupos que se forman con HACA para el sistema de dos áreas reducido.	46
3.4. Relaciones de amortiguamiento de los centroides de cada grupo del sistema de dos áreas reducido, antes y después de agregar el control.	48
3.5. Tabla de los grupos que se forman con HACA para el sistema Kundur de dos áreas.	52
3.6. Relaciones de amortiguamiento de los centroides de cada grupo, haciendo la comparación antes de agregar control y después de agregarlo para el sistema Kundur de dos áreas.	54
3.7. Tabla de los grupos que se forman con HACA para el sistema NETS/NYPS.	61
3.8. Relaciones de amortiguamiento de los centroides de cada grupo, haciendo la comparación antes de agregar control y después de agregarlo para el sistema NETS/NYPS.	65
3.9. Relaciones de amortiguamiento de los centroides de cada grupo, haciendo la comparación antes de agregar control y después de agregarlo para el sistema NETS/NYPS.	74

Lista de Símbolos

\dot{X}	Vector de estados.
x_i	Variables de estado.
\dot{x}	Derivada de las variables de estado con respecto al tiempo.
\mathbf{H}_0	Matriz de Hankel.
\mathbf{H}_1	Matriz de Hankel desplazada.
λ	Vector de valores propios.
\hat{f}_i	Frecuencias modal.
$\hat{\zeta}_i$	Relación de amortiguamiento.
Im	Parte real de un número imaginario.
π	Número pi.
$\hat{\sigma}_i$	Amortiguamientos.
ω_i	Frecuencia angular.
Im	Parte imaginaria de un número imaginario.
\cup	Símbolo que representa unión de conjuntos.
\setminus	Símbolo que representa sustracción.
\in	Símbolo que representa pertenencia.
\mathbb{R}	Conjunto de números reales.

Acrónimos

WADC	Wide Area Damping Control
ERA	Eigensystem Realization Algorithm
HACA	Hierarchical Agglomerative Clustering Algorithm
LQG	Linear Quadratic Gaussian
SVC	Statics Var's Compensator
TIC's	Tecnologías de la Información y la Comunicación
PMU	Phasor Measurement Unit
WAMS	Wide Area Monitoring System
DSA	Dynamic Stability Assessment
PSS	Power System Stabilizer
POD	Power Oscillation Damping
FACTS	Flexible AC Transmission System
WAMPC	Wide Area Monitoring, Protection and Control
WAM	Wide Area Monitoring
WAP	Wide Area Protection
WAC	Wide Area Control
DTW	Dynamic Time Warping
SSA	Small Signal Analysis
SISO	Single Input - Single Output
MIMO	Multiple Input - Multiple Output
SVD	Singular Value Decomposition
VAT	Visual Assessment of Tendency
TDA	Topological Data Analysis
LQR	Linear Quadratic Regulator
LQE	Linear Quadratic Estimator
SMIB	Single Machine - Infinite Bus
NETS/NYPS	New England Transmission System/New York Power System
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
PST	Power System Toolbox

Lista de Algoritmos

- 1. ERA MIMO para identificación de parámetros modales 23
- 2. HACA 24
- 3. ERA MIMO para identificación de sistemas 25
- 4. Control LQG 32

Capítulo 1

Introducción

En este Capítulo, se pormenorizan los antecedentes y se presenta un resumen de las principales investigaciones relacionadas con el control de oscilaciones electromecánicas en los sistemas eléctricos de potencia (SEPs). Además, se realiza el planteamiento del problema, los objetivos y las contribuciones de esta investigación.

1.1. Justificación

Las oscilaciones electromecánicas son un comportamiento no deseado para los sistemas eléctricos de potencia, sin embargo, estas oscilaciones son características inherentes a dichos sistemas. Es decir, todos los SEPs van a presentar oscilaciones electromecánicas debido a su naturaleza. Si el amortiguamiento de estas oscilaciones está dentro de los límites permitidos y al ser considerado un comportamiento “normal”, las oscilaciones no se consideran una amenaza para el sistema. Sin embargo, estas oscilaciones están relacionadas directamente con variaciones en la velocidad de los rotores de los generadores eléctricos. Estos cambios en la velocidad de los rotores pueden ser producidos por fallas o variaciones en la carga del sistema. Es por ello, y gracias al rápido desarrollo de las tecnologías de la información y la comunicación (TIC's) en los sistemas de potencia modernos, existe la

posibilidad de desarrollar e implementar algoritmos matemáticos más precisos, eficientes, confiables y robustos para el adecuado monitoreo y control de estas oscilaciones electromecánicas producidas en los sistemas de potencia.

La identificación de características modales como la frecuencia y relación de amortiguamiento en señales de oscilación de potencia, ha sido y sigue siendo necesaria para monitorear los SEPs después de que una gran perturbación ocurre, ya que un modo inestable puede conducir a desconexiones de elementos de transmisión y/o generación o inclusive una colapso total del sistema (apagón masivo o islas eléctricas). Por tal motivo, se presta una especial atención al monitoreo de modos oscilatorios pobremente amortiguados, ya que estos pueden dañar de forma irreversible los ejes de los rotores en los generadores, reduciendo su vida útil y por ende, proporcionando costes de mantenimiento muy elevados [1].

Asimismo, con el aumento de la generación de energías renovables en el sector energético en sistemas de gran escala, uno de los principales desafíos es el enfoque de la estabilidad, el cual es un requisito al que debe contribuir la generación renovable. En particular, una de las áreas de estudio con mayor oportunidad de mejora, es la estabilidad del rotor, y específicamente, la estabilidad de pequeña señal [2, 3]. En la estabilidad de pequeña señal, hay diferentes modos oscilatorios que se pueden agrupar en locales y modos interáreas. Es importante mencionar que este proyecto de tesis, solo se enfocará en los modos interárea, que son aquellos cuyas oscilaciones van desde los 0.1 Hz hasta los 0.7 Hz; y los modos locales que van desde 0.7 Hz hasta 2 Hz [3]. Estos modos, pueden limitar la capacidad de transferencia de energía del sistema y hacerlo más propenso a entrar en estado de alerta en la operación bajo contingencias en la red [3, 4].

De aquí, la importancia de la presente investigación, ya que propone utilizar uno de los métodos más usados en el ámbito de los SEPs para la identificación de sistemas y su aplicación, con el propósito de diseñar un control de oscilaciones basado en el control Lineal Cuadrático Gaussiano (LQG, del inglés Lineal Quadratic Gaussian), el cual requiere de la

representación en espacio de estados \mathbf{A} , \mathbf{B} , \mathbf{C} y \mathbf{D} para su diseño. Así, en esta tesis se utiliza el algoritmo de la realización del eigensistema (ERA, del inglés Eigensystem Realization Algorithm) para la identificación del sistema, el cual está basado solamente en mediciones, para obtener una representación en espacio de estados con orden reducido $\tilde{\mathbf{A}}$, $\tilde{\mathbf{B}}$, $\tilde{\mathbf{C}}$ y $\tilde{\mathbf{D}}$. De igual manera, se utiliza el análisis de pequeña señal para obtener el modelo linealizado del sistema \mathbf{A} , \mathbf{B} , \mathbf{C} y \mathbf{D} . Con la identificación del sistema (obtenida con ERA) se puede también determinar los modos pobremente amortiguados, y así, mediante un algoritmo de aprendizaje de máquina, agrupar comportamientos similares de un sistema de potencia a lo largo del día con la intención de mejorar la sintonización del control propuesto por zonas horarias. Para ello, la metodología propuesta se aborda en un entorno simulado en la plataforma Matlab. Además, este trabajo propone una reducción en la complejidad computacional, usando algoritmos que reducen el orden de los sistemas a analizar. Para esto, se utilizan sistemas de potencia de prueba con la finalidad de demostrar la efectividad de la metodología.

1.2. Antecedentes

1.2.1. Estado del arte

Recientemente, las redes eléctricas inteligentes y la tecnología en la medición de sincrofasores desempeñan un papel fundamental para el análisis y control del sistema eléctrico, donde la unidad de medición fasorial (PMU, del inglés Phasor Measurement Unit) y el sistema de monitoreo de área amplia (WAMS del inglés Wide-Area Monitoring System) se están convirtiendo en las infraestructuras de medición críticas de los sistemas de transmisión y generación modernos, como se hace mención en [5].

Bajo tales circunstancias, se ha desarrollado una amplia variedad de aplicaciones WAMS prometedoras para el monitoreo y control online del sistema, por ejemplo, el modelado de la dinámica de área amplia, estimación de estado de alta resolución, detección de

eventos en área amplia, la ubicación de fallas de área amplia, la evaluación de la estabilidad dinámica (DSA, del inglés *dynamic stability assessment*), el control de la estabilidad en línea, etc. [6]. Además, con las snapshots a gran escala de la dinámica del sistema medidas en forma sincronizada en el WAMS, la identificación modal en línea se puede realizar [7], [8].

Por otro lado, la extracción de la información modal en los sistemas eléctricos se ha centrado principalmente en dos enfoques: métodos basados en modelos y métodos basados en mediciones. El primero se centra en un modelo linealizado del sistema eléctrico en torno a un punto de operación [9], y el segundo ajusta las mediciones a modelos lineales o no lineales [7, 10]. Para el caso de mediciones, éstas se evalúan mediante métodos de análisis ringdown lineal (los datos de tipo ringdown son una respuesta oscilatoria producida después de una perturbación, que cuenta con un amortiguamiento positivo o negativo), que utilizan las estrategias de procesamiento digital de señales para identificar la información modal.

A lo largo de los años, se han desarrollado soluciones para controlar las oscilaciones electromecánicas mediante el uso de estabilizadores de sistemas de potencia (PSS, del inglés *Power System Stabilizers*), que se encuentran instalados en generadores a lo largo de todo el mundo; y que actúan como un control basado en señales a través del regulador automático de voltaje (AVR) del sistema de excitación en generadores síncronos. Dicho control, puede ajustarse agregando amortiguamiento a los modos con baja frecuencia y bajos niveles de amortiguamiento [11, 12]. Diferentes configuraciones del PSS se documentan en el estándar IEEE Std 421.5–2005 [13], éstas se basan principalmente en mediciones locales y funciones de transferencia de adelanto-atraso [4, 14].

Por su parte, debido a la alta penetración de convertidores electrónicos de potencia, ha proliferado la implementación del control de amortiguamiento de oscilaciones de potencia (POD, del inglés *Power Oscillation Damping*). Debido a su simplicidad de implementación y sintonización, esta estructura de control ha sido extendida con otros tipos de componentes, como los FACTS (del inglés *Flexible AC Transmission Systems*)

[15, 16, 17, 18] y en sistemas de generación no convencionales basados en fuentes de generación renovables [19, 20]. Los enfoques más comunes utilizan controladores PI y compensadores de adelanto-retraso [21, 22]. No obstante, a pesar de que esta estructura es muy difundida en sistemas de potencia, se tiene menor desempeño en comparación con otras estrategias como el control robusto [23] o el control óptimo [24, 25]. La estrategia de control robusto ha sido desarrollado extensivamente en [26, 27, 28, 29]; y con respecto al control óptimo, existen distintas estrategias disponibles [30], las cuales siguen siendo un área de investigación en los sistemas de potencia. Dentro de las estrategias de control óptimo, se encuentra el control Lineal Cuadrático Gaussiano (LQG, del inglés Linear Quadratic Gaussian) que desde sus primeras investigaciones realizadas en [31, 32] aún son de gran interés debido a su efectividad, como se muestra en las investigaciones de [33, 34].

Con la incorporación de las unidades de PMUs regidas bajo el estándar IEEE/IEC International Standard 60255-118-1-2018 [35], el control de oscilaciones con PSS ha encontrado mejores aplicaciones como se indica en [36, 37, 38]. La incorporación intensiva de los dispositivos PMU en el nuevo milenio abrió el camino para un gran número de investigaciones sobre los esquemas de monitoreo, protección y control de área amplia (WAMPAC por sus siglas del inglés Wide-Area Monitoring, Protection and Control) siendo uno de los más representativos el trabajo realizado en [39]. Este concepto se divide en tres funciones [40]: monitoreo (WAM, por sus siglas del inglés Wide-Area Monitoring) [41, 10], protección (WAP, por sus siglas del inglés Wide-Area Protection) y control (WAC, por sus siglas del inglés Wide- Area Control). El concepto de control de área amplia o WAC está relacionado con el control rápido del flujo de potencia, el manejo de la diferencia angular en el enlace de dos áreas desconectadas súbitamente, el control de potencia reactiva, entre otras características, especialmente ante contingencias.

También es importante mencionar que el creciente número de investigaciones donde se utilizan controles de amortiguamiento de área amplia (WADC) incorporando tanto generadores síncronos como generadores basados en energías renovables y otros elementos

de control presentes en los sistemas de potencia [42, 43, 44]. En estos esquemas, los equipos actúan en conjunto con diferentes métodos de control basados en la estructura PSS [44, 45].

Por otra parte, los sistemas de potencia modernos permiten extraer las características del sistema a través de mediciones, lo que hace necesario que los operadores de sistemas eléctricos desarrollen algoritmos de agrupamiento para abordar la identificación de patrones mediante el análisis de datos. Como resultado, dadas las capacidades informáticas modernas, las técnicas de agrupamiento se han convertido en un recurso muy utilizado para analizar los sistemas de potencia y ayudan a descubrir patrones y estructuras ocultas detrás de los datos [46]. Una ventaja de reconocer estos patrones y formar grupos es la toma de decisiones, desde el punto de vista de un operador del sistema eléctrico, al realizar agrupamiento se toman decisiones por grupo y en lugar de tomar decisiones por cada uno de los datos que conformen al grupo.

El algoritmo K-means es el algoritmo de agrupamiento más utilizado en sistemas de potencia y se utiliza ampliamente en detección de fallas, pronóstico, ubicación de PMUs, planificación de infraestructura, análisis de calidad de energía, etc. Sin embargo, este algoritmo requiere que se especifique el número de grupos, así como de una inicialización aleatoria lo cual no garantiza que siempre se obtengan los mismos grupos[47]. Por lo tanto, el algoritmo podría no obtener un resultado de agrupamiento óptimo.

Otra técnica utilizada para analizar sistemas de energía es el Hierarchical Agglomerative Clustering Algorithm (HACA por sus siglas en inglés), que funciona tratando cada punto como un agrupamiento individual y fusionando pares a medida que crece la jerarquía. En el contexto de los sistemas de potencia, los autores en [48] emplean HACA combinado con Dynamic Time Warping (DTW por sus siglas en inglés) para clasificar las curvas de carga diaria de los clientes en función de sus comportamientos de consumo. En [49] se utiliza HACA para analizar características importantes de la red, como los recursos renovables disponibles durante períodos operativos específicos. En [50], los autores sugieren un enfoque para identificar perfiles comunes en el consumo de energía en edificios basa-

dos en patrones de uso de energía. En el mismo sentido, en [51] se utiliza el HACA para conformar trayectorias coherentes de áreas conformadas por generadores de un sistema de potencia.

Históricamente, los pilares para el amortiguamiento de oscilaciones en sistemas de potencia, tienen sus fases de desarrollo de la siguiente manera: 1) PSS, 2) SVC, 3) TCSC, 4) AVR, 5) FACTS, 6) HVDC, 7) MIMO/MISO, 8) H2/H Loop, 9) LQG/LTR y 10) otras técnicas [52].

En la Tabla 1.1 se muestra una comparación entre las diferentes técnicas que se utilizan en las referencias del estado del arte y en la presente investigación, así como su aplicación en sistemas de potencia con fuentes renovables de energía, si utilizan alguna técnica de aprendizaje de máquina y/o si utilizan mediciones obtenidas de PMUs. La primer columna se refiere al número de referencia sobre la que se está haciendo mención, la segunda columna menciona el tipo de dispositivo que se usa para el control de las oscilaciones de potencia y en caso de que se use algún otro tipo de control también se menciona, la tercer columna hace referencia a la manera en que se sintonizan los controles de los dispositivos, la penúltima columna menciona si los trabajos incluyen algún sistema con integración de energías renovables, finalmente, la última columna menciona si se utiliza alguna técnica de aprendizaje de máquina para cualquier fin (sintonización de control y/o ubicación de dispositivos)

1.3. Planteamiento del problema

Los grandes sistemas de potencia, como lo es el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de México poseen modos oscilatorios interárea y locales. Estos modos se pueden estimular espontáneamente por las condiciones de operación del sistema o por fallas. Por otra parte, a través de mediciones obtenidas por PMUs se puede obtener la identificación de modos oscilatorios de cualquier SEP, como se hace en [7, 10, 41, 64]. En la actualidad los organismos operadores de sistemas de potencia, durante la expansión de los SEPs han in-

# Referencia	Estrategia para amortiguamiento de oscilaciones de potencia	Control basado en Modelo/Mediciones	Incluye fuentes de energía renovables	Uso de ML
[53]	PSS, HVDC	Modelo	-	-
[54]	PSS	Modelo	-	-
[12]	PSS, SVC, STAT-COM	Modelo	-	-
[55]	CSC, SVC, CPS	Modelo	-	-
[56]	PSS	Modelo	-	-
[57]	LQG, OOF	Mediciones	-	-
[58]	MB-CA	Mediciones	Sí	-
[20]	PSS, POD, SVC, WTG	Modelo	Sí	-
[59]	N/A	Mediciones	N/A	Sí
[60]	PSS	Modelo	-	Sí
[61]	PSS, TCSC	Mediciones	-	Sí
[62]	PSS, SVC, HVDC	Mediciones	Sí	Sí
[63]	LQG, SVC, HVDC	Mediciones	Sí	-
Propuesta	LQG, SVC, HVDC	Mediciones	Sí	Sí

Tabla 1.1: Comparación de la presente investigación con el estado del arte existente.

corporado continuamente equipos que mejoran su estabilidad permanentemente, como PSS en generadores síncronos y POD en algunos otros dispositivos. Sin embargo, estos esque-

mas de control no son suficientes para amortiguar las oscilaciones. Por lo que en conjunto con esquemas de WADC, deberían tener un mejor desempeño; además si se implementan también algoritmos de aprendizaje de máquina para realizar agrupamientos, el control de oscilaciones debería ser mas eficiente. Lo cual representa la principal problemática que aborda la presente investigación.

1.4. Objetivos

1.4.1. Objetivos generales

Implementar un control de oscilaciones electromecánicas en sistemas de potencia, el cual se adapte a las variaciones de la demanda horaria a lo largo del día. El objetivo del control es la mejora la relación de amortiguamiento de los modos oscilatorios inestables o pobremente amortiguados que puedan presentar los sistemas de potencia. Para lo anterior, se utilizan varias técnicas tanto de reducción de sistemas como de agrupamiento.

1.4.2. Objetivos particulares

- Obtener los modos oscilatorios de un sistema de potencia a lo largo del día.
- Formar grupos horarios de acuerdo al comportamiento de los modos oscilatorios de un sistema de potencia mediante el HACA.
- Realizar la identificación del sistema **A**, **B**, **C** y **D** del sistema de potencia con análisis de pequeña señal (SSA) y con una técnica basada en mediciones (ERA).
- Sintonizar el control LQG en un sistema de potencia.
- Controlar las oscilaciones electromecánicas que pueda tener un sistema de potencia a lo largo del día.

1.5. Descripción de capítulos

En este Capítulo se presentan los antecedentes y la motivación para realizar el presente tema de investigación. Además, a continuación se describe de manera breve un resumen de cada capítulo.

El Capítulo 2 describe la formulación matemática de los métodos propuestos para el control de oscilaciones electromecánicas.

En el Capítulo 3, se describe la metodología implementada en esta tesis, además se presenta un ejemplo ilustrativo del sistema de una máquina conectada a un nodo infinito, para mostrar paso a paso cómo se desarrolla la metodología propuesta. De igual manera, se presentan tres sistemas de prueba para validar la propuesta, los cuales son: un sistema de potencia de dos áreas reducido, el sistema de potencia de Kundur de dos áreas y el sistema de potencia de 68 nodos de Nueva Inglaterra - Nueva York. Asimismo, se presentan los resultados de cada sistema, los cuales son implementados en Matlab.

En el Capítulo 4, se presentan las conclusiones y los trabajos futuros que se pueden realizar gracias a este proyecto de tesis.

Capítulo 2

Metodología propuesta para el control de oscilaciones

2.1. Introducción

En este Capítulo se presenta la metodología estructurada de la propuesta descrita en la Figura 2.1, la cual muestra el flujo de trabajo que se realiza en la presente investigación. Se describen también los fundamentos matemáticos de las herramientas utilizadas en esta propuesta, las cuales se presentan a continuación:

1. **Análisis de pequeña señal** o SSA (del inglés Small Signal Analysis), se utiliza para linealizar el sistema de potencia y de esta forma obtener la representación en espacio de estado \mathbf{A} , \mathbf{B} , \mathbf{C} y \mathbf{D} del sistema. Esta representación es necesaria para realizar la sintonización del control LQG.
2. **Algoritmo de la realización del eigensistema** o ERA (del inglés Eigensystem Realization Algorithm), el cual se utiliza en esta tesis, por la ventaja que representa obtener el modelo del sistema en espacio de estados de orden reducido $\tilde{\mathbf{A}}$, $\tilde{\mathbf{B}}$, $\tilde{\mathbf{C}}$ y $\tilde{\mathbf{D}}$, a través de mediciones obtenidas de PMUs y que como se ha mostrado en otras

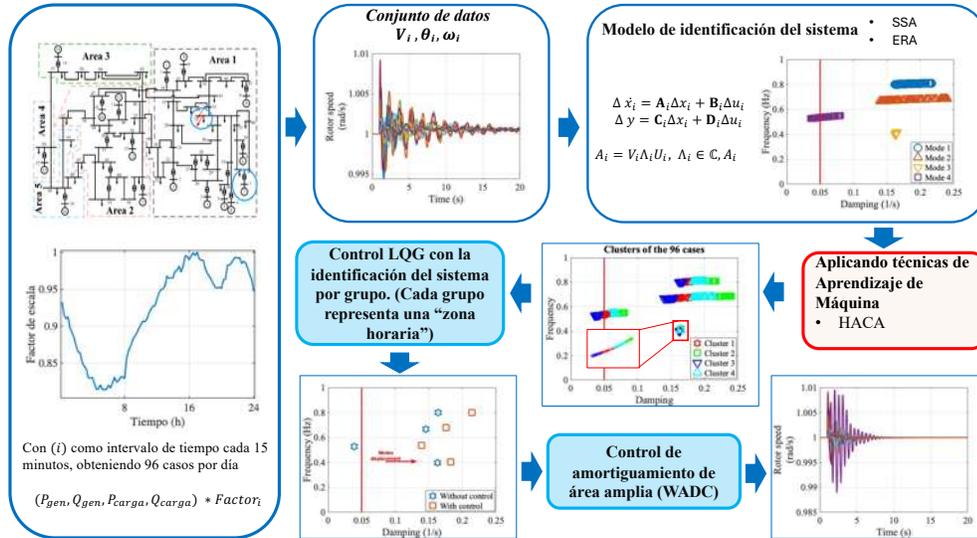


Figura 2.1: Estructura general de la metodología presentada

investigaciones como [41], en comparación con otros métodos como el método de Prony, es menos susceptible al ruido que puedan tener las mediciones reales. Esta técnica está basada únicamente en el uso de mediciones del sistema de potencia. El objetivo es reemplazar el SSA y mediante la identificación modal por medio del ERA, agrupar las zonas horarias usando un algoritmo de aprendizaje de máquina. Además, mediante el sistema identificado por ERA realizar la sintonización del control LQG.

3. **Algoritmo de aprendizaje de máquina**, el cual se utiliza para formar los grupos horarios de acuerdo al comportamiento de los modos oscilatorios del sistema de potencia con base al perfil de carga del sistema eléctrico nacional. En esta tesis, el algoritmo de aprendizaje de máquina que se utiliza es el Hierarchical Agglomerative

clustering algorithm (HACA). Algunas características que posee el algoritmo HACA son: no se requiere especificar el número de grupos iniciales, tiene flexibilidad para escoger la métrica de distancia con la que se van a conformar los grupos y no es sensible a la inicialización de los centroides, es decir, para un mismo conjunto de datos, siempre produce un mismo resultado. Es por esto que la presente investigación utiliza esta técnica de agrupamiento.

4. **Control lineal cuadrático gaussiano** o LQG (del inglés Linear Quadratic Gaussian), el cual se utiliza para amortiguar las oscilaciones electromecánicas presentes en el sistema de potencia. Su diseño se basa en la representación del modelo lineal del sistema en espacio de estados \mathbf{A} , \mathbf{B} , \mathbf{C} y \mathbf{D} obtenido con SSA, pero en este caso, también se sintoniza con el sistema en espacio de estados de orden reducido $\tilde{\mathbf{A}}$, $\tilde{\mathbf{B}}$, $\tilde{\mathbf{C}}$ y $\tilde{\mathbf{D}}$ que se obtiene con ERA. La practicidad de usar una representación del modelo lineal de un sistema de potencia obtenida basándose en su modelo como se realiza con SSA u obtenerla basándose en mediciones como lo hace ERA, además, de que este control puede ser implementado no solo en dispositivos tradicionales, si no también dispositivos que cada vez aumentan más su presencia en los sistemas de potencia actuales, como generadores eólicos, dispositivos FACTS, etc. Es por estas razones, que en este trabajo que se implementa el control LQG.

A continuación se describen los fundamentos matemáticos de cada una de las herramientas utilizadas para llevar a cabo la presente propuesta.

2.2. Análisis de pequeña señal

El análisis de pequeña señal utiliza técnicas de linealización para obtener información de las características dinámicas inherentes a los sistemas de potencia y ayuda entre muchas cosas, a su estudio, diseño y al diseño de sus controles [3].

2.2.1. Representación en espacio de estado

El comportamiento de un sistema eléctrico de potencia puede ser descrito por un conjunto de n ecuaciones diferenciales ordinarias no lineales de primer orden, de la forma [3]:

$$\dot{x}_i = f_i(x_1, x_2, \dots, x_n; u_1, u_2, \dots, u_r; t) \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (2.1)$$

donde n es el orden del sistema y r es el número de entradas. Entonces, (2.1) puede escribirse en notación matricial de la siguiente manera [3]:

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{u}, t) \quad (2.2)$$

donde

$$\mathbf{x} = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \vdots \\ x_n \end{bmatrix}, \quad \mathbf{u} = \begin{bmatrix} u_1 \\ u_2 \\ \vdots \\ u_r \end{bmatrix}, \quad \mathbf{f} = \begin{bmatrix} f_1 \\ f_2 \\ \vdots \\ f_n \end{bmatrix} \quad (2.3)$$

donde el vector \mathbf{x} es el vector de estados y sus entradas x_i son las variables de estado. El vector \mathbf{u} es el vector de entradas del sistema, las cuales son las señales externas que influyen en la operación del sistema, el tiempo se define como t , y la derivada de una variable de estado x con respecto al tiempo es \dot{x} . Si las variables de estado no son funciones explícitas del tiempo, se dice que el sistema es autónomo y (2.2) se simplifica a [3]:

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \quad (2.4)$$

Generalmente las variables de interés son las variables de salida que pueden ser observadas en el sistema. Éstas pueden ser expresadas en términos de las variables de estado y las variables de entrada en la forma siguiente [3]:

$$\mathbf{y} = \mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \quad (2.5)$$

donde

$$\mathbf{y} = \begin{bmatrix} y_1 \\ y_2 \\ \vdots \\ y_m \end{bmatrix}, \quad \mathbf{g} = \begin{bmatrix} g_1 \\ g_2 \\ \vdots \\ g_r \end{bmatrix} \quad (2.6)$$

El vector \mathbf{y} es el vector de salidas y \mathbf{g} es el vector de funciones no lineales que relaciona estados y variables de entrada con variables de salida [3].

2.2.2. El concepto de estado

El concepto de estado es fundamental para la aproximación de espacio de estado, un estado representa la mínima cantidad de información acerca del sistema en cualquier instante de tiempo t_0 , tal que su comportamiento futuro puede determinarse sin referencia al tiempo previo a t_0 [3].

- Cualquier conjunto de n variables del sistema linealmente independiente se puede emplear para describir el estado del sistema. Estas variables son referidas como variables de estado; forman un conjunto mínimo de variables dinámicas que, junto con las entradas del sistema, proporcionan una descripción completa del comportamiento del sistema.
- Las variables de estado pueden ser cantidades físicas en un sistema, tales como ángulo, velocidad, voltaje, etc., o pueden ser variables matemáticas abstractas, asociadas con las ecuaciones diferenciales que describen la dinámica del sistema.
- La elección de las variables de estado no es única, aunque esto no significa que el estado del sistema no sea único, sino que la representación de la información del estado no es único.
- Cualquier conjunto de variables de estado que se elija proporcionará la misma información acerca del sistema.

- El estado del sistema puede ser representado en un espacio n -dimensional denominado espacio de estado.

2.2.3. Puntos de equilibrio

Los puntos de equilibrio son todos aquellos puntos donde todas las derivadas $\dot{x}_1, \dot{x}_2, \dots, \dot{x}_n$ son simultáneamente cero; definen los puntos en la trayectoria con velocidad cero. En consecuencia, el sistema está en reposo, ya que todas las variables son constantes con el tiempo. Por lo tanto, el punto de equilibrio debe satisfacer que

$$\mathbf{f}(\mathbf{x}_0) = 0 \quad (2.7)$$

donde \mathbf{x}_0 es el vector de estado \mathbf{x} en el punto de equilibrio. Si las funciones $f_i (i = 1, 2, \dots, n)$ en (2.4) son lineales, el sistema es lineal. Un sistema lineal tiene únicamente un estado de equilibrio (si la matriz del sistema es no-singular). Si el sistema es no lineal, puede haber más de un punto de equilibrio. Los puntos de equilibrio son realmente característicos del comportamiento del sistema dinámico y, por lo tanto, podemos sacar conclusiones sobre la estabilidad de su naturaleza.

2.2.4. Linealización

A continuación se muestra el proceso de linealización de (2.4). Sea \mathbf{x}_0 el vector de estados inicial y \mathbf{u}_0 el vector de entradas correspondiente al punto de equilibrio alrededor del cual se hará el análisis. Puesto que \mathbf{x}_0 y \mathbf{u}_0 satisfacen a (2.4), se tiene que [3]:

$$\dot{\mathbf{x}}_0 = f(\mathbf{x}_0, \mathbf{u}_0) = 0 \quad (2.8)$$

Considerando que el sistema se perturba desde el estado inicial tenemos que [3]:

$$\begin{aligned} \mathbf{x} &= \mathbf{x}_0 + \Delta \mathbf{x} \\ \mathbf{u} &= \mathbf{u}_0 + \Delta \mathbf{u} \end{aligned} \quad (2.9)$$

donde el prefijo Δ indica un pequeño cambio. El nuevo estado debe satisfacer a (2.4), es decir:

$$\begin{aligned}\dot{\mathbf{x}} &= \dot{\mathbf{x}}_0 + \Delta\dot{\mathbf{x}} \\ \dot{\mathbf{x}} &= f[(\mathbf{x}_0 + \Delta\mathbf{x}), (\mathbf{u}_0 + \Delta\mathbf{u})]\end{aligned}\tag{2.10}$$

Puesto que se considera que las perturbaciones son pequeñas, las funciones no lineales $f(\mathbf{x}, \mathbf{u})$ pueden ser expresadas en términos de la expansión en series de Taylor. Despreciando las potencias de segundo orden y de orden superior de Δx y Δu , se puede escribir:

$$\begin{aligned}\dot{x}_i &= \dot{x}_{i0} + \Delta\dot{x}_i = f_i[(\mathbf{x}_0 + \Delta\mathbf{x}), (\mathbf{u}_0 + \Delta\mathbf{u})] \\ \dot{x}_i &= f_i(\mathbf{x}_0, \mathbf{u}_0) + \frac{\partial f_i}{\partial x_1} \Delta x_1 + \dots + \frac{\partial f_i}{\partial x_n} \Delta x_n \\ &\quad + \frac{\partial f_i}{\partial u_1} \Delta u_1 + \dots + \frac{\partial f_i}{\partial u_r} \Delta u_r\end{aligned}\tag{2.11}$$

Ya que $\dot{x}_{i0} = f_i(\mathbf{x}_0, \mathbf{u}_0)$, se obtiene

$$\Delta\dot{x}_i = \frac{\partial f_i}{\partial x_1} \Delta x_1 + \dots + \frac{\partial f_i}{\partial x_n} \Delta x_n + \frac{\partial f_i}{\partial u_1} \Delta u_1 + \dots + \frac{\partial f_i}{\partial u_r} \Delta u_r\tag{2.12}$$

Con $i = 1, 2, \dots, n$. De manera similar, de (2.5) tenemos:

$$\Delta y_j = \frac{\partial g_j}{\partial x_1} \Delta x_1 + \dots + \frac{\partial g_j}{\partial x_n} \Delta x_n + \frac{\partial g_j}{\partial u_1} \Delta u_1 + \dots + \frac{\partial g_j}{\partial u_r} \Delta u_r\tag{2.13}$$

Con $j = 1, 2, \dots, m$. Por lo tanto, las formas linealizadas de (2.4) y (2.5) son:

$$\Delta\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{A}\Delta\mathbf{x} + \mathbf{B}\Delta\mathbf{u}\tag{2.14}$$

$$\Delta\mathbf{y} = \mathbf{C}\Delta\mathbf{x} + \mathbf{D}\Delta\mathbf{u}\tag{2.15}$$

donde

$$\begin{aligned}
 \mathbf{A} &= \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} & \mathbf{B} &= \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial u_r} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial u_r} \end{bmatrix} \\
 \mathbf{C} &= \begin{bmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial g_1}{\partial x_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial g_m}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial g_m}{\partial x_n} \end{bmatrix} & \mathbf{D} &= \begin{bmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial g_1}{\partial u_r} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial g_m}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial g_m}{\partial u_r} \end{bmatrix}
 \end{aligned} \tag{2.16}$$

Las derivadas parciales anteriores se evalúan en el punto de equilibrio sobre el cual se está analizando la pequeña perturbación. Así, en (2.14) y (2.15) se tiene que [3]:

$\Delta \mathbf{x}$ es el vector de estados de dimensión n

$\Delta \mathbf{y}$ es el vector de salidas de dimensión m

$\Delta \mathbf{u}$ es el vector de entradas de dimensión r

\mathbf{A} es la matriz de estados de dimensión $n \times n$

\mathbf{B} es la matriz de entradas de dimensión $n \times r$

\mathbf{C} es la matriz de salidas de dimensión $m \times n$

\mathbf{D} es la matriz que define la proporción de entrada que aparece directamente a la salida, de dimensión $m \times r$.

Una vez que se tienen las matrices \mathbf{A} , \mathbf{B} , \mathbf{C} y \mathbf{D} del sistema, se puede realizar la sintonización del control LQG, ya que este requiere de la representación del modelo lineal del sistema en espacio de estados. Por otro lado, con la matriz \mathbf{A} también se pueden obtener los parámetros modales del sistema. Obteniendo primero los valores propios de la matriz y posteriormente haciendo el cálculo de la frecuencia y relación de amortiguamiento del sistema, éstos últimos utilizados para realizar el agrupamiento por zonas horarias mediante aprendizaje de máquina.

2.3. Algoritmo de la Realización del Eigensistema

El algoritmo de la realización del eigensistema (ERA) [65, 66], es un algoritmo de identificación que permite la identificación modal y la reducción del modelo de sistemas lineales. El ERA se basa en la descomposición de valores singulares de la matriz Hankel \mathbf{H}_0 asociada con el análisis ringdown lineal del sistema. Así, el ERA se puede formular para sistemas SISO (del inglés single input - single output) o MIMO (del inglés multiple inputs - multiples outputs).

2.3.1. ERA para sistemas SISO

Para el caso de una sola entrada y una sola salida, representemos la matriz \mathbf{H}_0 como la matriz cuadrada de Hankel de tamaño $N \times N$, que consta de N elementos en su diagonal, la cual se construye a partir de las muestras de una señal $y(t)$ de N muestras, es decir [65]:

$$\mathbf{H}_0 = \begin{bmatrix} y_0 & y_1 & \cdots & y_r \\ y_1 & y_2 & \cdots & y_{r+1} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ y_r & y_{r+1} & \cdots & y_{N-1} \end{bmatrix} \quad (2.17)$$

Y su matriz Hankel desplazada \mathbf{H}_1 , la cual está dada por

$$\mathbf{H}_1 = \begin{bmatrix} y_1 & y_2 & \cdots & y_{r+1} \\ y_2 & y_3 & \cdots & y_{r+2} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ y_{r+1} & y_{r+2} & \cdots & y_N \end{bmatrix} \quad (2.18)$$

donde r es $\frac{N}{2} - 1$. Esta elección de r supone que el número de puntos de datos es suficiente para que $r > n$, donde n es el orden reducido del sistema, debe elegirse un valor de n que sea par, ya que los valores propios se obtienen en pares conjugados, así, el valor de n se define como el número de valores singulares diferentes de cero.

Para el proceso de identificación, la descomposición de valores singulares (SVD, del inglés Singular Value Decomposition), permite separar la matriz Hankel \mathbf{H}_0 en dos componentes, una componente Σ_n (que contiene los valores singulares distintos de cero en el caso de mediciones sin ruido) y otra componente Σ_s (que contiene los valores singulares iguales a cero en el caso de mediciones sin ruido) de valores singulares, por lo que, la descomposición SVD es una herramienta útil para determinar un valor apropiado para el orden n del sistema. La relación de los valores singulares contenidos en Σ puede determinar la mejor aproximación de n y se puede expresar como:

$$\mathbf{H}_0 = \mathbf{U}\Sigma\mathbf{V}^T = \begin{bmatrix} \mathbf{U}_n & \mathbf{U}_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Sigma_n & 0 \\ 0 & \Sigma_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{V}_n^T \\ \mathbf{V}_s^T \end{bmatrix} \quad (2.19)$$

Por lo tanto, la matriz Hankel \mathbf{H}_0 de alto rango puede aproximarse mediante una matriz n de rango reducido como

$$\mathbf{H}_0 \approx \mathbf{U}_n \Sigma_n \mathbf{V}_n^T \quad (2.20)$$

Así, las matrices $\tilde{\mathbf{A}}$, $\tilde{\mathbf{B}}$, $\tilde{\mathbf{C}}$ y $\tilde{\mathbf{D}}$ del sistema de orden reducido, corresponden al modelo en espacio de estados reducido, que se usarán más adelante para sintonizar el control LQG, éstas se pueden obtener mediante (2.21) (para obtener más detalles, consultar [66, 67, 68]).

$$\begin{aligned} \tilde{\mathbf{A}} &= \Sigma_n^{-\frac{1}{2}} \mathbf{U}_n \mathbf{H}_1 \mathbf{V}_n^T \Sigma_n^{-\frac{1}{2}} \\ \tilde{\mathbf{B}} &= \Sigma_n^{\frac{1}{2}} \mathbf{V}_n^T (1:n, 1:n_u) \\ \tilde{\mathbf{C}} &= \mathbf{U}_n (1:N, 1:n) \Sigma_n^{\frac{1}{2}} \\ \tilde{\mathbf{D}} &= y_0 \end{aligned} \quad (2.21)$$

donde los valores propios de $\tilde{\mathbf{A}}$ son los valores propios del sistema de orden reducido, es decir,

$$\lambda = eig(\tilde{\mathbf{A}}) \quad (2.22)$$

Por lo tanto, la estimación de los parámetros modales, frecuencias (\hat{f}_i) y relaciones de amortiguamiento ($\hat{\zeta}_i$) del sistema, están también dadas por (2.23) - (2.24), respectivamente.

$$\hat{f}_i = \text{Im} \left(\frac{\lambda_i}{2\pi} \right) \quad (2.23)$$

$$\hat{\zeta}_i(t) = \frac{\hat{\sigma}_i}{\hat{\omega}_i} \quad (2.24)$$

donde $\omega_i = 2\pi\hat{f}_i$, $\hat{\sigma}_i = \text{Re}(\lambda_i)$, donde λ_i se obtiene de (2.22). Estos constituyen los principales parámetros modales para la identificación de la dinámica oscilatoria de baja frecuencia, los cuales se introducen al algoritmo de agrupamiento que permite formar distintos grupos.

En general, la solución al problema mediante el algoritmo de ERA se puede resumir con los siguientes pasos:

1. Formar mediante los datos de muestreo las matrices Hankel \mathbf{H}_0 y \mathbf{H}_1 .
2. Realizar la descomposición en valores singulares, SVD, de la matriz \mathbf{H}_0 y determinar el número de modos relevantes n en el sistema.
3. Calcular las matrices discretas $\tilde{\mathbf{A}}$, $\tilde{\mathbf{B}}$, $\tilde{\mathbf{C}}$ y $\tilde{\mathbf{D}}$ del sistema mediante (2.21).
4. Calcular los valores propios de la matriz \mathbf{A} .
5. Usar los valores propios del paso 4 para determinar la frecuencia y relación de amortiguamiento del sistema de acuerdo a (2.23) y (2.24).

2.3.2. ERA para sistemas MIMO

En esta tesis, debido a la complejidad de los sistemas de potencia, la identificación del sistema se realiza considerando múltiples entradas y múltiples salidas. Así, para el ERA con múltiples canales de salida se requiere de un conjunto de M señales, las cuales se configuran en forma de matriz de modo que $\mathbf{Y}_m \in \mathfrak{R}^{N \times m}$, es decir, una matriz de m

columnas correspondientes a canales individuales de la siguiente manera [64]:

$$\mathbf{Y}_m = [\mathbf{y}^{\{1\}} \mathbf{y}^{\{2\}} \dots \mathbf{y}^{\{q\}} \dots \mathbf{y}^{\{m\}}] \quad (2.25)$$

con $\mathbf{y}^{\{q\}} = [y(0) \ y(1) \ \dots \ y(N-1)]^T$.

La matriz Hankel también se debe ajustar para múltiples canales de salida utilizando submatrices Hankel que se construyen para cada señal. Esto se denomina matriz de Hankel en bloques y se expresa mediante [64]:

$$\tilde{\mathbf{H}}_0 = [\mathbf{H}^1 \ \mathbf{H}^2 \ \dots \ \mathbf{H}^m]^T \quad (2.26)$$

Por lo tanto, la matriz Hankel en bloques $\tilde{\mathbf{H}}_0$ y su matriz Hankel en bloques desplazada $\tilde{\mathbf{H}}_1$ se reemplazan en el paso de construcción de la matriz Hankel H_0 y su matriz Hankel desplazada H_1 representadas en (2.17) y (2.18), utilizando los elementos de las señales de datos registradas, extendiéndolas para múltiples canales. Por lo tanto, los siguientes pasos son los mismos para estimar las raíces z_i pero utilizando varios canales. El pseudocódigo para el método ERA para sistemas MIMO se proporciona en el **Algoritmo 1**.

2.4. Aprendizaje de máquina

Considerando un comportamiento regular en el sistema de potencia y teniendo un perfil de carga típico, se pueden crear grupos de casos en los que el sistema tenga un comportamiento similar respecto al estado de su demanda. En este trabajo se utiliza una estrategia de aprendizaje no supervisado para realizar agrupamiento como lo es el HACA (del inglés Hierarchical Agglomerative Clustering Algorithm) para separar el conjunto propuesto de 96 casos en grupos con comportamientos similares. La partición se genera en base a la frecuencia y la relación de amortiguamiento de los modos oscilatorios de cada caso ya que estos dos parámetros permiten describir el comportamiento del sistema. Los datos de entrada quedarían entonces organizados de la siguiente manera: $X = \{\hat{f}_1, \hat{\zeta}_1; \hat{f}_2, \hat{\zeta}_2; \dots; \hat{f}_i, \hat{\zeta}_i\}$, como se muestra en el **Algoritmo 2** y cuyas salidas C_r son los grupos creados.

Algoritmo 1 ERA MIMO para identificación de parámetros modales

Entrada: Datos de m series de tiempo $\mathbf{Y}_m(k)$ de longitud N

- 1: Usar \mathbf{Y}_m para construir la matriz en bloques de Hankel \mathbf{H}_0 y su matriz desplazada \mathbf{H}_1 con la media de los datos muestreados
- 2: Aplicar descomposición SVD a \mathbf{H}_0 y separar en n (diferentes de cero en caso de mediciones sin ruido) y s (cero en caso de mediciones sin ruido) valores singulares

$$\mathbf{H}_0 = \mathbf{U}\mathbf{\Sigma}\mathbf{V}^T = \begin{bmatrix} \mathbf{U}_n & \mathbf{U}_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{\Sigma}_n & 0 \\ 0 & \mathbf{\Sigma}_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{V}_n^T \\ \mathbf{V}_s^T \end{bmatrix} \quad (2.27)$$

- 3: Aproximar la matriz Hankel de orden alto \mathbf{H}_0 a una matriz de orden reducido n

$$\mathbf{H}_0 \approx \mathbf{U}_n \mathbf{\Sigma}_n \mathbf{V}_n^T \quad (2.28)$$

- 4: Calcular la matriz $\tilde{\mathbf{A}}$

$$\tilde{\mathbf{A}} = \mathbf{\Sigma}_n^{-\frac{1}{2}} \mathbf{U}_n \mathbf{H}_1 \mathbf{V}_n^T \mathbf{\Sigma}_n^{-\frac{1}{2}} \quad (2.29)$$

- 5: Calcular los valores propios del sistema $\lambda = \text{eig}(\tilde{\mathbf{A}})$
- 6: Obtener las frecuencias modales y sus relaciones de amortiguamiento

$$\hat{f}_i = \text{Im} \left(\frac{\lambda_i}{2\pi} \right) \quad (2.30)$$

$$\hat{\zeta}_i = \frac{\hat{\sigma}_i}{\hat{\omega}_i} \quad (2.31)$$

▷ donde $\omega_i = 2\pi\hat{f}_i$ y $\hat{\sigma}_i = \text{Re}(\lambda_i)$

Salida: \hat{f}_i y $\hat{\zeta}_i$

Algoritmo 2 HACA

Entrada: Una colección de series de datos $X = \{\hat{f}_1, \hat{\zeta}_1; \hat{f}_2, \hat{\zeta}_2; \dots; \hat{f}_i, \hat{\zeta}_i\}$ de tamaño M

(i.e. $|X| = M$)

- 1: $G_k \leftarrow \{C_1, C_2, \dots, C_M\}$ ▷ Donde cada $C_i = \{x_i\}$
- 2: $SSE(k) = 0$ ▷ notar que $k = M$
- 3: **while** $|G_k| > 1$ **do**
- 4: Para crear el grupo $C_{pq} \leftarrow C_p \cup C_q$
- 5: $G_k \leftarrow ((G_k \setminus C_p) \setminus C_q) \cup C_{pq}$ ▷ \setminus indica sustracción
- 6: Calcular el costo de fusionar C_{pq} con cualquier otro grupo $C_i \in G_k$
- 7: **end while**
- 8: Usar la regla Elbow para encontrar G_k
- 9: Calcular $C_r = median(G_k)$

Salida: C_r

Una vez que el **Algoritmo 2** entrega los grupos formados y sus respectivos centroides, se usa (2.21) dentro del **Algoritmo 3** para la identificación del sistema $\tilde{\mathbf{A}}$, $\tilde{\mathbf{B}}$, $\tilde{\mathbf{C}}$ y $\tilde{\mathbf{D}}$ con el método de ERA.

2.4.1. Hierarchical Agglomerative Clustering Algorithm

El algoritmo HACA, que corresponde al Hierarchical Agglomerative Clustering Algorithm, pertenece a la categoría de agrupamiento jerárquico y se basa en la idea de fusionar o agrupar iterativamente los elementos más cercanos, tomando en cuenta diferentes métricas. El algoritmo se puede resumir con los siguientes pasos [51, 69]:

1. **Inicialización:** Cada punto de datos se considera como un grupo individual al principio.
2. **Cálculo de la matriz de proximidad:** Se calcula la proximidad (o distancia) entre cada par de grupos. Esto puede hacerse utilizando diversas métricas, como la

Algoritmo 3 ERA MIMO para identificación de sistemas

Entrada: Datos de m series de tiempo $\mathbf{Y}_m(k)$ de longitud N

- 1: Usar \mathbf{Y}_m para construir la matriz en bloques de Hankel \mathbf{H}_0 y su matriz desplazada \mathbf{H}_1 con la media de los datos muestreados
- 2: Aplicar descomposición SVD a \mathbf{H}_0 y separar en n (diferentes de cero en caso de mediciones sin ruido) y s (cero en caso de mediciones sin ruido) valores singulares

$$\mathbf{H}_0 = \mathbf{U}\mathbf{\Sigma}\mathbf{V}^T = \begin{bmatrix} \mathbf{U}_n & \mathbf{U}_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{\Sigma}_n & 0 \\ 0 & \mathbf{\Sigma}_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{V}_n^T \\ \mathbf{V}_s^T \end{bmatrix} \quad (2.32)$$

- 3: Aproximar la matriz Hankel de orden alto \mathbf{H}_0 a una matriz de orden reducido n

$$\mathbf{H}_0 \approx \mathbf{U}_n \mathbf{\Sigma}_n \mathbf{V}_n^T \quad (2.33)$$

- 4: Calcular las matrices $\tilde{\mathbf{A}}$, $\tilde{\mathbf{B}}$, $\tilde{\mathbf{C}}$ y $\tilde{\mathbf{D}}$

$$\begin{aligned} \tilde{\mathbf{A}} &= \mathbf{\Sigma}_n^{-\frac{1}{2}} \mathbf{U}_n \mathbf{H}_1 \mathbf{V}_n^T \mathbf{\Sigma}_n^{-\frac{1}{2}} \\ \tilde{\mathbf{B}} &= \mathbf{\Sigma}_n^{\frac{1}{2}} \mathbf{V}_n^T (1:n, 1:n_u) \\ \tilde{\mathbf{C}} &= \mathbf{U}_n (1:N, 1:n) \mathbf{\Sigma}_n^{\frac{1}{2}} \\ \tilde{\mathbf{D}} &= y_0 \end{aligned} \quad (2.34)$$

Salida: $\tilde{\mathbf{A}}$, $\tilde{\mathbf{B}}$, $\tilde{\mathbf{C}}$ y $\tilde{\mathbf{D}}$

distancia euclidiana.

3. **Fusión de grupos:** Se fusionan los dos grupos más cercanos en uno nuevo. La distancia entre los grupos se determina por el método de enlace (single, complete, average, etc.).
4. **Actualización de la matriz de proximidad:** La matriz de proximidad se actualiza para reflejar la fusión de grupos.
5. Los pasos 3 y 4 se repiten hasta que todos los puntos están en un solo grupo o se alcanza un criterio de parada.
6. Usar la regla Elbow para determinar el grupo óptimo de clusters.

La regla de Elbow, es un criterio geométrico que se utiliza para determinar el número óptimo de grupos que se deben formar. Después de calcular todos los grupos partiendo de n grupos (grupos de un sólo elemento), a 1 grupo (un único grupo que contiene todos los datos), el número óptimo de grupos se encuentra realizando dos pasos: primero, sobre la curva generada por la evolución de la Suma de Errores Cuadráticos (SSE) con respecto al número de grupos formados, se traza una recta entre el primer punto de la curva, $(1, SSE(1))$ y el último punto $(n, SSE(n))$. Segundo, se localiza el punto k más alejado de la recta hacia $SSE(k)$. Al finalizar, la regla de selección del Codo devuelve k y C_k , donde C_k es el grupo C_p cuya distancia es la más alejada de L a $SSE(k)$. En la Figura 2.2 se puede apreciar gráficamente la representación de la regla de Elbow.

El HACA es versátil y no requiere especificar el número de grupos para inicializarlo. Para realizar la propuesta de este trabajo se utiliza la herramienta de WAMS y machine learning en línea llamada CAPS-D [70], en la que se pueden usar distintos algoritmos de agrupamiento como lo son: K-means, Affinity Propagation, VAT, TDA y HACA, esta última es la que se utiliza en este trabajo. La Figura 2.3 muestra una captura de pantalla en la pestaña de agrupamiento de la herramienta CAPS-D. Para poder conformar grupos con

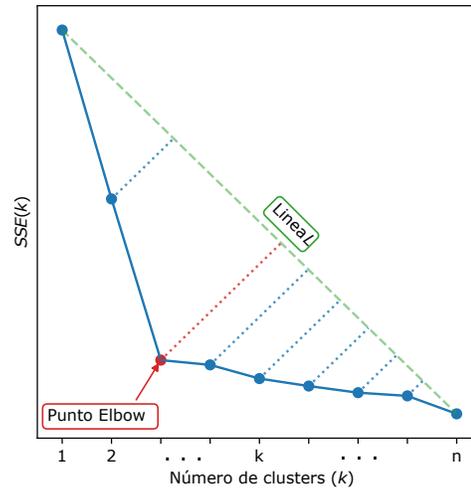


Figura 2.2: Representación gráfica de la regla de selección del codo.

el HACA, en este trabajo se ingresan datos de frecuencias y relaciones de amortiguamiento de cada modo oscilatorio del sistema para cada caso, los cuales se obtienen al aplicar el método ERA a todos los casos para la identificación de sus parámetros modales, dando como resultado grupos conformados por casos a lo largo del día y el centroide de cada uno. Un centroide es el centro geométrico de los datos dentro de un grupo, es decir, en esta aplicación el caso centroide del grupo es el caso que se ubica más cercano a todos los casos.

2.5. Control Lineal Cuadrático Gaussiano

El control Lineal Cuadrático Gaussiano (LQG) es un control modernos muy utilizado en WADC, el cual requiere de la representación del modelo lineal en espacio de estados \mathbf{A} , \mathbf{B} , \mathbf{C} y \mathbf{D} para su diseño. El control LQG está compuesto por la ganancia de retroalimentación de estados \mathbf{K} del Regulador Lineal Cuadrático (LQR, del inglés Linear Quadratic Regulator) y la ganancia de Kalman \mathbf{G} del Estimador Lineal Cuadrático (LQE,

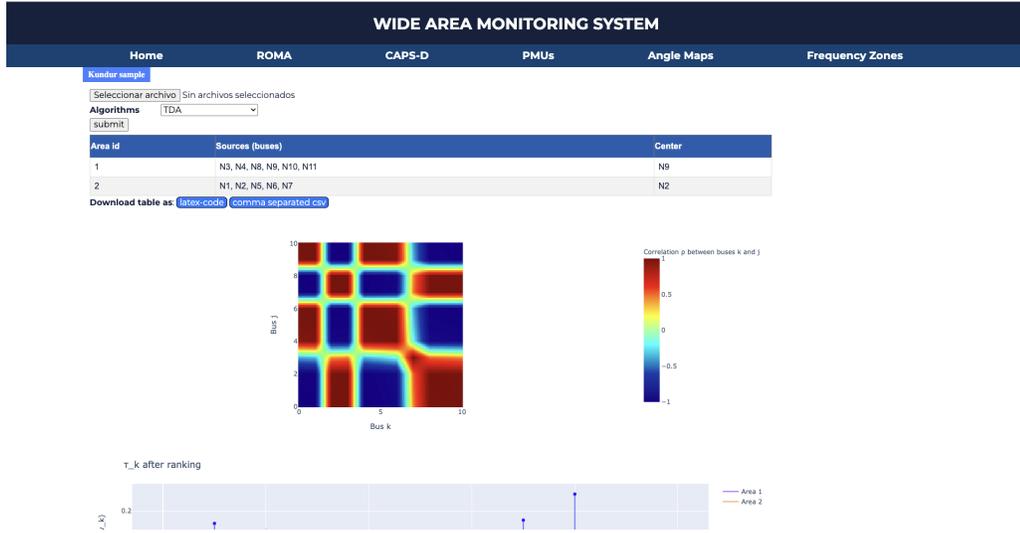


Figura 2.3: Captura de pantalla de la plataforma WIDE AREA MONITORING SYSTEM, en su pestaña de clustering llamada CAPS-D.

del inglés Linear Quadratic Estimator) con lo que se estiman los estados $\hat{\mathbf{x}}$ [30], [33].

El LQR consiste en una ganancia de retroalimentación de los estados $\mathbf{K} \in \mathbb{R}^{m \times n}$ que obtiene el comando óptimo \mathbf{u} que minimiza los estados \mathbf{x} [32], [33], del esquema típico de un control LQG se obtienen (2.35) y (2.36):

$$\mathbf{u} = -\mathbf{K}\hat{\mathbf{x}} \quad (2.35)$$

$$\dot{\hat{\mathbf{x}}} = (\mathbf{A} - \mathbf{BK})\hat{\mathbf{x}} \quad (2.36)$$

Para encontrar la matriz de retroalimentación de estados \mathbf{K} del LQR, se debe resolver el problema de optimización del costo de la energía de la señal de control $\mathbf{J}(\mathbf{u}, \tau)$ de (2.37) [31]-[34]. Como el vector \mathbf{u} no está restringido y las matrices \mathbf{Q}_c y \mathbf{R}_c son positivas definidas simétricas, la minimización de \mathbf{J} implica la minimización de los estados estimados del sistema de control $\hat{\mathbf{x}}(\infty) = 0$.

$$\mathbf{J}(\mathbf{u}, \tau) = \lim_{\tau \rightarrow +\infty} \frac{1}{2} \int_0^\tau (\hat{\mathbf{x}}^T \mathbf{Q}_c \hat{\mathbf{x}} + \mathbf{u}^T \mathbf{R}_c \mathbf{u}) dt \quad (2.37)$$

Las matrices de penalización de estado $\mathbf{Q}_c \in \mathbb{R}^{n \times n}$ y penalización del esfuerzo de control $\mathbf{R}_c \in \mathbb{R}^{m \times m}$ deben satisfacer la condición (2.38) y (2.39), respectivamente. Para la selección de \mathbf{Q}_c no se tiene un método específico [24]. Se puede usar la regla de Bryson para penalizar todos los estados por igual [71], [30], usar una matriz identidad o incrementar el valor de algunos elementos mejorando su desempeño.

$$\mathbf{Q}_c^T = \mathbf{Q}_c \geq 0 \quad (2.38)$$

$$\mathbf{R}_c^T = \mathbf{R}_c \geq 0 \quad (2.39)$$

Así, la matriz \mathbf{K} se obtiene con (2.40) [33], [34].

$$\mathbf{K} = \mathbf{R}_c^{-1} \mathbf{B}^T \mathbf{P}_c \quad (2.40)$$

donde $\mathbf{P}_c \in \mathbb{R}^{n \times n}$ se obtiene con la solución de la Ecuación Algebraica de Riccati, ARE por sus siglas en inglés (2.41) [34].

$$\mathbf{A}^T \mathbf{P}_c + \mathbf{P}_c \mathbf{A} - \mathbf{P}_c \mathbf{B} \mathbf{R}_c^{-1} \mathbf{B}^T \mathbf{P}_c + \mathbf{Q}_c = 0 \quad (2.41)$$

El LQE se implementa debido a que en la práctica no es posible la medición de todos los estados del sistema para aplicar el LQR. Por ello, los estados son estimados con el LQE en (2.42) [34].

$$\dot{\hat{\mathbf{x}}} = \mathbf{A} \hat{\mathbf{x}} + \mathbf{B} \mathbf{u} + \mathbf{G} (\mathbf{y} - \hat{\mathbf{y}}) \quad (2.42)$$

$$\hat{\mathbf{y}} = \mathbf{C} \hat{\mathbf{x}} \quad (2.43)$$

La diferencia entre la salida medida y la salida estimada es multiplicada por la ganancia de Kalman $\mathbf{G} \in \mathbb{R}^{p \times n}$. Para determinar la matriz \mathbf{G} se define el error \mathbf{e} [34] con la ecuación (2.44).

$$\mathbf{e} = \mathbf{x} - \hat{\mathbf{x}} \quad (2.44)$$

Se reduce a (2.42) y (2.43) para obtener el sistema (2.45) [34].

$$\dot{\hat{\mathbf{x}}} = \mathbf{A} \hat{\mathbf{x}} + \mathbf{B} \mathbf{u} + \mathbf{G} \mathbf{C} (\mathbf{x} - \hat{\mathbf{x}}) \quad (2.45)$$

Considerando el sistema en espacio de estados, se puede obtener la relación (2.46) [34].

$$\mathbf{B}\mathbf{u} = \dot{\hat{\mathbf{x}}} - \mathbf{A}\mathbf{x} \quad (2.46)$$

Ahora, remplazando (2.46) en (2.45) y reduciendo en función del error \mathbf{e} :

$$\dot{\hat{\mathbf{x}}} = \mathbf{A}\hat{\mathbf{x}} + \dot{\hat{\mathbf{x}}} - \mathbf{A}\mathbf{x} + \mathbf{G}\mathbf{C}(\mathbf{e}) \quad (2.47)$$

$$\dot{\hat{\mathbf{x}}} - \dot{\hat{\mathbf{x}}} = \mathbf{A}\mathbf{x} - \mathbf{A}\hat{\mathbf{x}} - \mathbf{G}\mathbf{C}(\mathbf{e}) \quad (2.48)$$

$$\left(\dot{\hat{\mathbf{x}}} - \dot{\hat{\mathbf{x}}}\right) = \mathbf{A}(\mathbf{x} - \hat{\mathbf{x}}) - \mathbf{G}\mathbf{C}(\mathbf{e}) \quad (2.49)$$

$$\dot{\mathbf{e}} = \mathbf{A}(\mathbf{e}) - \mathbf{G}\mathbf{C}(\mathbf{e}) \quad (2.50)$$

$$\dot{\mathbf{e}} = (\mathbf{A} - \mathbf{G}\mathbf{C})\mathbf{e} \quad (2.51)$$

Se observa la similitud de las ecuaciones (2.36) y (2.51); el error \mathbf{e} tiende a ser cero para una ganancia de Kalman \mathbf{G} , basado en la teoría del filtro de Kalman [30], para obtener dicha ganancia se transforman las matrices del sistema original al sistema dual mediante (2.52) [34].

$$\mathbf{A} \rightarrow \mathbf{A}^T, \mathbf{B} \rightarrow \mathbf{C}^T, \mathbf{K} \rightarrow \mathbf{G}^T \quad (2.52)$$

Entonces el sistema dual estará dado por (2.53) [34].

$$\dot{\mathbf{o}} = (\mathbf{A}^T - \mathbf{C}^T\mathbf{G}^T)\mathbf{o} \quad (2.53)$$

Aplicando la metodología usada en el LQR [51], [34] y las matrices $\mathbf{Q}_o \in \mathbb{R}^{n \times n}$ y $\mathbf{R}_o \in \mathbb{R}^{p \times p}$ en el sistema dual, se obtiene la matriz \mathbf{G}^T con (3.28), entonces \mathbf{G} se obtiene con (3.29). Así,

$$\mathbf{G}^T = \mathbf{R}_o^{-1}\mathbf{C}^T\mathbf{P}_o \quad (2.54)$$

$$\mathbf{G} = \mathbf{P}_o^T\mathbf{C}\mathbf{R}_o^{-1} \quad (2.55)$$

donde la matriz \mathbf{P}_o se obtiene con la solución de la Ecuación Algebraica de Riccati (2.56) [34].

$$\mathbf{P}_o\mathbf{A}^T + \mathbf{A}\mathbf{P}_o - \mathbf{P}_o\mathbf{C}^T\mathbf{R}_o^{-1}\mathbf{C}\mathbf{P}_o = \mathbf{Q}_o = 0 \quad (2.56)$$

Una vez que las matrices \mathbf{K} y \mathbf{G} son determinadas, a continuación se forman las matrices en el espacio de estados del control LQG, con el uso de la expresión (2.57).

$$\begin{aligned}\mathbf{A}_{\text{LQG}} &= \mathbf{A} - \mathbf{BK} - \mathbf{G}^T \mathbf{C} \\ \mathbf{B}_{\text{LQG}} &= -\mathbf{G}^T \\ \mathbf{C}_{\text{LQG}} &= -\mathbf{K} \\ \mathbf{D}_{\text{LQG}} &= -\mathbf{0}\end{aligned}\tag{2.57}$$

donde la matriz $\mathbf{A}_{\text{LQG}} \in \mathbb{R}^{n \times n}$, $\mathbf{B}_{\text{LQG}} \in \mathbb{R}^{n \times p}$, $\mathbf{C}_{\text{LQG}} \in \mathbb{R}^{m \times n}$ y $\mathbf{D}_{\text{LQG}} \in \mathbb{R}^{m \times p}$. Así, el algoritmo para el control LQG se muestra en **Algoritmo 4**.

2.6. Resumen

En este Capítulo se presentaron las herramientas matemáticas que se utilizan en este trabajo para linealizar un sistema eléctrico de potencia, como lo son el análisis de pequeña señal con el cual se obtiene el modelo linealizado de un sistema eléctrico de potencia y el método de ERA, que de igual manera se utiliza para obtener el modelo del sistema, donde este método se basa en mediciones obtenidas del sistema y entrega un modelo de orden reducido. Se presentan diferentes variaciones del método ERA para la identificación de sistemas lineales. De igual manera, se describe el esquema de control LQG y el algoritmo para realizar agrupamiento, HACA.

Algoritmo 4 Control LQG

Entrada: Modelo del sistema lineal $\tilde{\mathbf{A}}, \tilde{\mathbf{B}}, \tilde{\mathbf{C}}$ y $\tilde{\mathbf{D}}$

- 1: Definir los arreglos \mathbf{Q}_c y \mathbf{R}_c
- 2: Resolver la ARE (2.58) para $\mathbf{P}_c \leftarrow \mathbf{A}, \mathbf{B}, \mathbf{Q}_c$ y \mathbf{R}_c

$$\mathbf{A}^T \mathbf{P}_c + \mathbf{P}_c \mathbf{A} - \mathbf{P}_c \mathbf{B} \mathbf{R}_c^{-1} \mathbf{B}^T \mathbf{P}_c + \mathbf{Q}_c = 0 \quad (2.58)$$

- 3: Calcular $\mathbf{K} \leftarrow \mathbf{R}_c, \mathbf{B}$ y \mathbf{P}_c

$$\mathbf{K} = \mathbf{R}_c^{-1} \mathbf{B}^T \mathbf{P}_c \quad (2.59)$$

- 4: Definir los arreglos \mathbf{Q}_o y \mathbf{R}_o
- 5: Resolver la ARE (2.60) para $\mathbf{P}_o \leftarrow \mathbf{A}, \mathbf{C}, \mathbf{Q}_o, \mathbf{R}_o$ y \mathbf{R}_c

$$\mathbf{P}_o \mathbf{A}^T + \mathbf{A} \mathbf{P}_o - \mathbf{P}_o \mathbf{C}^T \mathbf{R}_o^{-1} \mathbf{C} \mathbf{P}_o = \mathbf{Q}_o = 0 \quad (2.60)$$

- 6: Calcular $\mathbf{G} \leftarrow \mathbf{R}_o, \mathbf{C}$ y \mathbf{P}_o

$$\mathbf{G} = \mathbf{P}_o^T \mathbf{C} \mathbf{R}_o^{-1} \quad (2.61)$$

- 7: Calcular

$$\begin{aligned} \mathbf{A}_{LQG} &= \mathbf{A} - \mathbf{B} \mathbf{K} - \mathbf{G}^T \mathbf{C} \\ \mathbf{B}_{LQG} &= -\mathbf{G}^T \\ \mathbf{C}_{LQG} &= -\mathbf{K} \\ \mathbf{D}_{LQG} &= -\mathbf{0} \end{aligned} \quad (2.62)$$

▷ donde las matrices $\mathbf{A}_{LQG} \in \mathbb{R}^{n \times n}$, $\mathbf{B}_{LQG} \in \mathbb{R}^{n \times p}$, $\mathbf{C}_{LQG} \in \mathbb{R}^{m \times n}$ y $\mathbf{D}_{LQG} \in \mathbb{R}^{m \times p}$

Salida: $\mathbf{A}_{LQG}, \mathbf{B}_{LQG}, \mathbf{C}_{LQG}$ y \mathbf{D}_{LQG}

Capítulo 3

Casos de estudio y validación de resultados

3.1. Introducción

En este Capítulo se presentan las simulaciones multi-horaria de sistemas de potencia usando el perfil de carga del sistema eléctrico nacional de México. Así, se presentan cinco casos de estudio para la validación de resultados: (*i*) el sistema de una máquina a nodo infinito (SMIB del inglés Single Machine Infinite Bus), (*ii*) un sistema de dos áreas reducido con SVC, (*iii*) el sistema Kundur de dos áreas, (*iv*) el sistema de New England - New York (NETS/NYPS) y (*v*) la representación lineal del sistema de New England - New York (NETS/NYPS) con granjas de aerogeneradores y HVDC. Para los primeros cuatro casos, se agrega el control LQG en los excitadores de cada generador y/o en un dispositivo no convencional, que para el caso de este trabajo se trata de un Compensador Estático de VAR's (SVC, del inglés Static VAR's Compensator), el cual se regula con el control LQG, para así amortiguar las oscilaciones en el sistema.

Comenzando con la descripción de este trabajo, en la Figura (3.1) se tiene que en primer lugar se obtiene un factor de escala, posteriormente se lleva a cabo una multisimu-

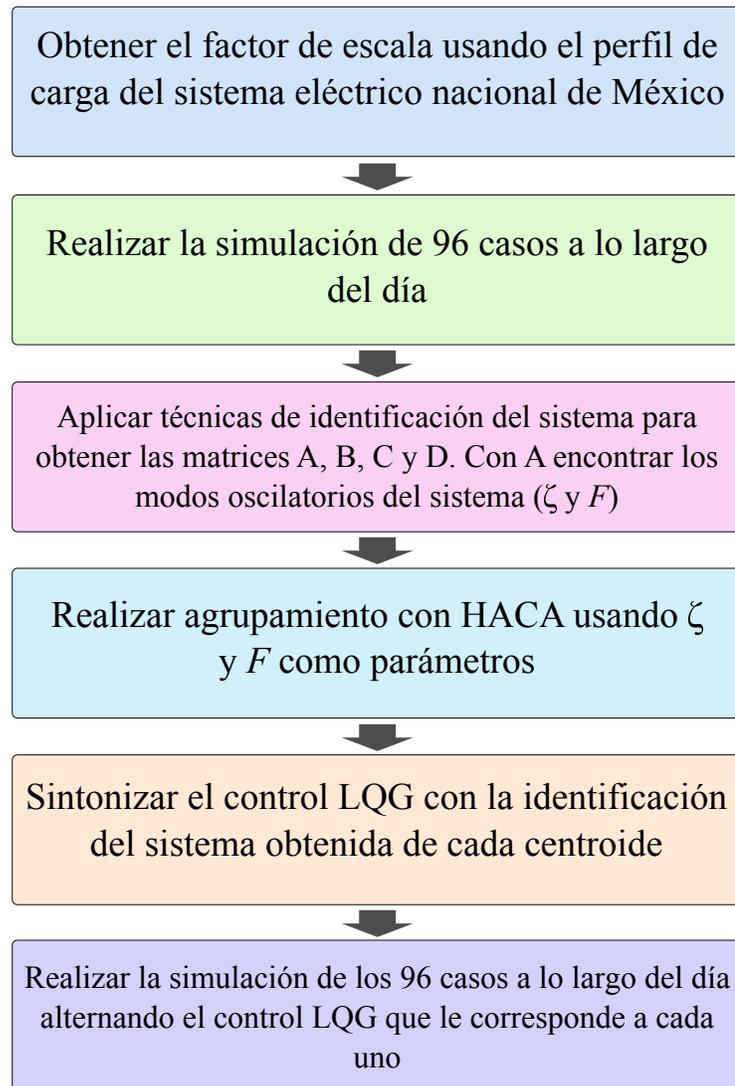


Figura 3.1: Descripción del orden en que se debe aplicar la metodología presentada.

lación de un sistema de potencia utilizando el software Power System Toolbox (PST) [72]. La multisimulación se refiere a la realización de 96 simulaciones diferentes, afectando en cada una la demanda y la generación con un factor de escala, que representa un momento del día diferente. Posteriormente, se utiliza el método ERA para cada simulación, donde los

parámetros modales obtenidos (ver **Algoritmo 1**), se utilizan para crear mediante HACA, “grupos horarios”, en los que el comportamiento del sistema sea similar. Una vez formados los grupos e identificados sus centroides (ver **Algoritmo 2**), se puede implementar el control LQG en cada caso, donde cada control LQG se sintoniza utilizando la identificación del sistema obtenida por ERA (ver **Algoritmos 3 y 4**). Finalmente, se realiza una multisimulación del sistema con el control sintonizado para comprobar la efectividad de la propuesta presentada.

Es importante que se pueda cambiar la sintonización del control a lo largo del día para que se amortigüen las oscilaciones en el sistema lo mejor posible y así evitar los problemas que las oscilaciones mal amortiguadas pueden provocar.

3.2. Perfil de carga

El perfil de carga se toma de una muestra real de la demanda en el sistema eléctrico nacional mexicano con muestras tomadas cada minuto, para los casos de estudio solo se toman 4 muestras por hora, dando un total de 96 muestras en todo el día, de las cuales, el caso 68 es el caso de demanda máxima y el caso 22 tiene la demanda mínima. Este perfil se normaliza considerando 1 como la demanda máxima del sistema, creando así un factor de escala que afecta a cada caso en la multisimulación, como se puede observar en la Figura 3.2.

3.3. Multisimulación

La multisimulación se realiza con el software PST [72] utilizando la función *s_simu*, aplicando una falla trifásica en todos los sistemas de prueba para realizar una simulación transitoria de 20s. Con el factor de escala obtenido del perfil de carga (Sección 3.2), se afecta al sistema eléctrico tanto en su generación como en su demanda, realizándose así 96 simulaciones del mismo sistema y aplicando la misma falla, que representa una

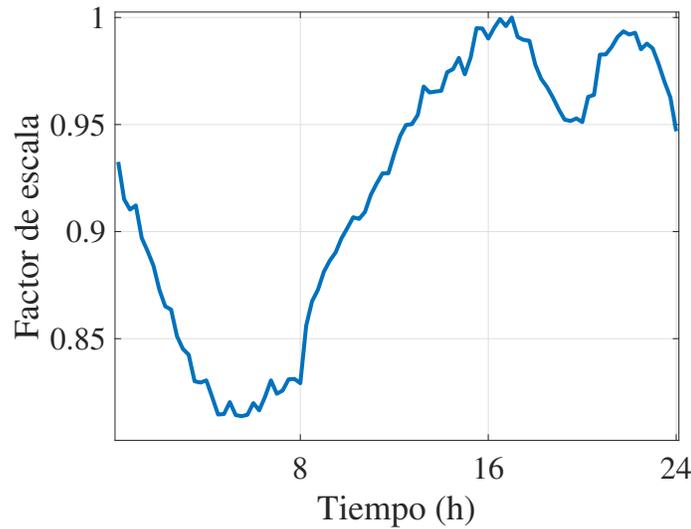


Figura 3.2: Factor de escala basado en mediciones reales de la demanda en un sistema eléctrico de potencia.

programación diferente para cada caso. Así, las señales de velocidad del rotor se pueden analizar con pequeña señal y con el método ERA descrito en **Algoritmo 1** para obtener los parámetros modales del sistema en cada caso.

Una vez aplicado el método ERA y que ya se obtuvieron los modos oscilatorios del sistema para cada caso (frecuencia y relaciones de amortiguamiento). Ahora, con estos datos se pueden crear “grupos horarios” utilizando técnicas de aprendizaje de máquina para realizar agrupamiento, tal como se describe en la Sección 2.4. Para formar los grupos, se crea un archivo *.csv*, en el cual se estructura en columnas: la primera corresponde al descriptor de cada caso (etiqueta). Las siguientes columnas, para cada modo se coloca primero la frecuencia y a relación de amortiguamiento de un solo modo oscilatorio, y así sucesivamente por cada uno de los modos que posea el sistema. Una vez que se ha creado el archivo de datos, se carga en la plataforma CAPS-D y se selecciona el algoritmo HACA como algoritmo de agrupamiento. El algoritmo permite la selección de métrica de comparación, así como el criterio de la unión de los grupos (en este trabajo se utiliza

“*average*”). La herramienta CAPS-D entrega gráficas de los grupos creados y una tabla que describe los grupos resultantes, así como los centroides de cada uno. La tabla resultante se exporta a Matlab para poder continuar con la identificación del sistema en el caso que corresponde al centroide de cada grupo, para posteriormente realizar la sintonización del control LQG.

3.4. Sistema de una máquina a nodo infinito

Para probar y mostrar la aplicación de la metodología propuesta, se utiliza un sistema de un solo generador conectado a un nodo infinito (SMIB, del inglés Single-Machine Infinite-Bus). La Figura 3.3 muestra el sistema que se utiliza para explicar a detalle la metodología de este trabajo.

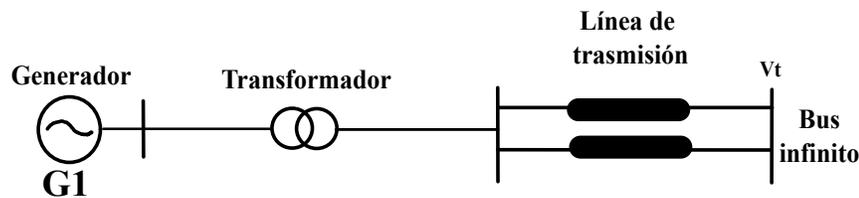


Figura 3.3: Sistema de una máquina conectada a un bus infinito.

3.4.1. Preparación del caso de estudio

Con el factor de escala obtenido del perfil de carga, se simulan 96 casos de este sistema afectados cada uno por el factor que le corresponde y aplicando una falla trifásica en el nodo 2 (ver Sección 3.3), se guardan las variables del sistema (ver Figura 3.4) y se aplica el método de ERA, para obtener el modo oscilatorio del sistema en un determinado momento del día. Para esto, a cada uno de los 96 casos se les aplica un análisis con el método ERA para obtener los modos de cada sistema, que a lo largo del día tienen un comportamiento como el que se aprecia en la Figura 3.5, donde cada punto representa un

instante del día para el cual se realiza una simulación y se aplica análisis ERA.

En la Figura 3.4 se aprecian las velocidades de los casos 11, 90, 22 y 68 que son resultados de la multisiulación realizada, se nota que a pesar de que todos los casos tienden a oscilar, cada uno se comporta de manera diferente ya que están siendo afectados por un factor de escala diferente y por lo tanto tienen condiciones de operación distintas.

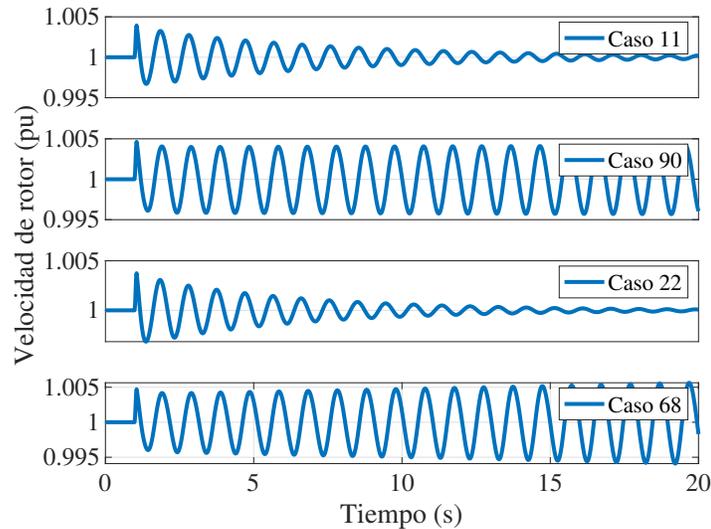


Figura 3.4: Velocidades de diferentes casos a lo largo del día para el sistema SMIB.

Posteriormente, se usa el método de ERA para que, con los datos obtenidos de la multisiulación (velocidades, en este caso) se pueden obtener los modos oscilatorios del sistema, como se muestra en la Figura 3.5

De estos modos oscilatorios se utilizan los parámetros de frecuencia f y relación de amortiguamiento ζ para introducirlos al HACA, construyendo así, los grupos mostrados en la Tabla 3.1. Después de aplicar HACA se forman 4 grupos diferentes que contienen a los mismos modos oscilatorios, como se muestra en la Figura 3.6

Una vez formados los grupos, se ubican los casos “centroides” de cada grupo y con los datos de la multisiulación guardados de cada caso, se vuelve a aplicar el algoritmo

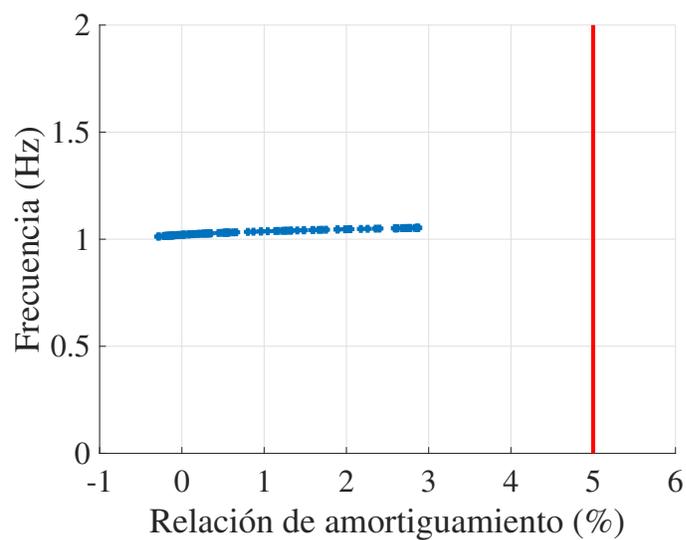


Figura 3.5: Modos oscilatorios a lo largo del día del sistema SMIB.

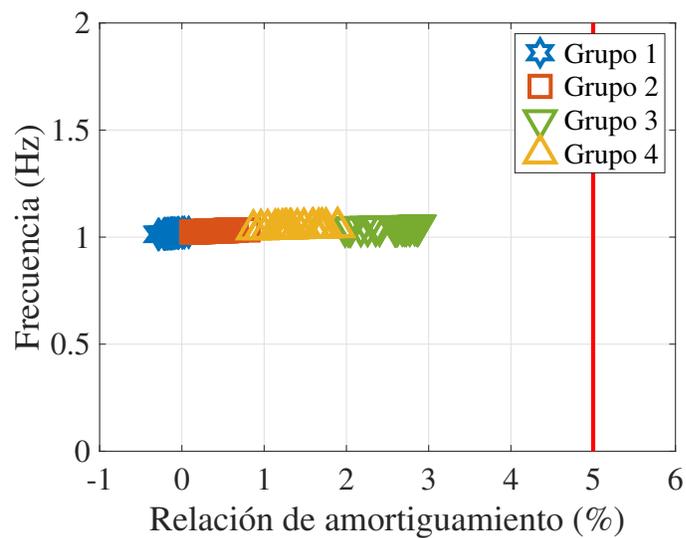


Figura 3.6: Modos oscilatorios a lo largo del día separados por grupos del sistema SMIB.

# de grupo	Casos	Centroides
1	C1, C46, C47, C48, C49, C50, C51, C52, C53, C54, C55, C56, C73, C74, C75, C76, C77, C78, C79, C80, C81, C82, C94, C95, C96	C52
2	C11, C12, C13, C14, C15, C16, C17, C18, C19, C20, C21, C22, C23, C24, C25, C26, C27, C28, C29, C30, C31, C32, C33	C29
3	C2, C3, C4, C5, C6, C7, C8, C9, C10, C34, C35, C36, C37, C38, C39, C40, C41, C42, C43, C44, C45	C39
4	C57, C58, C59, C60, C61, C62, C63, C64, C65, C66, C67, C68, C69, C70, C71, C72, C83, C84, C85, C86, C87, C88, C89, C90, C91, C92, C93	C71

Tabla 3.1: Tabla de los grupos que se forman con HACA para el sistema SMIB.

ERA, pero esta vez para realizar la identificación de orden reducido del sistema $\tilde{\mathbf{A}}$, $\tilde{\mathbf{B}}$, $\tilde{\mathbf{C}}$, $\tilde{\mathbf{D}}$, para poder realizar la sintonización del control LQG.

Con esta identificación del sistema, se realiza un barrido de frecuencia utilizando la función *stsp* del software PST y además comparándolo con la identificación obtenida por el análisis de SSA, que de igual forma, se realiza en el PST con la función *svm_mgen*. En la Figura 3.7 se muestran los barridos de frecuencia realizados al sistema de orden reducido obtenido con ERA y al sistema lineal obtenido con análisis de pequeña señal para cada centroide, esta comparación se realiza con la finalidad de determinar que tan precisa es la identificación obtenida con ERA, en comparación de la que se puede obtener con SSA y determinar, si es suficientemente buena para lograr sintonizar el control LQG.

Después de obtener la identificación del sistema $\tilde{\mathbf{A}}$, $\tilde{\mathbf{B}}$, $\tilde{\mathbf{C}}$, $\tilde{\mathbf{D}}$ con ERA, se sintoniza el control LQG para cada grupo, dependiendo de la complejidad del sistema, la sintoniza-

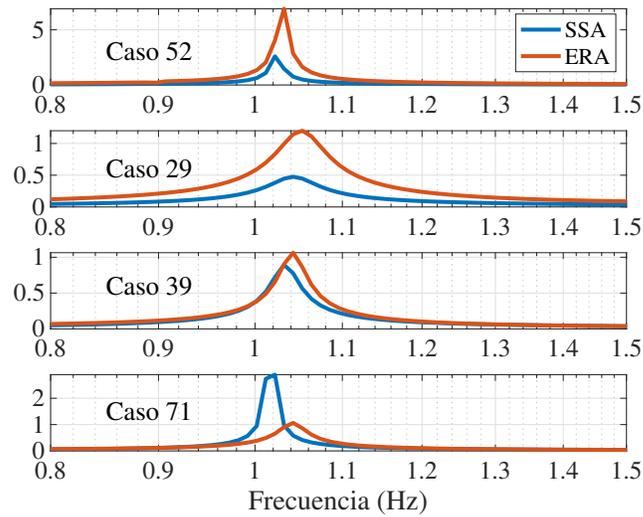


Figura 3.7: Barrido de frecuencia de los casos centroides de cada grupo comparado con el barrido de frecuencia de los mismos casos identificados con SSA para el sistema SMIB.

ción puede resultar más o menos sencilla, para este caso, se modifican las ganancias K y G como se muestra en la Sección 2.5.

Una vez sintonizado el control, se realiza nuevamente una multisimulación pero esta vez agregando el control que le corresponde a cada caso a lo largo del día. El control LQG se añade en el excitador de la máquina. Posterior a realizar la multisimulación se guarda nuevamente la velocidad del motor y se muestran en la Figura 3.8.

Después de obtener los datos de la velocidad del generador, se vuelve a aplicar el algoritmo de ERA para identificar los modos oscilatorios del sistema. En la Figura 3.9 se muestran los modos oscilatorios obtenidos después de activar el control LQG. Es evidente como mejora el amortiguamiento de las oscilaciones.

Por otra parte, la Tabla 3.2 muestra los valores de la relación de amortiguamiento sin y con el control propuesto para el sistema SMIB, donde se observa que la relación de amortiguamiento aumenta considerablemente mejorando la estabilidad del sistema. Nótese que para el caso 71 incluso logra hacer el sistema estable pasando de una relación de

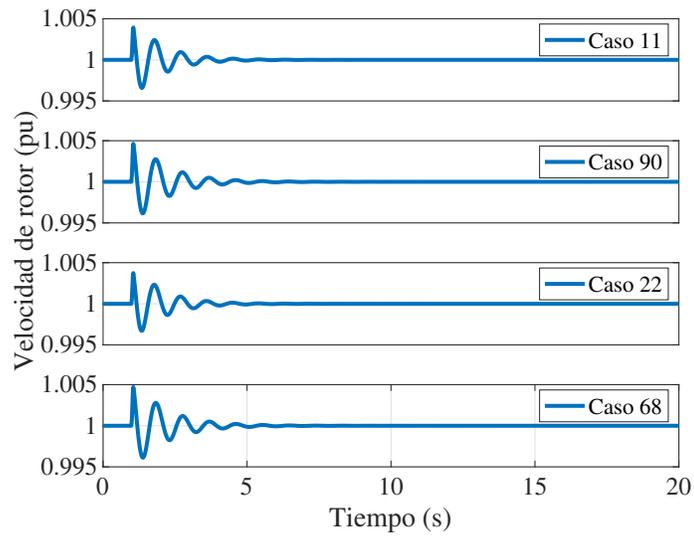


Figura 3.8: Velocidades con control para el sistema SMIB.

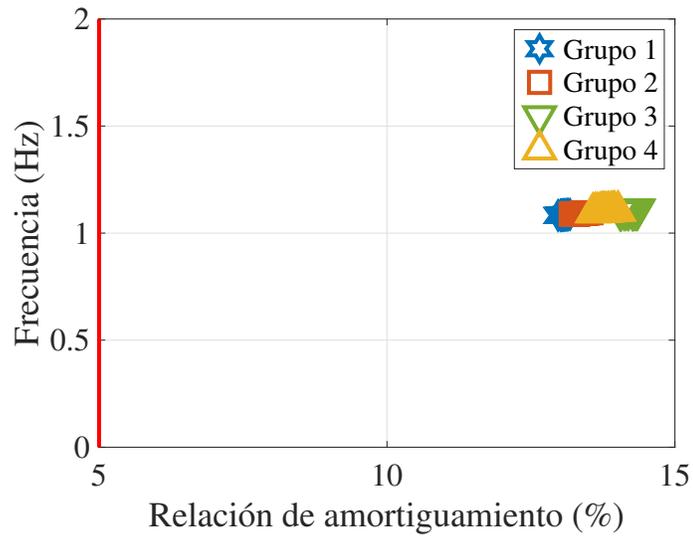


Figura 3.9: Modos oscilatorios con control para el sistema SMIB.

amortiguamiento negativa (sistema inestable) a un valor positivo (estable).

# de grupo	# de Caso	$\hat{\zeta}$ Sin control	$\hat{\zeta}$ Con control
1	52	0.49 %	13.39 %
2	29	2.68 %	14.29 %
3	39	1.49 %	13.85 %
4	71	-0.15 %	13.07 %

Tabla 3.2: Relaciones de amortiguamiento de los centroides de cada grupo, haciendo la comparación antes de agregar control y después de agregarlo para el sistema SMIB.

3.5. Sistema de dos áreas reducido

En esta sección, se utiliza un sistema de dos áreas reducido que cuenta con dos generadores, 2 líneas de transmisión y un SVC. La Figura 3.10 muestra el sistema utilizado.

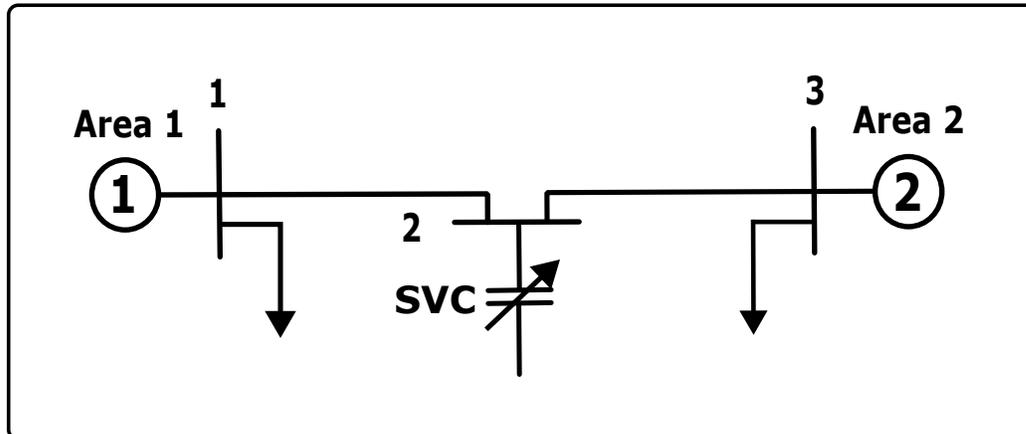


Figura 3.10: Sistema de dos áreas reducido y con SVC.

En la Figura 3.11 se aprecian las velocidades de los casos 11, 90, 22 y 68 que son resultados de la multsimulación realizada (ver Sección 3.3), se puede observar que a pesar

de que todos los casos tienden a oscilar, cada uno se comporta de manera diferente debido a que tienen generaciones y demandas diferentes.

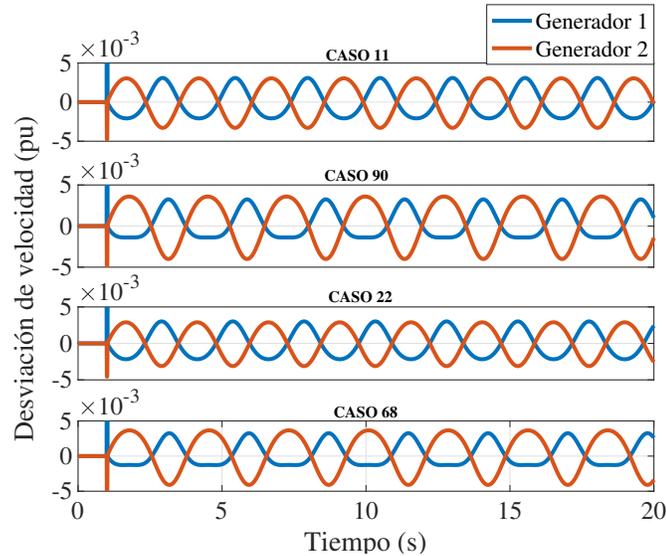


Figura 3.11: Desviaciones de velocidad de los rotores de los generadores 1 y 2 del sistema de dos áreas reducido, sin control.

En la Figura 3.12 se aprecia el modo oscilatorio que tiene el sistema en cada instante del día, donde la línea roja representa el “umbral” en el cual se considera como bien amortiguado un modo oscilatorio y corresponde al que tiene una relación de amortiguamiento mayor al 5 %, es decir, del lado derecho de la línea los modos son bien amortiguados, de la línea hacia cero, son pobremente amortiguados, lo cual quiere decir que existe el riesgo de que ante grandes perturbaciones el sistema se vuelva inestable y sí el modo se encuentra en el semi plano negativo, significa que el modo es inestable.

De estos modos oscilatorios se utilizan los parámetros de frecuencia f y relación de amortiguamiento ζ para introducirlos al HACA, construyendo así, los grupos mostrados en la Tabla 3.3. Después de aplicar el algoritmo de agrupamiento, se forman 4 grupos diferentes que contienen a los mismos modos oscilatorios, como se muestra en la Figura 3.13.

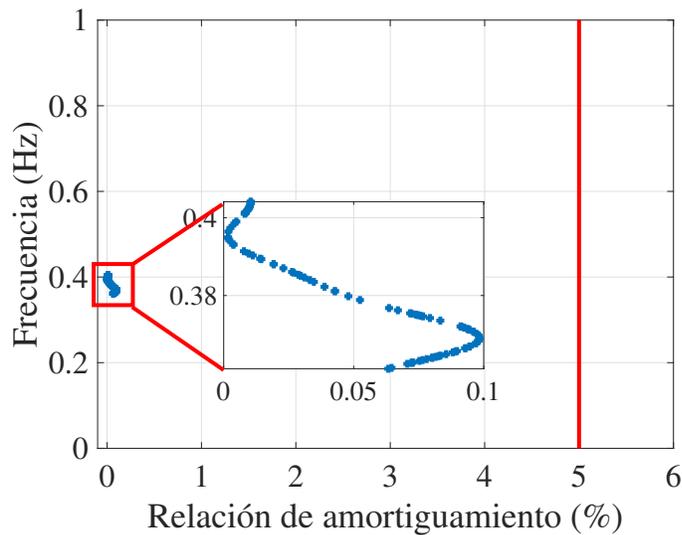


Figura 3.12: Modo oscilatorio del sistema de dos áreas reducido, a lo largo del día, sin control.

Una vez que se tienen los modos del sistema para cada uno de los 96 casos, se realiza el agrupamiento para posteriormente, con el método de ERA, identificar las matrices del sistema, para poder así, sintonizar el control LQG en el SVC. La intención de colocar el control LQG es mover estos modos hacia el semi plano positivo, del lado derecho de la línea roja que aparece en la Figura 3.12.

En la Figura 3.13 se aprecian los grupos que se forman con HACA, de estos grupos, se toman los centroides de cada uno para así poder sintonizar el control LQG. Para este sistema de prueba se sintoniza únicamente con el caso 68 que es el caso en el que se tiene mayor carga, para este caso, se identifica el sistema con el método de ERA y se sintoniza el control LQG, logrando obtener la respuesta que se observa en la Figura 3.14

Posteriormente de obtener los datos de las velocidades de los generadores, se utiliza nuevamente el algoritmo de ERA para identificar los modos oscilatorios del sistema. En la Figura 3.15 se muestran los modos oscilatorios obtenidos después de activar el control LQG (lado derecho) y los modos oscilatorios identificados antes de implementar el control

# de grupo	Casos	Centroides
1	C1, C46, C47, C48, C49, C50, C51, C52, C53, C54, C55, C56, C73, C74, C75, C76, C77, C78, C79, C80, C81, C82, C94, C95, C96	C52
2	C11, C12, C13, C14, C15, C16, C17, C18, C19, C20, C21, C22, C23, C24, C25, C26, C27, C28, C29, C30, C31, C32, C33	C29
3	C2, C3, C4, C5, C6, C7, C8, C9, C10, C34, C35, C36, C37, C38, C39, C40, C41, C42, C43, C44, C45	C39
4	C57, C58, C59, C60, C61, C62, C63, C64, C65, C66, C67, C68, C69, C70, C71, C72, C83, C84, C85, C86, C87, C88, C89, C90, C91, C92, C93	C71

Tabla 3.3: Tabla de los grupos que se forman con HACA para el sistema de dos áreas reducido.

(lado izquierdo). Es evidente como mejora el amortiguamiento de las oscilaciones cuando se aplica control.

La Tabla 3.4 muestra los valores de la relación de amortiguamiento sin y con el control propuesto para el sistema de dos áreas reducido, donde se observa que la relación de amortiguamiento aumenta considerablemente mejorando la estabilidad del sistema.

3.6. Sistema Kundur de dos áreas

Este caso de estudio se lleva a cabo en el conocido sistema de Kundur de dos áreas [3] modelado en el software PST de Matlab. Para representar y analizar el sistema, se utiliza como base el ejemplo 12.6 de [3].

La Figura 3.16 muestra este sistema, el cual consta de 4 generadores, 11 nodos

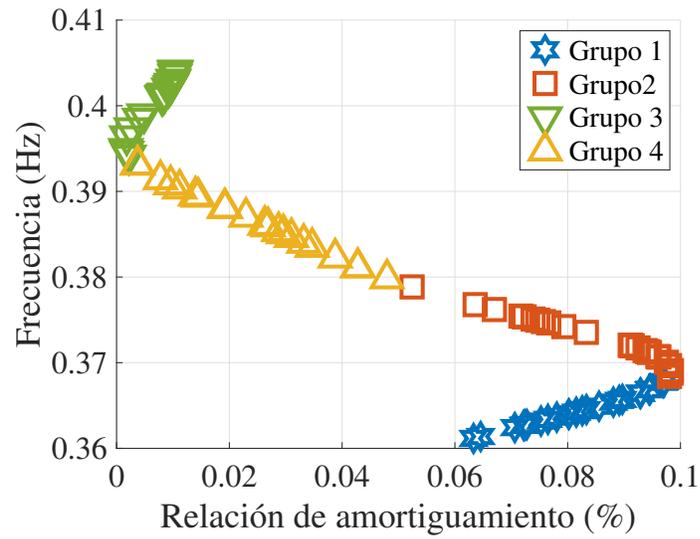


Figura 3.13: Separación de los modos en grupos para la identificación del sistema de dos áreas reducido.

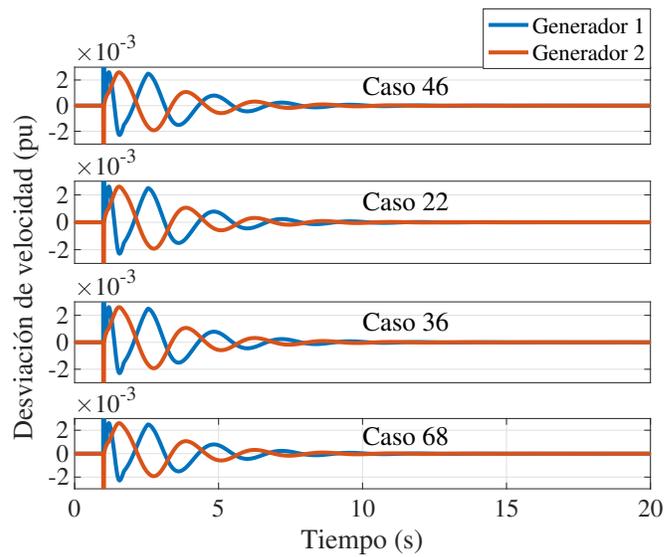


Figura 3.14: Desviaciones de velocidad de los rotores de los generadores 1 y 2 del sistema de dos áreas reducido, con control LQG en el SVC.

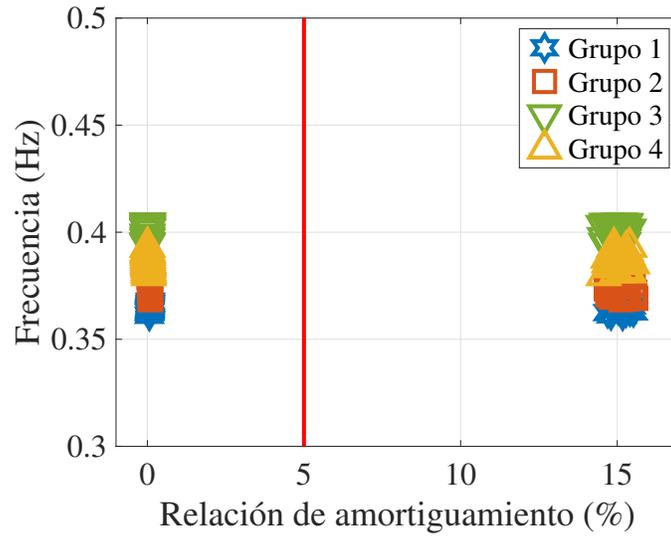


Figura 3.15: Comparación de los modos oscilatorios sin control y con el control LQG en el SVC, para el sistema de dos áreas reducido.

# de grupo	# de Caso	$\hat{\zeta}$ Sin control	$\hat{\zeta}$ Con control
1	52	0.003 %	15.23 %
2	29	0.08 %	15.16 %
3	39	0.09 %	15.39 %
4	71	0.008 %	14.99 %

Tabla 3.4: Relaciones de amortiguamiento de los centroides de cada grupo del sistema de dos áreas reducido, antes y después de agregar el control.

y 2 áreas totalmente simétricas y unidas entre sí por dos líneas débiles de 230 kV y con una longitud de 220 km cada una. Además, los generadores corresponden a un modelo de cuarto orden que incluyen un sistema de excitación estático simple para las simulaciones transitorias.

Este sistema fue diseñado específicamente en [3] para estudiar las oscilaciones electromecánicas de baja frecuencia en grandes sistemas de potencia interconectados. A

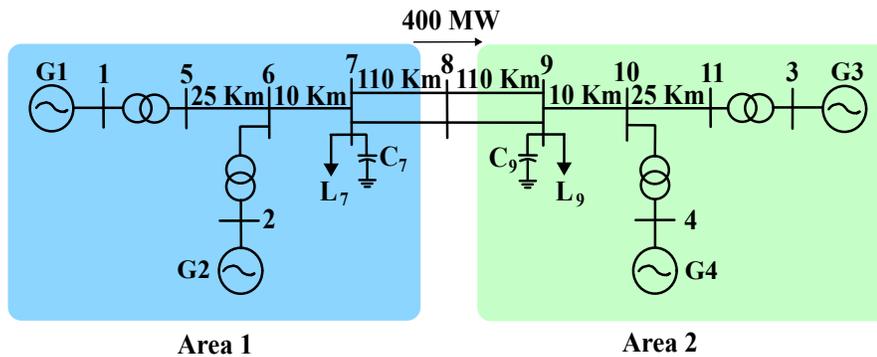


Figura 3.16: Sistema Kundur de dos áreas.

pesar de su pequeño tamaño, imita muy de cerca el comportamiento de los sistemas típicos en funcionamiento real. Cada área está equipada con dos generadores de rotor liso, iguales, de 20 kV/900 MVA cada uno. Las máquinas síncronas tienen parámetros idénticos, excepto por sus inercias que son de $H = 6.5$ s para los generadores del área 1 y $H = 6.175$ s para los generadores del área 2. La carga se representa como impedancias constantes y se divide entre las áreas de tal manera que el área 1 está exportando 400 MW al área 2.

Tal y como se menciona en el Capítulo 3, lo primero que se realiza con el sistema de potencia son 96 simulaciones que representan un instante a lo largo del día, afectando su generación y carga por el factor de escala que en ese momento corresponde. Posteriormente, ya que se afectaron sus parámetros de generación y carga, se realiza una simulación de 20 segundos en la que se aplica una falla trifásica en el nodo 8, la cual es liberada después de 3 ciclos para provocar oscilaciones.

La Figura 3.17 muestra las desviaciones de velocidad que se obtienen de la simulación de los 96 casos, el caso 22 es el caso con menor demanda en el sistema, por lo tanto es el que menos oscila, el caso 68 es el caso de demanda máxima y es el que más oscila, los casos 7, 11, 48 y 55 son casos con demandas intermedias durante el día. Estos perfiles de desviaciones de velocidad se guardan para ser analizados cada uno con el método de ERA.

Después de tener las 96 simulaciones, se aplica el análisis de ERA a cada caso para

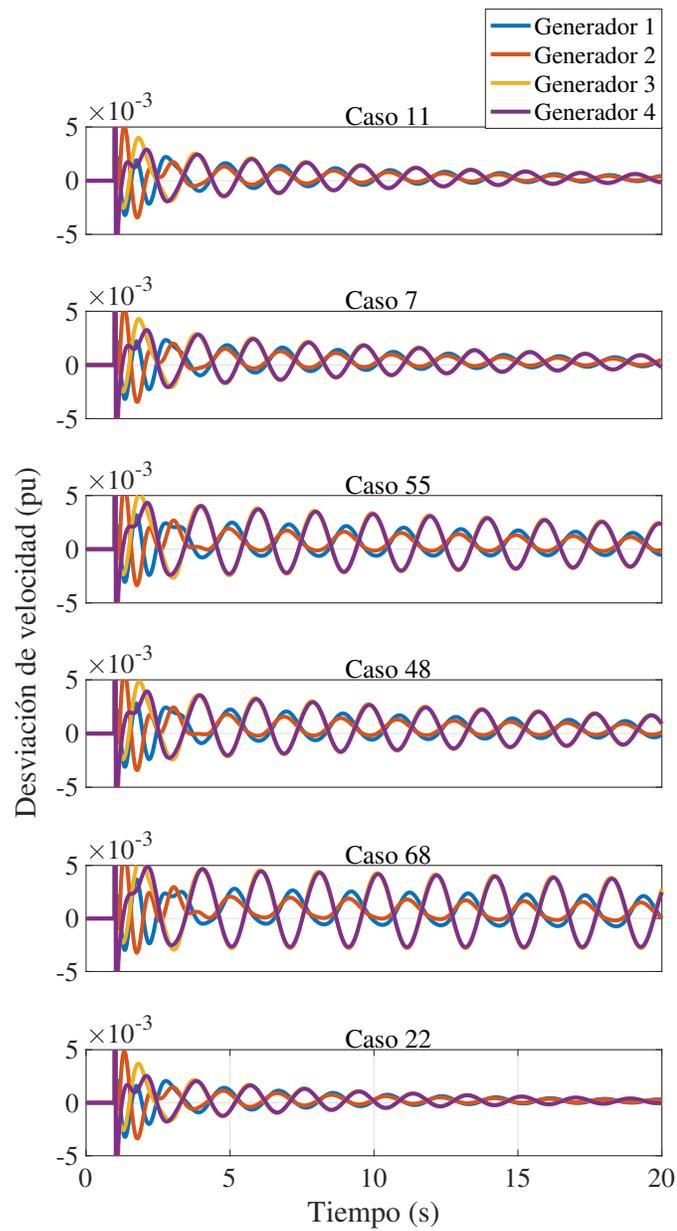


Figura 3.17: Desviaciones de velocidad en los rotores de los 4 generadores del sistema Kundur en 6 casos diferentes, cada caso pertenece a un grupo diferente.

identificar los modos oscilatorios pobremente amortiguados que pueda tener el sistema y así, posteriormente, poder separar estos modos en "grupos horarios". Por grupos horarios nos referimos a un rango de tiempo durante el día en que el sistema tiene un comportamiento diferente, es decir, que el análisis de ERA muestra frecuencias y amortiguamientos similares entre ellos.

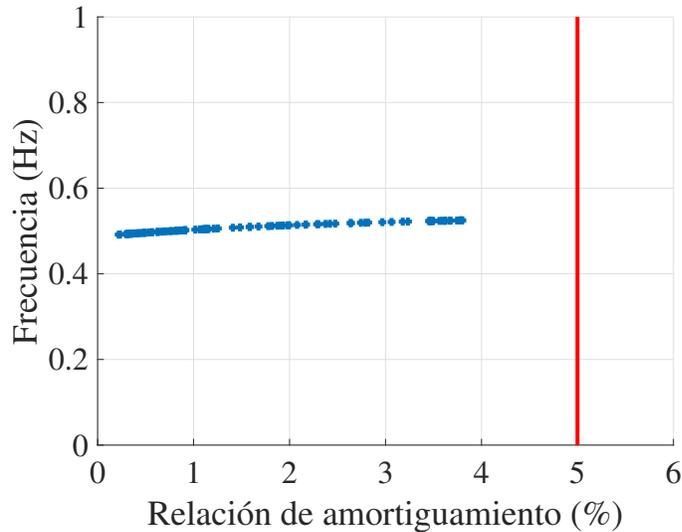


Figura 3.18: Comportamiento del modo oscilatorio del sistema Kundur a lo largo del día.

Como se puede apreciar en la Figura 3.18, los modos obtenidos con el método de ERA se grafican, donde el eje x es la relación de amortiguamiento y el eje y la frecuencia. Si los modos se encuentran en el semi plano negativo significa que son estables, pero cuanto mas cercanos al cero se encuentren menos amortiguamiento poseen, es por eso que se coloca una línea roja como umbral en la estabilidad del sistema. Si la relación de amortiguamiento es mayor a 5 % está bien amortiguado. Por lo que se puede apreciar es que una parte de los casos tiene un comportamiento que si bien no es inestable, está pobremente amortiguado. Con estos comportamientos del sistema ya se pueden formar los grupos horarios.

Con la frecuencia y amortiguamiento de los modos oscilatorios del sistema que se

obtienen con ERA, se utiliza la herramienta de agrupamiento, HACA, a la cual se puede acceder de forma gratuita en la plataforma de internet llamada CAPS-D [70], este algoritmo separa los 96 comportamientos (modos oscilatorios para cada caso) en 6 grupos diferentes, en los cuales, el comportamiento del sistema es parecido (los modos tienen frecuencia y amortiguamiento parecidos).

En la Tabla 3.5 se muestran los grupos formados y los casos que pertenecen a cada grupo, así como también se muestran los centroides de cada grupo, los cuales se utilizan para realizar la identificación del sistema para posteriormente, con el sistema identificado con cada centroide, se realiza la sintonización del control LQG para después, realizar nuevas simulaciones implementando el control. Asimismo, la Figura 3.19 muestra los modos oscilatorios del sistema de dos áreas separados en los grupos que entrega HACA.

# de grupo	Casos	Centroides
1	C8, C9, C10, C11, C12, C13, C33, C34, C35	C33
2	C5, C6, C7, C36, C37, C38, C39	C38
3	C49, C50, C51, C52, C53, C54, C55, C56, C74, C75, C76, C77, C78, C79, C80, C81, C82, C95, C96	C76
4	C1, C2, C3, C4, C40, C41, C42, C43, C44, C45, C46, C47, C48	C44
5	C57, C58, C59, C60, C61, C62, C63, C64, C65, C66, C67, C68, C69, C70, C71, C72, C73, C83, C84, C85, C86, C87, C88, C89, C90, C91, C92, C93, C94	C85
6	C14, C15, C16, C17, C18, C19, C20, C21, C22, C23, C24, C25, C26, C27, C28, C29, C30, C31, C32	C26

Tabla 3.5: Tabla de los grupos que se forman con HACA para el sistema Kundur de dos áreas.

Después de obtener los grupos que se forman con HACA, cada uno tiene un caso

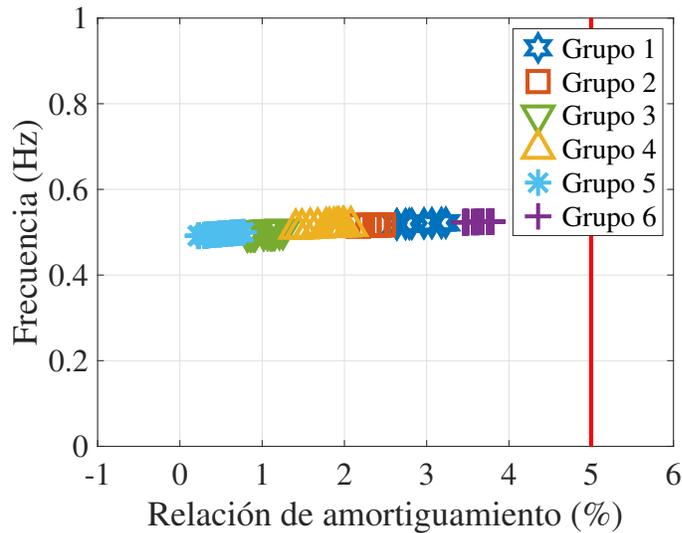


Figura 3.19: Modo oscilatorio del sistema de dos áreas a lo largo del día separado en grupos.

que es llamado centroide, el cual es el mas cercano a cada uno de los puntos que conforman el grupo, en este centroide se debe volver a analizar el sistema con el método ERA pero ahora para identificar al sistema en ese caso, es decir, encontrar las matrices $\tilde{\mathbf{A}}$, $\tilde{\mathbf{B}}$, $\tilde{\mathbf{C}}$, $\tilde{\mathbf{D}}$, del sistema con orden reducido.

En la Figura 3.20 se muestran los barridos de frecuencia realizados al sistema de orden reducido obtenido con ERA y su variación el ERA Chirp así como del sistema lineal obtenido con análisis de pequeña señal para cada centroide, esta comparación se realiza con la finalidad de determinar si la identificación obtenida con el método ERA es suficientemente buena para lograr sintonizar el control LQG. A pesar de que con el método normal de ERA se obtiene una identificación del sistema muy parecida a la obtenida con el análisis de pequeña señal, la sintonización no se logra con ésta identificación. Es por esto, que para este caso de estudio se utiliza el ERA Chirp, que para obtener la identificación del modelo con una mejor excitación de los modos de interés, en [73] se propone la modulación de las entradas con una señal de frecuencia modulada pulsada de manera exponencial, también definida como *exponential chirp*; esta señal contiene el barrido de frecuencias que

corresponden a los modos que se desean excitar. Aunque la identificación del sistema con ERA Chirp es bastante buena y el modo interárea se nota más excitado, no se logra hacer la sintonización con esta identificación del sistema. Por lo anterior, para este caso de estudio se usan las matrices **A**, **B**, **C**, **D** obtenidas con análisis de pequeña señal.

Después de obtener la identificación del sistema **A**, **B**, **C**, **D**, se sintoniza el control LQG para cada grupo.

Posteriormente, ya que se ha sintonizado el control, se realiza nuevamente una multisimulación pero ahora agregando el control que le corresponde a cada caso a lo largo del día. El control LQG se añade en el excitador de cada máquina. Después de realizar la multisimulación se guardan las velocidades de los generadores y se muestran en la Figura 3.21.

Una vez que se obtienen los datos de las velocidades de los generadores, se vuelve a aplicar el algoritmo de ERA para identificar los modos oscilatorios del sistema. En la Figura 3.22 se muestran los modos oscilatorios obtenidos después de activar el control LQG. Es evidente como mejora el amortiguamiento de las oscilaciones.

# de Grupo	# de Caso	$\hat{\zeta}$ Sin control	$\hat{\zeta}$ Con control
1	33	2.97 %	47.37 %
2	38	2.30 %	48.15 %
3	76	1.02 %	49.77 %
4	44	1.78 %	48.78 %
5	85	0.48 %	50.53 %
6	26	3.61 %	46.63 %

Tabla 3.6: Relaciones de amortiguamiento de los centroides de cada grupo, haciendo la comparación antes de agregar control y después de agregarlo para el sistema Kundur de dos áreas.

Finalmente, la Tabla 3.6 muestra los valores de la relación de amortiguamiento sin y con el control propuesto para el sistema Kundur de dos áreas, donde se observa

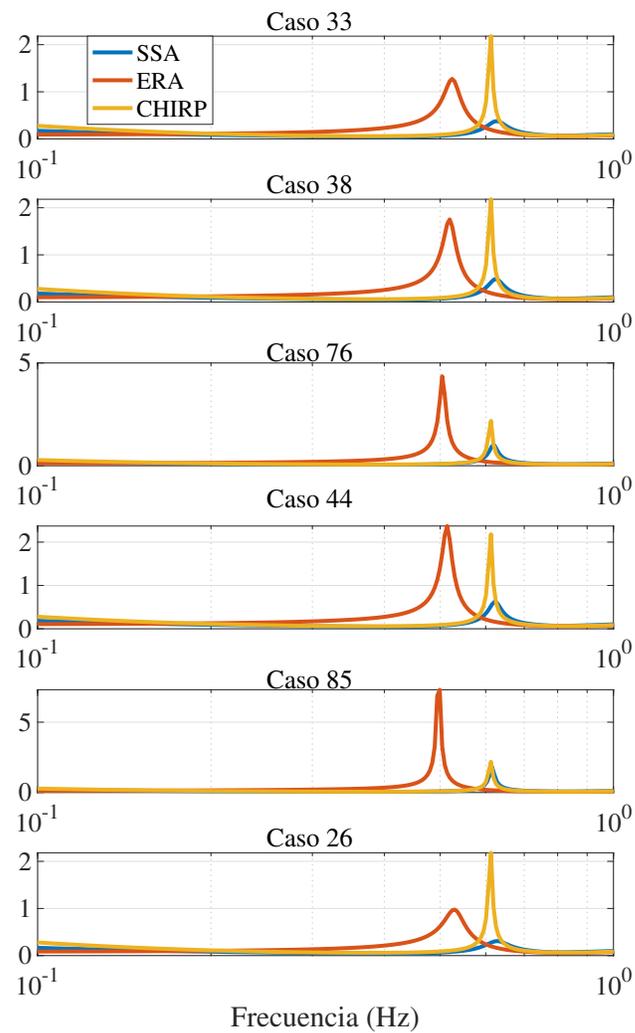


Figura 3.20: Barrido de frecuencias en los que se comparan las identificaciones del sistema Kundur en los centroides de cada grupo.

que la relación de amortiguamiento aumenta considerablemente mejorando la estabilidad del sistema. Se observa que incluso para el caso 85 que posee una muy baja relación de amortiguamiento el control logra hacer al sistema un sistema bien amortiguado, pasando

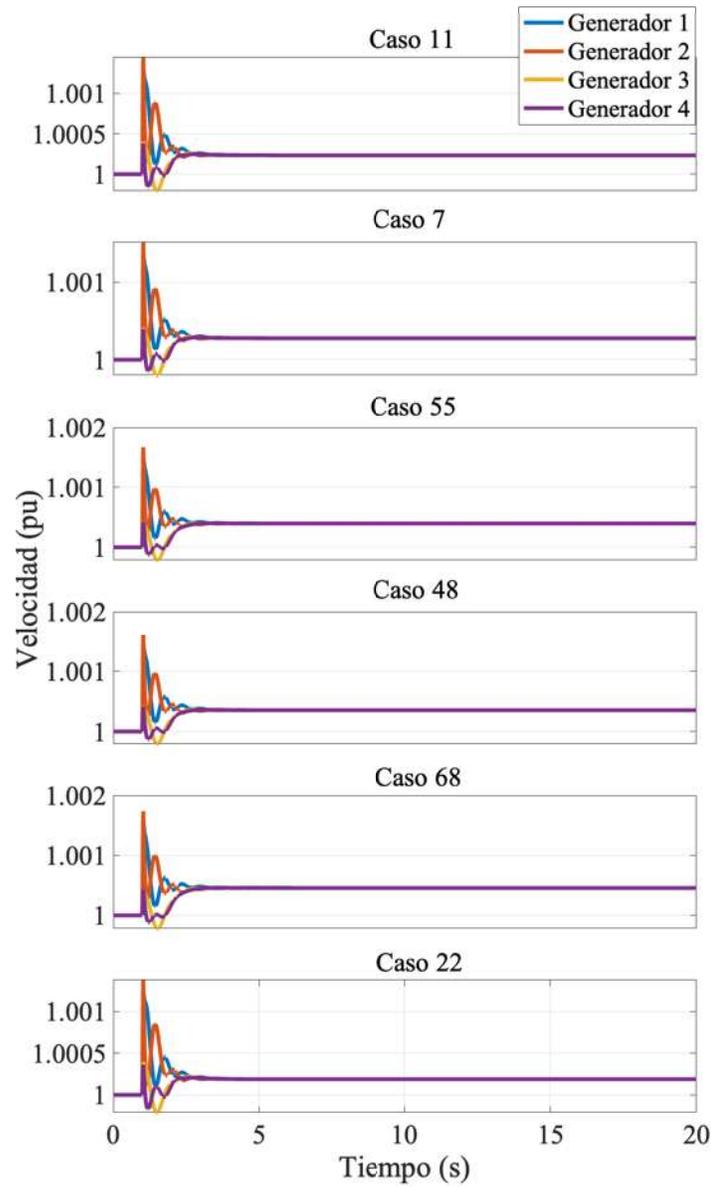


Figura 3.21: Velocidades de los rotores en los generadores del sistema Kundur en diferentes casos después de implementar el control LQG.

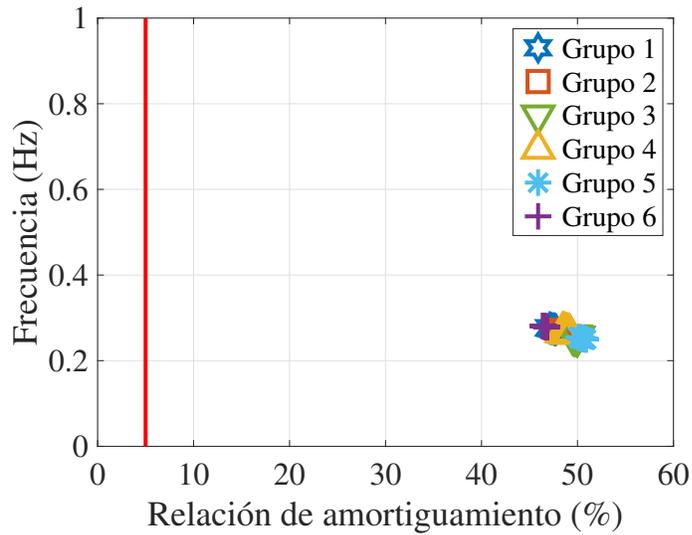


Figura 3.22: Modos oscilatorios del sistema Kundur a lo largo del día después de agregar el control LQG.

de una relación de amortiguamiento casi cero (sistema pobremente amortiguado) a un valor positivo superior al 50 % (sistema bien amortiguado).

3.7. Sistema de New England - New York de 16 máquinas, 68 nodos

En este caso de estudio se lleva a cabo en el conocido sistema de potencia de New England - New York modelado en el software PST de Matlab.

La Figura 3.23 muestra este sistema, el cual consta de 16 generadores, 68 nodos y varias áreas unidas entre sí por 86 líneas de transmisión. Además, los generadores corresponden a un modelo de cuarto orden que incluyen un sistema de excitación estático simple para las simulaciones transitorias.

Loas datos de este sistema se obtuvieron de [72] para estudiar las oscilaciones electromecánicas de baja frecuencia en grandes sistemas de potencia interconectados.

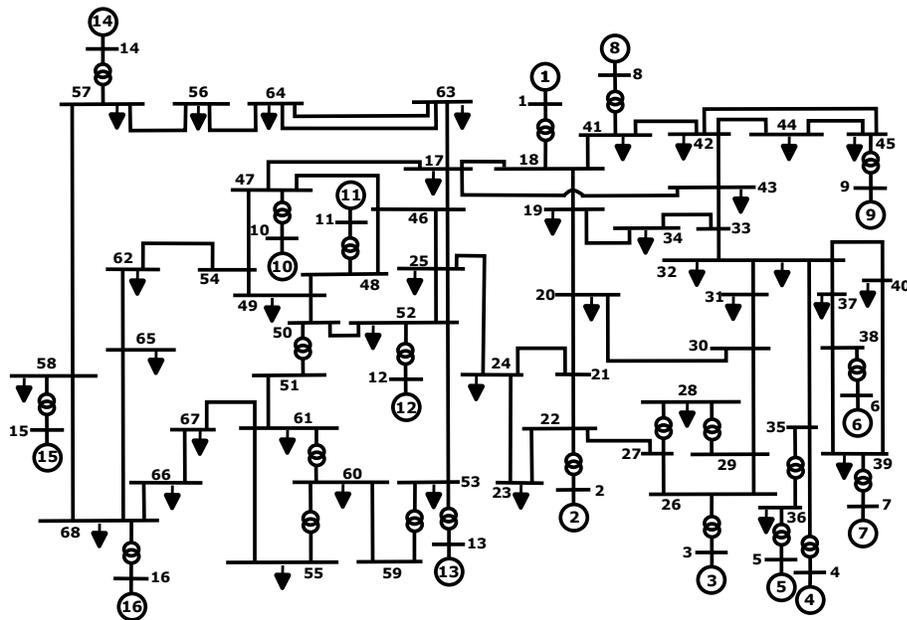


Figura 3.23: Diagrama unifilar del sistema equivalente NETS/NYPS de 16 máquinas y 68 nodos.

Como se menciona en la Sección 3.3, lo primero que se realiza con el sistema de potencia son 96 simulaciones que representan un instante a lo largo del día, afectando su generación y carga por el factor de escala que en ese momento corresponde. Posteriormente, ya que se afectaron sus parámetros de generación y carga, se realiza una simulación de 20 segundos en la que se aplica una falla trifásica en 1 segundo, en el nodo 32, la cual es liberada después de 3 ciclos.

En la Figura 3.24 se observan velocidades que se obtienen de la simulación de los 96 casos. Estos perfiles de velocidad se guardan para ser analizados cada uno con el método de ERA.

Posteriormente a realizar las 96 simulaciones, se aplica el análisis de ERA a cada caso para identificar los modos oscilatorios pobremente amortiguados que pueda tener el sistema y así, más adelante, poder separar estos modos en "grupos horarios".

Como se puede apreciar en la Figura 3.25, los modos obtenidos con el método de

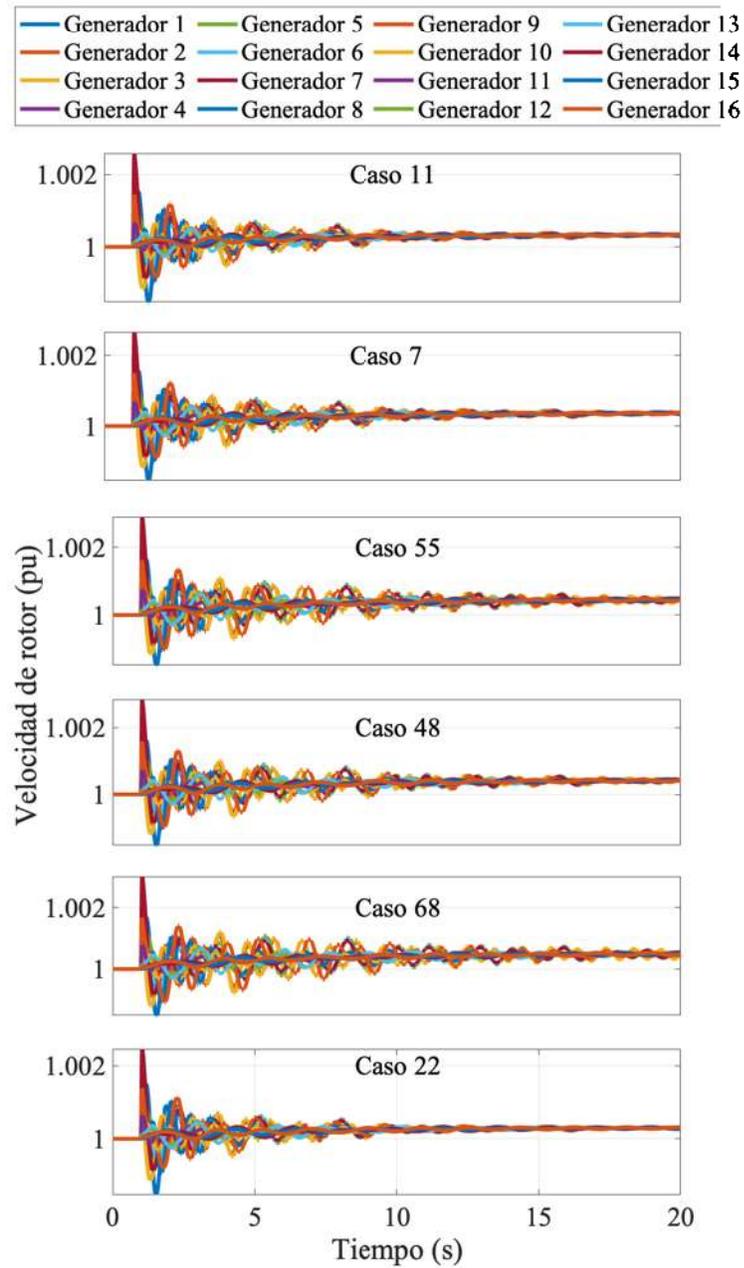


Figura 3.24: Velocidades de generadores del sistema NETS/NYPS a lo largo del día.

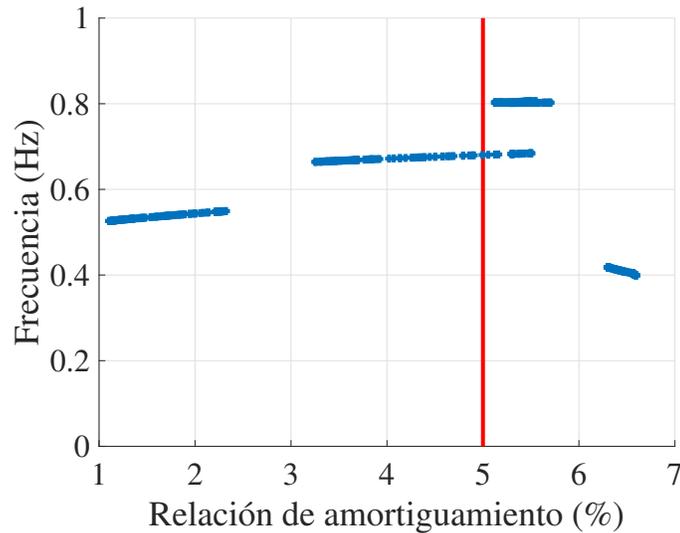


Figura 3.25: Comportamiento de los modos oscilatorios del sistema NETS/NYPS a lo largo del día.

ERA se grafican, donde el eje x es la relación de amortiguamiento y el eje y la frecuencia. Para este sistema se identifican 4 modos oscilatorios diferentes, los cuales van desde poco menos de 0.4 Hz hasta poco más de 0.8 Hz. A pesar que los modos de menor y mayor frecuencia están a la derecha del umbral que se propone, hay otros dos modos que se encuentran a la izquierda de este umbral (pobrementemente amortiguados), por lo cual sí es necesario aplicar control para mejorar el amortiguamiento en general de este sistema.

Con las frecuencias y amortiguamientos de los modos oscilatorios del sistema que se obtienen con ERA, se utiliza HACA, este algoritmo separa los 4 modos de los 96 casos en 6 grupos diferentes, en los cuales, el comportamiento del sistema es parecido (los modos tienen frecuencia y amortiguamiento parecidos).

En la Tabla 3.7 se muestran los grupos formados y los casos que pertenecen a cada grupo, así como también se muestran los centroides de cada grupo, los cuales se utilizan para realizar la identificación del sistema para posteriormente, con el sistema identificado con cada centroide, se realiza la sintonización del control LQG para después, realizar nuevas

simulaciones implementando el control. Asimismo, la Figura 3.26 muestra los 4 modos oscilatorios del sistema NETS/NYPS separados en los grupos que entrega el algoritmo HACA.

# de grupo	Casos	Centroides
1	C8, C9, C10, C11, C12, C13, C33, C34, C35	C33
2	C5, C6, C7, C36, C37, C38, C39	C38
3	C49, C50, C51, C52, C53, C54, C55, C56, C74, C75, C76, C77, C78, C79, C80, C81, C82, C95, C96	C76
4	C1, C2, C3, C4, C40, C41, C42, C43, C44, C45, C46, C47, C48	C44
5	C57, C58, C59, C60, C61, C62, C63, C64, C65, C66, C67, C68, C69, C70, C71, C72, C73, C83, C84, C85, C86, C87, C88, C89, C90, C91, C92, C93, C94	C85
6	C14, C15, C16, C17, C18, C19, C20, C21, C22, C23, C24, C25, C26, C27, C28, C29, C30, C31, C32	C26

Tabla 3.7: Tabla de los grupos que se forman con HACA para el sistema NETS/NYPS.

Después de obtener los grupos que se forman con HACA, cada uno tiene un caso que es llamado centroide, el cual es el mas cercano a cada uno de los puntos que conforman el grupo, en este centroide se debe volver a analizar el sistema con el método ERA pero ahora para identificar al sistema en ese caso, es decir, encontrar las matrices **A, B, C, D** del sistema.

Enseguida, se sintoniza el control LQG para cada grupo, la sintonización se realiza utilizando algoritmos genéticos para optimizar las ganancias K y G del control LQG. Los algoritmos genéticos se usan para optimizar las ganancias del control LQG y se implementan mediante la función de Matlab *ga*, a la cual, se le ingresa una función, en la que se realiza la

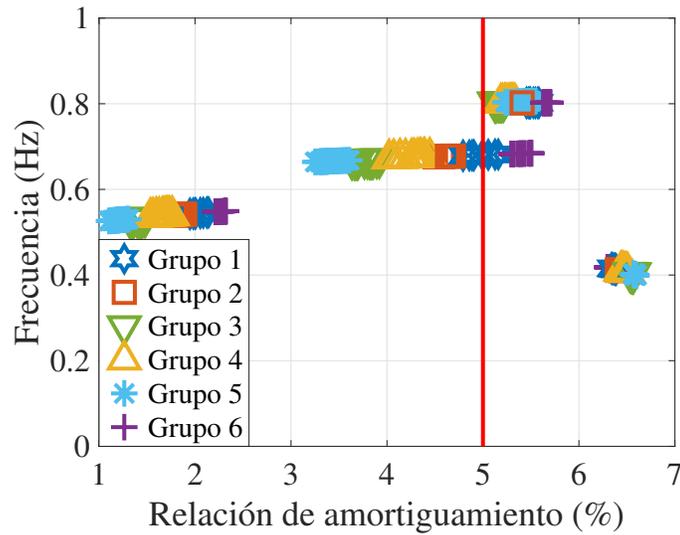


Figura 3.26: Modo oscilatorio del sistema NETS/NYPS a lo largo del día separado en grupos.

retroalimentación del control de lazo cerrado del control LQG con las ganancias calculadas por la función LQR de Matlab, y del sistema resultante se calcula el amortiguamiento de los modos oscilatorios de interés. Con este cálculo, se agrega un amortiguamiento deseado y se realiza la evaluación del error medio cuadrático con respecto al valor deseado. Esta función de error cuadrático, es la función objetivo que se ingresa a los algoritmos genéticos para su optimización, el algoritmo se detiene al llegar al valor de amortiguamiento deseado, o al llegar al límite de 100 generaciones iteradas. Una vez optimizadas las ganancias del control LQG, se procede a realizar las simulaciones con el control implementado.

Posteriormente, ya que se ha sintonizado el control, se realiza nuevamente una multisimulación pero ahora agregando el control que le corresponde a cada caso a lo largo del día. El control LQG se añade en el excitador de cada máquina. Después de realizar la multisimulación se guardan las velocidades de los generadores y se muestran en la Figura 3.27.

Una vez que se obtienen los datos de las velocidades de los generadores, se vuelve

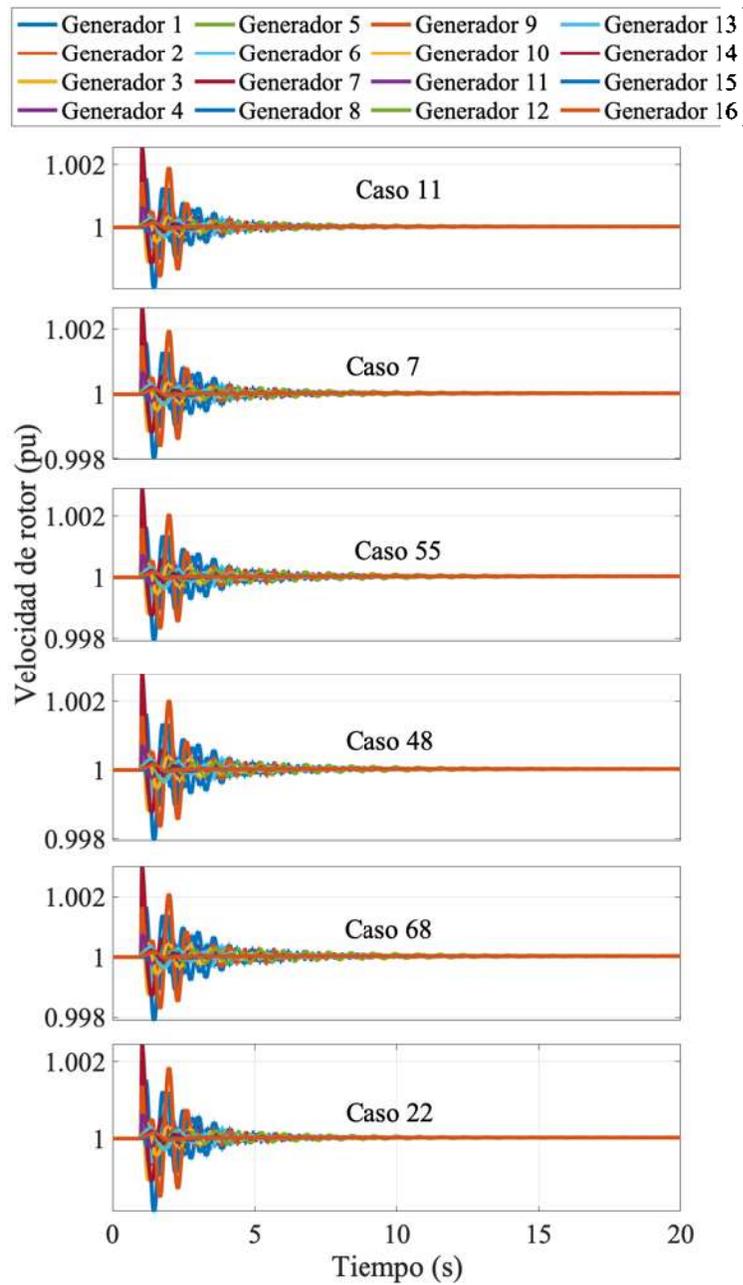


Figura 3.27: Velocidades de los generadores del sistema NETS/NYPS en diferentes casos después de implementar el control LQG.

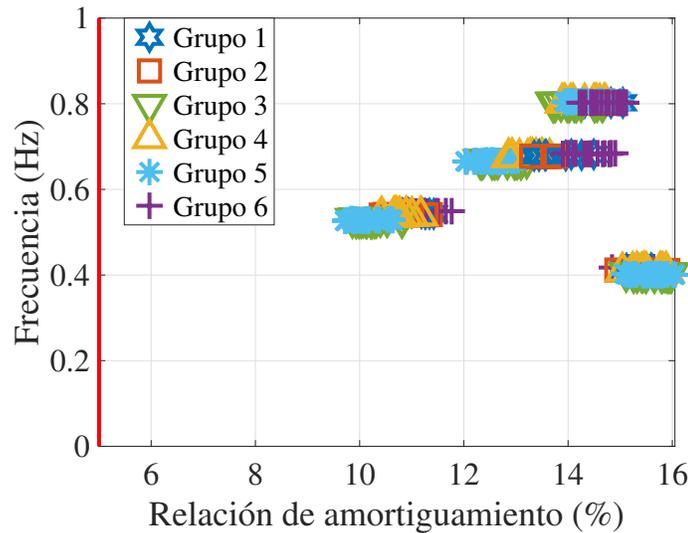


Figura 3.28: Modos oscilatorios del sistema NETS/NYPS a lo largo del día después de agregar el control LQG.

a aplicar el algoritmo de ERA para identificar los modos oscilatorios del sistema. En la Figura 3.28 se muestran los modos oscilatorios obtenidos después de activar el control LQG. Es evidente como mejora el amortiguamiento de las oscilaciones.

Finalmente, la Tabla 3.8 muestra los valores de la relación de amortiguamiento de cada uno de los 4 modos sin y con el control propuesto para el sistema de potencia NETS/NYPS, de izquierda a derecha en la primer columna se muestra el numero de grupo, en la segunda se muestra el numero de caso, en la tercer columna se coloca la relación de amortiguamiento que tiene el caso sin implementar el control y finalmente, en la columna 4 se muestra la relación de amortiguamiento del caso con el control implementado. Asimismo se observa que la relación de amortiguamiento aumenta considerablemente mejorando la estabilidad del sistema. Se observa que incluso para el caso 85 del modo de $0.52Hz$ que posee una muy baja relación de amortiguamiento el control logra hacer al sistema un sistema bien amortiguado, pasando de una relación de amortiguamiento cercana al 1% (sistema pobremente amortiguado) a un valor positivo superior al 9% (sistema bien amortiguado).

# de Grupo	# de Caso	$\hat{\zeta}$ Sin control	$\hat{\zeta}$ Con control
Modo 1 (0.39 Hz)			
1	33	6.36 %	14.86 %
2	38	6.42 %	15.40 %
3	76	6.56 %	15.25 %
4	44	6.47 %	15.81 %
5	85	6.58 %	15.38 %
6	26	6.31 %	14.72 %
Modo 2 (0.52 Hz)			
1	33	2.05 %	10.61 %
2	38	1.83 %	10.98 %
3	76	1.40 %	10.50 %
4	44	1.66 %	10.40 %
5	85	1.19 %	9.88 %
6	26	2.26 %	11.41 %
Modo 3 (0.69 Hz)			
1	33	5.00 %	14.18 %
2	38	4.58 %	13.20 %
3	76	3.77 %	12.45 %
4	44	4.25 %	13.17 %
5	85	3.41 %	12.04 %
6	26	5.40 %	14.69 %
Modo 4 (0.79 Hz)			
1	33	5.53 %	14.57 %
2	38	5.38 %	13.99 %
3	76	5.13 %	13.65 %
4	44	5.27 %	14.53 %
5	85	5.46 %	14.67 %
6	26	5.67 %	14.92 %

Tabla 3.8: Relaciones de amortiguamiento de los centroides de cada grupo, haciendo la comparación antes de agregar control y después de agregarlo para el sistema NETS/NYPS.

3.8. Sistema de New England - New York de 16 máquinas y 68 nodos con generación eólica y líneas HVDC

La propuesta de la presente investigación ahora se aplica al modelo NETS/NYPS con la adición de generación eólica y líneas HVDC, permitiendo verificar el correcto funcio-

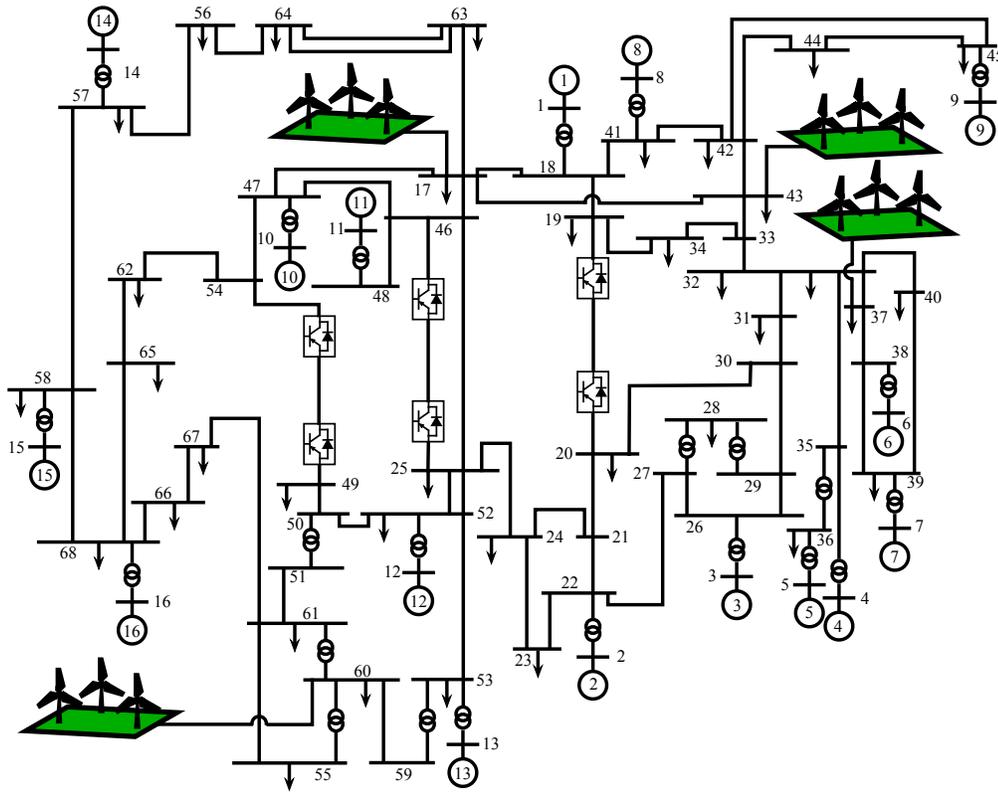


Figura 3.29: Sistema NETS/NYPS con líneas HVDC y granjas de aerogeneradores

namiento de la metodología propuesta. Las líneas conectadas entre los nodos 19–20, 25–46 y 49–54 se reemplazan por líneas HVDC. Además, en los nodos 17, 37, 43 y 60 se encuentran agregadas cuatro plantas de energía eólica, como se muestra en la Fig. 3.29. Todas las granjas de aerogeneradores están equipadas con aerogeneradores tipo 3 compuestos por generadores de inducción doblemente alimentados, con un 30% de la potencia inyectada a través de inversores con regulación de voltaje y factor de potencia unitario con un despacho de 100MW cada planta.

A pesar de los cambios en la topología de la red, al realizar un análisis de pequeña señal se observa que el sistema sigue conservando los mismos modos, es por esto que al realizar el agrupamiento se forman los mismos grupos que en el caso sin integración de

generación eólica descrito en la Sección 3.7. Para realizar la validación de la propuesta, en este sistema se realizan las simulaciones de los casos centroides de cada grupo, es decir, se realiza la simulación transitoria para los casos 33, 38, 76, 44, 85 y 26 en el software PST afectando su generación y carga por el factor de escala que a cada caso corresponde. Posteriormente, ya que se afectaron sus parámetros de generación y carga, se realiza una simulación de 20 segundos en la que se aplica de igual forma una falla trifásica en 1 segundo, en el nodo 32, la cual es liberada después de 3 ciclos. Posteriormente, se guardan las velocidades de los rotores de los generadores para usarlas en la identificación del sistema con ERA. Una vez que se tiene la identificación del sistema, se implementa el esquema de control LQG en Simulink. La Figura 3.30 muestra el diagrama de bloques que se implementó.

Los resultados de la simulación en Simulink para el grupo 1 con centroide en el caso 33 se muestran en la Figura 3.31. La gráfica superior muestra la respuesta al impulso del sistema sin ningún tipo de control agregado y la gráfica inferior muestra la respuesta con el control LQG implementado.

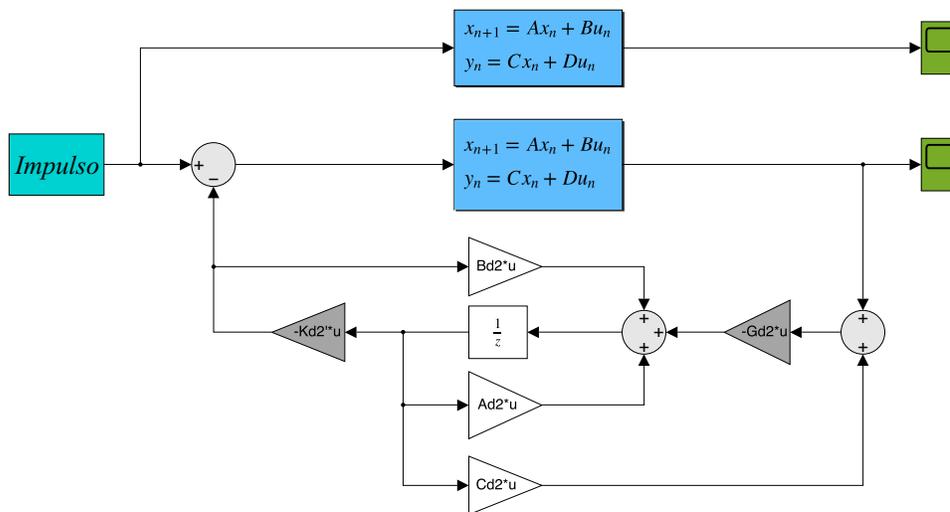


Figura 3.30: Diagrama de bloques del sistema NETS/NYPS con líneas HVDC y granjas de aerogeneradores implementado en Simulink.

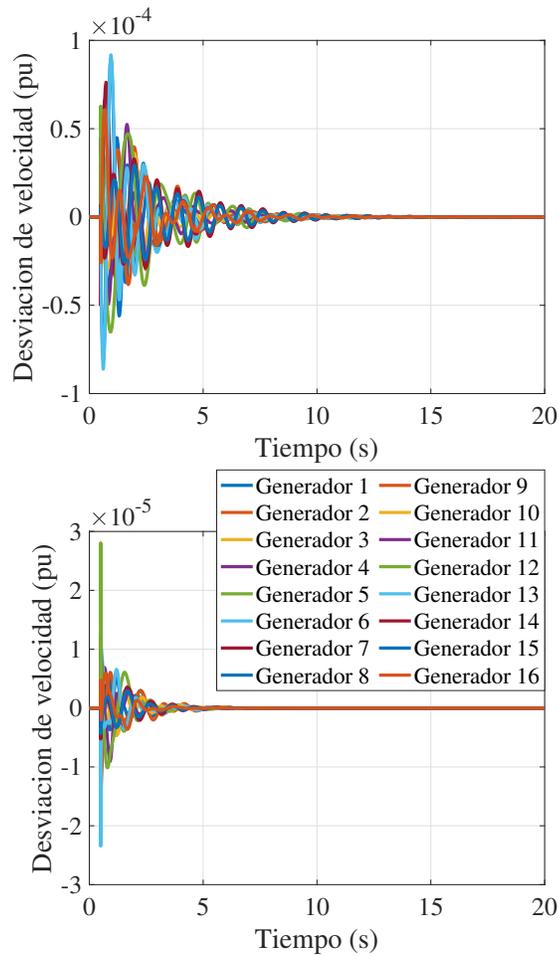


Figura 3.31: Comparación de la respuesta al impulso sin control (superior) y con el control LQG implementado (inferior) del sistema NETS/NYPS en el caso 33 que es el centroide del grupo 1.

En la Figura 3.32 se muestran los resultados de la simulación en Simulink para el grupo 2 con centroide en el caso 38. La gráfica superior muestra la respuesta al impulso del sistema sin ningún tipo de control agregado y la gráfica inferior muestra la respuesta con el control LQG implementado.

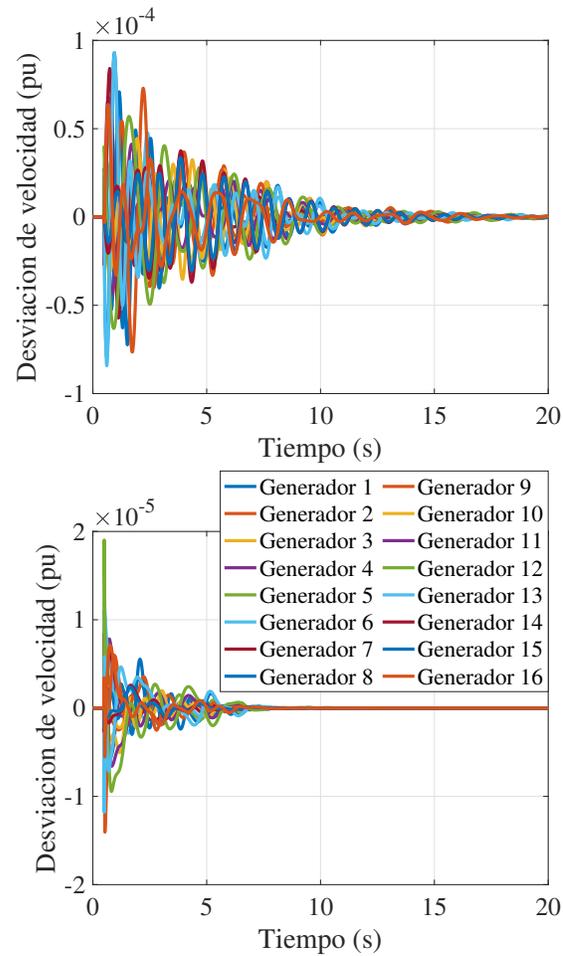


Figura 3.32: Comparación de la respuesta al impulso sin control (superior) y con el control LQG implementado (inferior) del sistema NETS/NYPS en el caso 38 que es el centroide del grupo 2.

De igual forma, en la Figura 3.33 se muestran los resultados de la simulación en Simulink para el grupo 3 con centroide en el caso 76. La gráfica superior muestra la respuesta al impulso del sistema sin ningún tipo de control agregado y la gráfica inferior muestra la respuesta con el control LQG implementado.

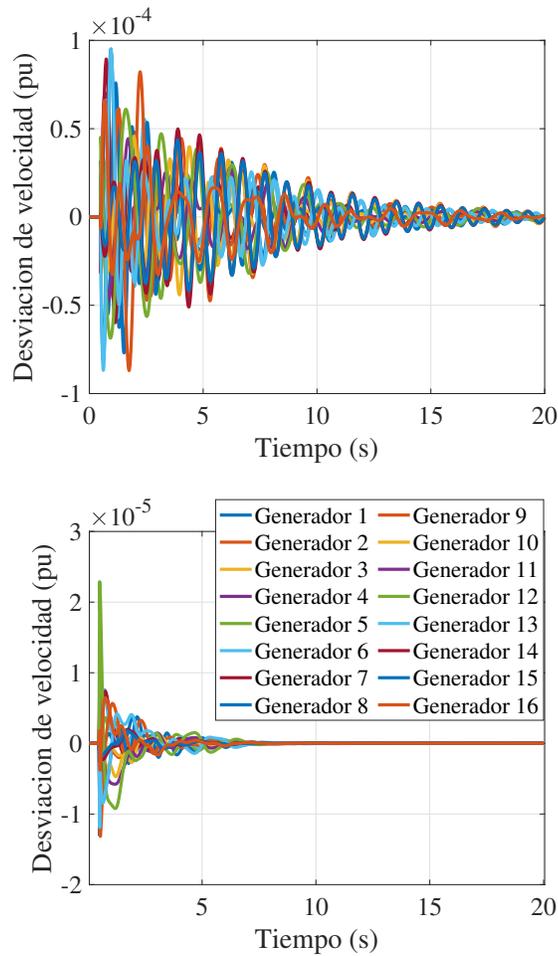


Figura 3.33: Comparación de la respuesta al impulso sin control (superior) y con el control LQG implementado (inferior) del sistema NETS/NYPS en el caso 76 que es el centroide del grupo 3.

Para el grupo 4 con centroide en el caso 44 los resultados de la simulación en Simulink se muestran en la Figura 3.34. La gráfica superior muestra la respuesta al impulso del sistema sin ningún tipo de control agregado y la gráfica inferior muestra la respuesta con el control LQG implementado.

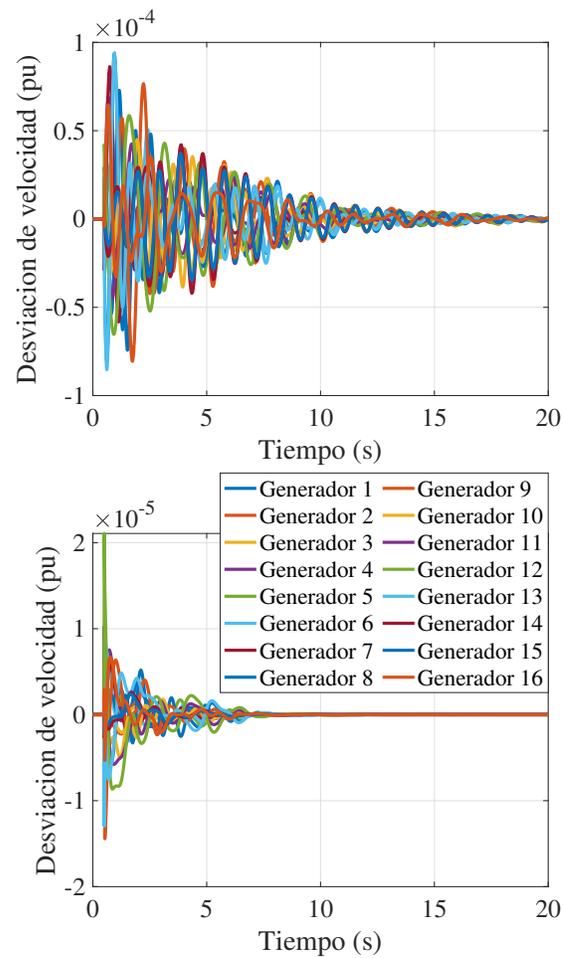


Figura 3.34: Comparación de la respuesta al impulso sin control (superior) y con el control LQG implementado (inferior) del sistema NETS/NYPS en el caso 44 que es el centroide del grupo 4.

Asimismo, los resultados de la simulación en Simulink para el grupo 5 con centroide en el caso 85 se muestran en la Figura 3.35. En este grupo se encuentra el caso 68, que es el caso con demanda y generación máxima. La gráfica superior muestra la respuesta al impulso del sistema sin ningún tipo de control agregado y la gráfica inferior muestra la

respuesta con el control LQG implementado.

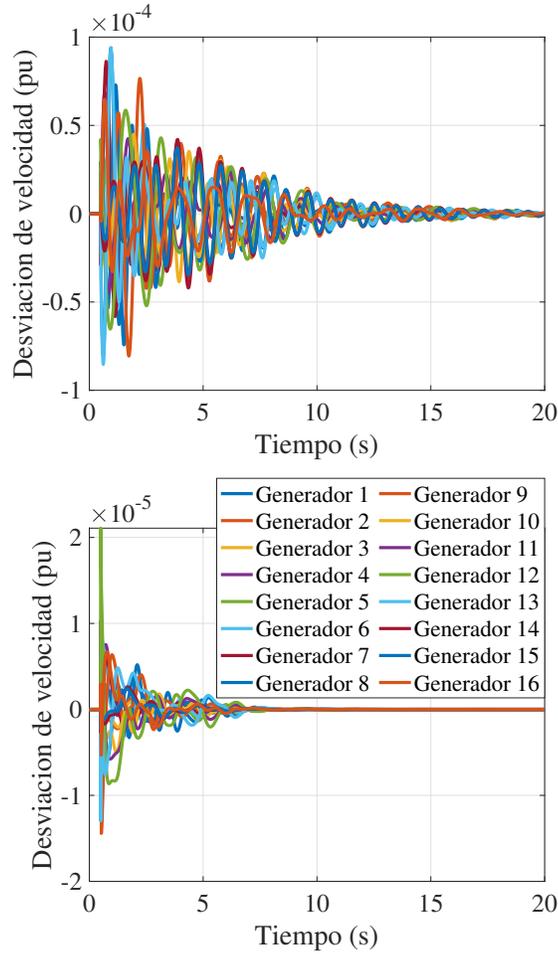


Figura 3.35: Comparación de la respuesta al impulso sin control (superior) y con el control LQG implementado (inferior) del sistema NETS/NYPS en el caso 85 que es el centroide del grupo 5.

Finalmente, en la Figura 3.36 se muestran los resultados de la simulación en Simulink para el grupo 6 con centroide en el caso 26, en este grupo se encuentra el caso 22 que es el caso con demanda y generación mínimas. La gráfica superior muestra la respuesta

al impulso del sistema sin ningún tipo de control agregado y la gráfica inferior muestra la respuesta con el control LQG implementado.

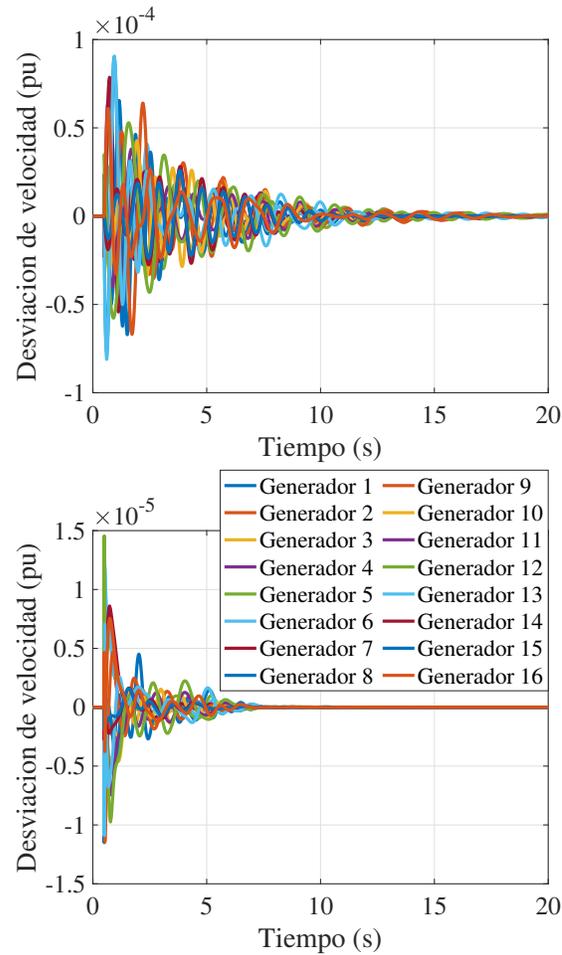


Figura 3.36: Comparación de la respuesta al impulso sin control (superior) y con el control LQG implementado (inferior) del sistema NETS/NYPS en el caso 26 que es el centroide del grupo 6.

En la Tabla 3.9 se muestran las comparaciones de las relaciones de amortiguamiento que tienen los modos con y sin el control LQG implementado, cada renglón muestra

la frecuencia del modo y su respectiva relación de amortiguamiento con y sin control, además, se puede apreciar que en algunos casos no todos los modos no se presentan e inclusive, el control logra desaparecer algunos modos, a diferencia del caso sin generación eólica ni

Frecuencia del modo (Hz)	$\hat{\zeta}$ Sin control	$\hat{\zeta}$ Con control
Grupo 1 (Caso 33)		
0.39	-	-
0.52	-	-
0.69	46.99 %	19.01
0.79	11.56 %	-
Grupo 2 (Caso 38)		
0.39	-	98.31 %
0.52	12.10 %	-
0.69	5.31 %	21.86 %
0.79	5.79 %	-
Grupo 3 (Caso 76)		
0.39	-	-
0.52	10.20 %	24.44 %
0.69	4.06 %	22.46 %
0.79	5.08 %	33.80 %
Grupo 4 (Caso 44)		
0.39	94.59 %	-
0.52	11.16 %	86.49 %
0.69	4.84 %	22.01 %
0.79	5.75 %	-
Grupo 5 (Caso 85)		
0.39	94.59 %	-
0.52	11.16 %	86.49 %
0.69	4.80 %	22.01 %
0.79	5.76 %	-
Grupo 6 (Caso 26)		
0.39	-	-
0.52	47.78 %	23.82 %
0.69	5.21 %	20.19 %
0.79	5.31 %	91.95 %

Tabla 3.9: Relaciones de amortiguamiento de los centroides de cada grupo, haciendo la comparación antes de agregar control y después de agregarlo para el sistema NETS/NYPS.

HVDC en el cual los 4 modos se presentan a lo largo de todo el día.

Con este caso de prueba se valida la funcionalidad de la propuesta y se propone como trabajo futuro la implementación del control LQG directamente en los aerogeneradores.

3.9. Resumen

En este Capítulo se presentan los cinco casos de estudio con los que se realiza la validación de resultados de la propuesta de esta investigación: el sistema SMIB, el sistema de dos áreas reducido y con SVC, el sistema Kundur de dos áreas, el sistema NETS/NYPS y la representación lineal del sistema NETS/NYPS con granjas de aerogeneradores y HVDC.

En los primeros cuatro casos, se agrega el control LQG en los excitadores de cada generador y/o en un dispositivo no convencional, que para el caso de este trabajo se trata de un SVC, el cual se regula con el control LQG, para así amortiguar las oscilaciones en el sistema.

En el caso del sistema NETS/NYPS con granjas de aerogeneradores y HVDC, se modela la respuesta al impulso del sistema con y sin control LQG en cada centroide para validar que la propuesta funciona, aún en sistemas de potencia con gran penetración de fuentes de energía renovables.

Capítulo 4

Conclusiones generales y trabajos futuros

4.1. Conclusiones Generales

Este trabajo de tesis demuestra que con una técnica de identificación modal basada en mediciones como lo es el ERA se puede obtener el comportamiento de un sistema eléctrico de potencia a lo largo del día, teniendo la ventaja de que es un algoritmo que permite obtener parámetros modales así como el modelo lineal de orden reducido de un sistema, con bajo costo computacional.

Por otra parte, la agrupación horaria de un sistema de potencia se puede llevar a cabo con el comportamiento obtenido mediante la aplicación el algoritmo ERA y la herramienta de agrupación HACA. La ventaja de realizar la agrupación es que, al usar un conjunto de casos se realizan un menor número de ajustes de control LQG a lo largo del día. Lo anterior derivado que que una misma sintonización funciona para todo un grupo y por lo tanto amortigua las oscilaciones electromecánicas de un sistema eléctrico.

Al momento de realizar la identificación del sistema **A**, **B**, **C** y **D** de un sistema de potencia con análisis de pequeña señal (SSA) y con una técnica basada en mediciones

(ERA), el primero tiene la ventaja de ser más preciso debido a su formulación matemática, obteniendo con este matrices más grandes que incluyen más estados del sistema. Por su parte, la identificación con ERA también es precisa y contrario al SSA sus modelo lineal es un modelo de orden reducido lo cual implica que el tamaño de las matrices **A**, **B**, **C** y **D** del sistema son de menor orden que con SSA. Sin embargo, al omitir algunas características del sistema, la sintonización del control LQG se vuelve más complicada de realizar.

Asimismo, la correcta sintonización del control LQG se logra realizar tanto con el modelo **A**, **B**, **C** y **D** del sistema, tanto identificado como obtenido con SSA. En este trabajo se demuestra que una ventaja de este control es que se puede implementar directamente en los excitadores de generadores o en otros dispositivos, como es el caso de este trabajo en el que se logra implementar el control LQG en un compensador estático de VARs.

Como resultado de este trabajo de tesis se logró el control de oscilaciones electromecánicas de un sistema de potencia a través de diferentes dispositivos así como en diferentes sistemas de prueba. Obteniendo como resultados hasta un 50 % de relación de amortiguamiento en un modo interarea.

4.2. Trabajos Futuros

Como posibles trabajos futuros se tienen considerados los siguientes:

1. Implementar una técnica para la identificación del sistema **A**, **B**, **C** y **D** con bajo coste computacional pero igual de robusta que el SSA.
2. Agregar el control LQG en distintos dispositivos como generadores eólicos, paneles fotovoltaicos, sistemas de almacenamiento de energía en baterías, etc.
3. La implementación en “tiempo real” de este trabajo de tesis.

La propuesta de implementación en “tiempo real” podría realizarse usando sistemas de simulación hardware in the loop para modelar un sistema de eléctrico de potencia

real, colocar PMU's para tener mediciones "reales" con esas poder identificar al sistema, sintonizar control y aplicarlo a través de un microcontrolador para finalmente, enviar la retroalimentación al sistema real.

En la Figura 4.1 se muestra el diagrama de flujo de una propuesta para la implementación en tiempo real de este trabajo de tesis.

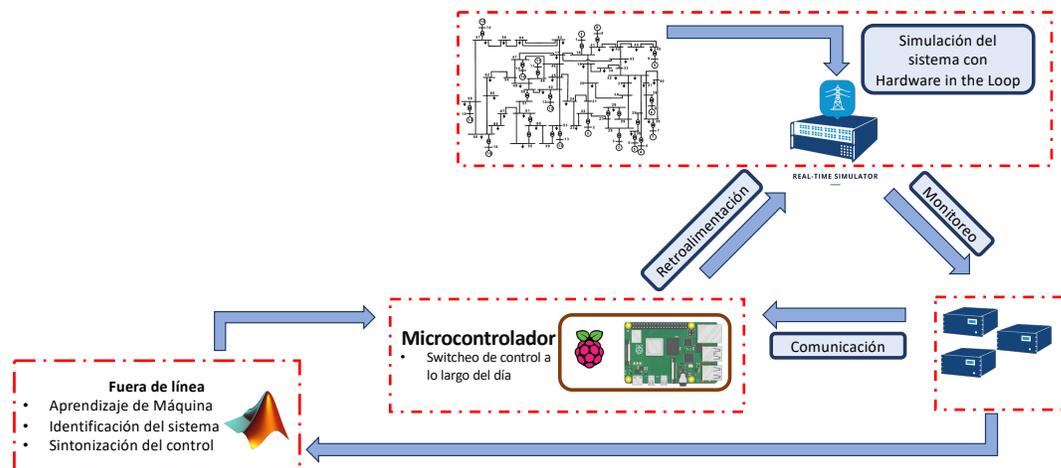


Figura 4.1: Propuesta de implementación de trabajos futuros.

Referencias

- [1] Z. Tashman, H. Khalilinia, and V. Venkatasubramanian, “Multi-dimensional fourier ringdown analysis for power systems using synchrophasors,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, pp. 731–741, March 2014.
- [2] I. P. S. D. P. Committee, “Stability definitions and characterization of dynamic behavior in systems with high penetration of power electronic interfaced technologies,” *Pes-Tr77*, no. April, pp. 1–42, 2020.
- [3] P. Kundur, *Power system stability and control*. McGraw-hill, Inc., New York, 1994.
- [4] J. H. Chow and J. J. Sanchez-Gasca, *Power System Coherency and Model Reduction*, pp. 531–562. 2020.
- [5] S. Nuthalapati, *Power System Grid Operation Using Synchrophasor Technology*. Springer International Publishing, 2019.
- [6] I. Kamwa, ed., *Monitoring and Control using Synchrophasors in Power Systems with Renewables*. Energy Engineering, Institution of Engineering and Technology, 2020.
- [7] J. Sanchez-Gasca and D. Trudnowski, “Identification of electromechanical modes in power systems,” *IEEE Task Force Report, Special Publication TP462*, 2012.
- [8] A. Zamora, V. M. Venkatasubramanian, J. A. de la O Serna, J. M. Ramirez, and

- M. Paternina, “Multi-dimensional ringdown modal analysis by filtering,” *Electric Power Systems Research*, vol. 143, pp. 748–759, 2017.
- [9] J. Rommes, N. Martins, and F. Freitas, “Computing rightmost eigenvalues for small-signal stability assessment of large-scale power systems,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, pp. 929–938, May 2010.
- [10] R. Cardenas-Javier, V. Gonzalez-Sanchez, M. Paternina, A. Zamora, V. Torres, D. Dotta, *et al.*, “A matlab and powerfactory-based wams simulator,” in *2019 North American Power Symposium (NAPS)*, pp. 1–6, IEEE, 2019.
- [11] B. Chaudhuri, R. Majumder, and B. C. Pal, “Wide-area measurement-based stabilizing control of power system considering signal transmission delay,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 4, pp. 1971–1979, 2004.
- [12] N. Mithulananthan, C. Canizares, J. Reeve, and G. Rogers, “Comparison of pss, svc, and statcom controllers for damping power system oscillations,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, no. 2, pp. 786–792, 2003.
- [13] “Ieee recommended practice for excitation system models for power system stability studies,” *IEEE Std 421.5-2016 (Revision of IEEE Std 421.5-2005)*, pp. 1–207, 2016.
- [14] M. Pai, D. Gupta, and K. Padiyar, *Small Signal Analysis of Power Systems*. Narosa series in power and energy systems, Alpha Science International, 2004.
- [15] W. Du, H. Wang, and R. Dunn, *Power system small-signal oscillation stability as affected by large-scale PV penetration*. IEEE, 2009.
- [16] E. V. Larsen and J. H. Chow, “Svc control design concepts for system dynamic performance,” *IEEE*, 1987.
- [17] R. Olvera and J. M. Ramirez, “Un criterio óptimo para coordinar estabilizadores enfocado mediante una técnica global heurística.”

- [18] M. A. Elizondo, R. Fan, H. Kirkham, M. Ghosal, F. Wilches-Bernal, D. Schoenwald, and J. Lian, "Interarea oscillation damping control using high-voltage dc transmission: A survey," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 6, pp. 6915–6923, 2018.
- [19] Y. Liu, J. R. Garcia, S. W. Hadley, and Y. Liu, "Wind/pv generation for frequency regulation and oscillation damping in the eastern interconnection (ei)," 2013.
- [20] C. Castrillón-Franco, M. Paternina, F. E. Reyes, A. Zamora-Mendez, R. E. Correa, and J. Ortiz-Bejar, "Damping control of inter-area oscillations using non-conventional equipment," in *2023 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC)*, vol. 7, pp. 1–6, 2023.
- [21] Y. Shen, L. Liang, B. Zhang, K. Liao, Y. Xu, H. Yang, and Q. Yu, "Power modulation of dfig-based wind turbines for system oscillation damping," *International Conference on Innovative Smart Grid Technologies, ISGT Asia 2018*, pp. 1124–1129, 2018.
- [22] F. Wilches-Bernal, C. Lackner, J. H. Chow, and J. J. Sanchez-Gasca, "Effects of wind turbine generators on inter-area oscillations and damping control design," *Proceedings of the Annual Hawaii International Conference on System Sciences*, vol. 2019-Janua, pp. 3649–3658, 2019.
- [23] B. C. Bikash Pal, *Robust Control in Power Systems*. Springer New York, NY, 2010.
- [24] Y.-n. Yu, K. Vongsuriya, and L. N. Wedman, "Application of an optimal control theory to a power system," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-89, no. 1, pp. 55–62, 1970.
- [25] S. A. S. G. S. Christensen, M. E. El-Hawary, *Optimal Control Applications in Electric Power Systems*. Springer New York, NY, 2013.
- [26] B. Chaudhuri, R. Majumder, and B. Pal, "Application of multiple-model adaptive

- control strategy for robust damping of interarea oscillations in power system,” *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, vol. 12, no. 5, pp. 727–736, 2004.
- [27] R. Jabr, B. Pal, and N. Martins, “A sequential conic programming approach for the coordinated and robust design of power system stabilizers,” in *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1–1, 2011.
- [28] B. Chaudhuri and B. Pal, “Robust damping of multiple swing modes employing global stabilizing signals with a tcsc,” in *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2004.*, pp. 1709 Vol.2–, 2004.
- [29] F. Bai, L. Zhu, Y. Liu, X. Wang, K. Sun, Y. Ma, M. Patel, E. Farantatos, and N. Bhatt, “Design and implementation of a measurement-based adaptive wide-area damping controller considering time delays,” *Electric Power Systems Research*, vol. 130, pp. 1–9, 2016.
- [30] W. S. Levine, *The Control Systems Handbook: Control System Advanced Methods, Second Edition (2nd ed.)*. 2011.
- [31] F. Fatehi, J. Smith, and D. Pierre, “Robust power system controller design based on measured models,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, no. 2, pp. 774–780, 1996.
- [32] K. Son and J. Park, “On the robust lqg control of tcsc for damping power system oscillations,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 15, no. 4, pp. 1306–1312, 2000.
- [33] A. C. Zolotas, B. Chaudhuri, I. M. Jaimoukha, and P. Korba, “A study on lqg/ltr control for damping inter-area oscillations in power systems,” *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, vol. 15, no. 1, pp. 151–160, 2007.

- [34] J. Dobrowolski, F. Segundo, F. A. Zelaya A, and M. Paternina, "Inter-area oscillation control based on eigensystem realization approach," in *2018 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC)*, 2018.
- [35] "Ieee/iec international standard - measuring relays and protection equipment - part 118-1: Synchrophasor for power systems - measurements," *IEC/IEEE 60255-118-1:2018*, pp. 1–78, 2018.
- [36] A. Phadke, B. Pickett, M. Adamiak, M. Begovic, G. Benmouyal, R. Burnett, T. Cease, J. Goossens, D. Hansen, M. Kezunovic, L. Mankoff, P. McLaren, G. Michel, R. Murphy, J. Nordstrom, M. Sachdev, H. Smith, J. Thorp, M. Trotignon, T. Wang, and M. Xavier, "Synchronized sampling and phasor measurements for relaying and control," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 9, no. 1, pp. 442–452, 1994.
- [37] M. Aboul-Ela, A. Sallam, J. McCalley, and A. Fouad, "Damping controller design for power system oscillations using global signals," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, no. 2, pp. 767–773, 1996.
- [38] A. F. Snyder, N. Hadjsaid, D. Georges, L. Mili, A. G. Phadke, O. Faucon, and S. Vitet, "Inter-area oscillation damping with power system stabilizers and synchronized phasor measurements," in *1998 International Conference on Power System Technology (PowerCon)*, vol. 2, pp. 790–794, 1998.
- [39] J. T. A.G. Phadke, *Synchronized Phasor Measurements and Their Applications*. Springer New York, NY, 2008.
- [40] S. C. Müller, A. Kubis, S. Brato, U. Häger, C. Rehtanz, and J. Götze, "New applications for wide-area monitoring, protection and control," in *2012 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)*, 2012.
- [41] F. E. Reyes, M. G. Juarez, A. Zamora, J. Ortiz, J. C. Silva, M. R. A. Paternina, and C. Toledo-Santos, "Real-time execution of linear ringdown analysis methods for

- identifying dominant modes,” in *2022 International Conference on Smart Grid Synchronized Measurements and Analytics (SGSMA)*, 2022.
- [42] L. Simon and S. Swarup, “Wide area oscillation damping control with dfig based wind turbines using wams,” 2017.
- [43] W. Yao, L. Jiang, J. Wen, Q. Wu, and S. Cheng, “Wide-area damping controller for power system interarea oscillations: A networked predictive control approach,” *IEEE Trans. Control Systems Technology*, vol. 23, pp. 27–36, 1 2015.
- [44] A. Prakash, P. Singh, K. Kumar, and S. K. Parida, “Design of a reduced-order wadc for wind turbine system-integrated power system,” *IEEE Trans. Industry Applications*, vol. 58, pp. 3250–3260, 2022.
- [45] A. Sharma, B. Sahu, N. P. Tripathy, L. K. Nagar, and N. P. Patidar, “Time latency compensation for wide area damping controller,” pp. 1–6, 2014.
- [46] J. Xu, Z. Wu, C. Wang, and X. Jia, “Machine unlearning: Solutions and challenges,” *IEEE Transactions on Emerging Topics in Computational Intelligence*, vol. 8, no. 3, pp. 2150–2168, 2024.
- [47] K. P. Sinaga and M.-S. Yang, “Unsupervised k-means clustering algorithm,” *IEEE Access*, vol. 8, pp. 80716–80727, 2020.
- [48] F. AlMahamid and K. Grolinger, “Agglomerative hierarchical clustering with dynamic time warping for household load curve clustering,” in *2022 IEEE Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering (CCECE)*, pp. 241–247, 2022.
- [49] Y. Liu, R. Sioshansi, and A. J. Conejo, “Hierarchical clustering to find representative operating periods for capacity-expansion modeling,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 3, pp. 3029–3039, 2018.

- [50] K. Li, Z. Ma, D. Robinson, and J. Ma, "Identification of typical building daily electricity usage profiles using gaussian mixture model-based clustering and hierarchical clustering," *Applied Energy*, vol. 231, pp. 331–342, 2018.
- [51] M. R. Arrieta Paternina, A. Zamora-Mendez, J. Ortiz-Bejar, J. H. Chow, and J. M. Ramirez, "Identification of coherent trajectories by modal characteristics and hierarchical agglomerative clustering," *Electric Power Systems Research*, vol. 158, pp. 170–183, 2018.
- [52] Z. Rafique, H. M. Khalid, S. Muyeen, and I. Kamwa, "Bibliographic review on power system oscillations damping: An era of conventional grids and renewable energy integration," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 136, p. 107556, 2022.
- [53] J. He, C. Lu, X. Wu, J. Wu, and T. Bi, "Design and experiment of heuristic adaptive hvdc supplementary damping controller based on online prony analysis," in *2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, pp. 1–7, 2007.
- [54] C. Zhu, M. Khammash, V. Vittal, and W. Qiu, "Robust power system stabilizer design using h_{∞} loop shaping approach," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, no. 2, pp. 810–818, 2003.
- [55] B. Chaudhuri, B. Pal, A. Zolotas, I. Jaimoukha, and T. Green, "Mixed-sensitivity approach to h_{∞} control of power system oscillations employing multiple facts devices," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, no. 3, pp. 1149–1156, 2003.
- [56] K. Tang and G. K. Venayagamoorthy, "Adaptive inter-area oscillation damping controller for multi-machine power systems," *Electric Power Systems Research*, vol. 134, pp. 105–113, 2016.

- [57] R. Ángel Cádernas Javier, *Control de Oscilaciones Inter-área en Sistemas de Potencia de gran escala mediante mediciones de área amplia*. PhD thesis, Universidad Nacional Autónoma de México, 2020.
- [58] M. E. Raoufat, K. Tomsovic, and S. M. Djouadi, “Dynamic control allocation for damping of inter-area oscillations,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 6, pp. 4894–4903, 2017.
- [59] R. Gelli and M. Govindarasu, “Anomaly detection and mitigation for wide-area damping control using machine learning,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 15, no. 6, pp. 5939–5951, 2024.
- [60] R. Hadidi and B. Jeyasurya, “Near optimal control policy for controlling power system stabilizers using reinforcement learning,” in *2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, pp. 1–7, 2009.
- [61] D. Wang, M. Glavic, and L. Wehenkel, “Trajectory-based supplementary damping control for power system electromechanical oscillations,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 6, pp. 2835–2845, 2014.
- [62] P. Gupta, A. Pal, and V. Vittal, “Coordinated wide-area damping control using deep neural networks and reinforcement learning,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 37, no. 1, pp. 365–376, 2022.
- [63] M. R. Arrieta Paternina, C. Castrillón-Franco, A. Zamora-Mendez, G. E. Mejia-Ruiz, F. Zelaya-Arrazabal, R. E. Correa, and F. R. S. Sevilla, “Enhancing wide-area damping controllers via data-assisted power system linear models,” *Electric Power Systems Research*, vol. 217, p. 109085, 2023.
- [64] R. D. Reyes, J. A. de la O, M. Paternina, J. H. Chow, A. Zamora, and J. Ortiz, “A python-based ringdown analysis toolbox for electromechanical modes identifica-

- tion,” in *2022 International Conference on Smart Grid Synchronized Measurements and Analytics (SGSMA)*, 2022.
- [65] J. Sanchez-Gasca and D. Trudnowski, “Identification of electromechanical modes in power system,” tech. rep., IEEE Task Force on Identification of Electromechanical Modes of the Power System Stability, Power & Energy Society, June 2012.
- [66] J.-N. Juang and R. S. Pappa, “An eigensystem realization algorithm for modal parameter identification and model reduction,” *Journal of guidance, control, and dynamics*, vol. 8, no. 5, pp. 620–627, 1985.
- [67] J. S. Bay, *Fundamentals of linear state space systems*, ch. System Realizations, pp. 393–397. WCB/McGraw-Hill: Boston, 1999.
- [68] R. A. D. Callafon, B. Moaveni, J. P. Conte, X. He, and E. Udd, “General realization algorithm for modal identification of linear dynamic systems,” *J. Eng. Mechan.*, vol. 134, no. 9, pp. 712–722, 2008.
- [69] N. González-Cabrera, J. Ortiz-Bejar, A. Zamora-Mendez, and M. R. Arrieta Paternina, “On the improvement of representative demand curves via a hierarchical agglomerative clustering for power transmission network investment,” *Energy*, vol. 222, p. 119989, 2021.
- [70] J. Ortiz, L. Lugnani, M. Paternina, A. Zamora, J. Ramirez, R. Reyes, D. Dotta, C. Toledo, J. Zarate, and F. Zelaya, *Clustering Analytics for Power Systems Dynamics (CAPS-D)*, 2021 (accessed July, 2024). <http://148.216.38.78/cict/app/clusters/>.
- [71] S. A. S. G. S. Christensen, M. E. El-Hawary, *Optimal Control Applications in Electric Power Systems*. 1987.

- [72] J. H. Chow and K. W. Cheung, "A toolbox for power system dynamics and control engineering education and research," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 7, pp. 1559–1564, Nov 1992.
- [73] F. Wilches-Bernal, R. Byrne, and J. Lian, "Damping of inter-area oscillations via modulation of aggregated loads," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. PP, pp. 1–1, 10 2019.

Félix Eduardo Reyes Maldonado

CONTROL DE OSCILACIONES ELECTROMECAÑICAS USANDO APRENDIZAJE DE MÁQUINAS.pdf

 Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo

Detalles del documento

Identificador de la entrega

trn:oid:::3117:435037425

Fecha de entrega

28 feb 2025, 2:50 p.m. GMT-6

Fecha de descarga

28 feb 2025, 3:08 p.m. GMT-6

Nombre de archivo

CONTROL DE OSCILACIONES ELECTROMECAÑICAS USANDO APRENDIZAJE DE MÁQUINAS.pdf

Tamaño de archivo

3.5 MB

114 Páginas

21,719 Palabras

105,508 Caracteres

30% Similitud general

El total combinado de todas las coincidencias, incluidas las fuentes superpuestas, para ca...

Fuentes principales

- 28%  Fuentes de Internet
- 16%  Publicaciones
- 0%  Trabajos entregados (trabajos del estudiante)

Marcas de integridad

N.º de alerta de integridad para revisión



Caracteres reemplazados

50 caracteres sospechosos en N.º de páginas

Las letras son intercambiadas por caracteres similares de otro alfabeto.

Los algoritmos de nuestro sistema analizan un documento en profundidad para buscar inconsistencias que permitirían distinguirlo de una entrega normal. Si advertimos algo extraño, lo marcamos como una alerta para que pueda revisarlo.

Una marca de alerta no es necesariamente un indicador de problemas. Sin embargo, recomendamos que preste atención y la revise.

Formato de Declaración de Originalidad y Uso de Inteligencia Artificial

Coordinación General de Estudios de Posgrado
Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo



A quien corresponda,

Por este medio, quien abajo firma, bajo protesta de decir verdad, declara lo siguiente:

- Que presenta para revisión de originalidad el manuscrito cuyos detalles se especifican abajo.
- Que todas las fuentes consultadas para la elaboración del manuscrito están debidamente identificadas dentro del cuerpo del texto, e incluidas en la lista de referencias.
- Que, en caso de haber usado un sistema de inteligencia artificial, en cualquier etapa del desarrollo de su trabajo, lo ha especificado en la tabla que se encuentra en este documento.
- Que conoce la normativa de la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo, en particular los Incisos IX y XII del artículo 85, y los artículos 88 y 101 del Estatuto Universitario de la UMSNH, además del transitorio tercero del Reglamento General para los Estudios de Posgrado de la UMSNH.

Datos del manuscrito que se presenta a revisión		
Programa educativo	Maestría en Ciencias en Ingeniería Eléctrica	
Título del trabajo	Control de oscilaciones electromecánicas usando aprendizaje de máquina	
	Nombre	Correo electrónico
Autor/es	Félix Eduardo Reyes Maldonado	1614878b@umich.mx
Director	Alejandro Zamora Méndez	alejandro.zamora@umich.mx
Codirector	José Ortiz Béjar	jose.ortiz@umich.mx
Coordinador del programa	Norberto García Barriga	norberto.garcia@umich.mx

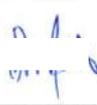
Uso de Inteligencia Artificial		
Rubro	Uso (sí/no)	Descripción
Asistencia en la redacción	No	

Formato de Declaración de Originalidad y Uso de Inteligencia Artificial

Coordinación General de Estudios de Posgrado
Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo



Uso de Inteligencia Artificial		
Rubro	Uso (sí/no)	Descripción
Traducción al español	No	
Traducción a otra lengua	No	
Revisión y corrección de estilo	No	
Análisis de datos	No	
Búsqueda y organización de información	No	
Formateo de las referencias bibliográficas	No	
Generación de contenido multimedia	No	
Otro	No	

Datos del solicitante	
Nombre y firma	Félix Eduardo Reyes Maldonado 
Lugar y fecha	Morelia, Michoacán a 27 de Febrero del 2025