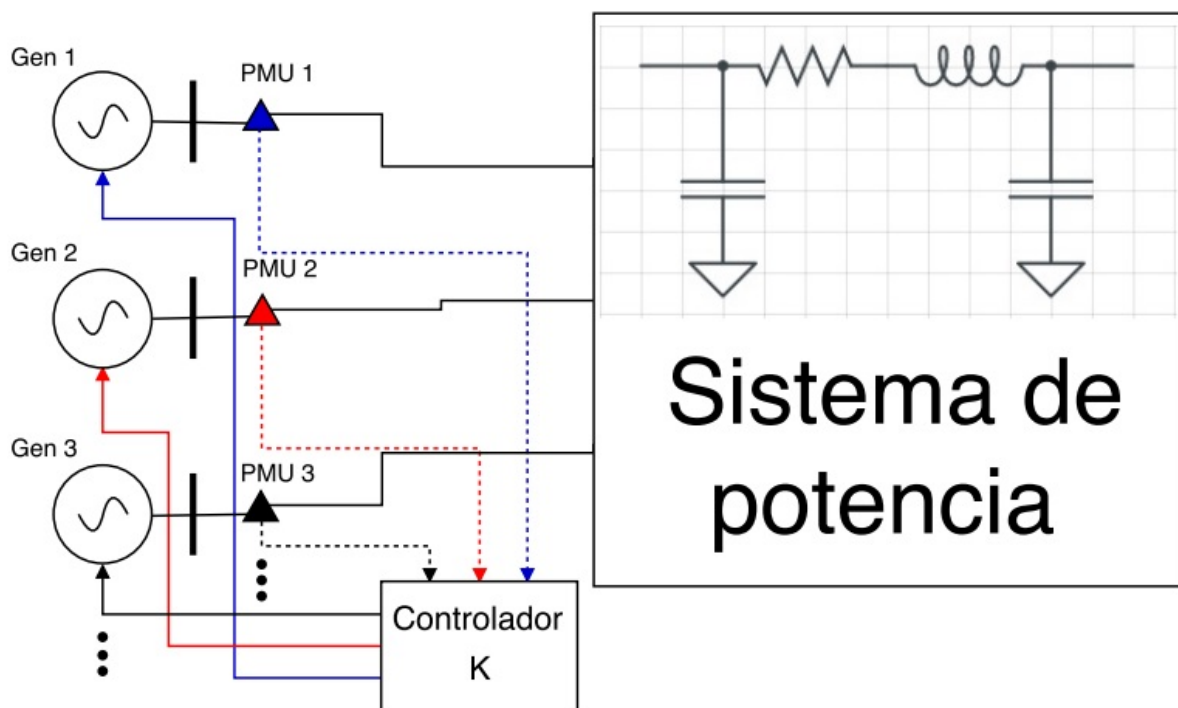


## CONTROL DE ÁREA AMPLIA EN SISTEMAS DE POTENCIA CONSIDERANDO CRITERIOS DE ROBUSTEZ PARA DIFERENTES ESCENARIOS DE GENERACIÓN.



Guillermo Villa Martínez.

# CONTROL DE ÁREA AMPLIA EN SISTEMAS DE POTENCIA CONSIDERANDO CRITERIOS DE ROBUSTEZ PARA DIFERENTES ESCENARIOS DE GENERACIÓN.

Guillermo Villa Martínez.

Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar al título de Ingeniero Electricista

Pereira, Junio de 2016.  
UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA  
Programa de Ingeniería Eléctrica.  
None



CONTROL DE ÁREA AMPLIA EN SISTEMAS DE POTENCIA CONSIDERANDO CRITERIOS DE ROBUSTEZ PARA DIFERENTES ESCENARIOS DE GENERACIÓN.

©Guillermo Villa Martínez.

Director: Alejandro Garcés Ruiz.

Pereira, Junio de 2016.

Programa de Ingeniería Eléctrica.

Universidad Tecnológica de Pereira

La Julita. Pereira(Colombia)

TEL: (+57)(6)3137122

*www.utp.edu.co*

Versión web disponible en: *<http://recursosbiblioteca.utp.edu.co/tesisd/index.html>*

# Agradecimientos

Agradecer.

# Tabla de Contenido

<b>1. Introducción</b>	<b>2</b>
1.1. Planteamiento del problema . . . . .	3
1.2. Justificación . . . . .	4
1.3. Objetivos . . . . .	5
1.3.1. General . . . . .	5
1.3.2. Especificos . . . . .	6
1.4. Estado del arte . . . . .	6
1.4.1. Marco conceptual . . . . .	8
1.4.2. Marco teórico . . . . .	9
1.5. Alcance . . . . .	11
1.6. Estructura del trabajo de grado . . . . .	11
<b>2. Control de Área Amplia</b>	<b>13</b>
2.1. Control de Área Amplia. WAC. . . . .	13
2.2. Tecnología Sincronofasorial . . . . .	15
<b>3. Estabilidad de Pequeña Señal y Algoritmo PSO.</b>	<b>18</b>
3.1. Estabilidad de Pequeña Señal. . . . .	18
3.2. Algoritmo basado en cúmulo de partículas. PSO . . . . .	18
<b>4. Resultados.</b>	<b>19</b>

# Resumen

Este trabajo de grado se basa en el uso de medidas provenientes de unidades sincrofásicas. Las medidas tomadas de estas unidades son usadas como señales de entrada para un sistema de control basado en realimentación de la salida. Los estados son medidas de frecuencia angular  $\omega$ , ángulo del par del rotor  $\delta$ , y potencia mecánica de la turbina  $pm$ .

La solución que se encuentra por medio del algoritmo de cúmulo de partículas permite mejorar la estabilidad del sistema. Al desplazar la parte real de los valores propios hacia la parte negativa, el tiempo de establecimiento de la señal es menor; la señal se hace estable cuando sigue una referencia.

El análisis de estabilidad de pequeña señal se realizó para cuatro sistemas de prueba y para el caso de demanda máxima. Para el caso mencionado se obtuvo la mejora de los valores propios de los sistemas de prueba y la solución de la ecuación diferencial.

# Capítulo 1

## Introducción

Uno de los principales elementos de las redes inteligentes es el desarrollo de la tecnología sincrofasorial. Una de las principales ventajas de esta tecnología es el registro de medidas de voltaje, frecuencia, potencia eléctrica, entre otras medidas de interés en el sector eléctrico. Las medidas son posibles obtenerlas en tiempo real vía GPS y con esto se mejora la respuesta de los operadores de red ante eventos propios de la operación de un sistema eléctrico. Además de las medidas que se pueden registrar, mencionadas anteriormente, se han logrado aumentar las capacidades de funcionamiento en otros aspectos de la operación de los sistemas eléctricos como : protección, control y monitoreo. Este trabajo de grado se enfoca en el aspecto de control de área amplia de un sistema eléctrico con la ayuda de unidades de medición sincrofasorial dispuestas en un sistema de potencia. Por otro lado, aún quedan problemas por resolver para la tecnología sincrofasorial como el retraso en las comunicaciones, entre otros.

Los sistemas de potencia modernos se caracterizan por sus conexiones extensivas, redundantes y su expansión, las fuentes de generación son más verdes y limpias, y tienen que encontrar un punto de unión con las fuentes de generación existentes. El suministro confiable y económico es una de las mayores preocupaciones de los operadores de red. El incremento de la demanda junto con las preocupaciones ambientales hacen que la operación de los sistemas de potencia se conviertan en un reto para los operadores de red. Con la tendencia de integrar fuentes de energía renovables y el interés en redes inteligentes, se encuentra que los sistemas de potencia tienen diversos puntos de operación, algunos mejores que otros, algunos sobrecargan líneas y llevan el sistema al límite de la estabilidad, pero se cumple con satisfacer la demanda, llevar el suministro de energía eléctrica donde se requiera y con las mejores especificaciones de calidad.

El objetivo de este trabajo de grado es mostrar como se mejora la respuesta de variables

como : frecuencia angular, ángulo del rotor y potencia mecánica de la turbina, después de implementar control de área amplia para cuatro sistema de prueba. Se usó un modelo de espacio de estados de segundo orden para los generadores, aumentando en una variable considerando la potencia mecánica de la turbina. La respuesta del sistema se mejora cuando se encuentra matriz K de control como solución por medio del algoritmo de cúmulo de partículas, este algoritmo busca la mejor solución en medio de una población base.

## 1.1. Planteamiento del problema

Los sistemas eléctricos de potencia deben ofrecer confiabilidad en el suministro. Sin embargo, el crecimiento del sistema de potencia y el interés en Redes Inteligentes convierte en un reto la operación segura y confiable de los sistemas de eléctricos. Debido a esto se hace necesario realizar un cambio en el sistema de monitoreo, control y observabilidad del sistema ya que se han encontrado problemas de mayor complejidad que involucran algunas características como : tamaño y complejidad del sistema, infinitas combinaciones de escenarios, llevar al límite el sistema, falta de información, oscilaciones de pequeña señal, entre otras. Actualmente el control, monitoreo y protección del sistema se hace por medio del sistema SCADA (*Control de Supervisión y Adquisición de Datos*) . Ahora es necesario romper con algunos paradigmas y realizar un cambio por un control, monitoreo y protección del sistema más general que cubra todas las áreas interconectadas ya que el sistema no funciona con islas sino que es uno solo, por eso se habla de WAMPC (Control, Monitoreo y Protección de área Amplia). Este trabajo de grado se centrará en la parte del control de área amplia. El concepto de WAC (*Wide Area Control*) se basa principalmente en la colección de datos de todo el sistema por medio de unidades de medición fasorial (PMUs, *Phasor Measurements Units*). El principal objetivo del control de área amplia (WAC) es ejercer acciones de control principalmente de amortiguamiento en generadores interconectados con características similares por áreas y la interconexión de áreas para controlar fluctuaciones, variaciones debidas a los fallos de las líneas de transmisión (No solo fallos sino también variaciones en las cargas, oscilaciones en la red, fallos en controladores, entre otros). Este control se logra por medio de la realimentación de comunicaciones entre PMUs vía GPS (*Global Position System*) de los nodos asociados [?]. El WAC no es óptimo debido a la falta de información de los componentes del sistema, comportamiento ante eventos, los controles no se activan de forma rápida, datos históricos del funcionamiento de este, oscilaciones entre áreas, y enfrenta retos como el retraso por comunicaciones, comunicación en tiempo real, procesos en tiempo real, masificación de PMUs y expansión de centros de información y bases de datos. Como el control se hace por medio de la tecnología sincronofasorial a través de PMUs se presentan consecuencias



como: Fenómeno de pérdida de sincronismo, fenómeno de estabilidad de tensión, al no tener un óptimo WAC deben actuar los controles terciarios asociados a las máquinas generadoras, entre otros. Por lo tanto, se presentan algunos retos adicionales como el control automático de generación, amortiguamiento local de PSS (*Power System Stabilizers*) y alcanzar robustez en la solución de problemas que se presentan en el sistema [?].

Para implementar WAC en un sistema de potencia se deben considerar diferentes escenarios tanto de generación como de operación del sistema debido a la dinámica de las cargas, pero la dinámica de la carga no se desconoce por completo, se tienen algunos valores estimados para operación en el transcurso del día y estimaciones de carga para algunas épocas importantes en el año.

Uno de los problemas que se desea solucionar con WAC es el problema de estabilidad de pequeña señal. El problema es entender el funcionamiento, componentes y naturaleza del sistema de potencia, también es necesario llevar a cabo un estudio de las características de las oscilaciones entre áreas. El problema de estabilidad de pequeña señal se presenta debido a las oscilaciones entre áreas y las oscilaciones entre áreas se refieren a la dinámica del sistema, a la dinámica de las oscilaciones entre grupos de máquinas en una área en contra de grupos de máquinas en otras áreas interactuando por medio del sistema de transmisión. Otro problema que se presenta en el sistema de potencia es llevar al límite el sistema. Debido a intereses económicos las utilidades del sistema de potencia son forzadas a operar de manera óptima. Además, se acerca cada vez más a transferir mayor potencia sobre los límites del sistema de transmisión, como consecuencia, el sistema de potencia opera cerca de la capacidad de sus límites, esta consecuencia apunta los fenómenos de caídas del sistema.

## 1.2. Justificación

El estudio en la implementación de WAC en sistemas de potencia se debe al interés en solucionar los problemas que se presentan en la operación de los sistemas eléctricos. Algunos problemas que se presentan en la operación de estos son: Fenómeno de pérdida de sincronismo, fenómeno de estabilidad de tensión y estabilidad de pequeña señal. Cuando se recurre a WAC para solucionar estos problemas u otros problemas en los que se tenga interés, es necesario estimar el estado del sistema por medio de unidades de medición fasorial (PMUs). Estas unidades a partir del monitoreo en tiempo real y una visión general del sistema permiten obtener medidas significativas de una línea base para comparar (Referencias de voltaje, corriente y desfase angular). A partir de las medidas registradas se crean bases de datos con el fin de dar solución a los problemas de interés de forma eficaz, rápida y confiable. Algunos problemas aún no tienen solución aunque se tenga ventaja en cuanto a la densidad de

información. Con el estudio de WAC en sistemas de potencia se busca principalmente aprovechar todos los esfuerzos de solución y computacionales para encontrar el punto óptimo de operación del sistema sin sobrepasar sus límites, para eso es necesario llevar a cabo acciones útiles que afecten directamente la dinámica del sistema la cual apunta a un comportamiento particular del sistema.

Se debe pensar en un control robusto porque cuando se conocen los valores propios del sistema operando de forma estable, cualquier cambio en el comportamiento o en la operación, estos mismos valores deben ser lo suficientemente acoplables para cualquier forma de operación del sistema. Es decir, si se emplean pruebas como contingencias N-1 Líneas, el control se piensa de forma tal que sea tan efectivo como para implementar acciones de amortiguamiento para las oscilaciones entre áreas o perturbaciones presentes.

Encontrar una solución rápida en la operación del sistema es sencillo pero no lo es encontrar una solución que ofrezca eficiencia, confiabilidad y respaldo. Es decir, la solución a los problemas por medio de WAC no es sencilla debido a los componentes mismos del sistema. Las variables de estado del sistema describen las condiciones de operación de este, estas variables de estado son la cantidad mínima de variables que definen el sistema. Dependiendo del orden del modelo y el tipo de estudio en que se tenga interés se describen diferentes ecuaciones para solucionar los problemas. La forma final de las ecuaciones de estado dependen de las suposiciones iniciales en relación a los valores de coeficientes de amortiguamiento de los modelos de la carga. Se asume en principio un amortiguamiento uniforme para la solución de las ecuaciones linealizadas, donde se tiene en cuenta el efecto que puede tener la interconexión de generadores con diferentes características respecto al generador de referencia. La complejidad en la solución de problemas aumenta, cada unidad de generación se describen con variables de estado que representan los modelos de generación, excitación, gobernador de velocidad de la turbina y PSS. A medida que se incluyen elementos del generador (Elementos del generador, dispositivos de control) y elementos del sistema (Líneas de transmisión, dispositivos FACTs, SVC, TSCS y compensadores) aumenta el número de variables de estado [?].

## 1.3. Objetivos

### 1.3.1. General

Diseñar un sistema de control de área amplia para mejorar la estabilidad de pequeña señal en sistemas eléctricos de potencia usando optimización basada en cúmulo de partículas y considerando múltiples escenarios de generación.

### 1.3.2. Especificos

- Alcanzar el estado del arte sobre WAC (Wide Area Control). Estudiar la mejor manera de implementar WAC en sistemas de referencia y acoplar WAC para la solución de problemas propios del sistema eléctrico Colombiano.
- Estudiar los problemas de estabilidad de pequeña señal. Mostrar algunos de los problemas que surgen en la operación del sistema de potencia y la forma de mejorar la operación de este.
- Estudiar los algoritmos para el desarrollo de PSO (Particle Swarm Optimization, Optimización por cúmulo de partículas). Diseñar un método de solución por medio de PSO y así encontrar el punto óptimo de operación de un sistema de potencia.
- Implementar en MatLab. Desarrollar simulaciones con la ayuda de MatLab para probar las acciones de control en sistemas de prueba IEEE, Stevenson y Anderson.

## 1.4. Estado del arte

Para dar una idea general de los procesos de investigación que se han venido desarrollando en el estudio de confiabilidad, calidad en el suministro de energía y control, es necesario reunir los eventos más significativos que involucran la interpretación de medidas registradas por medio los sistemas de monitoreo convencionales, donde las estrategias de control que se usan para mitigar el efecto de las contingencias y las acciones de control que se deben tomar para re establecer apagones sean las posibles soluciones. Se deben evaluar cuales fueron las decisiones que se tomaron y cuales pudieron haber sido las mejores decisiones, por ejemplo. Además, se debe recordar que los sistemas de potencia son las "máquinas de mayor tamaño" que posee un país, también se debe aclarar que ningún sistema opera de forma independiente, es decir, los sistemas deben ser observables y controlables para garantizar confiabilidad en el servicio. Es difícil diseñar un sistema que resulte completamente controlable, estable y en equilibrio para cualquier posibilidad de perturbación [?]. Los parámetros que componen los modelos usados para la solución de los problemas de los sistemas eléctricos se encuentran concentrados y la no linealidad y complejidad de la solución de los problemas que trae la operación de estos viene determinado por estudio de interés, es decir, los flujos de potencia que describen la operación de los sistemas hacen la no linealidad y para conseguir una solución es necesario estudiar los métodos de estabilización, control, estabilidad de pequeña señal que buscan la mejor manera de solucionar dichos problemas alrededor de un punto conocido de operación.

Ahora, los estudios que se han desarrollado han surgido por la necesidad que operar los sistemas de potencia de manera confiable y segura. Estos estudios se han basado en eventos de gran magnitud que no pudieron ser controlados ni mitigados por diferentes motivos. Durante el año 2003 en la costa este de los Estados Unidos, algunas líneas fueron abiertas por el diseño de las protecciones, porque un gran señal de excursión (Oscilación entre áreas) fue detectada. El sistema eventualmente se llevó a un punto estable de equilibrio después de llegar a un acuerdo, llevar el sistema a su capacidad máxima, esto trae costos excesivos. Un método menos costoso para lograr el equilibrio pudo haber sido encontrado para el sistema si los controles hubiera actuado diferente [?].

Para el sistema de la figura 1.1 se describen las situaciones de fallo. El sistema completo se compone de los sub sistemas A, B y C. Los sub sistemas A y C inyectan potencia al sub sistema B. Existe una línea llamada línea 1 como se muestra en la figura 1.1.a que conecta el sistema A con B y dos líneas llamadas línea 2 y línea 3 que conectan B y C. Primero, si ocurre un fallo en la línea 2 el cual puede ser un fallo de trifásico figura 1.1.a, entonces el relé de protección asociado a la línea 2 abre los breakers correspondientes figura 1.1.b, esta acción deja que el flujo de potencia de la línea 2 se transfiera a la línea 1 y la línea 3. Después de un tiempo de retraso, los relés de sobre carga asociados a la línea 1 y la línea 3 actúan abriendo los breakers correspondientes a estas dos líneas figura 1.1.c. Finalmente, el sistema B se aísla de todo el sistema inicial. Un apagón ocurrirá en el sistema B, si no hay suficiente respaldo de suministro en ese sistema. Mientras, el flujo de potencia entre el suministro y los centros de consumo sean desbalanceados en los sistemas A y C y sus dispositivos de control de estabilidad registren medidas para resolver sus problemas individualmente, lo que está pasando puede ser visto como que todos los relés actúan correctamente como se espera en todo el proceso, pero ocurre la salida del sistema B. La razón posible que esto suceda es que las protecciones y los dispositivos de control de estabilidad solamente protegen sus propias áreas, y carecen de un efecto global [?].

No solo los eventos descritos anteriormente sino también la complejidad en la operación de un sistema eléctrico en general hace que se reúnan esfuerzos para llegar acuerdos y conexiones que permiten una operación segura. Por eso, una de las mejores soluciones es conectar grandes sistemas en áreas con generadores de características similares que permite seguir un objetivo donde se incrementa la fiabilidad y solidez en la operación. WAC por medio de sus esquemas de identificación, solución y comparación de datos históricos, permite conseguir estabilidad a través de generadores síncronos, también permite otras acciones como : Estrategias de control que a partir del registro de medidas clasifican las perturbaciones y se toman acciones de "Tripping" (Generation Tripping , Load Tripping), estabilidad transitoria, acciones de control que deben aparecer cerca de las perturbaciones (La mayor parte de las

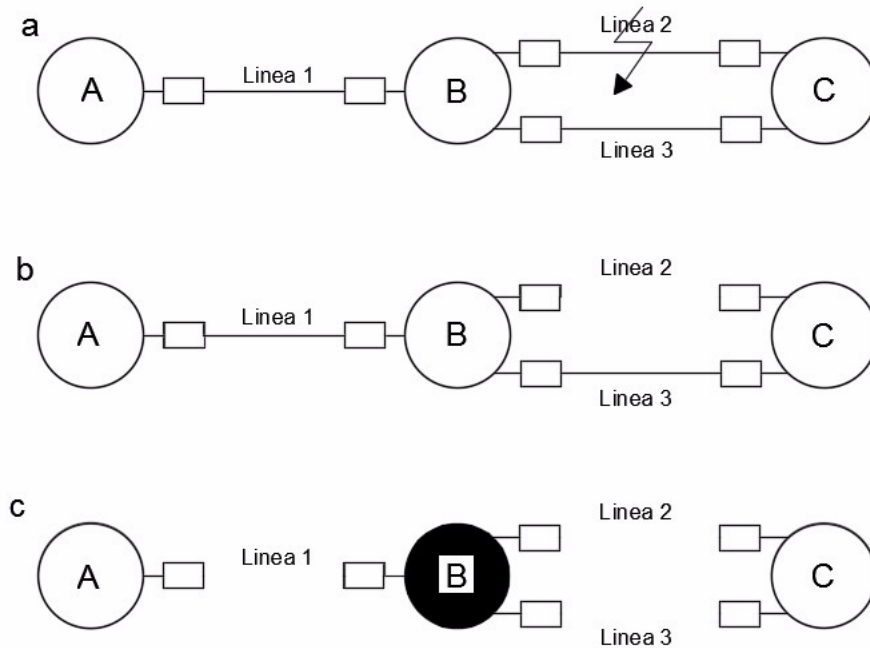


Figura 1.1: SistemaFigura

contingencias se encuentran alrededor a la respuesta al escalón en comparación al respuesta al impulso), la estabilidad de voltaje envuelve la respuesta de la carga a cambios del sistema (Perturbaciones), análisis de futuras contingencias (Grandes Apagones), desempeño dinámico [?].

#### 1.4.1. Marco conceptual

- **PMUs (Phasor Measurements Units):** Unidades de Medición Fasorial: Dispositivos asociados a los nodos del sistema donde se registran medidas de voltaje, corriente y diferencia angular. Son dispositivos monitoreados vía GPS y evalúan las medidas respecto a una señal base.
- **WAC (Wide Area Control):** Control de área amplia. Busca el esfuerzo de cambiar paradigmas de control y la interconexión del sistema de potencia en áreas con generadores de características similares. Por medio del uso de las tecnologías sincronofasorial se

toman medidas cada 4 ciclos o en intervalos de 10 a 15 minutos para estimar el estado de funcionamiento del sistema. Con las medidas tomadas, las acciones y estrategias de control se pretende incrementar la fiabilidad, confiabilidad y solidez de la operación del sistema.

- **PSS (Power System Stabilizers):** Control local de los generadores que permite estabilizar la potencia activa entregada al sistema debido a una perturbación en la operación de este. Es considerada como un control terciario.
- **Tripping (Deslastre):** En el contexto eléctrico hace referencia a la acción de seccionar o aislar algunos componentes del sistema, generalmente se ejecutan estas acciones para seccionar parte de la generación o para seccionar parte de la carga como acciones de control para no perder sincronismo.
- **Eigenvalues (Valores característicos):** Este término hace referencia a las características del sistema de interés. Son valores que se determinan a partir de un punto de operación cuando se linealiza un problema. Estos valores son de gran importancia debido a que representan el grado de sensibilidad del sistema bajo el contexto del problema de interés (Factores de sensibilidad), modos de operación, tiempo de establecimiento de una variable del modelo de espacio de estado, la forma de onda de una variable de interés (Asintóticamente decreciente o creciente, oscilante, exponencial de creciente entre otras).
- **PSO (Particle Swarm Optimization):** Algoritmo de optimización. Este algoritmo busca las mejores respuestas que se encuentran en un rango determinado para el problema. El algoritmo es basado en heurística. Este algoritmo no busca competir entre las respuestas sino que encuentra la respuesta dentro en grupo determinado.

#### 1.4.2. Marco teórico

- **Estabilidad de Pequeña Señal:** La estabilidad de pequeña señal se define como la habilidad de un sistema de potencia de mantenerse en sincronismo después de estar bajo una pequeña perturbación. El análisis de estabilidad de pequeña señal revela la importancia entre las relaciones de las variables de estado del sistema y da entender la dinámica electromecánica de la red [?]. Los eigenvalores del sistema vienen de linealizar el modelo que representa el sistema de potencia. Estos valores son empleados para determinar el comportamiento en la dinámica de pequeña señal. Después de linealizar el modelo representado en forma de espacio de estados, el estudio de estabilidad de

pequeña señal revela cuatro propiedades : eigenvalores (Valores propios), oscilación de frecuencia, radio de amortiguamiento y eigenvectores (Modos de operación). La estabilidad del sistema depende del signo de la parte real de los eigenvalores, si la parte real es positiva el sistema es inestable. La frecuencia de oscilación se asocia a la parte imaginaria de los eigenvalores mientras el radio de amortiguamiento se asocia a la parte real de estos valores. El radio de amortiguamiento indica que tan estable es el sistema, los valores de radio de amortiguamiento deben ser positivos. Un valor elevado refleja que el sistema es más estable para una oscilación dada, un valor no tan elevado implica que el sistema es estable pero es más tendente a inestabilidad que otros sistemas con altos radios de amortiguamiento. Los sistemas con los más bajos radios de amortiguamiento son de mayor preocupación en el estudio de estabilidad de pequeña señal. El control que se pretende desarrollar será enfocado en la re ubicación de polos de los modos de operación, el objetivo es encontrar los mejores valores que caracterizan el sistema por medio de PSO y re ubicar los polos para comparar la estabilidad antes y después de la re ubicación. Eigenvectores (modos de operación) se asocian a la actividad de las variables de estado de cada modo. Generalmente, la variable de los generadores se centra en la velocidad  $\omega$ . Los modos de operación también ayudan a determinar la ubicación de amortiguadores de oscilación de potencia así como los estabilizadores de potencia del sistema [?].

- **WAC (Wide Area Control):** El control de área amplia viene determinado por las medidas registradas de los elementos de medida. Los elementos de medida asociados (Esquema) PMUs, PDCs y Software. Las PMUs reciben información de los buses asociados del sistema, sub estaciones y líneas para detectar anomalías y así activar alarmas o señales hacia relés de protección. Los PDCs son puertos concentradores de datos, tienen la misma función de las PMUs pero a un nivel de red superior. PDCs locales reciben información de todas las PMUs de las sub estaciones, las organizan y analizan permitiendo comunicación entre otras PDCs locales. PDCs Regionales almacenan los datos de una región eléctrica. Super PDC concentran toda la información de las PMUs del sistema eléctrico de potencia. Por último, el software es el encargado de realizar y evaluar los algoritmos para tomar acciones o estrategias de control [?]. En este trabajo de grado se pretende comparar los eigenvalores de los diferentes modos de operación y luego determinar las acciones de control que se deberían tomar para cada modo, también se desea evaluar y re ubicar los polos del sistema ya que en la industria existen software especializados que permiten visualizar los eigenvalores pero no permiten re ubicarlos para encontrar un punto óptimo del sistema.
- **PSO (Particle Swarm Optimization):** Es un método de optimización fundamen-

tado en técnicas heurísticas. La idea del método es la búsqueda de la solución de un modelo matemático dentro de un cúmulo de partículas que simulan las actividades de una colonia. Cada partícula en el cúmulo se desenvuelve alrededor de un espacio donde se encuentra la solución. Durante el proceso iterativo, cada partícula ajusta su velocidad y posición de acuerdo a su experiencia (La mejor solución Local) y sus experiencias vecinas (La mejor solución Global). Para mejorar el desempeño del algoritmo se selecciona una variable como "el líder", el cual comanda la mejor solución dentro proceso iterativo (Esta variable puede ser diferente en cada instante dentro de la búsqueda de la solución), también se mejora el desempeño cuando se garantiza un esparsamiento de la población inicial y de las poblaciones siguientes ya que las partículas ocupan más lugares dentro del espacio de solución, esto se hace con el fin que cada partícula "viva" una experiencia mejor y se puedan evaluar todas las mejores respuestas para no seleccionar una respuesta de un mínimo local en una función objetivo de naturaleza convexa, por ejemplo.

## 1.5. Alcance

Este trabajo de grado se enfoca en encontrar por medio de algoritmo PSO un matriz de control  $K$  que mejore la respuesta de un sistema eléctrico de interés y reubique los valores propios de las variables de estado que representan el sistema. El algoritmo PSO busca la mejor solución sujeto a una función objetivo que permita reubicar los polos de los sistemas de prueba. Se compara gráficamente los polos de los sistemas IEEE39, Anderson, Kundur y Pdiyar antes y después de implementar de la matriz  $K$  de control.

## 1.6. Estructura del trabajo de grado

El trabajo de grado esta organizado de la siguiente forma. En el Capitulo 1 se presenta el problema que se quiere solucionar y el medio para encontrar la solución que mejore los polos del sistema de interés. Luego, en el Capítulo 2 se explica el funcionamiento de la PMUs para los sistemas de potencia actuales y el cambio del sistema SCADA por un sistema que pueda manejar un cantidad considerable de información proveniente del sistema de potencia, así como las posibles acciones de control que se deben tomar ante un evento. En el Capítulo 3 se presenta la problemática que se quiere resolver, el funcionamiento y la forma como el método alcanza un solución de acuerdo a una función objetivo. Para el Capítulo 4 se presentan las gráficas de la solución a la ecuación diferencial que representa al sistema de Anderson



cuando se implementa la matriz  $K$  de control. Por último, en el Capítulo 5 se presentan las conclusiones que se llegan después de observar funciones objetivo diferentes, la comparación entre cual es mejor respecto a la mejora de la respuesta y re ubicación de polos del sistema.

# Capítulo 2

## Control de Área Amplia

### 2.1. Control de Área Amplia. WAC.

A lo largo de las últimas décadas, la preocupación por registrar medidas y controlar un sistema ha venido aumentando. El concepto de control de área amplia (WAC, conocido en la literatura especializada) se basa específicamente en la colección de información de un sistema de potencia y seccionarla por áreas. Para la recolección de esta información se usa la tecnología sincrofasorial, las PMUs recolectan la información necesaria o información de interés para el operador o solo para ser almacenada. Debido a limitaciones económicas no es posible ubicar unidades de medición sincrofasorial en todos los nodos del sistema, por eso es necesario optimizar los recursos y ubicar estas unidades en nodos de mayor importancia y lugares del sistema de potencia donde estrictamente se mejore la operación del sistema. El control de área amplia busca la interconexión de unidades de generación con características similares por áreas y la conexión de áreas para controlar fluctuaciones o eventos propios de la operación de un sistema. Las variaciones se deben a fallos de líneas de transmisión, variaciones repentinas de cargas, oscilaciones en la red, fallos en controladores, entre otras. Con la preocupación de conseguir un sistema de potencia que se acerque un poco más al concepto de redes inteligentes, el esquema de unidades de medición sincrofasorial con control de área amplia permite tener información e integrar a la red dispositivos de electrónica de potencia como: compensadores de estáticos de potencia reactiva (SVC), compensadores serie controlados por tiristores (TCSC) que permitan mejorar la calidad del servicio. Con la disposición de estos dispositivos en un sistema de potencia se busca controlar y regular el voltaje en puntos críticos. Esta regulación de voltaje aplicada a diferentes nodos del sistema puede impactar en los otros nodos de las áreas del sistema y su vez en el sistema. Las muestras de las uni-

dades de medición sincrofasorial deben ser tomadas periódicamente. Las medidas se toman con el fin de actualizar las condiciones del sistema. Con la toma de estos datos no se modela por completo el sistema ya que existen variaciones demasiado rápidas y variaciones lentas de las cuales no se tiene información para evitar este tipo de inconvenientes se debe hacer estimación de estas variaciones para de desarrollar de forma confiable y con error mínimo la actualización completa del sistema. Los problemas que se buscan resolver por medio de control de área amplia son principalmente: Oscilaciones de potencia, estabilidad de voltaje, oscilaciones locales, estabilidad de pequeña señal, y romper algunos paradigmas acerca de controles distribuidos y control adaptable. [?].

La principal idea para desarrollar un control de área amplia es desarrollar un control que no sea centralizado. El objetivo es encontrar una solución completa o mejor comparada con la de los controles locales que se aplican en la actualidad como: Control automático de generadores (AGC), estabilizadores locales de potencia activa (PSS), entre otros que solo controlan un solo generador. Es necesario desarrollar un modelo que contenga el modelo de la unidad de generación, el modelo del sistema de potencia y el problema que se quiera solucionar y entender la dinámica del sistema, por ejemplo si se quiere desarrollar un control para amortiguar las oscilaciones de potencia se quiere conocer un modelo detallado de la unidad de generación, oscilaciones del flujo de potencia de las líneas a diferentes frecuencias; todo esto para lograr el amortiguamiento deseado [?]. Para los objetivos de este trabajo de grado se desarrolló un control de área amplia con el modelo de segundo orden de la unidad de generación aumentado en un variable porque se considera el modelo de la turbina, la información del sistema de potencia viene después de conocer el flujo de potencia del sistema.

En la actualidad se encuentra un esquema de control y monitoreo de área amplia. Este tipo de esquemas se usa en conjunto debido a que su estructura permite realizar control y monitoreo para los sistemas de potencia. Un esquema de control y monitoreo contiene los siguientes elementos fundamentales: PMUs, puertos concentrados de datos (PDCs) estos puertos pueden ser locales, regionales y un súper PDC. Las unidades de medición sincrofasorial registran las medidas de las variables eléctricas de interés (voltaje, corriente, frecuencia, potencia, ángulo, entre otras). Estas medidas se llevan a los PDC, la información puede ser llevada a los PDC locales para verificar las medidas respecto a la referencia de un nodo del sistema, o se llevan un PDC regional donde se hace lo mismo pero para varios generadores de interés y por último se envía a la súper PDC para evaluar las señales con referencias globales del sistema para alarmar al operador de red si algo opera fuera de lo común. Si la alarma es generada, esta información sirve como soporte para el operador de red para determinar que acciones

correctivas y que dispositivos de control deben actuar en el sistema de potencia. También existen otras señales de algunas unidades de medición sincrofasorial que son específicas para ser aplicadas en control o protección [?].

## 2.2. Tecnología Sincrofasorial

Para operar el sistema de potencia se debe contar con herramientas que le permitan al operador de red visualizar y controlar los estados del sistema de potencia. Estas herramientas deben contar con velocidades de muestreo altas y los datos que el operador manipula deben ser precisos. En la actualidad el monitoreo de los sistemas de potencia se hace a través del sistema SCADA (Supervisión, Control y Adquisición de Datos), este sistema permite estimar el estado por medio de cálculos matemáticos.

Debido al crecimiento del sistema de potencia y la dinámica de éste, es un reto para el operador del sistema de potencia brindar una operación segura y confiable. Las nuevas tecnologías de monitoreo ofrecen una visión más dinámica del sistema de potencia. Esta tecnología se conoce como PMU unidades de medición fasorial debido a sus siglas en inglés (Phasor Measurement Units). Estas unidades generan medidas sincronizadas con tiempo de muestreo mucho mayores a los del sistema SCADA. Las unidades de medición fasorial registran medidas de los fasores de corriente y tensión del sistema de potencia, estas unidades garantizan sincronización ya que manejan altas velocidades de muestreo y así permiten una vista del sistema en tiempo real, con esto se determinan flujos de potencia y estado del sistema. EL registro de las medidas de corriente y tensión dan como resultado un fasor, es decir, un magnitud con un ángulo de desfase en un instante de tiempo. Estas medidas se registran con periodicidad del orden de microsegundos. Todas las PMUs están sincronizadas internamente con un reloj satelital proveniente de un GPS, con esto se garantiza que las medidas que se registran se realizan en todos los puntos del sistema donde se encuentre ubicado una PMU. La unidades se sincronizan cada segundo, este factor es determinante para que se obtengan unides sincrofasoriales (Medidas fasoriales del sistema de potencia en un mismo instante de tiempo), esto permite evaluar en tiempo real el estado del sistema, y así el operador tiene las herramientas necesarias para tomar decisiones oportunas y consecuentes con los eventos que se le presenten [?].

Aunque las PMUs pueden registrar medidas sincrofasoriales en escalas de tiempo pequeñas, no reemplazan por completo el objetivo y los procesos de los cuales se encarga el sistema SCADA. Esto se debe a que las PMUs no están dispuestas en todos los nodos del sistema

de potencia, solo se encuentran ubicados en nodos o subestaciones eléctricas estratégicas que permitan el sistema de potencia sea observable. El sistema SCADA está dispuesto para supervisar y modelar el sistema de potencia y ofrece información necesaria para el operador de red y así asegura confiabilidad. Sin embargo, con el rápido desarrollo económico y también con la creciente expansión, los sistemas de potencia operan cerca de los límites de estabilidad, las aplicaciones del SCADA no son suficientes para operar el sistema ya que ofrecen estabilidad pero bajas velocidades de muestreo y no permite registro de medidas sincrofatorias del sistema como lo hacen las PMUs. Es por estas razones que se integran las dos tecnologías, la tecnología sincrofatorial y la del sistema SCADA, las PMUs no tienen toda la información del sistema solo medidas de corriente y tensión, pero el sistema SCADA permite obtener información de contingencias, fallos de líneas entre otros.

Teóricamente las PMUs pueden reemplazar por completo el sistema SCADA. Implementando capas internas de cálculos y operaciones que permitan observar todos los parámetros eléctricos del sistema de potencia, pero no es práctico debido a los siguientes problemas:

- **Problemas en las comunicaciones:** Aunque se ha expandido la tecnología a lo largo del mundo y se han logrado grandes avances en las técnicas de comunicaciones se ha convertido en un reto el retraso en las telecomunicaciones, es decir, se tiene un canal de comunicación entre las PMUs, el sistema de potencia y el operador pero no es del todo en tiempo real aún registrando medidas en tiempos cada vez menores.
- **Problemas de almacenamiento de datos:** Para el planeamiento de los sistemas de potencia, los operadores de red tienen siempre una cantidad considerable de información en tiempo real del sistema. Esta información se usa al instante, se deja como histórico de operación y también se tienen estados de operación a futuro y toda esta cantidad de datos e información se han convertido en un número relativamente grande para almacenar, se han concentrado cantidades de datos del orden de los Terabites o incluso Pbite [?].
- **Manejo de los datos:** Con toda la información necesaria del sistema e incluso información de operación a futuro, los operadores de red tienen el objetivo de minimizar errores con el uso efectivo de esta información.
- **Error en las medidas:** Las medidas que vienen de los transformadores de corriente y de tensión arrojan un error en las medidas, también el retraso en las comunicaciones.

Así, el sistema SCADA y las PMUs se complementan mutuamente, los dos sistemas pueden ser integrados juntos y ofrecen la garantía de estabilidad y seguridad para operación de los

sistemas de potencia.

Donde se puede implementar (estimación de estado, smart grids, monitoreo , control y protecciones.)

y panorama en colombia y el mundo.

## Capítulo 3

# Estabilidad de Pequeña Señal y Algoritmo PSO.

3.1. Estabilidad de Pequeña Señal.

3.2. Algoritmo basado en cúmulo de partículas. PSO

# Capítulo 4

## Resultados.



# Dedicatoria

Dedicado a mis padres quienes me apoyaron todo el tiempo.

# Tabla de Contenido

<b>1. Introducción</b>	<b>2</b>
1.1. Planteamiento del problema . . . . .	3
1.2. Justificación . . . . .	4
1.3. Objetivos . . . . .	6
1.3.1. General . . . . .	6
1.3.2. Especificos . . . . .	6
1.4. Estado del arte . . . . .	6
1.4.1. Marco conceptual . . . . .	8
1.4.2. Marco teórico . . . . .	9
1.5. Alcance . . . . .	11
1.6. Estructura del trabajo de grado . . . . .	11
<b>2. Control de Área Amplia</b>	<b>12</b>
2.1. Control de Área Amplia. WAC. . . . .	12
2.2. Tecnología Sincronofasorial . . . . .	14
2.2.1. Panorama en Colombia. . . . .	16
<b>3. Estabilidad de Pequeña Señal y PSO.</b>	<b>19</b>
3.1. Estabilidad de pequeña señal . . . . .	19
3.1.1. Modelo de la maquina sincrona . . . . .	23
3.1.2. Modelo de la turbina. . . . .	25
3.2. PSO. Algoritmo de cúmulo de partículas. . . . .	27
<b>4. Resultados.</b>	<b>32</b>
4.1. Metodología . . . . .	32
4.1.1. Sistema Anderson . . . . .	36
4.1.2. Sistema Padiyar. . . . .	40

<i>TABLA DE CONTENIDO</i>	3
4.1.3. Sistema Kundur. . . . .	45
4.1.4. Sistema IEEE 39. . . . .	48
4.1.5. Otros resultados. . . . .	53
<b>5. Conclusiones</b>	<b>57</b>
<b>6. Anexos</b>	<b>59</b>
6.1. Sistema Anderson. . . . .	60
6.2. Sistema Padiyar. . . . .	62
6.3. Sistema Kundur. . . . .	63
6.4. Sistema IEEE 39. . . . .	65

# Resumen

Este trabajo de grado se basa en el uso de medidas provenientes de unidades sincrofásicas. Las medidas tomadas de estas unidades son usadas como señales de entrada para un sistema de control basado en realimentación de la salida. Los estados son medidas de frecuencia angular  $\omega$ , ángulo del par del rotor  $\delta$ , y potencia mecánica de la turbina  $p_m$ .

La solución que se encuentra por medio del algoritmo de cúmulo de partículas permite mejorar la estabilidad del sistema. Al desplazar la parte real de los valores propios hacia la parte negativa, el tiempo de establecimiento de la señal es menor; la señal se hace estable cuando sigue una referencia.

El análisis de estabilidad de pequeña señal se realizó para cuatro sistemas de prueba y para el caso de demanda máxima. Para el caso mencionado se obtuvo la mejora de los valores propios de los sistemas de prueba y la solución de la ecuación diferencial.

# Capítulo 1

## Introducción

Uno de los principales elementos de las redes inteligentes es el desarrollo de la tecnología sincrofasorial. Esta tecnología permite el registro de medidas de voltaje, frecuencia, potencia eléctrica, entre otras medidas de interés. Es posible obtener estas medidas en tiempo real vía GPS y con esto se mejora la respuesta de los operadores de red ante eventos propios de la operación de un sistema eléctrico. Además de las medidas que se pueden registrar, se ha logrado aumentar la capacidad de funcionamiento de los sistemas eléctricos, la operación de éstos y otros aspectos como : protección, control y monitoreo. Por otro lado, aún quedan problemas por resolver para la tecnología sincrofasorial como el retraso en las comunicaciones.

Los sistemas de potencia modernos se caracterizan por sus conexiones extensas, redundantes y su creciente expansión, las fuentes de generación son más verdes y limpias, y tienen que encontrar un punto de unión con las fuentes de generación existentes. El suministro confiable y económico es una de las mayores preocupaciones de los operadores de red. El incremento de la demanda junto con las preocupaciones ambientales hacen que la operación de los sistemas de potencia se conviertan en un reto para los operadores de red. Con la tendencia de integrar fuentes de energía renovables y el interés en redes inteligentes, se encuentra que los sistemas de potencia tienen diversos puntos de operación, algunos mejores que otros, algunos sobrecargan líneas y llevan el sistema al límite de la estabilidad, pero se cumple con satisfacer la demanda, llevar el suministro de energía eléctrica donde se requiera y con las mejores especificaciones de calidad.

Este trabajo de grado se enfoca en el aspecto de control de área amplia de un sistema eléctrico con la ayuda de unidades de medición sincrofasorial dispuestas en un sistema de potencia. El objetivo de este trabajo de grado es mostrar como se mejora la respuesta de

variables como : frecuencia angular, ángulo del rotor y potencia mecánica de la turbina, después de implementar control de área amplia para cuatro sistema de prueba. Se usó un modelo en espacio de estados de segundo orden para los generadores, aumentando en una variable considerando la potencia mecánica de la turbina. La respuesta del sistema se mejora cuando se encuentra matriz K de control como solución por medio del algoritmo de cúmulo de partículas, este algoritmo busca la mejor solución en medio de una población base.

## 1.1. Planteamiento del problema

Los sistemas eléctricos de potencia deben ofrecer confiabilidad en el suministro. Sin embargo, el crecimiento del sistema de potencia y el interés en Redes Inteligentes convierte en un reto la operación segura y confiable de los sistemas de eléctricos. Debido a esto se hace necesario realizar un cambio en el sistema de monitoreo, control y observabilidad del sistema ya que se han encontrado problemas de mayor complejidad que involucran algunas características como : tamaño y complejidad del sistema, infinitas combinaciones de escenarios, llevar al límite el sistema, falta de información, oscilaciones de pequeña señal, entre otras. Actualmente el control, monitoreo y protección del sistema se hace por medio del SCADA (*Control de Supervisión y Adquisición de Datos*) . Es necesario romper con algunos paradigmas y realizar un cambio por un control, monitoreo y protección del sistema más general que cubra todas las áreas interconectadas ya que el sistema no funciona como islas, sino que es uno solo, por eso se habla de WAMPC (*Control, Monitoreo y Protección de área Amplia*). Este trabajo de grado se centra en la parte del control de área amplia. El concepto de WAC (*Wide Area Control*) se basa principalmente en la colección de datos de todo el sistema por medio de unidades de medición fasorial (PMUs, *Phasor Measurements Units*). El principal objetivo del control de área amplia (WAC) es ejercer acciones de control sobre el amortiguamiento en los generadores interconectados con características similares por áreas y la interconexión de áreas para controlar fluctuaciones, variaciones debidas a los fallos de las líneas de transmisión (No solo fallos sino también variaciones en las cargas, oscilaciones en la red, fallos en controladores, entre otros). Este control se logra por medio de la realimentación de comunicaciones entre PMUs vía GPS (*Global Position System*) de los nodos asociados donde se encuentren unidades de medición fasorial [1]. El WAC no es óptimo debido a la falta de información de los componentes del sistema, comportamiento ante eventos, los controles no se activan de forma rápida, datos históricos del funcionamiento de este, oscilaciones entre áreas y enfrenta retos como el retraso por comunicaciones, comunicación en tiempo

real, procesos en tiempo real, diversificación de PMUs y expansión de centros de información y bases de datos. Como el control se hace por medio de la tecnología sincronofasorial a través de PMUs se presentan consecuencias como: Fenómeno de pérdida de sincronismo, fenómeno de estabilidad de tensión, al no tener un óptimo WAC deben actuar los controles terciarios asociados a las máquinas generadoras, entre otros. Por lo tanto, se presentan algunos retos adicionales como el control automático de generación, amortiguamiento local de PSS (*Power System Stabilizers*) y alcanzar robustez en la solución de problemas que se presentan en el sistema [1].

Para implementar WAC en un sistema de potencia se deben considerar diferentes escenarios tanto de generación como de operación del sistema debido a la dinámica de las cargas, pero la dinámica de la carga no se desconoce por completo, se tienen algunos valores estimados para operación en el transcurso del día y estimaciones de carga para algunas épocas importantes en el año.

Uno de los problemas que se desea solucionar con WAC es la estabilidad de pequeña señal. El problema es entender el funcionamiento, componentes y naturaleza del sistema de potencia, también es necesario llevar a cabo un estudio de las características de las oscilaciones entre áreas. La estabilidad de pequeña señal se presenta debido a las oscilaciones entre áreas y las fluctuaciones entre áreas que se refieren a la dinámica del sistema, a la dinámica de las oscilaciones entre grupos de máquinas en una área en contra de grupos de máquinas en otras áreas interactuando por medio del sistema de transmisión. Otro problema que se presenta en el sistema de potencia es llevar al límite el sistema. Debido a intereses económicos las utilidades de los sistemas eléctricos de potencia son forzadas a operar de manera óptima. Además, se acerca cada vez más a transferir mayor potencia sobre los límites del sistema de transmisión, como consecuencia, los sistemas operan cerca de la capacidad de sus límites, esta consecuencia conlleva a estudiar los fenómenos asociados a las caídas del sistema.

## 1.2. Justificación

El estudio en la implementación de WAC en sistemas de potencia se debe al interés en solucionar los problemas que se presentan en la operación de los sistemas eléctricos. Algunos problemas que se presentan en la operación de estos son: Fenómeno de pérdida de sincronismo, fenómeno de estabilidad de tensión y estabilidad de pequeña señal. Cuando se recurre a WAC para solucionar estos problemas u otros problemas en los que se tenga interés, es necesario estimar el estado del sistema por medio de unidades de medición fasorial (PMUs). Estas unidades a partir del monitoreo en tiempo real y una visión general del sistema permiten obtener medidas significativas de una línea base para comparar (Referencias de voltaje,

corriente y desfase angular). A partir de las medidas registradas se crean bases de datos con el fin de dar solución a los problemas de interés de forma eficaz, rápida y confiable. Algunos problemas aún no tienen solución aunque se tenga ventaja en cuanto a la densidad de información. Con el estudio de WAC en sistemas de potencia se busca principalmente aprovechar todos los esfuerzos de solución y computacionales para encontrar el punto óptimo de operación del sistema sin sobrepasar sus límites, para eso es necesario llevar a cabo acciones útiles que afecten directamente la dinámica del sistema la cual apunta a un comportamiento particular del sistema.

Se debe pensar en un control robusto porque cuando se conocen los valores propios del sistema operando de forma estable, cualquier cambio en el comportamiento o en la operación, estos mismos valores deben ser lo suficientemente acoplables para cualquier forma de operación del sistema. Es decir, si se emplean pruebas como contingencias N-1 Líneas, el control se piensa de forma tal que sea tan efectivo como para implementar acciones de amortiguamiento para las oscilaciones entre áreas o perturbaciones presentes.

Encontrar una solución rápida en la operación del sistema es sencillo pero no lo es encontrar una solución que ofrezca eficiencia, confiabilidad y respaldo. La solución a los problemas por medio de WAC no es sencilla debido a los componentes mismos del sistema. Las variables de estado del sistema describen las condiciones de operación de este, estas variables de estado son la cantidad mínima de variables que definen el sistema. Dependiendo del orden del modelo y el tipo de estudio en que se tenga interés se describen diferentes ecuaciones para solucionar los problemas. La forma final de las ecuaciones de estado dependen de las suposiciones iniciales en relación a los valores de coeficientes de amortiguamiento de los modelos de la carga. Se asume en principio un amortiguamiento uniforme para la solución de las ecuaciones linealizadas, donde se tiene en cuenta el efecto que puede tener la interconexión de generadores con diferentes características respecto al generador de referencia. La complejidad en la solución de problemas aumenta, cada unidad de generación se describen con variables de estado que representan los modelos de generación, excitación, gobernador de velocidad de la turbina y PSS. A medida que se incluyen elementos del generador (Elementos del generador, dispositivos de control) y elementos del sistema (Líneas de transmisión, dispositivos FACTs, SVC, TSCS y compensadores) aumenta el número de variables de estado [2].



## 1.3. Objetivos

### 1.3.1. General

Diseñar un sistema de control de área amplia para mejorar la estabilidad de pequeña señal en sistemas eléctricos de potencia usando optimización basada en cúmulo de partículas y considerando múltiples escenarios de generación.

### 1.3.2. Especificos

- Alcanzar el estado del arte sobre WAC (*Wide Area Control*). Estudiar la mejor manera de implementar WAC en sistemas de referencia y acoplar WAC para la solución de problemas propios de los sistema eléctricos de potencia.
- Estudiar los problemas de estabilidad de pequeña señal. Mostrar algunos de los problemas que surgen en la operación del sistema de potencia y la forma de mejorar la operación de este.
- Estudiar los algoritmos para el desarrollo de PSO (*Particle Swarm Optimization*, Optimización por cúmulo de partículas). Diseñar un método de solución por medio de PSO y así encontrar el punto óptimo de operación de un sistema de potencia.
- Implementar en MatLab. Desarrollar simulaciones con la ayuda de MatLab para probar un control de lazo cerrado en sistemas de prueba IEEE 39, Anderson, Padiyar y Kundur.

## 1.4. Estado del arte

Para dar una idea general de los procesos de investigación que se han venido desarrollando en el estudio de confiabilidad, calidad en el suministro de energía y control, es necesario reunir los eventos más significativos que involucran la interpretación de medidas registradas por medio los sistemas de monitoreo convencionales, donde las estrategias de control que se usan para mitigar el efecto de las contingencias y las acciones de control que se deben tomar para re establecer apagones sean las posibles soluciones. Se deben evaluar cuales fueron las decisiones que se tomaron y cuales pudieron haber sido las mejores acciones para prevenir y reducir el efecto de perturbaciones. Además, se debe recordar que los sistemas de potencia son las “ máquinas de mayor tamaño ” que posee un país, también se debe aclarar que ningún sistema opera de forma independiente, es decir, los sistemas deben ser observables y controlables para garantizar confiabilidad en el servicio. Es difícil diseñar un sistema que resulte

completamente controlable, estable y en equilibrio para cualquier posibilidad de perturbación[3]. Los parámetros que componen los modelos usados para la solución de los problemas de los sistemas eléctricos se encuentran concentrados y la no linealidad y complejidad en la solución determina la operación de éstos, es decir, dependiendo del interés; los flujos de potencia que describen la operación de los sistemas influyen en la no linealidad y para conseguir una solución es necesario conocer los métodos de estabilización y control por medio de la estabilidad de pequeña señal que buscan la mejor manera de solucionar dichos problemas alrededor de un punto conocido de operación.

Los estudios que se han desarrollado surgieron de la necesidad por operar los sistemas de potencia de manera confiable y segura. Estos estudios se han basado en eventos de gran magnitud que no pudieron ser controlados ni mitigados por diferentes motivos. Entre los años 2003 y 2007 ocurrieron apagones de la red eléctrica en diferentes países ( Estados Unidos 2003, Brasil 2004 y Colombia 2007) que causaron la desatención del servicio de energía eléctrica a millones de usuarios y paro en la producción de miles de empresas, dejando pérdidas económicas en el sector productivo para dichos países, como se expone en [4]. Debido a esta situación las empresas que operan los sistemas de potencia, fabricantes de componentes eléctricos y universidades tomaron la iniciativa para buscar nuevos esquemas de monitoreo y control del sistema de potencia encontrando en las unidades de medición fasorial y sistemas de monitoreo y control de área amplia un excelente camino para enfocar sus estudios. Estos esquemas ofrecen al operador de red actuar de manera tal que se minimicen los efectos de eventos presentados en la red eléctrica [4].

Por otro lado, los grandes apagones también se han presentado por interpretación errónea de las medidas de corriente y voltaje que protegen los sistemas de potencia como se explica en [5], en este se expone el caso donde se tienen dos sistemas que abastecen de energía eléctrica a un tercer sistema, debido al traspaso de flujo de potencia entre líneas de un sistema en malla se produce una sobre carga de éstas, además el sistema de comunicación entre los controles locales y globales es pobre, se abren las protecciones que protegen a los sistemas y por último ocurre un apagón. Desde el punto de vista de protecciones de los sistemas de potencia, las protecciones y los dispositivos de control solo protegen sus propias zonas y no ofrecen control global de los tres sub sistemas. En [5] se propone un esquema de control en lazo cerrado donde se evalúan los diferentes escenarios cuando ocurre una perturbación y sus acciones de control para lograr en tiempo real estabilidad y control para los sistemas de potencia.

No solo los eventos descritos anteriormente sino también la complejidad en la operación de un

sistema eléctrico en general hace que se reúnan esfuerzos para llegar acuerdos y conexiones que permiten una operación segura. Por eso, una de las mejores soluciones es conectar grandes sistemas en áreas con generadores de características similares que permitan incrementar la fiabilidad y solidez en la operación. WAC por medio de sus esquemas de identificación, solución y comparación de datos históricos, permite conseguir estabilidad a través de generadores síncronos, también permite otras acciones como : Estrategias de control que a partir del registro de medidas clasifican las perturbaciones y se toman acciones de “ Desconexión ” (Desconexión de la generación , Desconexión de la demanda, *Tripping*), estabilidad transitoria, acciones de control que deben actuar cerca de las perturbaciones (La mayor parte de las contingencias se encuentran alrededor a la respuesta al escalón en comparación con la respuesta al impulso), la estabilidad de voltaje envuelve la respuesta de la carga a cambios del sistema (Perturbaciones), análisis de futuras contingencias (Grandes Apagones), desempeño dinámico entre otras, como se expone en[3].

#### 1.4.1. Marco conceptual

- **PMUs (*Phasor Measurements Units*):** Unidades de Medición Fasorial: Dispositivos asociados a los nodos del sistema donde se registran medidas de voltaje, corriente y diferencia angular. Son dispositivos monitoreados vía GPS y evalúan las medidas respecto a una señal base.
- **WAC (*Wide Area Control*):** Control de área amplia. Busca el esfuerzo de cambiar paradigmas de control y la interconexión del sistema de potencia en áreas con generadores de características similares. Por medio del uso de las tecnologías sincronofasorial se toman medidas cada 4 ciclos o en intervalos de 10 a 15 minutos para estimar el estado de funcionamiento del sistema. Con las medidas tomadas, las acciones y estrategias de control se pretende incrementar la fiabilidad, confiabilidad y solidez de la operación del sistema.
- **PSS (*Power System Stabilizers*):** Control local de los generadores que permite estabilizar la potencia activa entregada al sistema debido a una perturbación en la operación de este. Es considera como un control terciario.
- **Tripping (Deslastre):** En el contexto eléctrico hace referencia a la acción de seccionar o aislar algunos componentes del sistema, generalmente se ejecutan estas acciones para seccionar parte de la generación o para seccionar parte de la carga como acciones de control para no perder sincronismo.

- **Eigenvalues (Valores característicos, polos del sistema):** Este término hace referencia a las características del sistema de interés. Son los valores de las raíces de las ecuaciones de estado que representan un sistema, estos valores se pueden determinar a partir de un punto de operación cuando se linealizan las ecuaciones de estado de un problema de interés. Estos valores son de gran importancia debido a que determinan el comportamiento de las variables de interés, esto es, el tiempo de establecimiento de las variables de estado y las formas de onda como Asíntoticamente decreciente o creciente, oscilante, exponencial de creciente entre otras.
- **PSO (*Particle Swarm Optimization*):** Algoritmo de optimización. Este algoritmo busca las mejores respuestas que se encuentran en un rango determinado para el problema. El algoritmo es basado en heurística. Este algoritmo no busca competir entre las respuestas sino que encuentra la respuesta dentro en grupo determinado.
- **XM:** Es una organización que se encarga de la gestión de sistemas en tiempo real. La principales operaciones que desarrollan consiste en la planeación, diseño, optimización, puesta en servicio, administración o gerenciamiento de sistemas transaccionales o plataformas tecnológicas, que involucran el intercambio de información con valor agregado, y mercados de bienes y servicios relacionados.

### 1.4.2. Marco teórico

- **Estabilidad de Pequeña Señal:** La estabilidad de pequeña señal se define como la habilidad de un sistema de potencia de mantenerse en sincronismo después de estar bajo una pequeña perturbación. El análisis de estabilidad de pequeña señal revela la importancia entre las relaciones de las variables de estado del sistema y da entender la dinámica electromecánica de la red [6]. Los eigenvalores del sistema vienen de linealizar el modelo que representa el sistema de potencia. Estos valores son empleados para determinar el comportamiento en la dinámica de pequeña señal. Después de linealizar el modelo representado en espacio de estados, el estudio de estabilidad de pequeña señal revela cuatro propiedades : eigenvalores (Valores propios), oscilación de frecuencia, radio de amortiguamiento y eigenvectores (Modos de operación). La estabilidad del sistema depende del signo de la parte real de los eigenvalores, si la parte real es positiva el sistema es inestable. La frecuencia de oscilación se asocia a la parte imaginaria de los eigenvalores mientras el radio de amortiguamiento se asocia a la parte real de estos valores. El radio de amortiguamiento indica que tan estable es el sistema, los valores de radio de amortiguamiento deben ser positivos. Un valor elevado refleja que el sistema

es más estable para una oscilación dada, un valor no tan elevado implica que el sistema es estable pero es más tendente a inestabilidad que otros sistemas con altos radios de amortiguamiento. Los sistemas con los más bajos radios de amortiguamiento son de mayor preocupación en el estudio de estabilidad de pequeña señal. El control que se pretende desarrollar será enfocado en la re ubicación de polos de los modos de operación, el objetivo es encontrar los mejores valores que caracterizan el sistema por medio de PSO y re ubicar los polos para comparar la estabilidad antes y después de la re ubicación. Eigenvectores (modos de operación) se asocian a la actividad de las variables de estado de cada modo. Generalmente, la variable de los generadores se centra en la velocidad  $\omega$ . Los modos de operación también ayudan a determinar la ubicación de amortiguadores de oscilación de potencia así como los estabilizadores de potencia del sistema [6].

- **WAC (Wide Area Control):** El control de área amplia viene determinado por las medidas registradas de los elementos de medida. Los elementos de medida asociados (Esquema) PMUs, PDCs y Software. Las PMUs reciben información de los buses asociados del sistema, sub estaciones y líneas para detectar anomalías y así activar alarmas o señales hacia relés de protección. Los PDCs son puertos concentradores de datos, tienen la misma función de las PMUs pero a un nivel de red superior. PDCs locales reciben información de todas las PMUs de las sub estaciones, las organizan y analizan permitiendo comunicación entre otras PDCs locales. PDCs Regionales almacenan los datos de una región eléctrica. Super PDC concentran toda la información de las PMUs del sistema eléctrico de potencia. Por último, el software es el encargado de realizar y evaluar los algoritmos para tomar acciones o estrategias de control [7]. En este trabajo de grado se pretende comparar los eigenvalores de los diferentes modos de operación y luego determinar las acciones de control que se deberían tomar para cada modo, también se desea evaluar y re ubicar los polos del sistema ya que en la industria existen software especializados que permiten visualizar los eigenvalores pero no permiten re ubicarlos para encontrar un punto óptimo del sistema.
- **PSO (Particle Swarm Optimization):** Es un método de optimización fundamentado en técnicas heurísticas. La idea del método es la búsqueda de la solución de un modelo matemático dentro de un cúmulo de partículas que simulan las actividades de una colonia. Cada partícula en el cúmulo se desenvuelve alrededor de un espacio donde se encuentra la solución. Durante el proceso iterativo, cada partícula ajusta su velocidad y posición de acuerdo a su experiencia (La mejor solución Local) y sus experiencias vecinas (La mejor solución Global). Para mejorar el desempeño del algoritmo se selecciona una variable como “ el líder ” , el cual comanda la mejor solución dentro proceso

iterativo (Esta variable puede ser diferente en cada instante dentro de la búsqueda de la solución), también se mejora el desempeño cuando se garantiza un esparsamiento de la población inicial y de las poblaciones siguientes ya que las partículas ocupan más lugares dentro del espacio de solución, esto se hace con el fin que cada partícula “ viva ” una experiencia mejor y se puedan evaluar todas las mejores respuestas para no seleccionar una respuesta de un mínimo local en una función objetivo de naturaleza convexa, por ejemplo.

## 1.5. Alcance

Este trabajo de grado se enfoca en encontrar por medio de algoritmo PSO una matriz de control K que mejore la respuesta de un sistema eléctrico de interés y reubique los valores propios de las variables de estado que representan el sistema. El algoritmo PSO busca la mejor solución sujeto a una función objetivo que permita reubicar los polos de los sistemas de prueba. Se compara gráficamente los polos de los sistemas IEEE 39, Anderson, Kundur y Pdiyar , antes y después de implementar de la matriz K de control.

## 1.6. Estructura del trabajo de grado

El trabajo de grado esta organizado de la siguiente forma. En el Capitulo 1 se presenta el problema que se quiere solucionar y el medio para encontrar la solución que mejore los polos del sistema de interés. Luego, en el Capítulo 2 se explica el funcionamiento de la PMUs para los sistemas de potencia actuales y el cambio del sistema SCADA por un sistema que pueda manejar un cantidad considerable de información proveniente del sistema de potencia, así como las posibles acciones de control que se deben tomar ante un evento. En el Capítulo 3 se presenta la problemática que se quiere resolver, el funcionamiento y la forma como el método alcanza un solución de acuerdo a una función objetivo. Para el Capítulo 4 se presentan las gráficas de la solución a la ecuación diferencial que representa cada uno de los sistema de interés cuando se implementa una matriz K de control. En el Capítulo 5 se presentan las conclusiones que se llegan después de observar las diferentes funciones objetivo , la comparación entre cual es mejor respecto a la mejora de la respuesta y reubicación de polos del sistema. Por último, en el Capítulo 6 se muestran los parámetros y diagramas unifilares de los sistemas expuestos en este trabajo de grado.

# Capítulo 2

## Control de Área Amplia

### 2.1. Control de Área Amplia. WAC.

A lo largo de las últimas décadas, la preocupación por registrar medidas y controlar un sistema ha venido aumentando. Por esto, se decidió implementar el control de área amplia (conocido como WAC en la literatura especializada) el cual se basa específicamente en la recolección de información de un sistema de potencia y seccionarla por áreas. El control de área amplia busca la interconexión de unidades de generación con características similares por áreas y la conexión de áreas para controlar fluctuaciones o eventos propios de la operación de un sistema. Las variaciones se deben a fallos de líneas de transmisión, variaciones repentinas de cargas, oscilaciones en la red, fallos en controladores, entre otras. Con la preocupación de conseguir un sistema de potencia que se acerque un poco más al concepto de redes inteligentes, el esquema de unidades de medición sincrofasorial con control de área amplia permite tener información e integrar a la red dispositivos de electrónica de potencia como: compensadores de estáticos de potencia reactiva (SVC), compensadores serie controlados por tiristores (TCSC) que permitan mejorar la calidad del servicio. Con la disposición de estos dispositivos en un sistema de potencia se busca controlar y regular el voltaje en puntos críticos. Esta regulación de voltaje aplicada a diferentes nodos del sistema puede impactar en los otros nodos de las áreas del sistema y su vez en el sistema. Para la recolección de esta información se usa la tecnología sincrofasorial. Las PMUs recolectan la información necesaria o información de interés para el operador o solo para ser almacenada. Debido a limitaciones económicas no es posible ubicar unidades de medición sincrofasorial en todos los nodos del sistema, por eso es necesario optimizar los recursos y ubicar estas unidades en nodos de mayor importancia y lugares del sistema de potencia donde estrictamente se mejore la operación del sistema. Las

muestras de las unidades de medición sincrofasorial deben ser tomadas periódicamente. Las medidas se toman con el fin de actualizar las condiciones del sistema. Con la toma de estos datos no se modela por completo el sistema ya que existen variaciones demasiado rápidas y variaciones lentas de las cuales no se tiene información, para evitar este tipo de inconvenientes se debe hacer estimación de estas variaciones para desarrollar de forma confiable y con error mínimo la actualización completa del sistema. Los problemas que se buscan resolver por medio de control de área amplia son principalmente: Oscilaciones de potencia, estabilidad de voltaje, oscilaciones locales, estabilidad de pequeña señal, y romper algunos paradigmas acerca de controles distribuidos y control adaptable. [1].

Por tanto, la idea de un control de área amplia es desarrollar un control que no sea centralizado. Así mismo, el objetivo es encontrar una mejor solución comparada con la de los controles locales que se aplican en la actualidad como: Control automático de generadores (AGC), estabilizadores locales de potencia activa (PSS), entre otros que solo controlan un solo generador. Es necesario desarrollar un modelo que contenga la unidad de generación, el sistema de potencia, el problema que se quiera solucionar y entender la dinámica del sistema. Por ejemplo, si se quiere desarrollar un control para amortiguar las oscilaciones de potencia se requiere conocer un modelo detallado de la unidad de generación, oscilaciones del flujo de potencia de las líneas a diferentes frecuencias; todo esto para lograr el amortiguamiento deseado según [1]. Para cumplir los objetivos de este trabajo de grado, se desarrolló un control de área amplia con el modelo de segundo orden de la unidad de generación aumentado en una variable porque se considera el modelo simplificado de la turbina, la información del sistema de potencia se determina por medio del flujo de potencia.

En la actualidad se encuentra implementado un esquema de control y monitoreo de área amplia, este tipo de esquemas se usa en conjunto porque permite realizar control y monitoreo para los sistemas de potencia y así aumentar la confiabilidad en la operación de éstos. Un esquema de control y monitoreo contiene los siguientes elementos fundamentales: Unidades de Medición Fasorial (PMUs), puertos concentrados de datos (PDCs, pueden ser locales, regionales y un súper PDC). El flujo de información inicia en las unidades de medición sincrofasorial donde se registran las medidas de las variables eléctricas de interés (voltaje, corriente, frecuencia, potencia, ángulo, entre otras). Estas medidas se llevan a los PDC, la información puede ser llevada a los PDC locales para verificar y comparar las medidas respecto a la referencia de un nodo del sistema, o se llevan un PDC regional donde se hace lo mismo pero para varios generadores de interés y por último la información es enviada a la súper PDC para evaluar las señales con referencias globales del sistema, para alarmar al operador de red si algo



opera fuera de lo común. Si la alarma es generada, esta información sirve como soporte para el operador de red y así determinar que acciones correctivas y cuales dispositivos de control deben actuar en el sistema de potencia. También existen otras señales de algunas unidades de medición sincrofasorial que son específicas para ser aplicadas en control o protección [7].

## 2.2. Tecnología Sincrofasorial

El operador de red usa herramientas que le permitan trabajar en función de visualizar y controlar los estados del sistema de potencia. Estas herramientas tienen velocidades de muestreo altas y los datos que el operador manipula deben ser precisos. En la actualidad el monitoreo de los sistemas de potencia se hace a través del sistema SCADA (Supervisión, Control y Adquisición de Datos), este sistema permite estimar el estado por medio de cálculos matemáticos.

El manejo del sistema de potencia se convierte cada vez más complejo y trae retos para la seguridad y confiabilidad en el suministro, debido al crecimiento del sistema y la dinámica de éste. Las nuevas tecnologías de monitoreo ofrecen una visión más dinámica del sistema de potencia. Esta tecnología se conoce como PMU, unidades de medición fasorial debido a sus siglas en inglés (Phasor Measurement Units). Estas unidades generan medidas sincronizadas con el tiempo y son de mayor precisión comparadas a las del sistema SCADA. Las unidades de medición fasorial registran medidas de los fasores de corriente y tensión del sistema de potencia, estas unidades garantizan sincronización ya que manejan altas velocidades de muestreo y son una sola medida en un instante de tiempo, así permiten una vista del sistema en tiempo real; con esto se determinan flujos de potencia y el estado del sistema. El registro de las medidas de corriente y tensión dan como resultado un fasor, es decir, un magnitud con un ángulo de desfase en un instante de tiempo. Estas medidas se registran con periodicidad del orden de microsegundos. Todas las PMUs están sincronizadas internamente con un reloj satelital proveniente de un GPS. Con esto se garantiza que las medidas que se registran se realizan en todos los puntos del sistema donde se encuentre ubicada una PMU. Estas unidades se sincronizan cada segundo, este factor es determinante para que se obtengan unides sincrofasoriales (Medidas fasoriales del sistema de potencia en un mismo instante de tiempo), esto permite evaluar en tiempo real el estado del sistema, y así el operador tiene las herramientas e información necesarias para tomar decisiones oportunas y consecuentes con los eventos que se le presenten [8].

Aunque las PMUs pueden registrar medidas sincrofasoriales en escalas de tiempo pequeñas,

no reemplazan por completo el objetivo y los procesos de los cuales se encarga el sistema SCADA. Esto se debe a que las PMUs no están dispuestas en todos los nodos del sistema de potencia, solo se encuentran ubicados en nodos o subestaciones eléctricas estratégicas que permitan el sistema de potencia sea observable. El sistema SCADA está dispuesto para supervisar y modelar el sistema de potencia y ofrece información necesaria para el operador de red y así asegura confiabilidad. Sin embargo, con el rápido desarrollo económico y también con la creciente expansión, los sistemas de potencia operan cerca de los límites de estabilidad, las aplicaciones del SCADA no son suficientes para operar el sistema ya que ofrecen estabilidad pero bajas velocidades de muestreo y no permite registro de medidas sincrofasoriales del sistema como los hacen las PMUs. Es por estas razones que se integran las dos tecnologías, la tecnología sincrofasorial y la del sistema SCADA. Las PMUs no tienen toda la información del sistema solo medidas de corriente y tensión, pero el sistema SCADA permite obtener información de contingencias, fallos de líneas entre otros.

Teóricamente las PMUs pueden reemplazar por completo el sistema SCADA. Implementando capas internas de cálculos y operaciones que permitan observar todos los parámetros eléctricos del sistema de potencia, pero no es práctico debido a los siguientes problemas:

- **Problemas en las comunicaciones:** Aunque se ha expandido la tecnología a lo largo del mundo y se han logrado grandes avances en las técnicas de comunicaciones se ha convertido en un reto el retraso en las telecomunicaciones, es decir, se tiene un canal de comunicación entre las PMUs, el sistema de potencia y el operador pero no es del todo en tiempo real aún registrando medidas en tiempos cada vez menores.
- **Problemas de almacenamiento de datos:** Para el planeamiento de los sistemas de potencia, los operadores de red tienen siempre una cantidad considerable de información en tiempo real del sistema. Esta información se usa al instante, se deja como histórico de operación y también se tienen estados de operación a futuro y toda esta cantidad de datos e información se han convertido en un número relativamente grande para almacenar, se han concentrado cantidades de datos del orden de los Terabites o incluso Pbite [8].
- **Manejo de los datos:** Con toda la información necesaria del sistema e incluso información de operación a futuro, los operadores de red tienen el objetivo de minimizar errores con el uso efectivo de esta información.
- **Error en las medidas:** Las medidas que vienen de los transformadores de corriente y de tensión arrojan un error en las medidas. Estos errores se presentan cuando los

equipos se encuentran des calibrados o las medidas están cerca del punto de saturación del núcleo de estos.

Por último, el sistema SCADA y las PMUs se complementan mutuamente, los dos sistemas pueden ser integrados y ofrecen la garantía de estabilidad y seguridad para operación de los sistemas de potencia. Las dos tecnologías se pueden implementar para estimación de estado de redes inteligentes, esquemas completos que envuelven la operación de monitoreo, protección y control de área amplia para redes eléctricas y así mitigar los efectos de perturbaciones. Se espera que el uso de toda la información que complementa los esquemas de monitoreo, protección y control reduzcan el número apagones y en general mejoren la confiabilidad y seguridad de la generación de energía, transmisión y distribución [9].

### 2.2.1. Panorama en Colombia.

En Colombia, el proyecto SIRENA (*sistema de respaldo nacional ante eventos de gran magnitud*) se propone como una acción de XM (*Xpertos en Mercados*) tendiente a implementar sistemas que pudiesen responder ante eventos de rara ocurrencia pero de gran impacto en el SIN (*Sistema Interconectado Nacional*), el cual permite implementar el esquema ESPIS (*Esquema de Protección de la Integridad del Sistema*) de nueva generación que ejerce control y protección del sistema para prevenir y mitigar la ocurrencia de eventos de magnitud. Este esquema consta de una serie de elementos de protección y control que permiten detectar y controlar condiciones anormales de operación en el sistema [10].

Por esto, este sistema se convirtió en un gran proyecto en Colombia, el cual propone una arquitectura funcional colaborativa y jerárquica que permite tomar decisiones automáticas con la velocidad adecuada y la información suficiente. También es complementada por elementos de software (permiten tomar decisiones distribuidas utilizando información local o regional de los PMU y SCADA local) y los hardware obteniendo así un sistema prototipo de medición fasorial.

Este sistema prototipo implementado por XM dentro del proyecto SIRENA contempla 12 subestaciones del STN (*Sistema de Transmisión Nacional*), los cuales son:

- PMU Sabanalarga

- PMU Ocaña
- PMU Sochagota
- PMU Chivor
- PMU Guavio
- PMU Betania
- PMU Jamondino
- PMU Yumbo
- PMU Torca
- PMU Ancon Sur
- PMU San Carlos
- Super PDC Medellín

Estas PMU están programadas para transmitir 12 fasores/segundo utilizado en protocolo mixto TCP/UDP y en 16 bits. Lo anterior significa que por cada campo supervisado, es decir 3 fasores de voltaje y 3 fasores de corriente, y de acuerdo a la trama de datos establecida por la norma, se utiliza un ancho de banda de 4,4 kbps [10].

Por lo tanto, el proyecto se encargó de diseñar una arquitectura de datos que permite mitigar el impacto por el incremento de tasas de muestro y número de fasores, ya que es un impacto sobre el ancho de banda. Este diseño integra diferentes herramientas aparte de controlar los anchos de banda como se menciona anteriormente, utiliza la información de todos los sistemas de medición para compartir la información relevante con el operador nacional. El resultado que busca con esto, es “contar con la red WAM que interconecte los diferentes elementos, el cual es soporte para las Redes Inteligentes del sistema colombiano” [10].

Todo este trabajo, aparte de ser representado por XM y apoyo de otras entidades, ha permitido que el grupo de Investigación y Desarrollo obtenga resultados como aplicaciones académicas dentro de su mercado esfuerzo, desarrollando herramientas complementarias para el sistema WAMS y buscando implementar la capacidad de tecnologías WACS. Sin embargo, busca que ese trabajo sea apoyado en un futuro por grupos de Universidades y empresas en el

Proyecto SIRENA, optimizando el esfuerzo en I+D.

En sí, el proyecto en Colombia “busca profundizar en la caracterización de los puntos de operación del sistema, y el comportamiento angular ante eventos extremos, con lo cual se puedan desarrollar advertencias, alarmas y esquemas de protección para la operación en tiempo real, realizando investigación de modelos de estimación de estado híbrido y distribuido que permitan mejorar la observabilidad del sistema, el desarrollo de algoritmos de localización óptima de PMUs para lograr completa observabilidad del sistema” [10]. En pocas palabras, busca investigar metodologías de detección, previsión y mitigación de apagones en sistemas de energía eléctrica utilizando medición fasorial.

# Capítulo 3

## Estabilidad de Pequeña Señal y PSO.

### 3.1. Estabilidad de pequeña señal

“La estabilidad de los sistemas de potencia puede ser definida como la propiedad que tienen los sistemas de potencia en mantener un equilibrio en la operación bajo condiciones normales y volver a llegar a ese estado de operación luego de una perturbación ” [11]. Por lo general la estabilidad consiste en mantener el sincronismo en la operación de las máquinas, operar el sistema de potencia con valores de voltaje y potencia que abastescan la demanda. Es necesario encontrar un condición operativa que mantenga el sistema en sincronismo, para minimizar la cantidad y duración de eventos así como apagones parciales o totales de la demanda atendida; este aspecto se ve influenciado por la dinámica en el ángulo del rotor de los generadores y en la relación potencia-ángulo [11]. Así como existe la estabilidad angular, también existen dos categorías que estudian los fenómenos asociados a la estabilidad de frecuencia y la estabilidad de voltaje. Los problemas de los sistemas de potencia se clasificación basados en fenómenos que surgen en la dinámica, donde se identifican sus categorías y sub categorías de acuerdo a las siguientes consideraciones:

- Naturaleza de la inestabilidad, la causa física que produce la inestabilidad. Acá se estudia el fenómeno de estabilidad de acuerdo a una sola variable (ya sea el voltaje, la frecuencia o el ángulo del rotor) en la cual la inestabilidad sea observada.
- El impacto de la perturbación en el sistema de potencia, el tiempo que se requiere para regresar a un estado operativo estable. Pequeñas perturbaciones que se clarifican en tiempos menores a 10 segundos, perturbaciones de término medio como entradas-salidas de cargas y estabilidad de voltaje a través del balance de voltaje-potencia reactiva.

- Los procesos, dispositivos y el tiempo para que actúen sistemas de protección y así volver a la estabilidad. Acciones a futuro que se deben considerar para permanecer en un estado estable operativo.

Cuando ocurre una perturbación, ésta se puede clasificar de acuerdo a la variable del sistema de potencia que afecte, según la causa física o naturaleza del evento, así: Estabilidad angular (*Angle Stability*), en Estabilidad de voltaje (*Voltaje Stability*) o en Estabilidad de frecuencia (*Frequency Stability*). La estabilidad angular es la capacidad que tiene el sistema de volver a un estado de operación normal después de una perturbación como un desbalance en el torque de las unidades de generación, que se ve reflejada a través de las líneas de transmisión como interacción de fuerzas electromecánicas debido a la relación desfase angular-potencia activa ( $\delta - PE$ ). La estabilidad de voltaje es la capacidad de los sistemas de potencia de retornar a un estado de operación normal luego de una variación en el voltaje debido a un desbalance en la potencia reactiva, fallos de rara ocurrencia pero de gran impacto o fallos frecuentes. Estos eventos se pueden ver como: dinámica entre generación y demanda (aumento o disminución de la demanda o generación y viceversa), un fallo de una fase, de múltiples fases o la pérdida de sincronismo de una máquina. Por último, aparece la Estabilidad de frecuencia que permite entender los fenómenos asociados a la relación potencia generada - demanda y a la habilidad de mantener la frecuencia en un rango determinado. Los fenómenos asociados a esta última categoría se presentan cuando varían de forma considerable la demanda, es decir, si existe cualquier desbalance entre la demanda que exceda la capacidad de generación, se presenta una desviación en la frecuencia de operación del sistema respecto a su valor nominal (50 Hz o 60 Hz) y esto a su vez afecta la frecuencia angular. Si se presenta un desbalance en la frecuencia angular también existe un desbalance en el torque electromecánico y finalmente un desbalance entre torque electromecánico y el torque mecánico de cada máquina síncrona.

Este trabajo de grado se enfoca en la estabilidad angular. En esta sección se quiere solucionar el problema de estabilidad de pequeña señal que hace parte de los estudios de la estabilidad de angular. Una pequeña perturbación en el rotor se puede ver como una variación pequeña que se presenta en la demanda y en la generación, el sistema debe estar diseñado y equipado para volver a un estado operativo adecuado luego de experimentar una pequeña perturbación. Una pequeña perturbación son todos esos cambios que ocurren en la potencia del sistema para los cuales el ángulo del rotor presenta una variación casi lineal. Esta variación resulta de una linealización de las ecuaciones alrededor de un punto de operación. Siguiendo el proceso, la perturbación depende de un número de factores, incluyendo las condiciones iniciales, el flujo de potencia y las características de la excitación de los generadores [12].

Para entender mejor el fenómeno que se presentan en los generadores y en la red, primero se toma un generador como ejemplo, inicialmente este generador se encuentra en equilibrio y el estado de operación se representa por medio de la esfera de la figura 3.1 (a) (no existen fuerzas que hagan cambiar de posición). Si se presenta una variación de potencia, es decir, se desea entregar más potencia, por medio del gobernador de velocidad se puede aumentar la potencia y ahí se presenta una variación en el torque electromecánico y el torque mecánico (debido a que estos dos se quieren alinear), luego la esfera se debe mover al punto b de la figura 3.1 (b) porque su estado cambió y trata de volver a su estado inicial a de la figura 3.1 (b); debido a las características constructivas es posible reducir el efecto de la oscilación que se da cuando el torque electromecánico se quiere alinear con el torque mecánico, y vuelve a su estado de equilibrio de forma rápida. Si el torque electromecánico es mayor al torque mecánico la máquina se acelera y pierde sincronismo, la esfera llega al punto c de la figura 3.1 (c), por otro lado si el torque mecánico es mayor al torque electromecánico, la esfera quiere llegar al punto d de la figura 3.1 (d) pero la máquina se frena y no se estaría inyectando potencia como se muestra en la figura 3.1 (d). De forma análoga, se pueden comparar las variables de torque electromecánico y mecánico con las variables de potencia eléctrica y potencia mecánica respectivamente. Por último, para entender que pasa cuando se tienen varios generadores conectados a la red, en la figura 3.2 se muestra una tabla que está en equilibrio con diferentes pesos suspendidos por medio de hilos. Los hilos representan la potencia que fluye por la líneas de transmisión (si fluye más potencia los hilos se estiran, si fluye menor potencia, los hilos se contraen) y los pesos aumentan o disminuyen de acuerdo a la cantidad de potencia que se requiera inyectar. Ahora, suponga que en la figura 3.2 (a) el sistema se encuentra en equilibrio, es decir, no aumentan los pesos y los hilos no se estiran. Si se requiere aumentar la potencia que se inyecta a la red los pesos van a aumentar y los hilos se van a estirar como se muestra en la figura 3.2 (b) pero el sistema se encuentra en equilibrio (la tabla se encuentra estable). Cuando se sobrepasen los límites elásticos de los hilos estos se rompen y los pesos se van a caer y la tabla pierde el equilibrio como se muestra en la figura 3.2 (c), esto quiere decir que la demanda excede la generación, las líneas de transmisión operan sobre los límites de diseño y abren las protecciones, por otro lado algunos generadores se pueden acelerar y otros frenar. En la subsección siguiente se muestra el desarrollo matemático de las ecuaciones que describen la operación de los generadores.



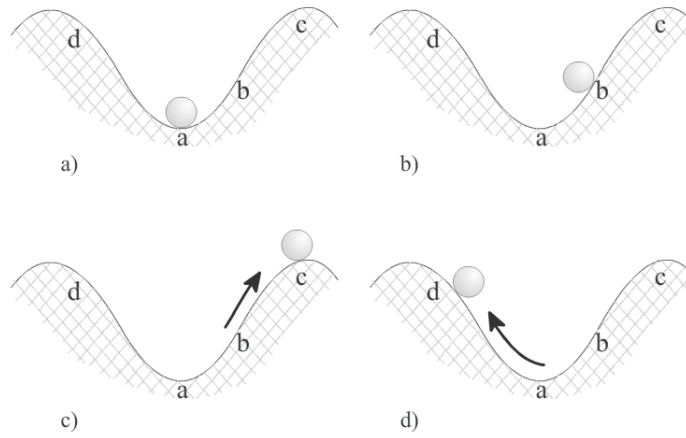


Figura 3.1: Puntos de operación generador solo. Adaptado de [12], [11].

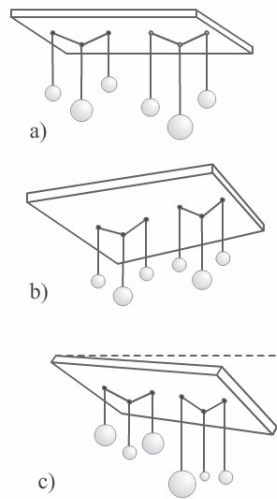


Figura 3.2: Puntos de operación multi generación. Adaptado de [12], [11].

### 3.1.1. Modelo de la maquina sincrona

Para el análisis de estabilidad se toma el modelo de segundo orden de la máquina

$$M \frac{d^2\delta}{dt^2} = PM - PE(\delta) - D = \omega \quad (3.1)$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega \quad (3.2)$$

Donde:

- M: Coeficiente de inercia.
- PE: Potencia eléctrica.
- D: Coeficiente de amortiguamiento.
- $\omega$  : Velocidad angular.
- $\delta$  : Ángulo del rotor.

El sistema es no lineal debido a la potencia eléctrica PE:

$$PE_{ij} = V_i^2 G_{ii} + \sum_{i=1; j \neq i}^n V_i V_j [B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) - G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)] \quad (3.3)$$

La ecuación 3.3 representa la potencia que fluye por una línea de transmisión que conecta los nodos  $i$  ésimo (nodo de envío) con el nodo  $j$  ésimo (nodo de recibo). En esta representación la potencia eléctrica se modela por medio del equivalente  $\pi$ . Donde,  $G_{ij} = G_{ji}$  es la conductancia de la línea,  $B_{ij} = B_{ji}$  es la susceptancia serie de la línea. Si los nodos  $i$  y el nodo  $j$  no están conectados entonces estas cantidades son cero. Los sistemas de transmisión se encuentran alejados de los centros de consumos de energía y esto hace que las líneas recorran grandes distancias y el término  $G_{ij}$  se hace cero, por lo tanto la potencia eléctrica que fluye por una línea de transmisión que recorre una gran distancia se puede simplificar así:

$$PE_{ij}(\delta) = V_i V_j [B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)] \quad (3.4)$$

Aún con la aproximación anterior el sistema no es lineal porque la diferencias angular entre nodos hace parte de una función trigonométrica. Ahora para hacer lineal el sistema de ecuaciones se usa el polinomio de Taylor de primer orden como se muestra en 3.5 , 3.6 en su paso final 3.7.

$$PE_{ij}(\delta) = V_i V_j B_{ij} [\sin(\delta_0) + \cos(\delta_i - \delta_j)] \quad (3.5)$$

El  $\sin(\delta_0)$  es cero porque  $\delta_0$  es el ángulo de referencia y es cercano a cero, por otro lado  $\cos(\delta_0) = 1$ . Finalmente la potencia eléctrica se puede representar como se muestra en 3.7

$$PE_{ij}(\delta) = V_i V_j B_{ij} [\sin(\delta_0) + \cos(\delta_0)(\delta_i - \delta_j)] \quad (3.6)$$

$$PE_{ij}(\delta) = V_i V_j B_{ij} [(\delta_i - \delta_j)] = V_i V_j B_{ij} \Delta\delta \quad (3.7)$$

Ahora, se puede expresar la potencia eléctrica de una forma más simple y lineal partiendo de las aproximaciones anteriores como se expresa en 3.8.

$$\Delta PE_{ij}(\delta) = H_{ij} \Delta\delta \quad (3.8)$$

Las ecuaciones 3.1 y 3.2 modelan las oscilaciones de los generadores y se modeladan de forma diferenciales como se describen anteriormente. La presentación física de estas ecuaciones permiten estudiar el comportamiento de los generadores cuando se aceleran (desaceleran) y la turbina debido a cualquier desbalance entre la potencia mecánica y la potencia eléctrica o el desequilibrio entre el torque mecánico y el torque electromecánico.

El sistema de ecuaciones linealmente independiente se expresa por medio de las ecuaciones 3.9 y 3.10.

$$\Delta\dot{\omega} = -\frac{H}{M}\Delta\delta - \frac{D}{M}\Delta\omega + \frac{1}{M}PM \quad (3.9)$$

$$\Delta\dot{\delta} = \Delta\omega \quad (3.10)$$

Este sistema de ecuaciones se puede representar de forma vectorial como se muestra a continuación :

$$\begin{bmatrix} \Delta\dot{\delta} \\ \Delta\dot{\omega} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ -\frac{H}{M} & -\frac{D}{M} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\delta \\ \Delta\omega \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ \frac{1}{M} \end{bmatrix} [PM] \quad (3.11)$$

La ecuación 3.11 expresa de forma matricial el espacio de estados para el problema de una sola máquina.

### 3.1.2. Modelo de la turbina.

La forma convencional de transformar cualquier tipo de energía en energía eléctrica se caracteriza por convertir energía cinética del agua y la energía térmica proveniente de la combustión y la fisión nuclear en electricidad. El proceso de transformación de energía (mecánica, térmica, entre otras) inicia en las turbinas, estas convierten las fuentes de energía en energía mecánica que a su vez es convertida en energía eléctrica por las máquinas síncronas o unidades de generación. También existen fuentes de energía renovable como lo es la generación eólica. Al menos en las dos últimas décadas se ha avanzado de manera significativa en la tecnología para la generación eólica; la generación eólica aprovecha el flujo del agua a través de las aspas de los generadores eólicos para convertir el flujo de aire en movimiento y este se transfiere al generador eólico para producir energía eléctrica.

El desempeño de los sistemas de potencia es afectado por la acción de los generadores, condiciones de la red y el comportamiento de la demanda atendida. Este desempeño se puede evaluar por medio de las variables de voltaje, potencia, frecuencia entre otras. Las turbinas acoplan el sistema eléctrico a través de la potencia mecánica y afectan en el generador la velocidad angular y la desviación angular [12]. En la ecuación 3.12 se expresa el modelo lineal simplificado de la turbina. En las ecuaciones 3.1.2, 3.14 se muestra el desarrollo matemático para encontrar el modelo en espacio de estados.

$$u\left(\frac{1}{T \cdot S + 1}\right) = PM_0 \quad (3.12)$$

$$u = PM_0 \cdot T \cdot S + PM_0$$

$$\frac{1}{T} \cdot u = P\dot{M}_0 + \frac{1}{T} \cdot PM_0 \quad (3.13)$$

$$P\dot{M}_0 = -\frac{1}{T} \cdot PM_0 + \frac{1}{T} \cdot u \quad (3.14)$$

Luego de conocer el modelo que describe el comportamiento de los generadores y el modelo de turbina, el sistema de ecuaciones queda de la siguiente forma:

$$\begin{bmatrix} \dot{\Delta\delta} \\ \dot{\Delta\omega} \\ \dot{\Delta Pm_0} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 \\ -\frac{H}{M} & -\frac{D}{M} & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{1}{T} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\delta \\ \Delta\omega \\ \Delta PM_0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \frac{1}{T} \end{bmatrix} [\Delta u] \quad (3.15)$$

La ecuación 3.15 expresa de forma matricial el espacio de estados para el problema de una sola máquina. A continuación se generaliza en la matriz en espacio de estados 3.16 para el problema multimáquina, así :

$$\begin{bmatrix} \dot{\Delta\delta_2} \\ \dot{\Delta\omega_1} \\ \dot{\Delta\omega_2} \\ \dot{\Delta Pm_1} \\ \dot{\Delta Pm_2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{D_1}{M_1} & 0 & \frac{1}{M_1} \\ 0 & -\frac{H_2}{M_2} & -\frac{D_2}{M_2} & 0 & \frac{1}{M_2} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{T_1} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{T_2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\delta_2 \\ \Delta\omega_1 \\ \Delta\omega_2 \\ \Delta PM_1 \\ \Delta PM_2 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ \frac{1}{T_1} & 0 \\ 0 & \frac{1}{T_2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta u_1 \\ \Delta u_2 \end{bmatrix} \quad (3.16)$$

En la ecuación 3.16 aparecen dos términos nuevos, donde la variable  $\Delta u$  es la variable de control para la potencia mecánica de los generadores. El control de la turbina opera principalmente sobre la válvula y esta responde ante las variaciones de velocidad causadas por presión en la turbina, potencia eléctrica (desbalance de potencia de la demanda atendida, entre otras causas). El término  $T$  es la constante de tiempo de la turbina y determina que tan rápida (lenta) es la apertura (cierre) de la válvula que controla la velocidad de esta, es decir, es el tiempo de retraso de la turbina para responder ante un desbalance debido a las características constructivas de la máquina.

La ecuación 3.16 puede ser expresada en espacio de estados de la forma 3.17. La formulación por medio de espacio de estados describe las condiciones operativas del sistema, los estados son únicos y definen el estado del sistema (estable , inestable) y están escritos en el vector  $\Delta x$  [2]. Es notable que los términos de la matriz A dependen de las condiciones operativas del sistema, los términos de B contienen las constantes de tiempo de las turbinas y  $\Delta u$  es la variable que controla potencia mecánica o en otras palabras es la que controla la variación de potencia mecánica para que se equilibren la potencia mecánica y la potencia

eléctrica que se inyecta al sistema de potencia.

$$[\dot{\Delta x}] = [A] [\Delta x] + [B] [u] \quad (3.17)$$

$$[A] = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{D_1}{M_1} & 0 & \frac{1}{M_1} \\ 0 & -\frac{H_2}{M_2} & -\frac{D_2}{M_2} & 0 & \frac{1}{M_2} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{T_1} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{T_2} \end{bmatrix}$$

$$[B] = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ \frac{1}{T_1} & 0 \\ 0 & \frac{1}{T_2} \end{bmatrix}$$

### 3.2. PSO. Algoritmo de cúmulo de partículas.

El algoritmo de Cúmulos de Partículas es una técnica heurística basada en poblaciones e inspirada en el comportamiento social del vuelo de las aves y el movimiento de bancos de peces. En la figura 3.3 [13] se muestra la clasificación de las técnicas heurísticas y muestra en los recuadros de color azul el grupo donde pertenece esta técnica de optimización. El algoritmo cúmulo de partículas (De ahora en adelante PSO) es un algoritmo que modela el comportamiento de un grupo de aves o de un banco de peces. Para entender el algoritmo que toma referencia una población, suponga que un grupo de aves busca comida en un área y que solamente existe una única pieza de comida en este lugar, los pájaros no saben donde se encuentra ubicada esta pieza de comida pero si conocen que tan alejados están de ésta, por la tanto, la estrategia más eficaz para hallar esta pieza de comida es seguir al ave que se encuentre más cerca de la comida. PSO simula este comportamiento para resolver problemas de optimización. Cada solución (partícula) para el ejemplo descrito anteriormente es un ave

en el espacio de búsqueda. El cúmulo de partículas (*Swarm*) es un sistema compuesto de un número de aves (partículas), cada partícula se mueve por el espacio de búsqueda y guardan (comunican) la mejor solución que han encontrado. En otras palabras, cada partícula tiene un valor asociado luego de evaluarse en la función objetivo (el ave que se encuentra más cerca de la pieza comida), una posición (ubicación dentro del área de búsqueda) y un vector de velocidad (Dirección a la comida) que dirige su movimiento. El movimiento de las partículas por el espacio se guía por las partículas óptimas (mejores) en el momento actual. PSO es una herramienta de gran ayuda que se ha aplicada en diferentes campos de investigación como: Optimización de funciones numéricas, entrenamiento de redes neuronales, aprendizaje de sistemas difusos, registro de imágenes, entre otros.

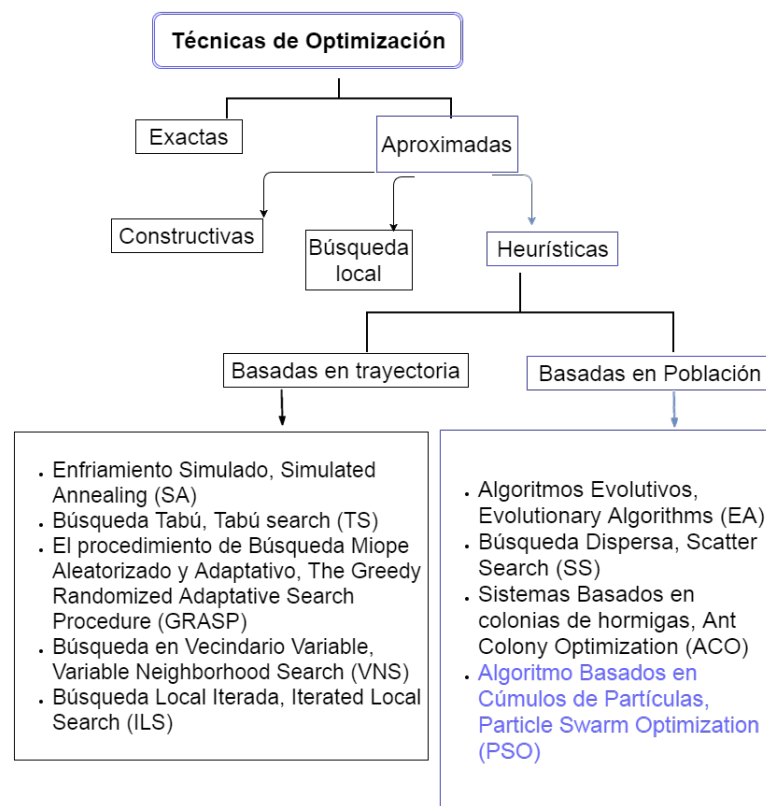


Figura 3.3: Clasificación técnicas heurísticas

El algoritmo de PSO funciona luego de establecer los siguientes ítems:

- *Definir el problema* : Esto consiste en pensar cual es el número de dimensiones que se involucran en el problema que se quiere resolver y la función objetivo (criterio de solución). Cada partícula se evalúa en la función objetivo para determinar si satisface o no el problema (minimizar, maximizar) y arroja un resultado, así

$$FO = \min(\text{real}(\text{eigenvalores}))$$

$$SA\{\text{real}(\text{eigenvalores}) \leq 0\};$$

FO es el valor que mejor satisface la función objetivo después de evaluar todas las partículas en la solución actual y deben ser negativos.

- *Población inicial* : La población inicial contiene un número de individuos elegidos de forma aleatoria con el fin de evaluarlos en la función objetivo y obtener información de cual individuo se encuentra mejor ubicado. Alguna de las partículas debe satisfacer la función objetivo.
- *Velocidad inicial* :La velocidad se actualiza con una función de velocidad 3.18 que depende de un factor social y un factor cognitivo. En los textos especializados la suma de estos dos factores no debe ser mayor a un valor constante igual a 4. La velocidad inicial tiene dos posibilidades : *Velocidad inicial cero* o *Velocidad inicial aleatoria*.

Dentro de los parámetros de evaluación para encontrar la mejor respuesta sujeta a una función objetivo se determinan *Global best position* y *personal best position*. [14] y luego se actualizan las funciones de velocidad y posición.

El parámetro *Global best position* es la partícula que mejor desempeño tiene dentro de la población, es decir, puede ser una respuesta al problema que se quiere solucionar, por ejemplo, si se quiere minimizar un valor, al evaluar el parámetro *Global best position* en la función objetivo éste arroja el menor valor dentro de todas las partículas que arrojan un valor que minimiza una función [13].

El parámetro *personal best position* es la mejor posición encontrada por una partícula en una iteración. Cuando se evalúa *personal best position* en una función objetivo éste arroja un valor y por medio de comparación se determina si es menor o no respecto a las otras partículas de la población [13]. El algoritmo de PSO se basa en la actualización de las funciones de



velocidad y de posición por medio de las ecuaciones [14] 3.18 y 3.19 :

$$V_{i+1} = V_i + \gamma_{1i}(Pbest_i - X_i) + \gamma_{2i}(Gbest_i - X_i) \quad (3.18)$$

$$X_{i+1} = X_i + V_{i+1} \quad (3.19)$$

Donde :

- $i$ : Número actual de la iteración.
- $i+1$ : Siguiete iteración.
- $V$ : Velocidad de la partícula  $i$  ésima. El vector de velocidad  $V$  almacena el gradiente (dirección) según el cual se moverá la partícula.
- $X$ : Posición de la partícula  $i$  ésima. El vector  $X$  almacena la posición actual (ubicación) de la partícula en el espacio de búsqueda.
- $Pbest$ : Mejor posición encontrada por la  $i$  ésima partícula *Personal Best*. El vector  $Pbest$  almacena la posición de la mejor solución encontrada por la partícula hasta el momento.
- $Gbest$ : Mejor posición encontrada en el cúmulo *Global Best*. La mejor partícula dentro de las mejores  $Pbest$  posiciones mejores.
- $\gamma_{1,2}$  : Números aleatorios entre  $[0, 1]$ . Estos número se multiplican a cada partícula.

El cúmulo se inicializa generando las posiciones y las velocidades iniciales de las partículas. Las posiciones se generan de forma aleatoria. Luego de generar las partículas se evalúa cada partícula en la función objetivo (FO) y se actualizan los valores para las nuevas posiciones de las partículas con las velocidad de acuerdo a la mejor posición individual y la mejor posición global. No es conveniente iniciar las velocidades en cero pues no se obtienen buenos resultados. Las partículas se mueven debido al proceso iterativo, una partícula se desplaza desde una posición hasta otra sumando al vector posición  $X$  3.19 con el vector velocidad  $V$  3.18.

Luego de calcular las nuevas posiciones de las partículas, se evalúan de nuevo en la función objetivo, si existe un nuevo valor que mejora la respuesta se actualizan los vectores de  $Pbest$  y se encuentra un nuevo  $Gbest$  debido a que existe una partícula que mejora la respuesta de acuerdo a la función obeitivo.

En la ecuación 3.18 se actualiza la velocidad de cada partícula en cada iteración  $i$ . En esta ecuación existen dos componentes: El *cognitivo* y el *social*. El componente *cognitivo* viene dado por  $\gamma_{1i}(Pbest_i - X_i)$  y representa la distancia existente entre la posición actual y la mejor conocida por esa partícula, esto es, es una decisión que toma la partícula y depende de la experiencia a lo largo del proceso iterativo y de que tan adecuada es para la solución que se quiere obtener. El componente *social* viene dado por  $\gamma_{2i}(Gbest_i - X_i)$  y representa la distancia existente entre la posición actual y la mejor posición de todas las partículas, es decir, es la decisión que toma la partícula de seguir la mejor posición dentro del cúmulo [13] [14].

---

**Algorithm 1** PSO
 

---

```

1:  $X \leftarrow \text{crearelcúmulo de partículas.}$ 
2: while  $iter \neq MaxIter$  do
    for  $i = 1 : size(x, 2)$  do
        3: Evaluar cada partícula  $x_i$  del cúmulo  $X$ 
5: if  $FO(x_i)$  es mejor  $FO(pBest_i)$  then
        6:  $pBest_i \leftarrow x_i; FO(pBest_i) \leftarrow FO(x_i)$ 
7: end if
8: if  $FO(pBest_i)$  es mejor  $FO(pGbest_i)$  then
        9:  $GBest_i \leftarrow pBest_i; FO(GBest_i) \leftarrow FO(pBest_i)$ 
10: end if
11: end for
12: for  $i = 1 : size(x, 2)$  do
13:  $v_{i+1} = v_i + \gamma_{1i}(pBest_i - x_i) + \gamma_{2i}(GBest_i - x_i)$ 
14:  $x_{i+1} = x_i + v_{i+1}$ 
15: end for
16: end while
17: return  $GBest \leftarrow kf \leftarrow \text{mejor respuesta.}$ 

```

---

# Capítulo 4

## Resultados.

En esta sección se muestra inicialmente el desarrollo matemático para encontrar un control en lazo cerrado por medio de la representación en espacio de estados . Luego, con el algoritmo de PSO se encuentra una matriz de control K para hacer estable los sistema de prueba de Anderson [15], Padiyar [16], Kundur [11]. El resultado principal es desplazamiento de la parte real de los eigenvalores hacia la parte más negativa, esto se visualiza en el plano cartesiano donde el eje de las abscisas  $X$  representa la parte *Real* y el eje de las ordenadas  $Y$  representa la parte imaginaria *Imag*. Para el sistema IEEE de 39 nodos se hace el mismo procedimiento de control de lazo cerrado y con PSO buscar una matriz K pero no se controla por completo el sistema.

### 4.1. Metodología

Como el problema de estabilidad de pequeña señal puede ser analizado alrededor de un punto de operación, los sistemas de potencia pueden ser descritos por medio de ecuaciones en espacio de estados linealizadas. Las ecuaciones 4.1 ,4.2 representan las derivadas de las variables de estados y las salidas del sistema respectivamente, donde  $i = 1, 2, 3, \dots, n$  y  $n$  es el número de estados y  $r$  es el número de entradas. El sistema de ecuaciones diferenciales que representan la dinámica del rotor de los generadores se muestra en las ecuaciones 3.9 , 3.10 , 3.15 y se pueden representar como se muestra en 4.1; donde las derivadas  $\dot{\delta}$  ,  $\dot{\omega}$  y  $\dot{pm}$  se pueden re escribir como se muestra en 4.1. El vector  $x$  contiene las variables de estado  $\delta$  ,  $\omega$  y  $pm$  del sistema de potencia, el vector  $u$  contiene las entradas del sistema. La ecuación que relaciona las salidas , las entradas y las variables de estado puede ser escrita como aparece en 4.2. Por lo general, los sistemas que se pueden representar en espacios de estados como

se muestra en 4.1 ,4.2 , se linealizan alrededor de un punto de operación  $x_0$  ,  $u_0$  y se pueden escribir de la siguiente forma:

$$[\dot{x}_i] = [f_i(x_1, x_2, \dots, x_i; u_1, u_2, u_r)] \quad (4.1)$$

$$[y] = [g(x, u)] \quad (4.2)$$

$$[\dot{\Delta x}] = [A] [\Delta x] + [B] [\Delta u] \quad (4.3)$$

$$[\Delta y] = [C] [\Delta x] \quad (4.4)$$

Donde,  $\Delta x$  es el vector de estados de tamaño  $n$ ,  $\Delta y$  es el vector de las salidas de tamaño  $m$ ,  $\Delta u$  es el vector de las entradas de tamaño  $r$ ,  $A$  es una matriz de tamaño  $n \times n$ ,  $B$  es una matriz de  $n \times r$  y  $C$  es una matriz diagonal de 1 de tamaño  $n \times n$ . Los números que representan  $n$  y  $r$  vienen dados por el número de generadores así:  $n = 3 * \text{numeroGeneradores} - 1$  y  $r = \text{numeroGeneradores}$ . Para este problema en particular,  $\Delta x = x - x_0$ ,  $\Delta y = y - y_0$ ,  $\Delta u = u - u_0$ ,  $A$  depende del flujo de potencia del sistema de interés,  $B$  depende de los valores de los generadores y  $C$  son las variables que se pueden medir con las PMUs.

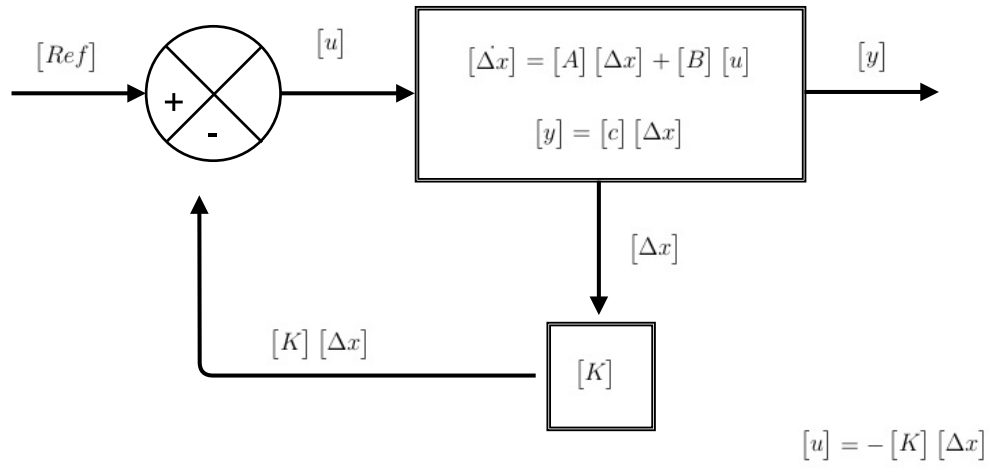


Figura 4.1: Diagrama de bloques control en lazo cerrado

Ahora, el problema que se quiere solucionar es encontrar una matriz de control  $K$  en lazo cerrado que permita desplazar la parte real de los valores propios del sistema hacia la parte más negativa. Para esto se usa el algoritmo de PSO para solucionar la ecuación 4.5 que resultan del diagrama de bloques 4.1, esto es, encontrar los valores de  $K$  para que se desplace la parte real de los valores propios.

$$[\dot{\Delta x}] = [A - B * K] [\Delta x] \quad (4.5)$$

En este trabajo de grado se implementaron diferentes funciones objetivo como se muestra en la tabla 4.1, luego de intentar con cada función se encontró una función que permite desplazar la parte real de los valores propios más hacia la izquierda y así mejorar la respuesta y el amortiguamiento de las variables de estado de los generadores para cada sistema eléctrico como se muestra en las subsecciones siguientes.

El criterio del radio de amortiguamiento permite estudiar que tanto decaen las amplitudes de las oscilaciones en un sistema donde se pueden ver sus estados por medio de los valores propios complejos  $\sigma \pm j\omega$  o  $real(Eigen) \pm j imag(Eigen)$  como se expresa en 4.6. El radio de amortiguamiento  $\zeta$  determina la tasa de decaimiento en la amplitud de la oscilación y la cantidad de amortiguamiento que actúa en el sistema. También expresa que tan rápido decae la amplitud de la oscilación en el rotor en respuesta ante una variación. Por medio del radio de amortiguamiento también se pueden medir los tiempos en que deben decaer (o aplacarse las oscilaciones en la máquina), es decir, la amplitud debe decaer  $\frac{1}{e} = 0,37$  en  $\frac{1}{2\pi\zeta}$  ciclos de una variación.

$$\zeta = \frac{-real(Eigen_i)}{abs(Eigen_i)} \quad (4.6)$$

$$FOmin[max(-\zeta)] \quad (4.7)$$

Tabla 4.1: Funciones objetivo

N <sub>o</sub>	Función	Funciones Objetivo
1	$dr = \frac{real(eigen_i)}{abs(eigen_i)}$	$FO_{min}[max(-dr)]$
2	$dr = real(eigen_i)$	$FO_{min}[min(-dr)]$
3	$dr = \frac{-real(eigen_i)}{abs(eigen_i)}$	$FO_{min}[mean(-dr)]$
4	$dr = \frac{real(eigen_i)}{abs(eigen_i)}$	$FO_{min}[mean(dr)]$
5	$dr = \frac{-real(eigen_i)}{abs(eigen_i)}$	$FO_{min}[max(-dr)]$

Los valores de la función objetivo 5 buscan minimizar el máximo radio de amortiguamiento de los estados que representan el sistema. El vector  $dr$  contiene valores entre -1 y 1 que resultan de la operación del radio de amortiguamiento descrita en el [11], del vector  $dr$  se elige el máximo valor de amortiguamiento ofrecido por alguno de los valores propios del sistema. Con el comando `max`, MatLab busca el máximo valor que se encuentra contenido en un vector (en este caso  $dr$ ) y el algoritmo de PSO busca una matriz  $K$  que minimice ese valor. Con la función FO 5 se obtuvieron los siguientes resultados:

#### 4.1.1. Sistema Anderson

Los valores propios de este sistema antes del control en lazo cerrado tienen un comportamiento oscilatorio que se nota por la componente imaginaria que mayor a la componente real de los valores propios. Luego, con el control en lazo cerrado los valores propios desplazan su componente real hacia la izquierda (más negativos) mejorando el tiempo de decaimiento o de amortiguamiento de las oscilaciones y también se puede notar que las componentes reales de los valores propios es mayor a la componente imaginaria de estos ( $real(Eigen_i) > imag(Eigen_i)$ ) como se muestra en la tabla 4.2.

Tabla 4.2: Valores Propios Sistema Anderson.

Eigenvalue	Real Imaginario (Con K)	Real Imaginario (Sin K)
1	-18.3560 + 0.0000i	0.0000 +13.2931i
2	-1.5568 + 0.0000i	0.0000 -13.2931i
3	-2.1469 + 0.0000i	0.0000 + 8.5287i
4	-5.5420 + 0.0000i	0.0000 - 8.5287i
5	-9.5016 + 1.1180i	-0.0000 + 0.0000i
6	-9.5016 - 1.1180i	
7	-7.9116 + 1.7278i	
8	-7.9116 - 1.7278i	

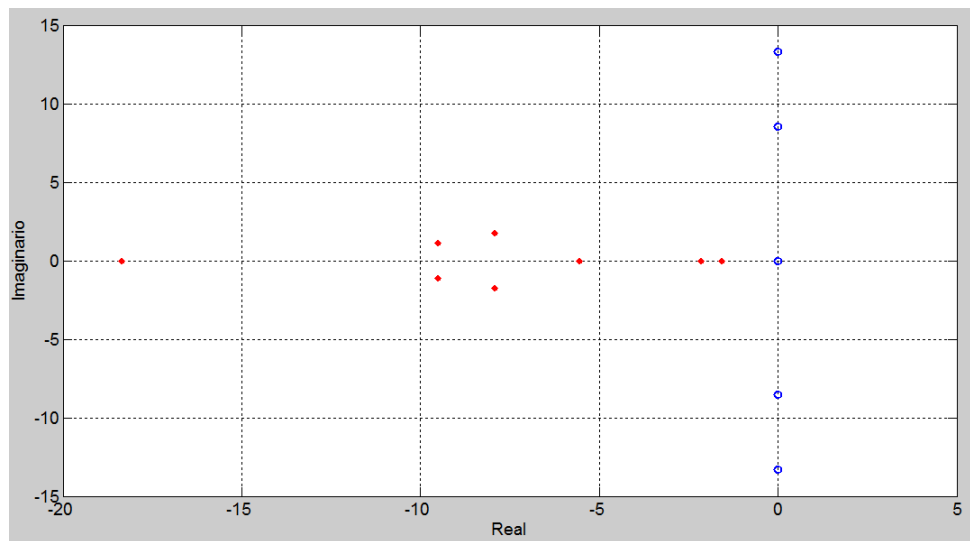


Figura 4.2: Plano Real Imaginario de los valores propios obtenidos con FO5

$$[k] = 1,0e+03 \begin{bmatrix} -0,6369 & -0,0597 & 0,1424 & 0,1203 & -0,0592 & 0,5622 & 0,0845 & -0,0212 \\ 0,6603 & -1,2417 & 0,0007 & 0,0151 & 0,0127 & -0,0010 & 0,4027 & -0,0546 \\ 1,3083 & 0,0197 & 0,0406 & -0,0129 & 0,0077 & -0,0155 & -0,0031 & 0,5928 \end{bmatrix} \quad (4.8)$$

En la figura 4.2 los círculos de color azul representan los valores propios del sistema de potencia antes de encontrar la matriz de control K 4.8, las cruces de color rojo representan



los valores propios del sistema después de encontrar una matriz de control  $K$  que permita minimizar el efecto oscilatorio de la parte imaginaria y ofrezca un tiempo de establecimiento de alrededor 5 segundos como se muestra en las gráficas de las variables luego de resolver la ecuación diferencial para cada uno de los generadores.

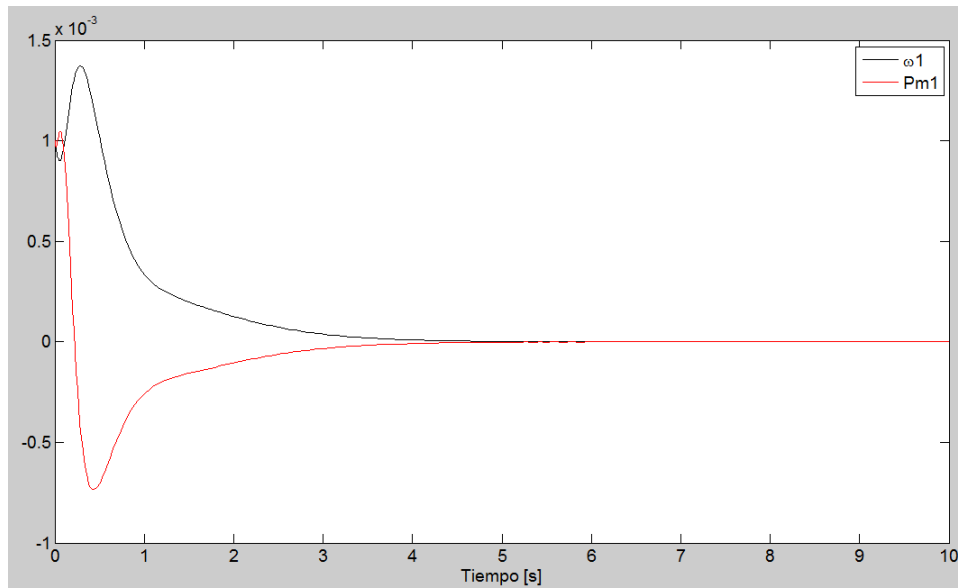


Figura 4.3: Variables de estado generador 1.

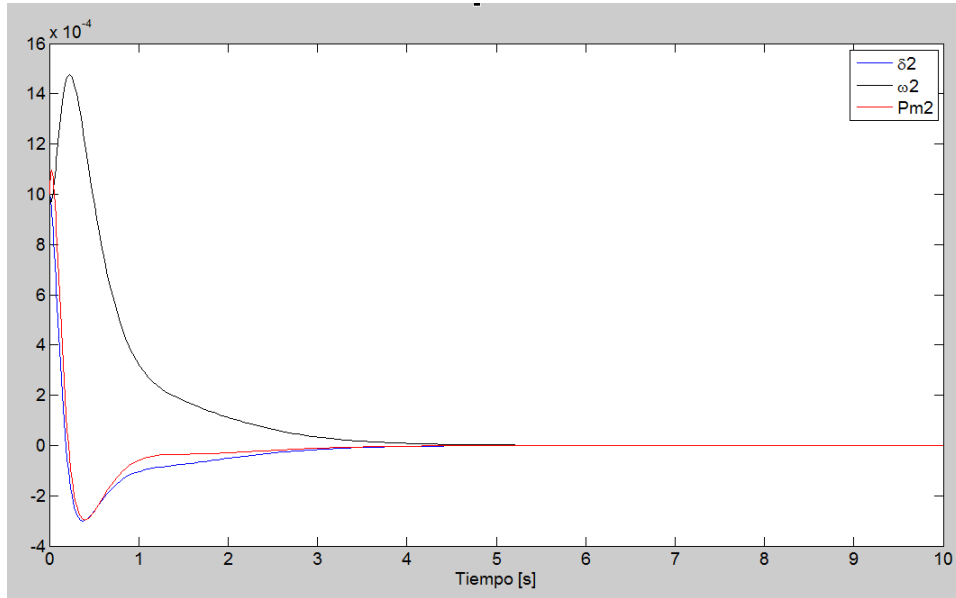


Figura 4.4: Variables de estado generador 2.

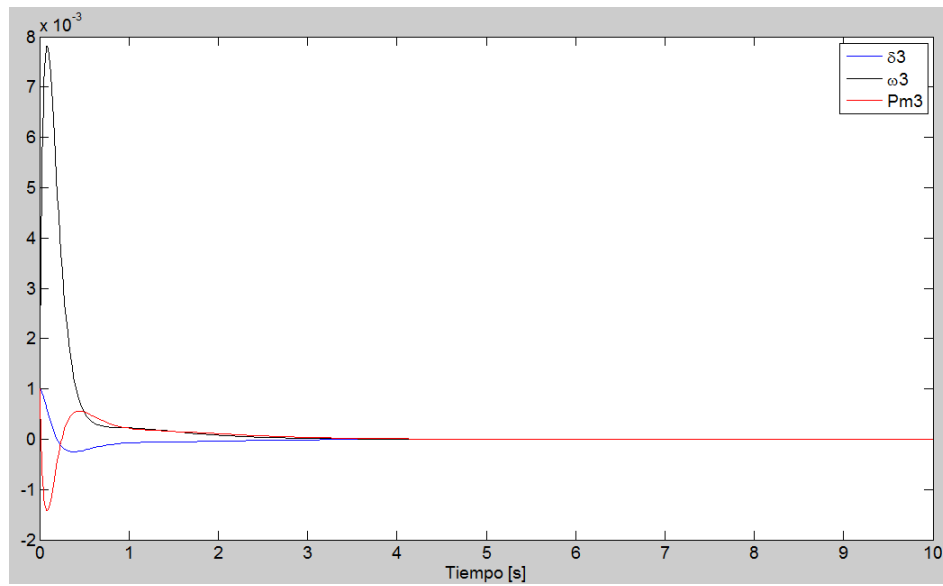


Figura 4.5: Variables de estado generador 3.

En la figura 4.3 se muestran las gráficas de la variables de estado para el generador 1 del sistema Anderson. Las variables que describen el generador son el delta frecuencia angular  $\Delta\omega_1$  y delta de potencia mecánica  $\Delta pm_1$ , que indican la variación de cada una de estas variables. Por medio de la figura 4.3 se puede ver como las gráficas siguen la referencia de variación igual a cero que propone el controlador; la variación tiene como valores iniciales 0.001 y lo que se ve para la variación de la potencia mecánica  $\Delta pm_1$  significa que la máquina se acelera en el primer semi ciclo de medio segundo y después con la variación negativa la máquina se desacelera en el segundo semi ciclo, por última llega a la referencia antes de 5 segundos.

Para la figura 4.4 se muestran las variables de estado que describen el generador 2. En esta figura se muestran las variaciones de desviación angular  $\Delta\delta_2$ , frecuencia angular  $\Delta\omega_2$  y potencia mecánica  $\Delta pm_2$ , el comportamiento de las variables de desviación angular y potencia mecánica es similar, es decir, la variación de potencia mecánica comienza inmediatamente a desacelerar la máquina pero la inercia de la máquina permite que la potencia acelerante estabilice esta variación llevando las señales a la referencia.

La figura 4.5 el comportamiento de las variables de estado que describen el generador 3. En la figura 4.5 se muestran las variaciones de desviación angular  $\Delta\delta_3$ , frecuencia angular  $\Delta\omega_3$  y potencia mecánica  $\Delta pm_3$ . La variación frecuencia angular  $\Delta\omega_3$  tiene un comportamiento exponencial decreciente debido al valor propio que la describe ya que la componente imaginaria es igual a cero predomina el valor de la componente real.

#### 4.1.2. Sistema Padiyar.

La figura 4.6 se muestran los valores propios para el sistema Padiyar [16] en círculos de color azul y el desplazamiento de estos luego de aplicar el sistema de control en lazo cerrado por medio la matriz de control K 4.9. Inicialmente el sistema es oscilante debido a las componentes imaginarias de los valores propios, en la segunda columna de la tabla 4.3 se presentan los valores propios del sistema que son desplazados aplicando la matriz de control K y se puede ver que la componente real es mayor a la componente imaginaria haciendo que se atenúen las oscilaciones.

Tabla 4.3: Valores propios Sistema Padiyar.

Eigenvalue	Real Imaginario (Con K)	Real Imaginario (Sin K)
1	-12.7022 +6.6979i	0.0000 + 3.9889i
2	-12.7022 -6.6979i	0.0000 - 3.9889i
3	-2.4785 +0.0000i	-0.0000 + 8.0690i
4	-3.4169 +1.6358i	-0.0000 - 8.0690i
5	-3.4169 -1.6358i	-0.0000 + 7.3792i
6	-8.7197 +4.5983i	-0.0000 - 7.3792i
7	-8.7197 -4.5983i	-0.0000 + 0.0000i
8	-8.0278 +4.2324i	
9	-8.0278 -4.2324i	
10	-6.7245 +3.5449i	
11	-6.7245 -3.5449i	

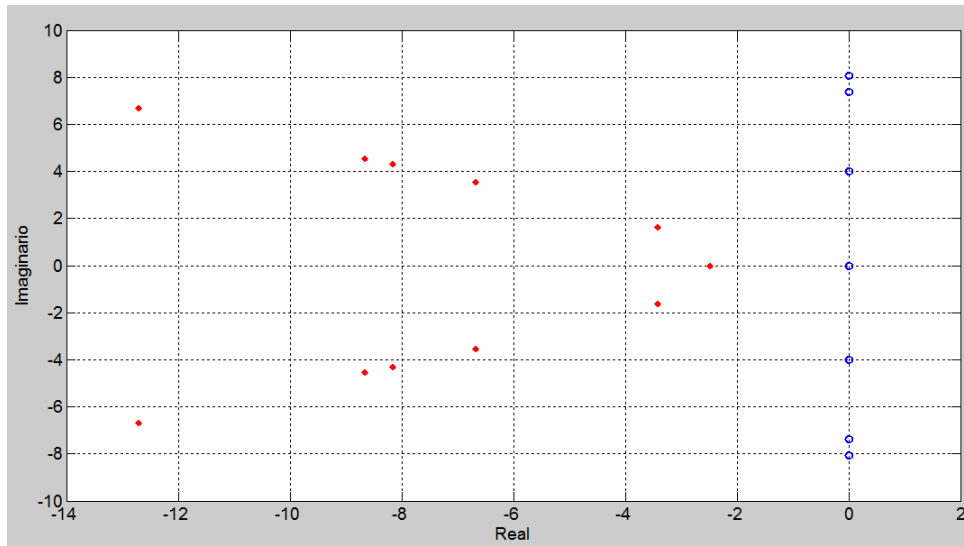


Figura 4.6: Plano Real Imaginario de los valores propios obtenidos con FO5

$$[k'] = 1,0e + 03 \begin{bmatrix} -1,9911 & 0,4200 & -0,2114 & 0,1076 \\ 0,0247 & -1,0562 & -0,1945 & -0,2158 \\ -0,0437 & -0,0345 & -2,6802 & 0,0695 \\ 0,0241 & -0,0439 & -0,0022 & 0,0021 \\ -0,1730 & 1,5741 & 0,1270 & -0,0177 \\ 0,0040 & 0,1280 & 0,2203 & -0,4501 \\ 0,0282 & -0,0637 & 0,0584 & 2,0169 \\ 0,4141 & -0,0059 & 0,0347 & 0,0771 \\ 0,0255 & 0,6303 & 0,0463 & 0,0172 \\ -0,0384 & 0,1070 & 0,3388 & 0,0357 \\ -0,0672 & -0,0314 & -0,0009 & 0,6543 \end{bmatrix} \quad (4.9)$$

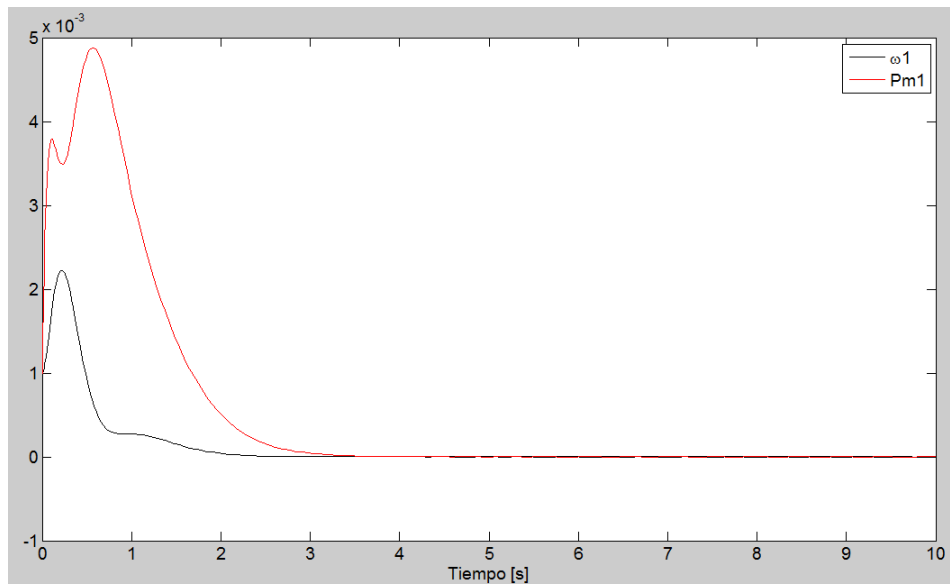


Figura 4.7: Variables de estado generador 1.

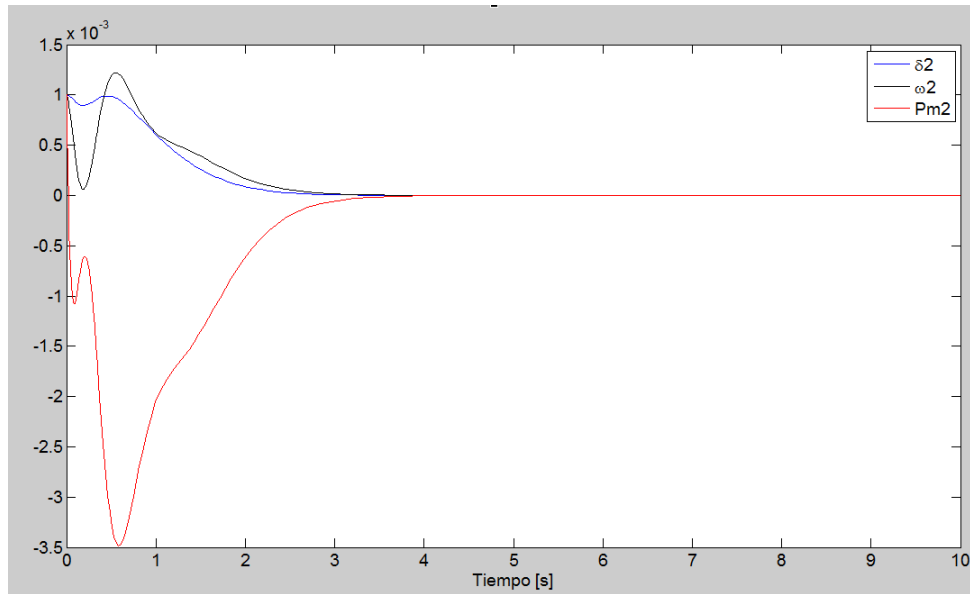


Figura 4.8: Variables de estado generador 2.

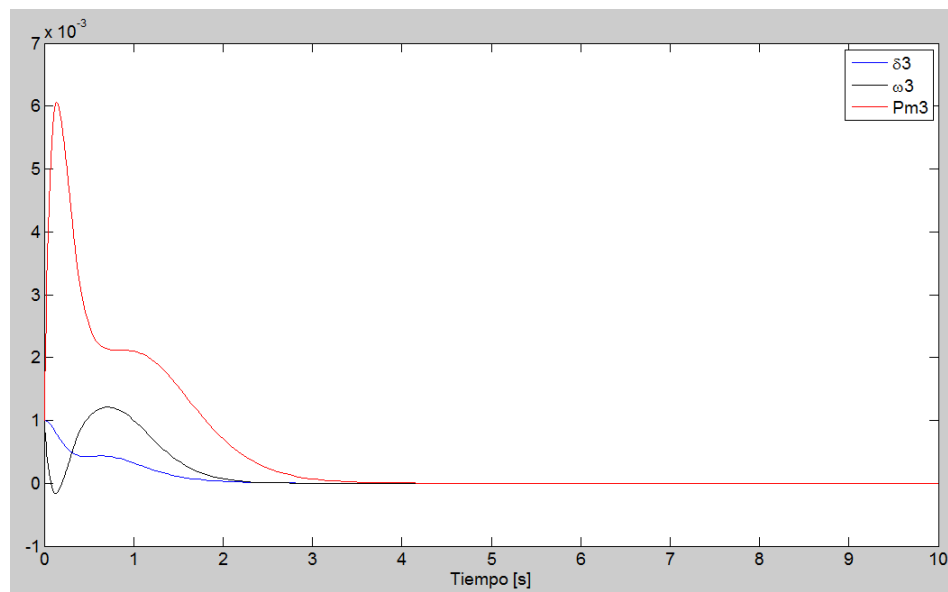


Figura 4.9: Variables de estado generador 3.

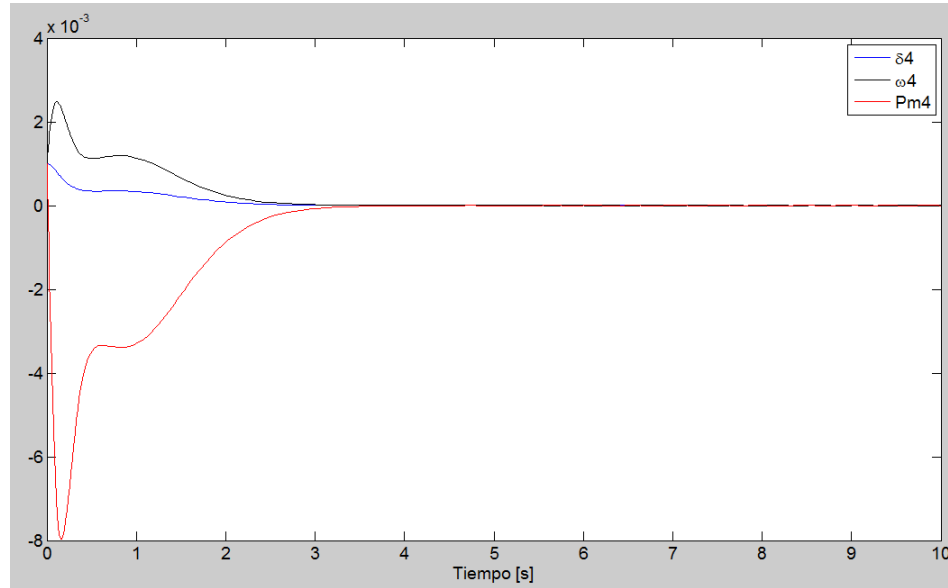


Figura 4.10: Variables de estado generador 4.

Las variables que describen el comportamiento del generador 1 se muestran en la figura 4.7. En esta figura se muestran las variaciones de frecuencia angular  $\Delta\omega_1$  y potencia mecánica  $\Delta pm_1$ . Los valores propios que representan estas variables son los de la fila 4 y 8 como lo indica la tabla 4.3 respectivamente. Estas variaciones permiten entender que la turbina acelera la máquina y esta se opone a ese cambio disminuyendo el valor en la amplitud de la oscilaciones de la frecuencia angular y potencia mecánica, esto no es más que una aceleración en los primeros intervalos de tiempo y luego una desaceleración para llegar a la referencia.

La figura 4.8 muestra el comportamiento de las variables de estado del generador 2. Las variaciones de desviación angular  $\Delta\delta_2$ , frecuencia angular  $\Delta\omega_2$  y potencia mecánica  $\Delta pm_2$  para esta figura muestran un comportamiento diferente en comparación con el del generador 1 de la figura 4.7, en este caso la máquina 2 se desacelera antes del primer segundo y luego las variaciones hacen que se acelere y llegue a la referencia. Los valores propios que pertenecen a esas variables son los de las filas 1, 5 y 9 de la tabla 4.3 respectivamente.

En la figura 4.9 se muestran las variaciones de las variables de la desviación angular  $\Delta\delta_3$ , frecuencia angular  $\Delta\omega_3$  y potencia mecánica  $\Delta pm_3$  que representan el comportamiento del generador 3. Los valores propios de estas variables son los de las filas 2, 6 y 10 respectivamente como lo indica la tabla 4.3. Para esta figura se puede observar que la desviación angular tiene

un comportamiento exponencial decreciente debido a que la componente real es mayor que la componente imaginaria como lo indica la fila 2 de la tabla 4.3. Por otro lado, la máquina se acelera antes del primer segundo y tiende a oscilar pero la amplitud de estas oscilaciones disminuye ya que en los valores propios de la fila 6 y 10 de la tabla 4.3 la componente real hace que luego se desacelere la máquina para llegar a la referencia como se ve en la  $\Delta\omega_3$  y  $\Delta pm_3$  respectivamente.

Para la figura 4.10 se muestran las variaciones de desviación angular  $\Delta\delta_4$ , frecuencia angular  $\Delta\omega_4$  y potencia mecánica  $\Delta pm_4$  que describen el comportamiento del generador 4 del sistema Padiyar [16]. Los valores propios que corresponden a estas variables de estado son los de las filas 3, 7 y 11 como se indica en la tabla 4.3. En este generador pasa algo parecido que en el generador 2, antes del primer segundo la máquina se desacelera y luego vuelve a acelerar para que las variables sigan las referencias antes de que pasen 3 segundos como lo muestra la figura 4.10. Como la componente imaginaria del valor propio de la fila 3 es igual a cero, la variable  $\Delta\delta_4$  se caracteriza por ser exponencial decreciente así como lo indica su gráfica en la figura 4.10.

### 4.1.3. Sistema Kundur.

En la figura 4.11 se presenta el plano real - imaginario de los polos del sistema eléctrico de Kundur [11]. Los círculos de color azul son los polos del sistema antes del control en lazo cerrado y las cruces de color rojo son los polos del sistema con la matriz de control K 4.10. Los polos se desplazan por medio del control en lazo cerrado que sigue una referencia igual a cero. Los polos inicialmente son de naturaleza oscilante debido a que predomina la componente imaginaria en estos, luego se desplazan como se muestra en la tabla 4.4.

Tabla 4.4: Valores propios Sistema Kundur.

Eigenvalue	Real Imaginario (Con K)	Real Imaginario (Sin K)
1	-2.5308 + 0.0000i	0.0000 + 6.5829i
2	-4.4326 + 0.5387i	0.0000 - 6.5829i
3	-4.4326 - 0.5387i	0.0000 + 0.0000i
4	-4.1547 + 0.5082i	
5	-4.1547 - 0.5082i	



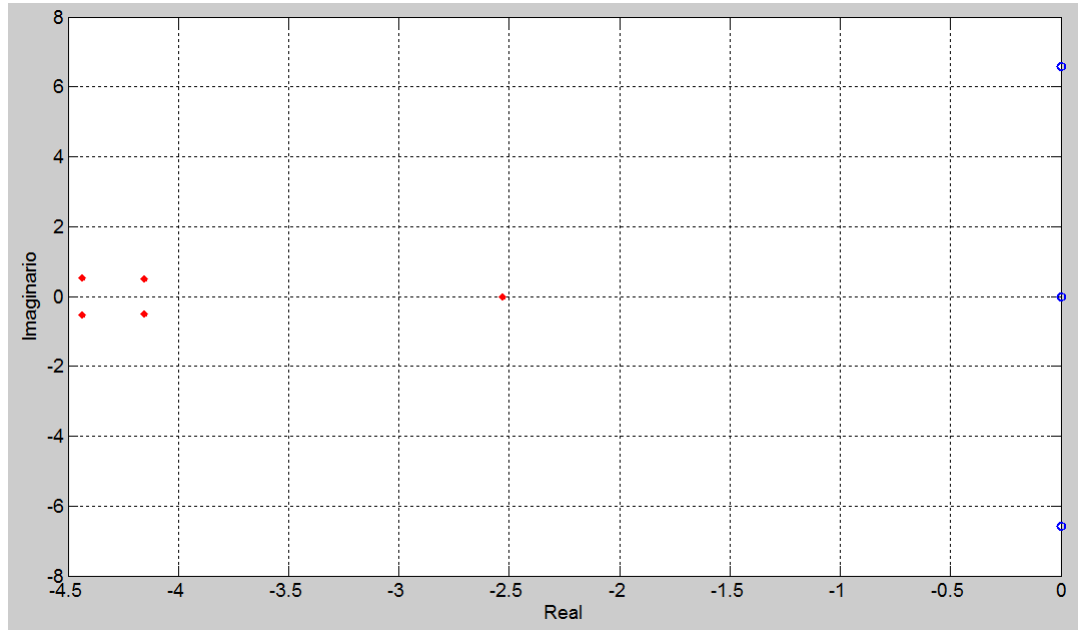


Figura 4.11: Plano Real Imaginario de los valores propios obtenidos con FO5

$$[k] = \begin{bmatrix} -104,8066 & 265,3672 & 3,7285 & 433,5282 & 7,9442 \\ 116,1623 & -37,9291 & -4,2614 & -0,1416 & 57,1089 \end{bmatrix} \quad (4.10)$$

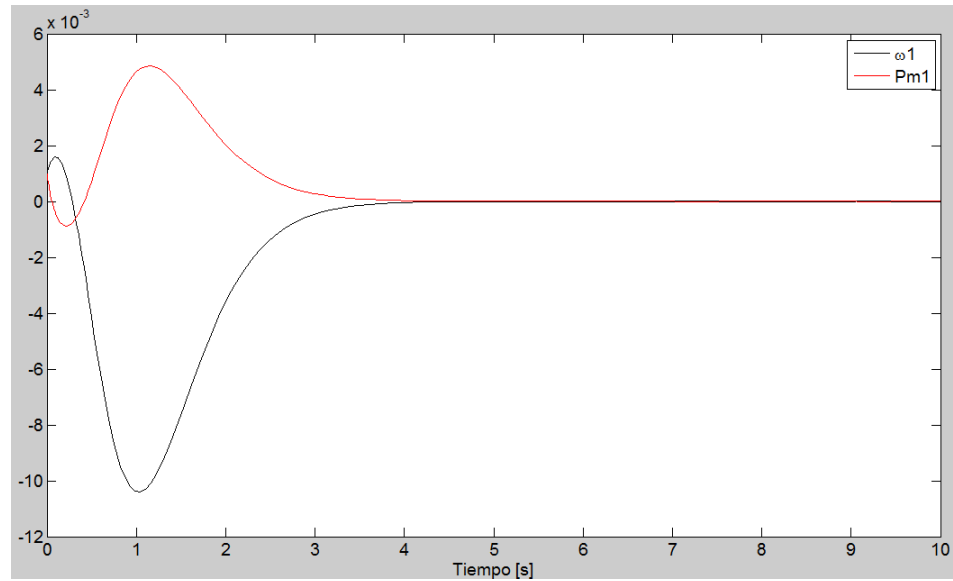


Figura 4.12: Variables de estado generador 1.

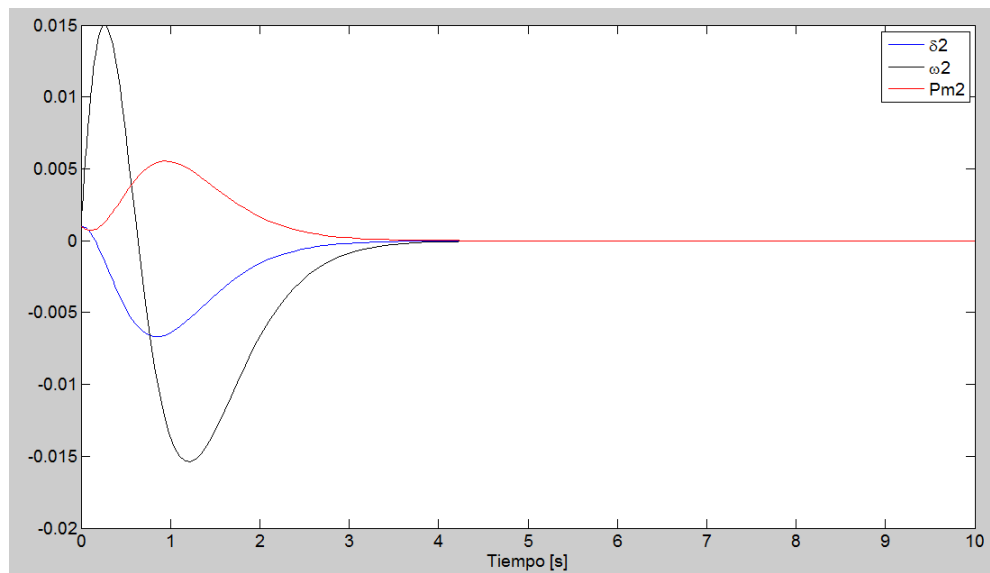


Figura 4.13: Variables de estado generador 2.

En la figura 4.12 se muestra el comportamiento de las variaciones para las variables de

estado  $\Delta\omega_1$  y  $\Delta pm_1$  que representan la desviación angular y frecuencia angular del generador 1 respectivamente. En este caso el generador 1 se desacelera y luego se acelera antes de un segundo y las variables alcanzan la referencia antes que pasen 4 segundos. Los valores propios que pertenecen a estas variables son los de las filas 2 y 4 de la tabla 4.4.

Para la figura 4.13 se presentan las variaciones de los estados del generador 2. Las variables de estado que describen este generador son la desviación angular  $\Delta\delta_2$ , frecuencia angular  $\Delta\omega_2$  y potencia mecánica  $\Delta pm_2$ . Los valores propios que pertenecen a estas variables son los de las filas 1, 3 y 5 de la tabla 4.4. El generador 2 inicialmente presenta una desaceleración leve y luego varia de tal forma que se acelera para que las variables logren seguir la referencia como se muestra en la figura 4.13.

#### 4.1.4. Sistema IEEE 39.

En la figura 4.14 se presenta el plano real - imaginario de los polos del sistema eléctrico IEEE 39. Los círculos de color azul son los polos del sistema antes del control en lazo cerrado y las cruces de color rojo son los polos del sistema con la matriz de control  $K$  4.11,4.12. Los polos se desplazan un pequeña cantidad por medio del control en lazo cerrado pero no sigue la referencia igual a cero. Los polos permanecen de naturaleza oscilante debido a que predomina la componente imaginaria en estos como se muestra en la tabla 4.5.

Tabla 4.5: Valores propios Sistema IEEE 39.

Eigenvalue	Real Imaginario (Con K)	Real Imaginario (Sin K)
1	-0.7296 +12.3716i	0.0000 +11.6038i
2	-0.7296 -12.3716i	0.0000 -11.6038i
3	-0.5904 +10.0112i	-0.0000 + 3.9566i
4	-0.5904 -10.0112i	-0.0000 - 3.9566i
5	-0.5499 + 9.3254i	-0.0000 + 6.0702i
6	-0.5499 - 9.3254i	-0.0000 - 6.0702i
7	-0.5494 + 9.3051i	-0.0000 + 6.8678i
8	-0.5494 - 9.3051i	-0.0000 - 6.8678i
9	-0.5151 + 8.7330i	-0.0000 + 7.6041i
10	-0.5151 - 8.7330i	-0.0000 - 7.6041i
11	-0.4610 + 7.8150i	-0.0000 + 8.3139i
12	-0.4610 - 7.8150i	-0.0000 - 8.3139i
13	-0.4442 + 7.5323i	-0.0000 + 8.5038i
14	-0.4442 - 7.5323i	-0.0000 - 8.5038i
15	-0.4003 + 6.7844i	0.0000 + 9.7546i
16	-0.4003 - 6.7844i	0.0000 - 9.7546i
17	-5.7355 + 0.0000i	0.0000 + 9.8396i
18	-5.4319 + 0.0000i	0.0000 - 9.8396i
19	-0.4688 + 4.7719i	0.0000 + 0.0000i
20	-0.4688 - 4.7719i	
21	-0.2208 + 1.7988i	
22	-0.2208 - 1.7988i	
23	-0.4136 + 1.3652i	
24	-0.4136 - 1.3652i	
25	-1.2662 + 0.0000i	
26	-0.0775 + 0.6855i	
27	-0.0775 - 0.6855i	
28	-0.0283 + 0.3215i	
29	-0.0283 - 0.3215i	

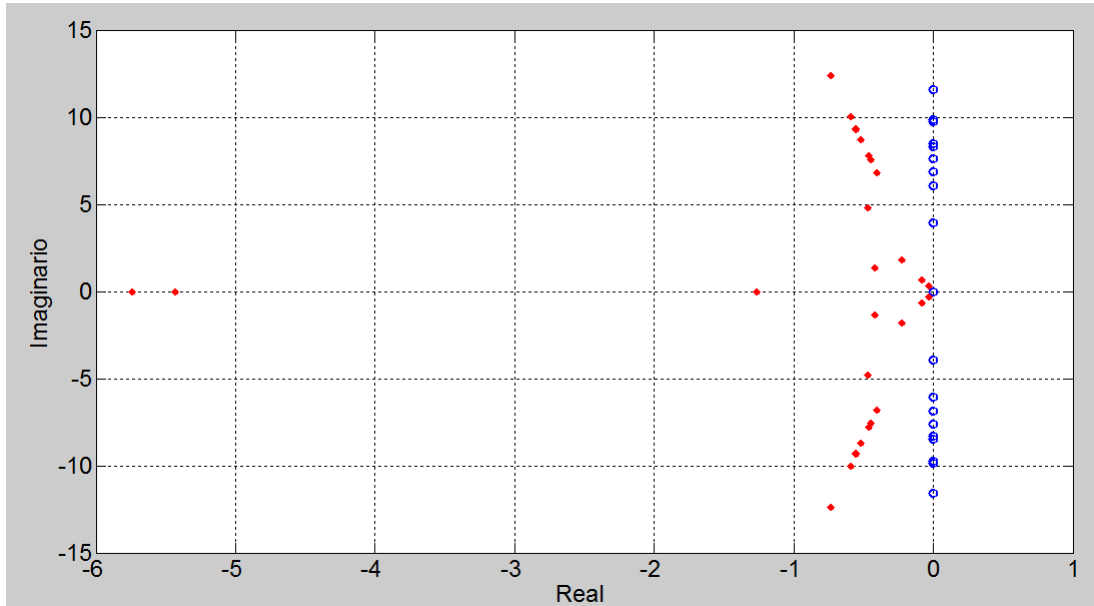


Figura 4.14: Plano Real Imaginario de los valores propios obtenidos con FO5

$$[k(1:7)^T] = \begin{bmatrix} -0,3199 & -1,7965 & 6,4569 & 3,6472 & -18,8461 & -15,1564 & -81,0557 \\ 17,1516 & -3,8310 & 2,6821 & -15,1680 & 5,7296 & -5,5068 & 2,6217 \\ 1,6500 & -5,4039 & -371,9538 & -10,5565 & 25,0971 & -9,8243 & -1,0937 \\ -1,7114 & -2,9341 & 8,2420 & -4,7287 & 0,3976 & 3,8668 & -6,7455 \\ 1,4912 & -0,8831 & 0,4369 & 1,1155 & -1,2854 & -10,9577 & -4,5866 \\ -27,1481 & 7,6048 & 3,4389 & -2,6822 & -17,0005 & -33,7985 & -2,0450 \\ 0,3226 & 8,3524 & 23,7736 & 2,0520 & 39,9837 & 13,6323 & -496,9452 \\ 34,4275 & 2,0049 & 0,6009 & 17,7656 & 2,8907 & -0,2537 & -19,5039 \\ 0,5512 & -0,0093 & -4,7609 & -0,5226 & -5,4585 & -3,0898 & -12,3761 \\ 4,0886 & 12,1822 & 3,7155 & -2,9024 & 0,5519 & 8,4718 & 23,7178 \\ -9,5649 & -2,8623 & -1,9019 & 80,8234 & 3,1318 & 0,1663 & -6,1045 \\ 8,5353 & 1,3166 & 0,8240 & -0,8592 & 8,5866 & -8,6060 & 0,9447 \\ -19,7580 & 11,6583 & -4,7935 & 126,0470 & 20,8420 & 12,4595 & 1,8428 \\ 6,1045 & 10,6879 & 17,5928 & 20,2184 & 45,3532 & 0,6057 & 5,5843 \\ 1,3788 & 130,1633 & -6,1611 & 11,6690 & -3,4977 & 2,3594 & 7,8529 \\ 8,5785 & 4,5892 & -22,1800 & 13,0232 & 1,4409 & 32,8687 & 15,4740 \\ -7,1175 & 5,4770 & -11,6823 & 11,8744 & 0,4873 & -4,9135 & 12,0872 \\ 2,9039 & -3,5272 & 1,3417 & 1,1096 & 58,7091 & 0,5063 & 2,3348 \\ -2,7168 & -1,8144 & 3,1745 & -63,2578 & -25,5344 & -7,5887 & -0,3639 \\ 9,6728 & 1,8041 & 15,3632 & 0,3275 & -5,8108 & -56,5401 & -4,9611 \\ -7,4846 & 28,7654 & 1,6596 & 3,1496 & 9,9072 & 0,7141 & -9,3015 \\ -17,3338 & 1,0857 & 12,6646 & -7,8447 & 25,7244 & -21,6958 & 1,0956 \\ -6,3094 & 0,5373 & 1,3048 & 215,6046 & -0,3860 & 16,7693 & 7,1933 \\ 4,6741 & 28,3759 & -8,7720 & 12,4542 & -1,0541 & -0,5967 & -54,7217 \\ 12,3503 & 1,2826 & 0,9917 & 9,8121 & -13,0701 & 18,6307 & 17,1289 \\ 0,3566 & -7,0526 & 0,2542 & -4,0544 & 16,2429 & 1,3851 & 80,0856 \\ 1,0054 & -13,4423 & 0,2700 & -8,7558 & 5,8469 & 3,1059 & 6,2804 \\ -18,5574 & 2,7983 & -27,9002 & -12,9106 & 3,5259 & 2,6819 & 1,4981 \\ -6,2892 & -7,4531 & 3,1983 & 2,0866 & -21,1451 & -17,0502 & 24,0614 \end{bmatrix} \quad (4.11)$$

$$[k(8 : 10)^T] = \begin{bmatrix} -0,7969 & 25,5427 & 171,4514 \\ 3,8585 & -22,2093 & 18,9902 \\ 1,6919 & -7,3011 & -14,1417 \\ 0,2844 & 2,9488 & -7,0247 \\ 9,8973 & 0,5517 & 3,7499 \\ -0,5917 & -15,7283 & 14,2590 \\ -0,7940 & 51,7591 & 141,5691 \\ -10,7409 & 2,5100 & -0,5755 \\ 2,1944 & -28,8029 & 20,4528 \\ 1,2914 & -17,1102 & -4,9266 \\ 0,1761 & 50,9622 & -1,1742 \\ 4,8194 & -0,8122 & -1,4658 \\ 1,9933 & 7,5385 & 14,6097 \\ -12,3780 & 13,9079 & -205,2943 \\ -21,0246 & 1,3720 & -0,7421 \\ 4,1325 & 22,1985 & -2,1246 \\ 31,3190 & 8,6547 & -9,4454 \\ 54,9920 & 40,5024 & -1,3741 \\ 1,7862 & -2,8793 & 186,1011 \\ 1,1001 & 2,4172 & -0,9846 \\ 2,9045 & -0,0137 & -20,1366 \\ -0,2219 & 23,5306 & 11,8590 \\ 5,1080 & 4,0204 & -85,2845 \\ 12,3916 & 10,7419 & -1,5532 \\ 2,0751 & -8,1189 & -19,6147 \\ -1,2125 & 8,6643 & -61,5413 \\ 7,6355 & 30,1180 & 2,7533 \\ -3,4785 & -1,2606 & 8,1048 \\ -0,0506 & -1,7818 & 202,5371 \end{bmatrix} \quad (4.12)$$

Los resultados que se obtuvieron con la matriz de control K 4.11, 4.12 no permiten que las variables de estado que describen los generadores sigan la referencia del controlador pero si desplazan la parte real de los valores propios siendo más negativo este valor como se muestra en la tabla 4.5 y en el plano 4.14.

#### 4.1.5. Otros resultados.

En sistema eléctrico de potencia de Anderson [15] se desconectaron las líneas L 46 y L 45 para verificar el comportamiento del algoritmo PSO y que sucedía en el sistema y esto fue lo que obtuvo:

- El algoritmo de PSO encuentra una matriz de control K 4.13 que permite desplazar los valores propios del sistema haciendo que las variables de estado sigan la referencia en un tiempo no mayor a 10 segundos como se muestran en las figuras 4.16, 4.17 y 4.18 . En la tabla 4.7 se muestran los valores propios con y sin la matriz de control K 4.13. En la figura 4.15 se muestran los polos del sistema.
- En el sistema de potencia se encuentran los voltajes de operación que se presentan en la tabla 4.6. Debido a que algunos voltajes están por debajo de la unidad, el sistema se colapsa, es decir, se presenta pérdida de uno o más elementos de la red : dos líneas y el aislamiento de un generador con su unidad de transformación. Para el caso de las líneas y el transformador, la pérdida de cualquiera de estos elementos conlleva por lo general a una redistribución de los flujos de potencia por otras líneas, que como consecuencia aumentan las pérdidas. En el caso de los generadores, si una gran parte de la generación sale de operación, las pérdidas la asumen los otros generadores de otras áreas, esto tiene como consecuencia un aumento del transporte de energía eléctrica. Si se contemplan esquemas de protecciones diferenciales y direccionales, estos actuarían en función de las corrientes diferenciales y de la dirección del ángulo de los voltajes y corrientes.



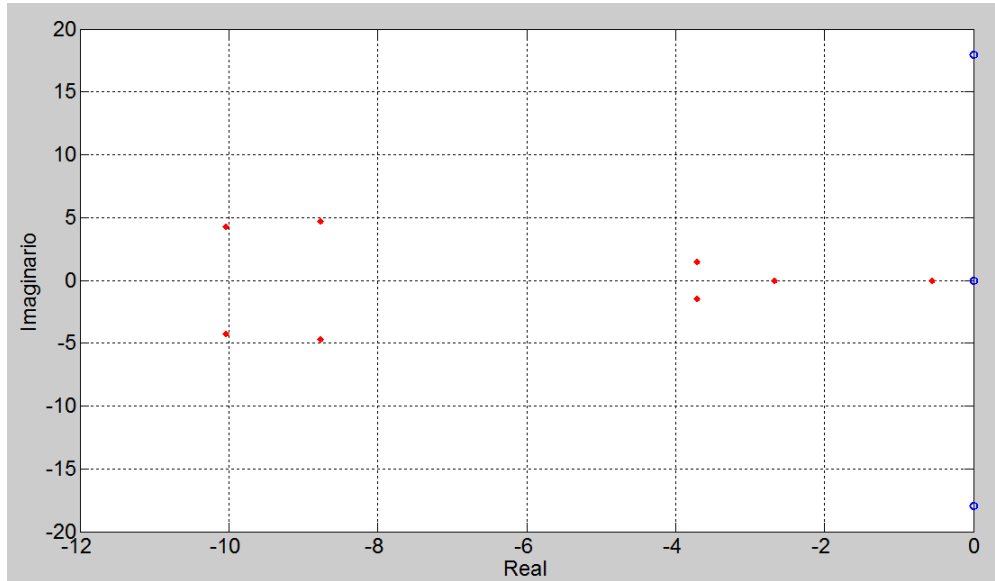


Figura 4.15: Plano Real Imaginario de los valores propios obtenidos con FO1

Tabla 4.6: voltajes

Nodo	Magnitud	Fase (Grados)
1	1.0400	0
2	1.0250	97.5556
3	1.0250	109.0592
4	1.0400	0
5	0.7562	-82.4444
6	0.1726	109.0592
7	0.0280	-82.4444
8	0.2155	97.5556
9	0.6344	109.0592

Tabla 4.7: Valores propios Sistema Anderson sin Líneas 46 y 45.

Eigenvalue	Real Imaginario (Con K)	Real Imaginario (Sin K)
1	-10.0378 + 4.2360i	0.0000 + 0.0000i
2	-10.0378 - 4.2360i	0.0000 + 17.9587i
3	-8.7669 + 4.7044i	0.0000 - 17.9587i
4	-8.7669 - 4.7044i	0.0000 + 0.0000i
5	-3.7116 + 1.4833i	0.0000 + 0.0000i
6	-3.7116 - 1.4833i	
7	-2.6651 + 0.0000i	
8	-0.5542 + 0.0000i	

$$[k] = 1,0e+03 \begin{bmatrix} -0,0052 & -0,0042 & 0,0093 & 0,0112 & -0,0156 & 0,0173 & -0,0153 & -0,0076 \\ -0,0067 & -0,0082 & -0,0074 & 0,0009 & 0,0411 & 0,0226 & 0,5018 & -0,0052 \\ -0,0700 & 2,6567 & 0,0028 & 0,0070 & 0,0392 & 0,0110 & -0,0082 & 0,6842 \end{bmatrix} \quad (4.13)$$

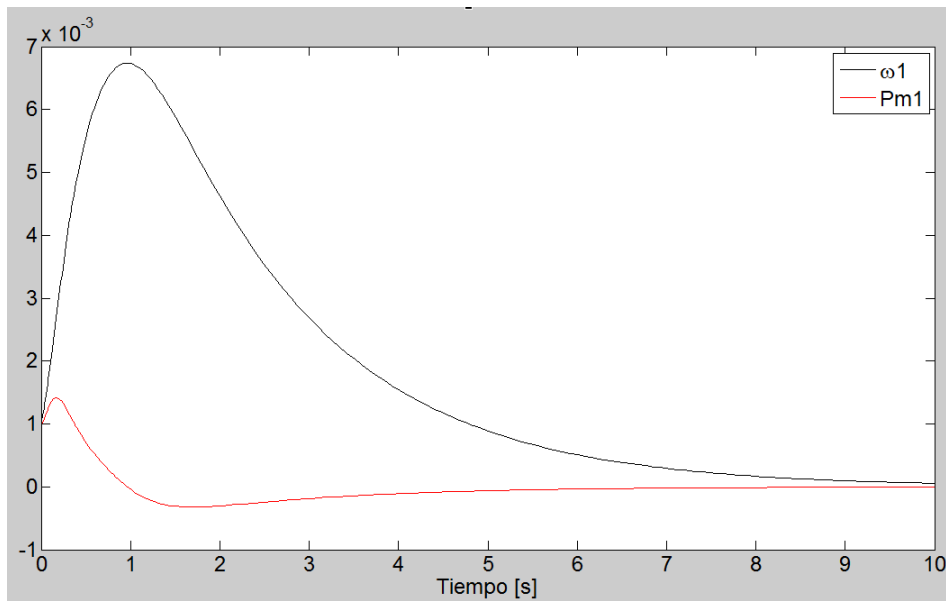


Figura 4.16: Variables de estado generador 1.

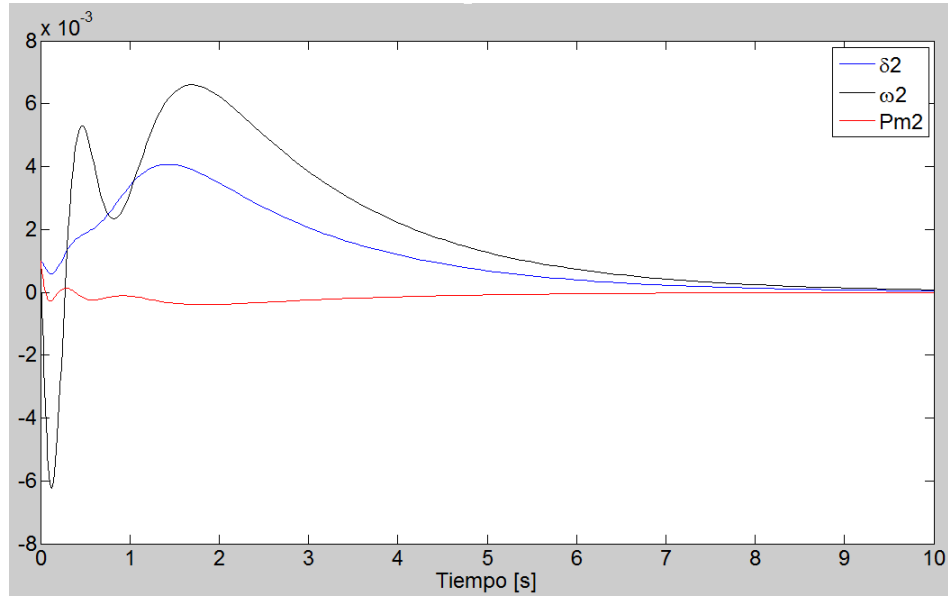


Figura 4.17: Variables de estado generador 2.

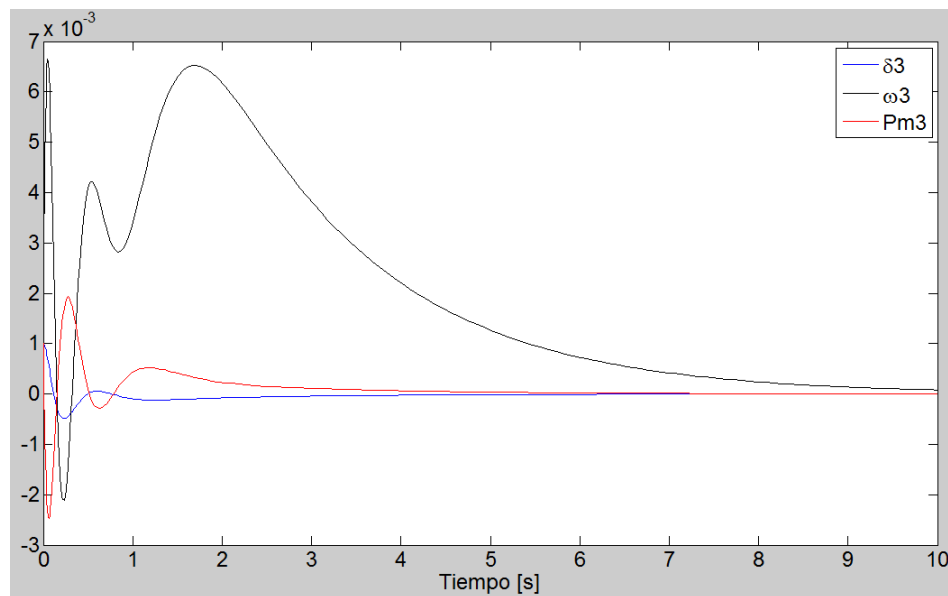


Figura 4.18: Variables de estado generador 3.

# Capítulo 5

## Conclusiones

- Por medio de observaciones para los sistemas de prueba mencionados en este trabajo de grado se usaron las funciones objetivos que permitieron desplazar la parte real de los valores propios de los sistemas Anderson, Padiyar y Kundur. Todas las funciones objetivo desplazaron la parte real de los valores propios de los sistemas; pero solo se encontró que la función de la fila 5 de la tabla 4.1 desplazó hacia la parte más negativa la componente real de los polos del sistema en lazo cerrado. También se encontró que esta función mejoró la respuesta de las variaciones de los estados de cada generador para cada sistema logrando seguir una referencia.
- No todas las funciones objetivos se pueden usar en los sistemas. Esto se debe al tamaño y complejidad de los sistemas (algunos son más inestables que otros), algunas funciones mejoran la respuesta de las variaciones de los estados de las máquinas; otras no lo hacen y solo llevan a los sistemas para que se comporten de manera oscilante o simplemente los hagan inestables.
- En el sistema IEEE 39 no se logró controlar por completo las variables de estado de éste debido a su extensión. Cuando se usó el algoritmo de PSO para encontrar una matriz  $K$  de control en lazo cerrado que mejore la estabilidad del sistema, las variables se comportaron de manera errante, es decir, debido al número elevado de variables y que la matriz  $A$  de la ecuación 3.17 es de naturaleza dispersa y se acerca a la singularidad, las partículas encuentran puntos intermedios de la solución pero no encuentran el punto final que haga converger el algoritmo.
- Para los sistemas eléctricos de Anderson, Padiyar y Kundur se logró mejorar la estabilidad de estos por medio del control en lazo cerrado. Se encontró una matriz de control  $K$

por medio del algoritmo de PSO que estabilizara las variaciones de los estados que representaron cada sistema en menos de 5 segundos logrando seguir la referencia así como se muestran en las figuras del capítulo 4.

- La sociedad moderna depende ahora de un suministro continuo de energía eléctrica, considerando integrar generación limpia y acercase cada vez más al concepto de redes inteligentes. Pero la energía suministrada por la red eléctrica no siempre es limpia, o continua, y hay que adoptar medidas para atenuar este problema. El primer paso para el diseño de la solución para la protección de la energía eléctrica es conocer los tipos de problemas de calidad de la energía en la alimentación suministrada y la naturaleza de las cargas que se conectan, por lo anterior se debe considerar el uso de elementos como PMUs y sistemas SCADA que permitan monitorear, conocer y controlar los sistemas de potencia y así asegurar cada etapa de la cadena de la producción de energía eléctrica desde las zonas de generación, pasando por la transmisión hasta llegar a los centros de consumo.
- Para cada escenario de generación es necesario calcular de nuevo una matriz de control  $K$  porque los sistemas cambian de topología y se deben satisfacer matemáticamente las ecuaciones diferenciales y las funciones objetivo, lo anterior se debe cumplir para realizar un desplazamiento de la parte real de los valores propios y así ver el efecto sobre la estabilidad de las variables de estado de cada sistema.



# Capítulo 6

## Anexos

### 6.1. Sistema Anderson.

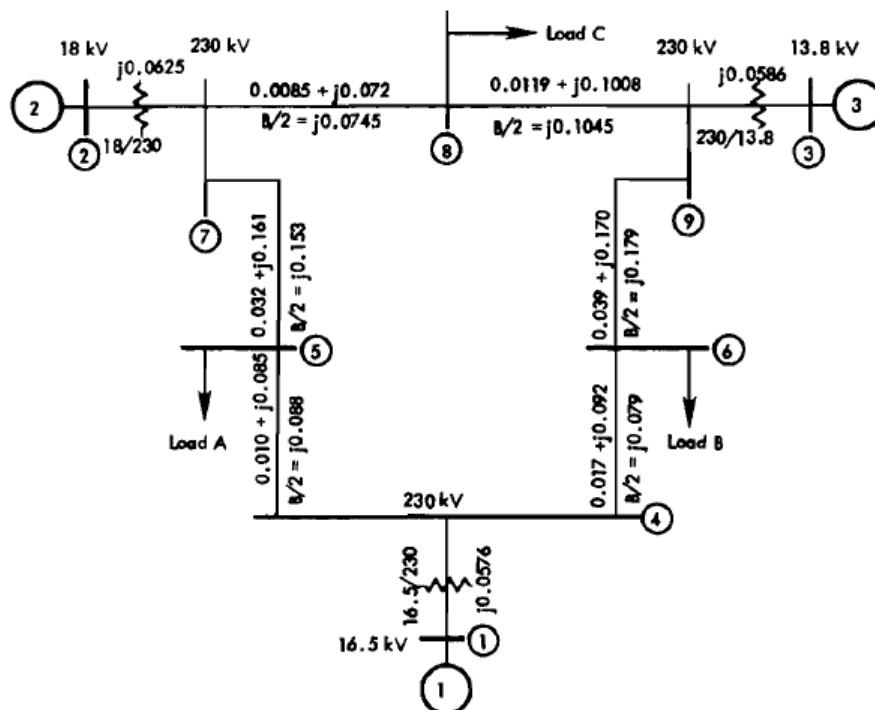


Figura 6.1: Diagrama Unifilar Sistema Anderson

Tabla 6.1: Datos Líneas Sistema Anderson.

Envío	Recibo	r	x	b/2
1	4	0.0000	0.0576	0.0000
2	7	0.0000	0.0625	0.0000
3	9	0.0000	0.0586	0.0000
4	5	0.0100	0.0850	0.0880
4	6	0.0170	0.0920	0.0790
5	7	0.0320	0.1610	0.1530
6	9	0.0390	0.1700	0.1790
7	8	0.0085	0.0720	0.0745
8	9	0.0119	0.1008	0.1045

Tabla 6.2: Datos Generadores Sistema Anderson.

N	Pg	Vn	xd	xd <sup>1</sup>	xq	xq <sup>1</sup>	H	D	M
1	NaN	1.040	0.0000	0.0608	0	0	23.64	0	25
2	1.63	1.025	0.0000	0.1198	0	0	6.80	0	25
3	0.85	1.025	0.0000	0.1813	0	0	3.01	0	25

Tabla 6.3: Datos Carga Sistema Anderson.

N	P	Q
5	1.25	0.50
6	0.90	0.30
8	1.00	0.35



### 6.2. Sistema Padiyar.

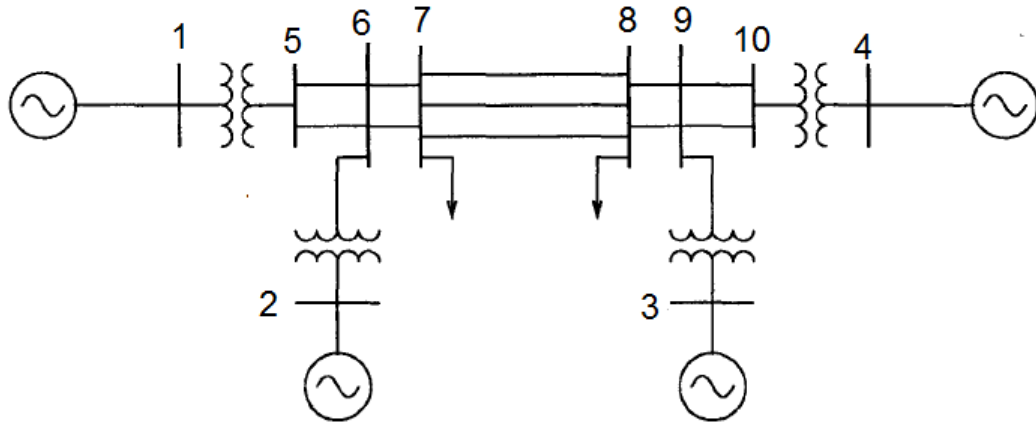


Figura 6.2: Diagrama Unifilar Sistema Padiyar

Tabla 6.4: Datos Líneas Sistema Padiyar.

Envío	Recibo	r	x	b/2
1	5	0.001	0.012	0.0000
2	6	0.001	0.012	0.0000
7	8	0.022	0.22	0.33
7	8	0.022	0.22	0.33
7	8	0.022	0.22	0.33
7	6	0.002	0.02	0.03
7	6	0.002	0.02	0.03
4	10	0.001	0.012	0.00
3	9	0.001	0.012	0.00
8	9	0.002	0.02	0.03
8	9	0.002	0.02	0.03
5	6	0.005	0.05	0.075
5	6	0.005	0.05	0.075
10	9	0.005	0.05	0.075
10	9	0.005	0.05	0.075

Tabla 6.5: Datos Generadores Sistema Padiyar.

N	Pg	Vn	xd	xd <sup>1</sup>	xq	xq <sup>1</sup>	H	D	M
1	NaN	1.040	0.2000	0.0330	0.19	0.061	54	0	25
2	8.00	1.025	0.2000	0.0330	0.19	0.061	54	0	25
3	8.00	1.025	0.2000	0.0330	0.19	0.061	63	0	25
4	8.00	1.025	0.2000	0.0330	0.19	0.061	63	0	25

Tabla 6.6: Datos Carga Sistema Padiyar.

N	P	Q
7	11.59	2.12
8	15.75	2.88

### 6.3. Sistema Kundur.

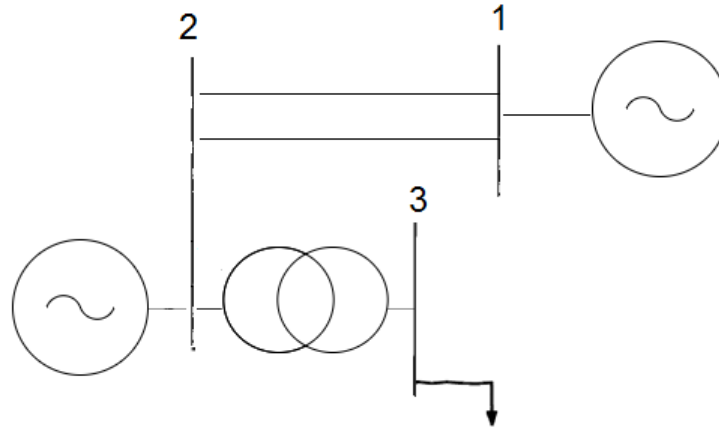


Figura 6.3: Diagrama Unifilar Sistema Kundur

Tabla 6.7: Datos Líneas Sistema Kundur.

Envío	Recibo	r	x	b/2
1	2	0.0000	0.5	0.0000
1	2	0.0000	0.93	0.0000
2	3	0.0000	0.15	0.0000

Tabla 6.8: Datos Generadores Sistema Kundur.

N	Pg	Vn	xd	xd <sup>1</sup>	xq	xq <sup>1</sup>	H	D	M
1	NaN	0.995	0.0000	0.1000	0	0	25.00	0	25
2	1.63	1.000	0.0000	0.3000	0	0	3.50	0	25

Tabla 6.9: Datos Carga Sistema Kundur.

N	P	Q
1	0.0	0.0
2	0.0	0.0
3	0.9	0.3

### 6.4. Sistema IEEE 39.

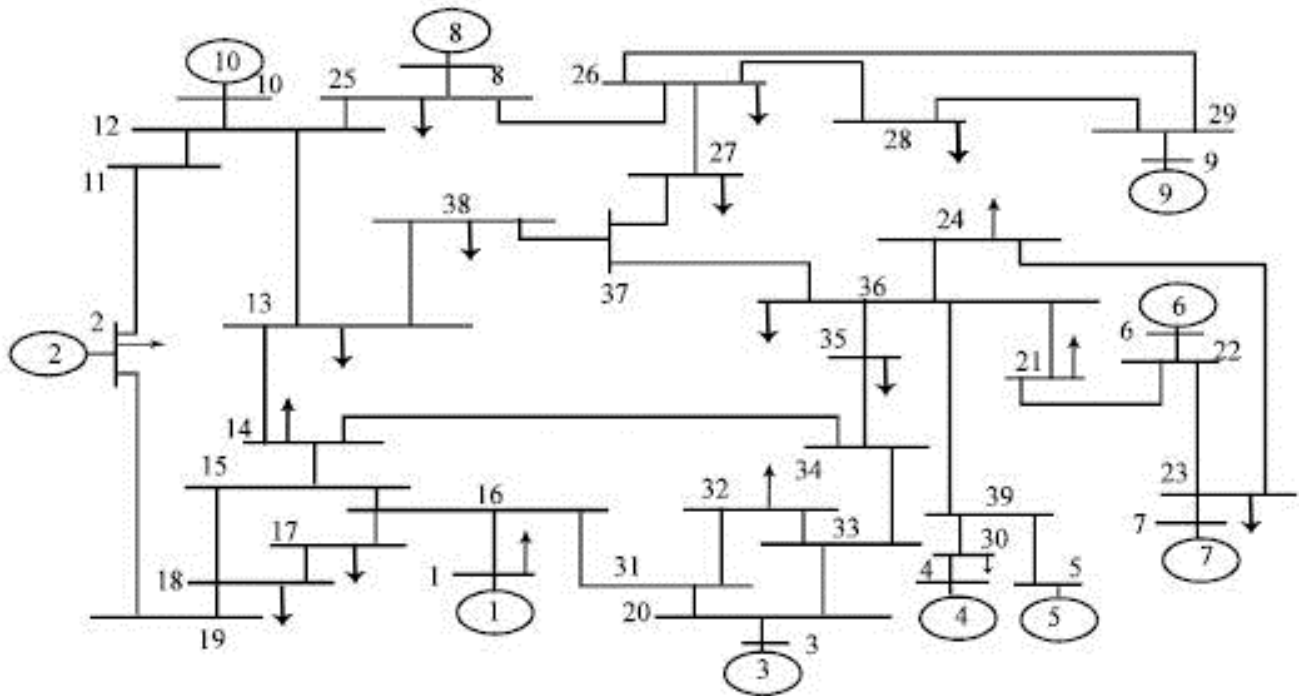


Figura 6.4: Diagrama Unifilar Sistema IEEE39

Tabla 6.10: Datos Líneas Sistema IEEE 39.

Envío	Recibo	r	x	b/2
37	27	0.0013	0.0173	0.1608
37	38	0.0007	0.0082	0.0659
36	24	0.0003	0.0059	0.0340
36	21	0.0008	0.0135	0.1274
36	39	0.0016	0.0195	0.1520
36	37	0.0007	0.0089	0.0671
35	36	0.0009	0.0094	0.0855
34	35	0.0018	0.0217	0.1830
33	34	0.0009	0.0101	0.0862
28	29	0.0014	0.0151	0.1245
26	29	0.0057	0.0625	0.5145
26	28	0.0043	0.0474	0.3901
26	27	0.0014	0.0147	0.1198
25	26	0.0032	0.0323	0.2565
23	24	0.0022	0.0350	0.1805
22	23	0.0006	0.0096	0.0923
21	22	0.0008	0.0135	0.1274
20	33	0.0004	0.0043	0.0365
20	31	0.0004	0.0043	0.0365
19	2	0.0010	0.0250	0.6000
18	19	0.0023	0.0363	0.1902
17	18	0.0004	0.0046	0.0390
16	31	0.0007	0.0082	0.0694
16	17	0.0006	0.0092	0.0565
15	18	0.0008	0.0112	0.0738
15	16	0.0002	0.0026	0.0217
14	34	0.0008	0.0129	0.0691
14	15	0.0008	0.0128	0.0671
13	38	0.0011	0.0133	0.1069
13	14	0.0013	0.0213	0.1107
12	25	0.0070	0.0086	0.0730
12	13	0.0013	0.0151	0.1286
11	12	0.0035	0.0411	0.3493
11	2	0.0010	0.0250	0.3750

Tabla 6.11: Datos Líneas Sistema IEEE 39.

Envío	Recibo	r	x	b/2
39	30	0.0007	0.0138	0
39	5	0.0007	0.0142	0
32	33	0.0016	0.0435	0
32	31	0.0016	0.0435	0
30	4	0.0009	0.0180	0
29	9	0.0008	0.0156	0
25	8	0.0006	0.0232	0
23	7	0.0005	0.0272	0
22	6	0	0.0143	0
20	3	0	0.0200	0
16	1	0	0.0250	0
12	10	0	0.0181	0

Tabla 6.12: Datos Generadores Sistema IEEE 39.

N	Pg	Vn	xd	xd <sup>1</sup>	xq	xq <sup>1</sup>	H	D	M
1	NaN	0.982	0.2950	0.0647	0.2820	0.0647	30.3	0	25
2	10.00	1.030	0.0200	0.0060	0.0190	0.0060	500.0	0	25
3	6.50	0.984	0.2495	0.0531	0.2370	0.0531	35.8	0	25
4	5.08	1.012	0.3300	0.0660	0.3100	0.0660	26.0	0	25
5	6.32	0.997	0.2620	0.0436	0.2580	0.0436	28.6	0	25
6	6.50	1.049	0.2540	0.0500	0.2410	0.0500	34.8	0	25
7	5.60	1.064	0.2950	0.0490	0.2920	0.0490	26.4	0	25
8	5.40	1.027	0.2900	0.0570	0.2800	0.0570	24.3	0	25
9	8.30	1.026	0.2106	0.0570	0.2050	0.0570	34.5	0	25
10	2.50	1.047	0.2000	0.0040	0.1900	0.0040	42.0	0	25

Tabla 6.13: Datos Carga Sistema IEEE 39.

N	P	Q
1	0.0920	0.0460
2	11.040	2.5000
13	3.2200	0.0240
14	5.0000	1.8400
17	2.3380	0.8400
18	5.2200	1.7600
21	2.7400	1.1500
23	2.7450	0.8466
24	3.0860	0.9220
25	2.2400	0.4720
26	1.3900	0.1700
27	2.8100	0.7550
28	2.0600	0.2760
29	2.8350	0.2690
30	6.2800	1.0300
32	0.0750	0.8800
35	3.2000	1.5300
36	3.2940	0.3230
38	1.5800	0.3000

# Bibliografía

- [1] A. Chakraborty and P. Khargonekar, “Introduction to wide-area control of power systems,” in *American Control Conference (ACC), 2013*, June 2013, pp. 6758–6770.
- [2] Machowski, *Machowski*. Jan Machowski, 2010.
- [3] G. Zweigle and V. Venkatasubramanian, “Wide-area optimal control of electric power systems with application to transient stability for higher order contingencies,” *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 28, no. 3, pp. 2313–2320, Aug 2013.
- [4] R. A. L. Samuel Sanchez Moreno, “Aspectos técnicos de una wams con pmus.” 2014.
- [5] F. Song, T. Bi, and Q. Yang, “Study on wide area measurement system based transient stability control for power system,” in *Power Engineering Conference, 2005. IPEC 2005. The 7th International*, Nov 2005, pp. 757–760 Vol. 2.
- [6] Y. CHOMPOOBUTRGOOL, *Concepts for Power System Small Signal Stability Analysis and Feedback Control Design Considering Synchrophasor Measurements*. KTH School of Electrical Engineering, SE-100 44 Stockholm, SWEDEN, 2012.
- [7] M. Chenine, L. Vanfretti, S. Bengtsson, and L. Nordström, “Implementation of an experimental wide-area monitoring platform for development of synchronized phasor measurement applications,” *X*, pp. 1–8, July 2011.
- [8] M. Anjia, Y. Jiayi, and G. Zhizhong, “Pmu placement and data processing in wams that complements scada,” in *Power Engineering Society General Meeting, 2005. IEEE*, June 2005, pp. 780–783 Vol. 1.
- [9] G. V. S. M. I. Vladimir Terzija Senior Member IEEE, “Wide-area monitoring, protection, and control of future electric power networks,” *Proceedings of the IEEE*, 2011.



- [10] J. E. G. Ramon A. Leon., “Sistema de respaldo nacional ante eventos de gran magnitud. una aplicacion de redes inteligentes en el sistema de transmision nacional de energia.” 2011.
- [11] P. Kundur, *Power Systems Stability and Control.*, N. J. Balu, M. G. L. P. systems planning, and C. operations program. Electrical systems division. Electric power research institute. 3412 Hillvies Avenue, Palo Alto, Eds. McGraw Hill, 1993.
- [12] M. Shahidehpour and M. Eremia, *HANDBOOK OF ELECTRICAL POWER SYSTEM DYNAMICS.*, M. S. Mircea Eremia, Ed. JohnWiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey., 2013.
- [13] J. M. G. Nieto, “Algoritmos basados en cmulos de partlas para la resoluci problemas complejos,” *Mga. Departamento de Lenguajes y Ciencias de la Computaci*, 2006.
- [14] B. Birge, “A particle swarm optimization (pso) primer, wiht applications.” *IEEE Swarm Intelligence Symposium Proceedings*, 2003.
- [15] A. A. F. P. M. Anderson, *Power System Control and Stability*, S. E. Mohamed E. El-Hawary, Ed. JOHN WILEY & SONS, INC., 2003.
- [16] K. R. Padiyar, *POWER SYSTEM DYNAMICS Stability and control*, 2003.