



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**VALIDACIÓN DE UN CONTROLADOR PARA
MEJORAR LA ESTABILIDAD TRANSITORIA DE
GENERADORES SÍNCRONOS**

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniero Eléctrico Electrónico

P R E S E N T A

Emmanuel Rodríguez Monzón

DIRECTOR DE TESIS

Dr. Natanael Vieyra Valencia



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2024

*A la Facultad de Ingeniería y a la Universidad, por la formación que me han dado.
Es gracias a ustedes que es posible el presente trabajo.
En verdad, gracias.
Yo.*

Reconocimientos

También quisiera reconocer a mis padres, sin quienes no me hubiera sido posible llegar a estas etapas de mi trayectoria académica. Les agradezco su comprensión y apoyo incondicional en cada uno de mis pasos académicos, por ser mi piedra angular y mi sustento en los momentos más complicados. En esos momentos cuando sentía que no podía más, siempre estuvieron ahí para darme ánimo y motivación cuando más lo necesitaba. Sin su ayuda no sería la persona que soy en estos momentos. Por todo, gracias.

De igual forma, me gustaría agradecer a mis hermanas por sus palabras de aliento y sus oraciones. Siempre han sido un modelo a seguir en mi vida; son las personas que más admiro. Su tenacidad y esfuerzo al realizar cada proyecto es una inspiración para mí. A cada uno de los integrantes de mi familia les doy las gracias por su apoyo incondicional y por sus valiosos consejos, que siempre atesoraré.

Le agradezco a mi tutor de tesis, el Dr. Natanael Vieyra Valencia, por compartir su conocimiento conmigo, por guiarme en cada paso de esta investigación, por impulsar mi interés en la investigación e incrementar mis deseos por seguir avanzando en mi formación académica y profesional. Gracias por haberme motivado a elaborar esta tesis y un artículo de congreso, de los cuales me llevo muchas experiencias que me servirán en futuros proyectos.

Gracias al Dr. César Ángeles Camacho por permitirme trabajar en su Laboratorio de Investigación de Redes Eléctricas Inteligentes. Gracias a esta oportunidad, pude adquirir un mayor conocimiento de los sistemas eléctricos de potencia de la mano de expertos en la materia. Le agradezco a cada uno de los integrantes del laboratorio, pues de ustedes aprendí diversas herramientas que me servirán para continuar con mi vida profesional. Le agradezco al Dr. Paul Rolando Maya, quien me ofreció su ayuda en cada uno de los procesos de registro del artículo y de la tesis.

Le agradezco a todos mis profesores de la carrera; de cada uno aprendí cosas valiosas que me llevaron a ser la persona que, a día de hoy, presenta este trabajo de tesis. Especialmente, quisiera agradecer a mis profesores de mi primer semestre de carrera. Pese a los acontecimientos ocurridos en ese momento, no me permitieron desistir de mi meta. En especial, al Ing. Héctor Hernández, quien fuera de su horario de clase me apoyó a estudiar y repasar temas aunque no fueran de su asignatura. Gracias a su ayuda, pude aprobar mis primeras materias en la facultad de ingeniería. De igual forma,

le agradezco a la Dra. Azucena Escobedo Izquierdo, quien fuese mi tutora de carrera. Le agradezco por siempre estar al pendiente de mi situación académica. Le agradezco al profesor David Espinoza, quien fuese mi guía en los momentos más complicados de la carrera y quien me ayudó a repasar antecedentes de matemáticas y física.

La facultad de ingeniería me dio la oportunidad de formar lazos de amistad con personas que atesoraré en mi corazón. A todos mis amigos y amigas, les quiero agradecer por ser parte de este proceso. Ustedes fueron un valioso motor para mí en los momentos más complicados de la carrera.

Le doy gracias a Dios por su profunda gratitud, por las bendiciones y oportunidades que me ha brindado a lo largo de este viaje académico. Ahora puedo decir ".E^benezer, pues hasta aquí nos ha ayudado el Señor", quien ha sido mi fortaleza en los momentos más desafiantes y mi guía en cada paso del camino.

A todas las personas que no mencioné, pero que fueron parte de este proceso, les agradezco de corazón todo su apoyo.

Declaración de autenticidad

Por la presente declaro que, salvo cuando se haga referencia específica al trabajo de otras personas, el contenido de esta tesis es original y no se ha presentado total o parcialmente para su consideración para cualquier otro título o grado en esta o cualquier otra Universidad. Esta tesis es resultado de mi propio trabajo y no incluye nada que sea el resultado de algún trabajo realizado en colaboración, salvo que se indique específicamente en el texto.

Emmanuel Rodríguez Monzón. Ciudad Universitaria, CDMX, Mayo, 2024

Resumen

La estabilidad de una máquina síncrona conectada a un bus infinito (SMIB, por sus siglas en inglés) es mejorada a través de un controlador no lineal por retroalimentación de salida basado en observador impulsado por la medición del ángulo de carga con un marco constructivo: (i) diseñado bajo una estrategia de control linealizante entrada-salida, (ii) con dinámica lineal de lazo cerrado de polo asignable, (iii) con un observador geométrico lineal de tipo Luenberger (con acción integral para identificar y compensar perturbaciones), y (iv) rechazo de errores de modelado y perturbaciones de entrada no medidas junto con un esquema de sintonización simple. Como resultado, el controlador basado en observador propuesto tiene un diseño más sistemático y una garantía prioritaria de funcionamiento robusto con un equilibrio adecuado entre respuesta transitoria, robustez en relación con las perturbaciones exógenas del modelo, esfuerzo de control y un esquema de sintonización convencional relativamente simple en comparación con los controladores industriales convencionales como el Estabilizador de Sistemas de Potencia y el Regulador Automático de Voltaje (PSS/AVR). El controlador presentado es evaluado en un ejemplo representativo mediante simulaciones numéricas y se compara con el esquema de control tradicional PSS/AVR.

Índice general

Índice de figuras	XIII
Índice de tablas	XV
1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Hipótesis	1
1.3. Contribuciones	2
1.4. Estado del Arte	2
1.5. Estructura de la Tesis	4
2. Generador Síncrono Conectado a un Bus Infinito	7
2.1. Sistemas Eléctricos de Potencia	7
2.2. Problemas Asociados a la Operación de los SEP	9
2.2.1. Estabilidad de Ángulo de Rotor	11
2.2.2. Estabilidad de Voltaje	11
2.2.3. Estabilidad de Frecuencia	12
2.3. Máquinas Eléctricas	12
2.3.1. Generadores y Motores Eléctricos	12
2.3.1.1. Leyes de Maxwell	14
2.3.2. Generadores Síncronos	16
2.4. Generador Síncrono Conectado a un Bus Infinito	17
2.4.1. Modelo Matemático	19
2.4.2. Voltaje en Terminales	20
2.4.3. Obtención de los Puntos de Operación	21
2.4.4. Estabilidad de los Puntos de Operación	22
2.5. Controladores Industriales	26
2.5.1. Regulador Automático de Voltaje (AVR)	27
2.5.2. Estabilizador de Sistemas de Potencia (PSS)	28
2.5.3. Implementación de los Controladores PSS/AVR	30

3. Diseño del Controlador	33
3.1. Modelo Alternativo del Generador Síncrono Conectado a un Bus Infinito (SMIB)	33
3.2. Modelo de Control	34
3.3. Control por Retroalimentación de Estados	35
3.4. Control Basado en Observador	37
4. Simulaciones Numéricas	41
4.1. Esquema de Prueba.	41
4.2. Falla Trifásica	42
4.2.1. Simulación Numérica del Sistema a Lazo Abierto	42
4.2.2. Simulaciones Numérica Aplicando Controladores Industriales Convencionales PSS/AVR	44
4.2.2.1. Sintonización de los controladores PSS/AVR	45
4.2.3. Simulaciones Numéricas Aplicando el Control Alternativo Propuesto	49
4.2.4. Comparación entre controladores	53
4.3. Falla en el Devanado de Excitación	56
4.3.1. Comparación entre controladores	56
5. Conclusiones	59
5.1. Trabajo Futuro	59
Bibliografía	61

Índice de figuras

2.1. Configuración y estructura de un sistema eléctrico de potencia [1] . . .	9
2.2. Clasificación de Estabilidad en un Sistema Eléctrico de Potencia [2] . .	10
2.3. Relación entre sistema eléctrico y sistema mecánico	13
2.4. Estructura básica de un generador o motor eléctrico, rotor y estator (entrehierro uniforme) [3]	14
2.5. Un núcleo magnético sencillo que muestra la Ley de Ampère [4]	15
2.6. Circuito equivalente por fase de un generador síncrono [4]	18
2.7. Ejemplo de una configuración de una red eléctrica [5]	18
2.8. Generador síncrono conectado a un bus infinito [6]	19
2.9. Curva de operación para puntos de equilibrio	22
2.10. Eigenvalores asociados a la dinámica del sistema	24
2.11. Foco Estable	25
2.12. Punto silla	25
2.13. Eigenvalores asociados a la dinámica del sistema	26
2.14. Estructura de un sistema de control conformado por AVR/PSS	27
2.15. Diagrama de bloques de un sistema AVR [7]	27
2.16. Modelo real de un sistema AVR [8, 9]	29
2.17. Diagrama de bloques de un sistema PSS [5]	30
2.18. Diagrama de bloques de la implementación AVR+PSS [5]	31
4.1. Ángulo de carga a lazo abierto, con falla trifásica	42
4.2. Ángulo de carga a lazo abierto, con falla trifásica	43
4.3. Velocidad síncrona a lazo abierto, con falla trifásica	43
4.4. Voltaje de cuadratura a lazo abierto, con falla trifásica	43
4.5. Potencia eléctrica a lazo abierto, con falla trifásica	44
4.6. Potencia eléctrica a lazo abierto, con falla trifásica	44
4.7. Diagrama del control a lazo cerrado PSS/AVR, sintonizado	46
4.8. Ángulo de carga a lazo cerrado, con falla trifásica	47
4.9. Velocidad síncrona a lazo cerrado, con falla trifásica	47
4.10. Voltaje de cuadratura a lazo cerrado, con falla trifásica	47
4.11. Potencia eléctrica a lazo cerrado, con falla trifásica	48
4.12. Voltaje en terminales a lazo cerrado, con falla trifásica	48

ÍNDICE DE FIGURAS

4.13. Voltaje de campo, señal de control del sistema proveniente de los controladores PSS/AVR	49
4.14. Diagrama del controlador alternativo	49
4.15. Ángulo de carga con el control propuesto, con falla trifásica	50
4.16. Velocidad síncrona con el control propuesto, con falla trifásica	51
4.17. Potencia eléctrica con el control propuesto, con falla trifásica	51
4.18. Voltaje de cuadratura con el control propuesto, con falla trifásica	52
4.19. Potencia eléctrica con el control propuesto, con falla trifásica	52
4.20. Señal V_x , proveniente del control lineal	53
4.21. Voltaje de campo, entrada de control del sistema proveniente del control propuesto	53
4.22. Comparación del Ángulo de Carga, con Falla Trifásica	54
4.23. Comparación de la Velocidad Angular Relativa, con falla Trifásica	54
4.24. Comparación del Voltaje de Cuadratura, con falla Trifásica	55
4.25. Comparación de la Potencia Eléctrica, con falla Trifásica	55
4.26. Ángulo de carga, con falla en el devanado de excitación	57
4.27. Velocidad angular relativa, con falla en el devanado de excitación	57
4.28. Voltaje de cuadratura, con falla en el devanado de excitación	58
4.29. Potencia eléctrica, con falla en el devanado de excitación	58

Índice de tablas

2.1. Valores de ganancias y constantes de tiempo para un sistema AVR . . .	28
4.1. Parámetros del sistema SMIB	41
4.2. Porcentaje de mejora para falla trifásica	55
4.3. Porcentaje de mejora para falla en el devanado de excitación	58

Introducción

1.1. Motivación

La operación de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) puede ser afectado por diferentes tipos de perturbaciones: fallas simétricas, asimétricas, cambios de carga, pérdidas de unidades de generación, incertidumbres paramétricas (variación o inexactitud en los valores de los parámetros), etc. Usualmente, la estabilidad de ángulo y de voltaje, es mejorada por medio de controladores por excitación, como lo es el, estabilizador de sistemas de potencia (PSS, por sus siglas en inglés) y el regulador automático de voltaje (AVR, por sus siglas en inglés). A pesar de la comprobada funcionalidad del esquema de control (PSS/AVR) frente a problemas de estabilidad transitoria, son controladores lineales que poseen una sintonización compleja y carecen de robustez ante perturbaciones e incertidumbres paramétricas.

Lo anterior motiva el presente trabajo de tesis, el cual reside en el diseño y validación de un esquema de control no lineal por retroalimentación de salida basado en observador (conducido por la medición del ángulo de carga) un proceso de diseño más sistemático acompañado de un rendimiento mejorado. Con el fin de igualar y mejorar el desempeño de los controladores industriales tradicionales (PSS/AVR). Primordialmente, el controlador propuesto tendrá la capacidad de mejorar la estabilidad de ángulo de una máquina síncrona, permitiendo su correcto funcionamiento dentro de los límites operativos de voltaje. Además, debe ser capaz de identificar y compensar perturbaciones desconocidas (no medidas), robusto ante incertidumbres paramétricas y ruido en las mediciones, junto con un esquema de sintonización sencillo con sentido práctico.

1.2. Hipótesis

La investigación presentada en este trabajo de tesis es planteada bajo las siguientes hipótesis:

- Para estudios de estabilidad es posible representar un SEP (sistema interconec-

tado con múltiples máquinas) a un solo generador conectado a un bus infinito (SMIB, por sus siglas en inglés), con parámetros que tienen variaciones en torno a su valor nominal [10].

- El comportamiento dinámico de una máquina síncrona conectada a un bus infinito puede ser representada por medio del modelo clásico de decaimiento de flujo [6].
- El ángulo de carga puede ser medido mediante un dispositivo instalado en la planta de energía (un sensor colocado directamente en el rotor del generador) [11].
- La dinámica de una máquina síncrona puede ser aumentada considerando una variable de estado adicional que describa las no linealidades del sistema, errores de modelado, incertidumbres paramétricas y dinámicas parásitas.
- Por medio de un esquema de estimación conducido por la medición del ángulo de carga es posible estimar la velocidad relativa, el voltaje de cuadratura, la potencia eléctrica, y el estado aumentado.

1.3. Contribuciones

A continuación se presentan las principales contribuciones de este trabajo de tesis:

- Se propone un modelo dinámico del generador síncrono conectado a un bus infinito, adoptando la potencia eléctrica inyectada por la máquina síncrona como variable de estado.
- Diseño de un modelo de control que sigue la metodología de linealización entrada-salida conducida por la medición del ángulo de carga del generador.
- Se propone un esquema de control que garantiza la estabilidad del sistema SMIB bajo un rango amplio de condiciones de operación, como lo son: fluctuaciones de potencia eléctrica, fallas trifásicas y variaciones paramétricas (variabilidad o imprecisión en los valores de los parámetros).
- Se propone un estimador geométrico de tipo Luenberger con acción integral, considerando como única señal medible el ángulo de carga del generador.

1.4. Estado del Arte

En la actualidad, los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) pueden ser afectados por problemas de estabilidad (estabilidad de ángulo, frecuencia y voltaje) [2, 12, 13, 14]. Uno de los principales temas de interés en la operación diaria de los SEP, es el problema

de estabilidad de ángulo, el cual, se define como la capacidad del sistema de recuperar el sincronismo después de haber sido afectado por una falla [6].

Usualmente el problema de estabilidad transitoria en SEP es abordado por medio de controladores por excitador, siendo estos los estabilizadores de sistemas de potencia (PSS, por sus siglas en inglés) y los reguladores automáticos de voltaje (AVR, por sus siglas en inglés). El esquema de control PSS/AVR permite mejorar la estabilidad del SEP por medio de la modificación del voltaje de campo de las máquinas generadoras [6, 15]. Estos controladores convencionales son diseñador por separado y son de tipo lineal, para que trabajen adecuadamente, se diseñan en un punto de equilibrio y bajo un determinado tipo de condiciones, delimitando en gran manera su rango de operación. Además, su sintonización es compleja, comúnmente basada en métodos heurísticos y en la experiencia del personal operativo. Ante la presencia de diferentes perturbaciones, tales como cambios repentinos de carga, fluctuaciones en la potencia eléctrica, fallas trifásicas y variaciones paramétricas. Surge la necesidad de diseñar un esquema de control robusto que permita identificar y compensar perturbaciones desconocidas y errores paramétricos [16].

Dentro de la literatura científica, se pueden encontrar variantes del esquema PSS/AVR. En [17] se propone un diseño de un PSS capaz de reducir las oscilaciones mecánicas de baja frecuencia en una sola máquina, pero sin garantizar que el generador opere dentro de los límites permisibles de voltaje. En [18] se propone un esquema de control conjunto de PSS/AVR, el cual es capaz de mejorar la amortiguación del sistema y garantizar una regulación de voltaje. Sin embargo, para su implementación se requieren de valores óptimos para su sintonización, para ello se propone un algoritmo de Evolución Diferencial que permite obtener estos valores, el problema recae cuando una perturbación desconocida afecta el sistema, el control genera un algoritmo para regresar su estabilidad, lo cual hace que carezca de robustez frente a perturbaciones desconocidas, además de requerir una carga computacional grande.

Dentro de la literatura científica se pueden encontrar esquemas de control que tienen como base los controladores industriales tradicionales (PSS/AVR) con la incorporación de un control PID, cuyo objetivo es modular los valores de referencia del controlador conjunto PSS/PID para lograr una mejor amortiguación de las oscilaciones mecánicas de baja frecuencia. En [19, 20, 21, 22], se proponen algoritmos de optimización de ganancias, tales como la optimización de enjambre de partículas caóticas (CPSO, por sus siglas en inglés) que es utilizada para ajustar los parámetros de los controladores conjuntos PSS/PID, permitiendo la amortiguación de las oscilaciones mecánicas de bajas frecuencia. En [20] se propone un control adaptable, el cual consiste en la combinación de un estimador lineal que permite el ajuste de las ganancias del control PID. Al incluir un control PID al esquema de control tradicional PSS/AVR, se mejora la robustez del sistema frente a oscilaciones de baja frecuencia, sin embargo, no es capaz de identificar y compensar perturbaciones desconocidas que afecten al sistema, dado que el control PID no es basado en el modelo del sistema, por lo que su desempeño no es óptimo.

Ante la presencia de diferentes perturbaciones, tales como cambios repentinos de carga, fluctuaciones en la potencia eléctrica, fallas trifásicas y variación paramétrica.

Surge la necesidad de diseñar esquemas de control robustos que permitan identificar y compensar perturbaciones desconocidas y errores paramétricos de esta manera, se han propuesto diferentes esquemas de control no lineales con el fin de mejorar la estabilidad del SEP [23, 24, 25, 26, 27, 28]. Cabe mencionar que para su funcionamiento e implementación, los esquemas de control reportados anteriormente requieren de una medición completa de las variables de estado involucradas, tales como: el voltaje interno de cuadratura, la potencia eléctrica, la velocidad relativa, etc. En la mayoría de los casos esto no es posible por diferentes aspectos físicos y económicos, por lo que no se garantiza su efectividad en la práctica.

De este modo, es importante contar con una herramienta que permita estimar el estado, de tal manera, que el diseño e implementación de leyes de control sea más práctico y eficaz. Dentro de la literatura científica, es posible encontrar diversas propuestas de controladores no lineales basados en observador, éstos se enfocan en regular el comportamiento transitorio en generadores síncronos. En [29] se propone un esquema de control no lineal pasivo basado en observador utilizando como estados medibles el ángulo de carga y la velocidad angular relativa de la máquina, mediante Lyapunov se busca demostrar la estabilidad asintótica del sistema. En [30], se presenta un controlador basado en linealización por retroalimentación de estados con un enfoque en Filtro de Kalman no lineal sin derivados, con el objetivo de implementar un control sin sensores de los generadores. Cabe mencionar, que esta técnica de estimación carece de pruebas formales de convergencia y de una sintonización práctica. En [31] se utiliza una representación lineal del sistema SMIB, en él se presenta un esquema de controlador-observador basado en la teoría de modos deslizantes (SMC, por sus siglas en inglés). Finalmente, en [32] se reporta un controlador para la regulación de frecuencia del generador ante pequeños cambios de carga.

En este trabajo de tesis, utilizando el ángulo de carga del sistema SMIB como única salida medida. Un controlador no lineal por retroalimentación de salida basado en observador es propuesto para mejorar la estabilidad transitoria del sistema SMIB. Del mismo modo, el esquema de control presentado permite que el generador síncrono opere dentro de los límites permisibles de voltaje. Por lo tanto, cumple con las funciones efectuadas por los controladores industriales convencionales (PSS/AVR), con un esfuerzo de control eficiente, con un diseño más sistemático y una garantía prioritaria de funcionamiento robusto, con una compensación adecuada entre respuesta transitoria, robustez con respecto al modelo de perturbaciones exógenas, y en una sintonía convencional simple.

1.5. Estructura de la Tesis

En esta sección se describen cada uno de los capítulos expuestos en el presente trabajo de tesis.

Capítulo 1 - Introducción: Es el preámbulo de este trabajo de tesis, en él se desglosa la motivación de esta investigación, la hipótesis, las contribuciones y el estado

del arte.

Capítulo 2 - Generador Síncrono Conectado a un Bus Infinito: En este capítulo se asientan las bases de los sistemas eléctricos de potencia, así como los problemas asociados a la operación del mismo. Se muestra la estructura y el funcionamiento de las máquinas eléctricas, principalmente enfocado en el estudio de un sistema SMIB mediante sus ecuaciones de estado. Además, se presentan los esquemas de control tradicionales (PSS/AVR).

Capítulo 3 - Diseño del Controlador: Se presenta la metodología empleada para el diseño de un control alternativo por linealización entrada-salida basado en observador.

Capítulo 4 - Simulaciones Numéricas: Se presentan las simulaciones numéricas obtenidas de la dinámica del sistema SMIB a lazo abierto. Además, se realiza una comparación entre el esquema de control tradicional (PSS/AVR) y el esquema de control propuesto.

Capítulo 5 - Conclusiones: Se concluye el trabajo de investigación y se establece el trabajo futuro.

Generador Síncrono Conectado a un Bus Infinito

2.1. Sistemas Eléctricos de Potencia

Los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) son sistemas complejos y dada la alta demanda de energía eléctrica se ve obligado a tener un suministro constante que sea capaz de satisfacer dicha demanda condicionando un equilibrio instantáneo y permanente entre la generación y consumo. Un SEP moderno se constituye de múltiples interconexiones, aumentando cada día su complejidad, dado este problema un SEP es clasificado en cuatro partes importantes, como lo son: la generación, transmisión, distribución y consumo. Una perturbación en cualquier parte del sistema puede poner en peligro el equilibrio dinámico general, generando consecuencias adversas para el suministro de electricidad en vastas áreas, incluso regiones enteras de un país [33].

- **Generación:** En esta etapa se produce la energía necesaria para satisfacer las necesidades de consumo. En los centros de producción llamadas centrales eléctricas se transforma la energía primaria que proviene de fuentes mecánicas, radiantes (sol), nucleares, hidráulicas, entre otras, transformándolas en energía eléctrica con características claramente definidas. En concreto, estas instalaciones generan un sistema de tensión trifásico de tipo sinodal, con una frecuencia y amplitud de onda estrictamente estandarizada y controlada [1].

Uno de los componentes esenciales en esta etapa son los generadores síncronos o alternadores que producen energía alterna (CA), éstos producen la mayor parte de la energía que se inyecta a la red, por lo tanto se pueden encontrar en casi todas las centrales de generación. Los generadores pueden producir alta potencia a un voltaje típico de 30[kV]. En una central eléctrica la capacidad instalada de los generadores puede variar entre 50[MW] a 1500[MW] [33].

En México la Comisión Reguladora de Energía (CRE) es la encargada de esta-

2. GENERADOR SÍNCRONO CONECTADO A UN BUS INFINITO

blecer disposiciones administrativas de carácter general conteniendo los criterios para la operación de centrales eléctricas dentro del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), se especifican criterios de eficiencia, calidad y confiabilidad en la red. En el código de red se establecen los criterios operativos los cuales deben de ser seguidos para la generación de máquinas síncronas o asíncronas, como lo son rangos de tensión y rangos de frecuencia.

El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) es el encargado del control operativo del SEN, por lo que obliga a las centrales de generación a mantener los perfiles de tensión y frecuencia dentro de los rangos establecidos en el manual regulatorio de estado operativo del código de red. El estado operativo normal en la red en México debe de cumplir con dos cosas, operar dentro de los valores de voltaje nominales con una variación del $\pm 5\%$ y tener una calidad de frecuencia definida entre 59.8[Hz] y 60.2[Hz].

- **Transmisión:** El propósito de esta fase es transferir la energía eléctrica producida en las centrales de generación a las subestaciones distribuidas a lo largo de la red eléctrica, entre la planta de generación y una subestación puede haber una gran distancia, lo cual obliga a transmitir la energía eléctrica en alta tensión. Las líneas de transmisión cuentan con interconexiones que permiten la transferencia de energía entre regiones durante emergencias [33].

Los voltajes para transmisión en México son establecidos por la CRE, estos se publican en el diario oficial de la federación, donde se establece que las tensiones nominales para transmisión deben operar a mas 60[kV], estandarizando en 69[kV], 85[kV], 115[kV], 138[kV], 161[kV], 230[kV] y 400[kV].

Los problemas de estabilidad asociados a un SEP suceden en las etapas de generación o transmisión, en esta última se presentan caídas de voltaje, variaciones en la carga, desconexiones significativas en la red o algún corto circuito.

- **Distribución:** El sistema de distribución es aquella parte que conecta las subestaciones de distribución con los equipos de entrada de los servicios de los consumidores. Las líneas de distribución primaria suelen estar en el rango de 13.8[kV] a 34.5[kV] y suministran la carga en una área geográfica bien definida. Algunos pequeños clientes industriales son atendidos directamente por los alimentadores primarios. La red de distribución secundaria reduce el voltaje para uso de consumidores comerciales y residenciales [33].

- **Consumo:** Es la etapa final donde se encuentran diversos usuarios que consumen la energía eléctrica proveniente de la etapa de la generación. En esta etapa se encuentran pequeños consumidores, como lo pueden ser residencias o comercios, la tensión nominal suele ser baja, estandarizando en 120/240 [V].

En el campo de la distribución eléctrica, es notable la presencia de la generación distribuida, que se localiza estratégicamente cerca de los puntos de consumo. Esta

disposición no solo ayuda a reducir las pérdidas durante la transmisión, sino que también facilita la integración de tecnologías renovables como convencionales.

La Figura 2.1 se presenta la configuración y la estructura tradicional de un SEP tradicional, mostrando cada de las etapas anteriormente descritas.

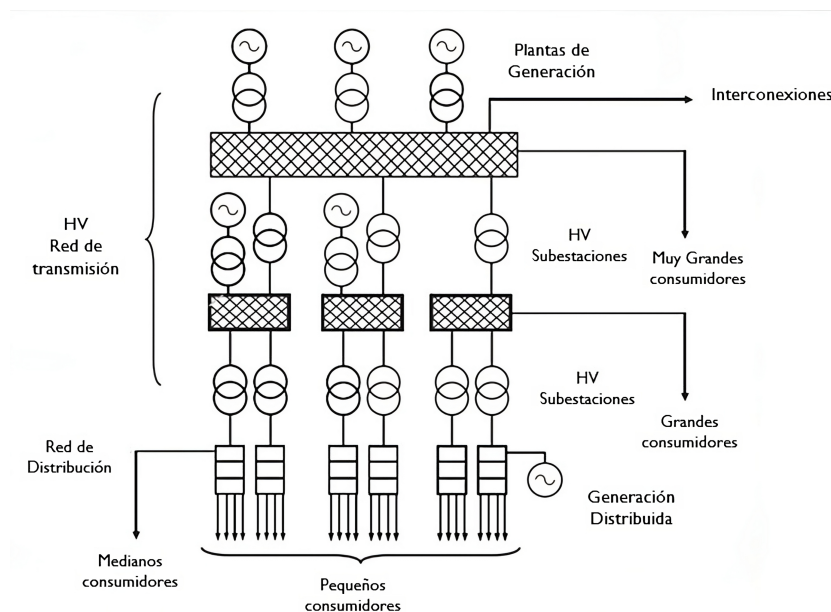


Figura 2.1: Configuración y estructura de un sistema eléctrico de potencia [1]

2.2. Problemas Asociados a la Operación de los SEP

Dentro de un sistema eléctrico de potencia se presentan problemas asociados con la operación, siendo la calidad de energía y la estabilidad los más frecuentes. Para afrontar los problemas de estabilidad se requiere que en cualquier momento las condiciones operativas del sistema eléctrico sea estable y cumpla con los requerimientos operativos. Los sistemas eléctricos actuales funcionan cerca de sus límites de estabilidad [6], por lo que la tarea de mantener estable y seguro un sistema eléctrico de potencia es prioridad.

El problema de estabilidad se define como “la capacidad de un sistema de energía eléctrica, para una determinada condición operativa inicial, de recuperar un estado de equilibrio operativo después de haber sido sometido a una perturbación física, con la mayoría de las variables de los sistemas limitados de modo que prácticamente todo el sistema permanece intacto” [14, 34]. A lo largo de los años el estudio de la estabilidad en un sistema eléctrico de potencia ha crecido, obligando a clasificar y definir los fenómenos que la producen. A medida de que estos evolucionan por el continuo crecimiento de

2. GENERADOR SÍNCRONO CONECTADO A UN BUS INFINITO

las interconexiones, el uso de nuevas tecnologías, la implementación de controles y el aumento de su operación en condiciones de alto estrés, surgen diferentes formas de inestabilidad del sistema.

Las primeras clasificaciones dependían del lapso de tiempo de una perturbación que causaba un posible problema de inestabilidad dentro de un SEP clasificados en corto y largo plazo. Los reguladores automáticos de voltaje, los sistemas de excitación, las turbinas y la dinámica del regulador se encuentran dentro de la escala de tiempo de corto plazo o "transitoria", que generalmente es de pocos segundos a unas decenas de segundo. También entran en esta categoría los motores de inducción, las cargas operadas electrónicamente y las interconexiones de corriente continua de alto voltaje (HVDC, por sus siglas en inglés) [2]. Esto da paso a la clasificación de la estabilidad de voltaje, estabilidad de frecuencia y estabilidad de ángulo de rotor [34].

En recientes publicaciones [2] la clasificación de estabilidad se ha ampliado, considerando la creciente transformación de las redes eléctricas en las cuales hay una creciente penetración de tecnologías para la generación de energías renovables como lo son eólica y fotovoltaica, así como la incorporación de diversas tecnologías de almacenamiento, sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna (FACTS, por sus siglas en inglés), corriente continua de alto voltaje, líneas y cargas interconectadas con electrónica de potencia. Esto motiva a una nueva clasificación de estabilidad, donde nacen los términos de estabilidad de resonancia y estabilidad impulsada por convertidor.

Los alcances de esta investigación van enfocadas a la estabilidad de ángulo de rotor que a continuación será descrita, de igual manera se abordarán las demás definiciones que componen la estabilidad en un SEP. En la Figura 2.2 se muestra un mapa conceptual que describe a grandes rasgos la clasificación de estabilidad en un sistema eléctrico de potencia.

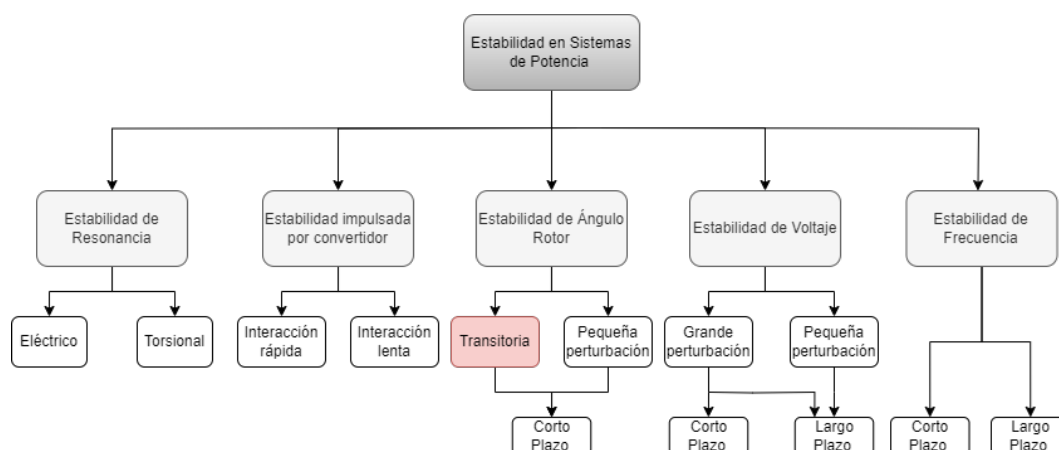


Figura 2.2: Clasificación de Estabilidad en un Sistema Eléctrico de Potencia [2]

2.2.1. Estabilidad de Ángulo de Rotor

La estabilidad del ángulo de rotor se refiere a la capacidad de las máquinas síncronas en un sistema interconectado de permanecer en sincronismo después de haber sido sometidas a una perturbación [5]. Depende de su capacidad de mantener o restablecer el equilibrio entre el par electromecánico y el par mecánico de cada máquina síncrona en el sistema. La inestabilidad se produce en forma de oscilaciones angulares crecientes de algunos generadores que conducen a su par de sincronismo en otros generadores [34].

La falta de un par de amortiguación negativo, conducirá a una estabilidad oscilatoria con pequeñas perturbaciones. Este tipo de inestabilidad se caracteriza por un par conjugado complejo de valores propios relativamente amortiguados, donde la matriz que contiene los estados del sistema linealizado se mueve desde el semiplano izquierdo (estable) al semiplano derecho (inestable) del plano complejo después de someter al sistema a una perturbación o a un cambio en la topología del sistema [2]. Si el sistema se perturba, el equilibrio se altera, lo que resulta en una aceleración o desaceleración de los rotores de las máquinas de acuerdo con las leyes de movimiento de un cuerpo en rotación, como lo son la segunda ley de Newton para la rotación y la ley de conservación del momento angular [35].

La pérdida de estabilidad se puede dar entre una sola máquina con el resto de la red o entre grupos de máquinas. Al abordar problemas de estabilidad de ángulo de rotor, la literatura aborda dos subcategorías, la primera es la estabilidad del ángulo de rotor en pequeñas perturbaciones (o pequeñas señales), la cual tiene que ver con la capacidad del sistema de potencia para mantener el sincronismo bajo pequeñas perturbaciones, las cuales se consideran lo suficientemente pequeñas como para permitir la linealización de las ecuaciones del sistema a efecto de análisis. La segunda es la estabilidad del ángulo de rotor con grandes perturbaciones o estabilidad transitoria, la cual está relacionada con la capacidad del sistema de potencia para mantener el sincronismo cuando es sometido a una perturbación grave, como lo puede ser un cortocircuito en una línea de transmisión.

Un factor fundamental con el que se enfrenta la estabilidad transitoria es la manera en que la potencia de salida de cada máquina síncrona varía según los ángulos del rotor. En condiciones de estado estacionario, existe un equilibrio entre el par mecánico de entrada y el par electromagnético de salida de cada generador, además de que la velocidad permanece constante. Si el sistema se perturba, este equilibrio se altera, lo que resulta en una aceleración o desaceleración de los rotores de las máquinas de acuerdo con las leyes del movimiento de un cuerpo en rotación. Si un generador funciona temporalmente más rápido que otro, la posición angular de su rotor con respecto a las demás máquinas será más lento, provocando inestabilidad en el sistema.

2.2.2. Estabilidad de Voltaje

La estabilidad de voltaje se refiere a la capacidad de un sistema eléctrico de potencia para mantener un voltaje constante en todos sus nodos después de haber sido sometido a una perturbación debido a una condición operativa inicial. Esta depende de

su capacidad de mantener o restaurar el equilibrio entre la demanda en la carga y el suministro [34].

La inestabilidad se produce en forma de una progresiva caída o subida de tensión en alguno de los buses. Un posible resultado de la inestabilidad del voltaje es la pérdida de carga en un área o el disparo de líneas de transmisión y otros elementos por sus sistemas de protección, lo que provoca cortes en cascada. La pérdida de sincronismo de algunos generadores puede resultar de estos cortes o de condiciones de operación que violan el límite de corriente de campo [34].

2.2.3. Estabilidad de Frecuencia

La estabilidad de frecuencia se refiere a la capacidad de un sistema eléctrico de potencia para mantener una frecuencia constante después de una alteración grave que resulta en un desequilibrio significativo entre generación y carga. Generalmente los problemas de estabilidad están asociados con insuficiencia en las respuestas de los equipos, malas coordinaciones de los equipos de control y protecciones o de reservas de generación insuficientes [34].

Considerando un SEP con generación hidroeléctrica representada por generadores síncronos, se utiliza un Control Automático de Generación (AGC, por sus siglas en inglés), con el objetivo de regular la frecuencia de las máquinas. Este es un control jerárquico que consta de un control primario, secundario y terciario [5].

2.3. Máquinas Eléctricas

Una interpretación global de definir una máquina eléctrica, es un dispositivo capaz de convertir o transformar energía que interactúa con un campo magnético. En la literatura algunos autores definen una máquina eléctrica como un dispositivo capaz de convertir energía mecánica en energía eléctrica llamándolo generador o de manera inversa convertir energía eléctrica a energía mecánica llamándolo motor [4, 35]. Esta definición deja fuera a los transformadores, aunque los dos operan bajo la misma acción, existe una distinción entre ellos [3, 36].

Independientemente de las consideraciones que ocupan los autores para definir una máquina eléctrica, los generadores y motores están basados en las leyes de Faraday y Lenz, integrando las leyes de Maxwell para describir fenómenos electromagnéticos, es decir, utilizan la acción de un campo magnético para operar [4].

2.3.1. Generadores y Motores Eléctricos

Estas máquinas eléctricas son dispositivos cuya función es convertir energía, ya sea energía eléctrica a energía mecánica o viceversa. El proceso de conversión es reversible, por lo tanto se puede hacer que la misma máquina eléctrica funcione como generador o como motor, gracias a que sus principios físicos permiten una conversión de energía

reversible. Se tiene que tener en cuenta que un sistema eléctrico tiene una naturaleza diferente a un sistema mecánico, en el sistema eléctrico los estados principales involucrados son el voltaje y la corriente, mientras que los estados analógicos en un sistema mecánico sería el par y la velocidad. El medio que une a estos dos sistemas y provoca que la conversión entre una energía y otra es el campo magnético, en la Figura 2.3 se aprecia de forma gráfica lo anterior mencionado.

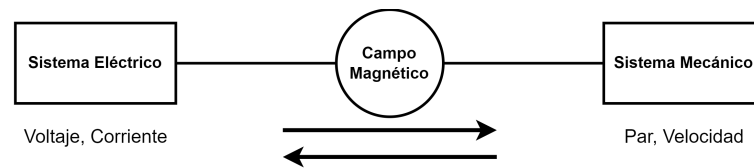


Figura 2.3: Relación entre sistema eléctrico y sistema mecánico

Los motores y generadores eléctricos más utilizados para la conversión de energía son de corriente alterna y corriente directa. En cada uno de estos dispositivos ocurren los siguientes fenómenos electromagnéticos:

1. Cuando un conductor se mueve en un campo magnético, se induce una fuerza electromotriz (fem) en el conductor [3].
2. Cuando un conductor portador de corriente se coloca en un campo magnético, el conductor experimenta la fuerza de Lorentz [3].

Estos dos fenómenos ocurren simultáneamente cada vez que se produce una conversión de energía eléctrica a mecánica o viceversa. Para el caso de un motor, el sistema eléctrico hace fluir una corriente a través de un conductor que induce un campo magnético, este produce una fuerza sobre cada conductor, si estos conductores se colocan en una estructura que se pueda mover libremente, se produce un par electromagnético que tenderá a girar la estructura a una cierta velocidad. Para un generador, si los conductores giran en un campo magnético, también se inducirá un voltaje en cada conductor, la estructura giratoria será impulsada por un motor primario (como una turbina de vapor o un motor diésel), se inducirá un voltaje en los conductores que giran con el rotor. Si se conecta una carga eléctrica, fluirá una corriente, entregando energía eléctrica a la carga [3].

La estructura básica que constituye todos los generadores y motores eléctricos, consta de dos componentes principales llamados rotor y estator, éstos están separados por un entrehierro, en la Figura 2.4 se muestra un esquema básico.

- **Estator:** Esta parte de la máquina no se mueve y normalmente es el marco exterior de la máquina. Consiste en un conjunto de bobinas de alambre conductor enrollado alrededor de un núcleo [37].
- **Rotor:** Esta parte de la máquina que contiene devanados, tiene libertad de movimiento y normalmente es la parte interior de la máquina [3].

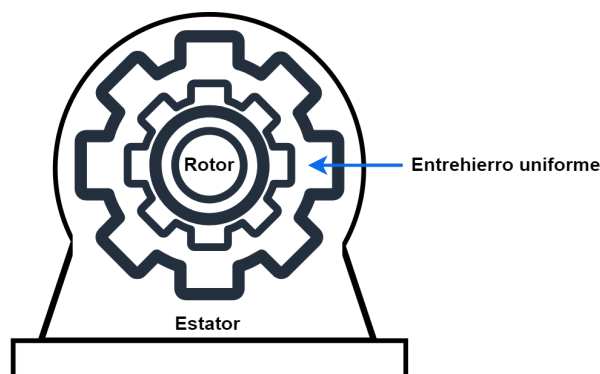


Figura 2.4: Estructura básica de un generador o motor eléctrico, rotor y estator (entrehierro uniforme) [3]

Tanto el rotor como el estator por lo regular están fabricados de materiales ferromagnéticos. En la mayoría de las máquinas se cortan ranuras en la periferia interior del estator y en la periferia exterior de la estructura del rotor, tal y como se muestra en la Figura 2.4, en estas ranuras se coloca el conductor. El núcleo de hierro se utiliza para maximizar el acoplamiento entre las bobinas (formadas por los conductores) colocadas en el estator y el rotor para aumentar la densidad de flujo en la máquina [3].

2.3.1.1. Leyes de Maxwell

Los motores eléctricos así como los generadores, están regidos bajo las leyes de Maxwell, las cuales se constituyen por la ley de Maxwell-Ampère y la ley de Maxwell-Faraday, éstas rigen el comportamiento eléctrico tanto de un motor como de un generador. Pero no son todas las leyes físicas que describen su comportamiento, se pueden encontrar leyes termodinámicas como son la ley de la conservación de la energía (primera ley) y la segunda ley, existen leyes mecánicas como lo son la primera ley de Newton (ley de la inercia) y la segunda ley de Newton (ley de la fuerza y aceleración), estas leyes mecánicas explican la relación entre fuerza y movimiento para convertir energía [4]. A continuación se describen las leyes físicas que describen el comportamiento eléctrico de un generador.

- **Ley de Ampère:** La ley física que gobierna la producción de un campo magnético por medio de una corriente es la ley de Ampère [4, 38], que se describe como:

$$\oint \mathbf{H} \, dl = I_n \quad (2.1)$$

donde \mathbf{H} es la intensidad del campo magnético producida por la corriente I_n y dl es el elemento diferencial a lo largo de la trayectoria de integración [4]. La ecuación establece que la circulación del campo magnético alrededor de una trayectoria

cerrada es igual a la corriente eléctrica que atraviesa la superficie delimitada por esa trayectoria [38], en otras palabras si existe una corriente eléctrica que circula con un devanado de N vueltas, se producirá un campo magnético. En la Figura 2.5 se puede entender lo anterior dicho de una forma visual.

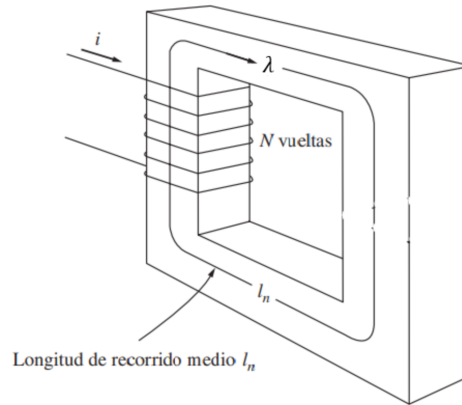


Figura 2.5: Un núcleo magnético sencillo que muestra la Ley de Ampère [4]

- **Ley de inducción de Faraday:** La ley de Faraday establece que si un flujo atraviesa una espira de alambre conductor, se inducirá en ésta un voltaje directamente proporcional a la tasa de cambio del flujo con respecto al tiempo. Lo que se expresa mediante la siguiente ecuación [4].

$$e_{ind} = -\frac{d\lambda}{dt} \quad (2.2)$$

donde e_{ind} es el voltaje inducido en la espira y ϕ es el flujo que atraviesa la espira. Si la bobina tiene N vueltas y el mismo flujo pasa a través de todas ellas, el voltaje inducido en toda la bobina está dado por la ecuación

$$e_{ind} = -N \frac{d\lambda}{dt} \quad (2.3)$$

La ley de inducción de Faraday es fundamental para comprender el funcionamiento de los generadores y motores eléctricos. Cuando un flujo magnético cambia, se induce una fem que puede impulsar una corriente eléctrica si se cierra el circuito. El signo negativo indica que la fem inducida actúa de manera que se opone al cambio en el flujo magnético que la induce, este signo proviene de la ley de Lenz [4].

Los generadores y motores eléctricos suelen ser clasificados según sea el tipo de corriente que utilizan, ya sea corriente alterna (CA) o corriente directa (CD). Dentro

de los generadores y motores de corriente alterna, se pueden encontrar una ramificación en la cual se encuentran las máquinas síncronas, cuya principal característica es que la velocidad del rotor está sincronizada con la frecuencia de la red eléctrica. En los siguientes apartados se explica de forma global el funcionamiento de cada uno de ellos.

2.3.2. Generadores Síncronos

Un generador síncrono o alternadores son máquinas síncronas que se usan para transformar potencia mecánica a potencia eléctrica [4, 39]. Los generadores síncronos son la principal fuente de energía que se inyecta a las redes eléctricas, siendo los transformadores de energía más grande del mundo [35].

Todas las máquinas síncronas se conforma de un rotor y un estator, estos contienen devanados construidos por bobinas de alambre. El estator de una máquina síncrona trifásica tiene un devanado distribuido alrededor de los dientes del estator, este devanado está conectado al sistema de suministro de CA, en ocasiones se le denomina devanado de armadura. El rotor tiene un devanado llamado devanado de campo, que transporta corriente continua, generalmente se alimenta de una fuente externa de CD a través de anillos colectores y escobillas [3].

El principio de operación de un generador síncrono se da cuando al devanado de campo se le aplica una corriente continua, produciendo un campo magnético en el rotor. El rotor del generador sera impulsado por un motor primario, lo que producirá un campo magnético rotativo dentro del generador. Este campo magnético rotatorio, inducirá un sistema trifásico de voltajes dentro del embobinado del estador [4].

Los generadores síncronos se pueden dividir en dos grandes grupos:

1. Generadores de alta velocidad con rotores cilíndricos (o de polos no salientes) [3].
2. Generadores de baja velocidad con rotores de polos salientes [3].

Estos dos grupos de generadores, deben su nombre a la construcción de su rotor. El termino saliente significa protuberante o resaltado, un polo saliente es un polo magnético que resalta de la superficie del rotor. Mientras que un polo no saliente es un polo magnético construido a “ras” con la superficie del rotor [4].

Cuando se habla de generadores síncronos, se tiene que definir el concepto *síncrono*. Este significa que la frecuencia eléctrica que se produce, está fijada o sincronizada con la velocidad mecánica de rotación del generador. Mediante la ecuación (2.4) se relaciona la velocidad de rotación de los campos magnéticos, con la frecuencia eléctrica del estator [4, 35].

$$f = \frac{pn}{120} \quad (2.4)$$

donde

- f = frecuencia del voltaje inducido [Hz]

- p = número de polos en el rotor
- n = velocidad del rotor [RPM]

Puesto que el rotor gira a la misma velocidad del campo magnético, esta ecuación relaciona la velocidad de la rotación del rotor con la frecuencia eléctrica. La potencia eléctrica se genera a 50 o 60 [Hz], así que el generador debe girar a una velocidad fija que depende del número de polos de la máquina.

Además, un generador síncrono tiene que satisfacer las siguientes condiciones para que se considere que un generador está en sincronismo [35]:

1. La frecuencia del generador es igual a la frecuencia del sistema.
2. El voltaje a la salida del generador es igual al voltaje del sistema.
3. El voltaje del sistema está en fase con el voltaje del sistema.
4. La secuencia de fases del generador es igual que la del sistema.

La excitación de campo en un generador es una parte fundamental del diseño. Este debe de garantizar no sólo un voltaje en terminales estables, sino que también debe responder a cambios repentinos de carga para mantener la estabilidad del sistema [35]. El voltaje de campo se produce mediante la excitación del campo, este voltaje permite la pronta respuesta del sistema frente a cambios repentinos de carga.

Un generador síncrono se puede representar mediante un circuito equivalente, el cual se muestra en la Figura 2.6, donde la parte izquierda representa el rotor y la parte derecha representa el estator [4].

El rotor de un generador síncrono es representado por una fuente de voltaje CD, denotada por V_F , que alimenta a un circuito conformado por una resistencia R_F y una inductancia en serie L_F . El rotor de un generador síncrono es esencialmente un gran electroimán, el cual produce un campo magnético rotatorio dentro de la máquina, el que inducirá un voltaje dentro del embobinado del estator. El resto del circuito está conformado por una fuente de voltaje CA, un inductor jX_s con una resistencia en paralelo R_A . Por cada fase se representa un circuito, obteniendo voltajes de salida $V_{\phi 1}$, $V_{\phi 2}$ y $V_{\phi 3}$, cuya característica es un desfase de 120 grados entre ellos.

2.4. Generador Síncrono Conectado a un Bus Infinito

Al realizar estudios de estabilidad transitoria, comúnmente se utiliza un modelo de generador síncrono conectado a un bus infinito (SIMB, por sus siglas en ingles). Este modelo permite conocer las condiciones de estado estable de un generador, asumiendo que la dinámica asociada al generador prácticamente no provoca cambios en el voltaje y la frecuencia, por lo tanto estos son constantes. Aunque este problema de un solo generador conectado a un bus infinito es mucho más simple que los problemas reales

2. GENERADOR SÍNCRONO CONECTADO A UN BUS INFINITO

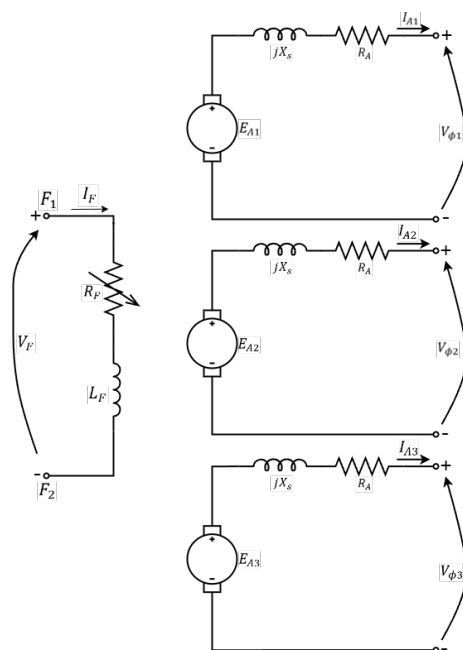


Figura 2.6: Circuito equivalente por fase de un generador síncrono [4]

que se pueden encontrar en una red eléctrica con múltiples máquinas conectadas, sirve bien para conocer el comportamiento de un generador frente a alguna perturbación o bien para conocer las condiciones iniciales con la que opera un generador [5, 40, 41].

De forma general un sistema de potencia de una sola máquina síncrona, tiene una configuración como se muestra en la Figura 2.7, cuenta con líneas de transmisión con un cierto valor impedancia, en esta figura se aprecia que algunos elementos están conectadas a tierra, pero estas pudiesen estar conectadas a otros buses donde se conectan otras máquinas síncronas.

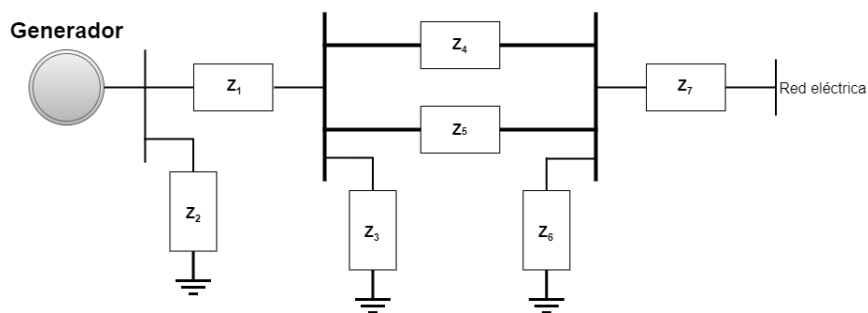


Figura 2.7: Ejemplo de una configuración de una red eléctrica [5]

La configuración general mostrada en la Figura 2.7 puede ser reducida mediante

un equivalente de Thévenin de la red de transmisión externa a la máquina y a la transmisión adyacente [5]. Debido a esto el bus que conecta a la configuración general al resto de la red eléctrica se considera muy grande en comparación al generador, tal es el caso que la variación de voltaje y frecuencia en el bus es despreciable, por lo cual se considera constante. El sistema reducido se muestra en la Figura 2.8, donde se aprecia el generador conectado a un bus en el cual se mide el valor del voltaje en terminales V_t y el voltaje del bus infinito V_b que es constante y se puede considerar como 1 [p.u.][6].

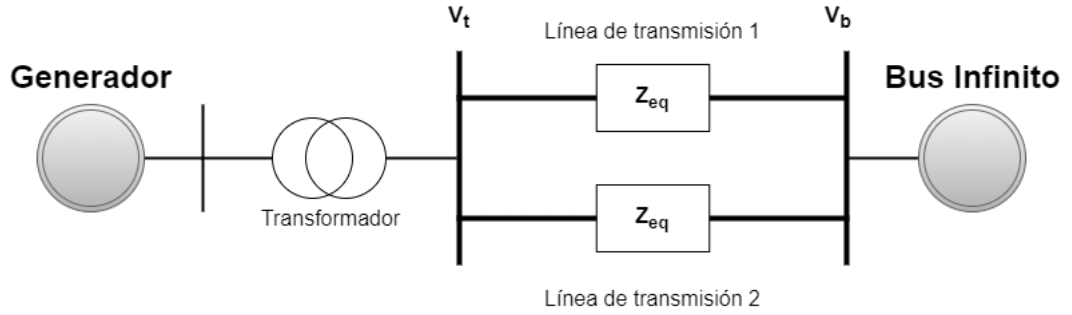


Figura 2.8: Generador síncrono conectado a un bus infinito [6]

2.4.1. Modelo Matemático

El modelo que describe el comportamiento de una máquina síncrona conectada a un bus infinito, puede ser representado por medio del modelo clásico de tercer orden decaimiento de flujo [6, 15].

$$\dot{\delta} = \omega \quad (2.5a)$$

$$2H\dot{\omega} = P_m - P_e - D\omega \quad (2.5b)$$

$$T'_{d0}\dot{E}'_q = \frac{(X_d - X'_d)}{(X'_d + X_E)}E_B\cos(\delta) - \frac{(X_d - X_E)}{(X'_d + X_E)}E'_q + E_{fd} \quad (2.5c)$$

con la potencia eléctrica (P_e) dada por

$$P_e = \frac{1}{(X'_d + X_E)}E_BE'_q\sin(\delta) \quad (2.6)$$

donde las variables de estado del sistema son (δ) ángulo de carga, (ω) es la velocidad angular relativa, (E'_q) es el voltaje interno de cuadratura. Los parámetros del sistema son (E_B) voltaje de bus infinito, (X_d) la reactancia de eje directo, (X_E) es la reactancia de la línea, (D) es el coeficiente de amortiguamiento, (H) es la constante de inercia, (T'_{d0}) y (E_{fd}) es la constante de tiempo transitoria de eje directo y el voltaje de campo, respectivamente. Adicionalmente, la potencia mecánica (P_m) se asume constante. Las

2. GENERADOR SÍNCRONO CONECTADO A UN BUS INFINITO

ecuaciones (2.5a) -(2.5b) representan la dinámica mecánica del generador, mientras que la ecuación (2.5c) representa la dinámica eléctrica del generador [24].

El modelo de la máquina síncrona (2.5a) - (2.5c) puede ser escrito en su forma compacta, considerando como constantes b_1 , b_2 , b_3 y b_4 , que son determinados con base a los parámetros de la máquina.

$$\dot{\delta} = \omega, \quad \delta(0) = \delta_0, \quad y = \delta \quad (2.7a)$$

$$\dot{\omega} = -b_1 E'_q \sin(\delta) - b_2 \omega + p_m, \quad \omega(0) = \omega_0 \quad (2.7b)$$

$$\dot{E}'_q = b_3 \cos(\delta) - b_4 E'_q + e_f, \quad E'_q(0) = E'_{q0} \quad (2.7c)$$

donde

$$p_m = \frac{P_m}{2H}, \quad e_f = \frac{E_{fd}}{T'_{d0}}$$

Se reescribe el modelo en su forma compacta (2.7a)-(2.7c), considerando como variables de estado $[x_1, x_2, x_3] = [\delta, \omega, E'_q]$ [25, 42].

$$\dot{x}_1 = x_2 \quad (2.8)$$

$$\dot{x}_2 = -b_1 x_3 \sin(x_1) - b_2 x_2 + p_m \quad (2.9)$$

$$\dot{x}_3 = b_3 \cos x_1 - b_4 x_3 + e_f \quad (2.10)$$

La notación compacta del modelo clásico de decaimientos de flujo servirá para encontrar los puntos de operación de la máquina síncrona.

2.4.2. Voltaje en Terminales

El voltaje en terminales puede ser construido mediante ecuaciones algebraicas que consideran valores tales como: la corriente del eje directo (I_d), la corriente del eje de cuadratura (I_q) y la reactancia transitoria del eje directo del generador (X'_γ) [43].

La corriente del eje directo es obtenido mediante la ecuación (2.11). Esta ecuación requiere de valores que se encuentran en el sistema SMIB como lo son: el ángulo de carga, descrito por la ecuación (2.7a) y el voltaje interno de cuadratura, descrito en la ecuación (2.7c). De la misma forma, requiere un valor de voltaje del bus infinito (V_b). Como se mencionó anteriormente, una de las características que posee un sistema SMIB es que el valor en el bus infinito es constante y es considerado con un valor unitario.

$$I_d = \frac{E'_q - V_b \cos \delta}{X'_\gamma} \quad (2.11)$$

La corriente del eje de cuadratura se obtiene mediante la ecuación algebraica (2.12). De la misma manera que la ecuación (2.11), se requiere del valor del ángulo de carga y del voltaje del bus infinito.

$$I_q = \frac{V_b}{X'_\gamma} \sin \delta \quad (2.12)$$

Tanto las ecuaciones (2.11) y (2.12) requieren el valor de la sumatoria de la reactancia transitoria del eje directo del generador. Este valor se obtiene por medio de la ecuación algebraica (2.13), la cual relaciona la reactancia de la línea de transmisión (X_L) y la reactancia transitoria (X'_d).

$$X'_\gamma = X'_d + X_L \quad (2.13)$$

Finalmente, el voltaje en terminales es determinado por la ecuación algebraica (2.14) [42].

$$V_t = \sqrt{(E'_q - X'_d I_d)^2 + (X'_d I_q)^2} \quad (2.14)$$

2.4.3. Obtención de los Puntos de Operación

El sistema SMIB debe operar dentro de un conjunto compacto invariante, definido como:

$$D_\delta = \{[\delta, \omega, E'_q]^\top \in \mathbb{R}^3 : 0 \leq \delta \leq \frac{\pi}{2} - \epsilon\} \quad (2.15)$$

donde $\epsilon > 0$ y es arbitrariamente pequeño.

Para un sistema SMIB, sus puntos de operación son determinados a partir de la igualdad a cero de las ecuaciones (2.8) - (2.10).

$$0 = x_2 \quad (2.16)$$

$$0 = -b_1 x_3 \sin(x_1) - b_2 x_2 + p_m \quad (2.17)$$

$$0 = b_3 \cos(x_1) - b_4 x_3 + e_f \quad (2.18)$$

De la ecuación (2.17) se despeja la variable p_m (potencia mecánica) y de la ecuación (2.18) se despeja el estado x_3 , quedando expresadas de la siguiente forma:

$$p_m = b_1 x_3 \sin(x_1) + b_2 x_2 \quad (2.19)$$

$$x_3 = \frac{b_3}{b_4} \cos x_1 + \frac{1}{b_4} e_f \quad (2.20)$$

Considerando $x_2 = 0$, se sustituye en la ecuación (2.19), la cual queda reescrita de la siguiente forma:

$$p_m = b_1 x_3 \sin(x_1) \quad (2.21)$$

2. GENERADOR SÍNCRONO CONECTADO A UN BUS INFINITO

Para obtener la relación que describe la potencia mecánica en términos del ángulo de carga, se sustituye el estado x_3 , descrito por la ecuación (2.20), en la ecuación (2.21), quedando descrita como:

$$p_m = b_1 \left[\frac{b_3}{b_4} \cos(x_1) + \frac{1}{b_4} e_f \right] \sin x_1 \quad (2.22)$$

Finalmente, se factoriza la constante b_4 , dando la ecuación (2.23) que asocia la potencia mecánica en términos del ángulo de carga. Es posible graficar la ecuación (2.23), contemplando el rango de operación que tiene un SMIB (2.15).

$$P_m = \frac{b_1}{b_4} [b_3 \cos(x_1) + e_f] \sin(x_1) \quad (2.23)$$

Los puntos de operación del sistema se observan en la Figura (2.9), se aprecia cuando la potencia mecánica (línea roja) es igual que la potencia eléctrica (línea azul), en estas intersecciones (círculos negros), se dan los puntos de operación. Una máquina síncrona debe de operar al rededor del punto estable, en este punto la máquina puede ser controlada dentro de los márgenes permisibles de operación, sí llegase a la periferia del punto inestable, sería muy complicado o nulo poder controlar la inercia generada por la máquina.

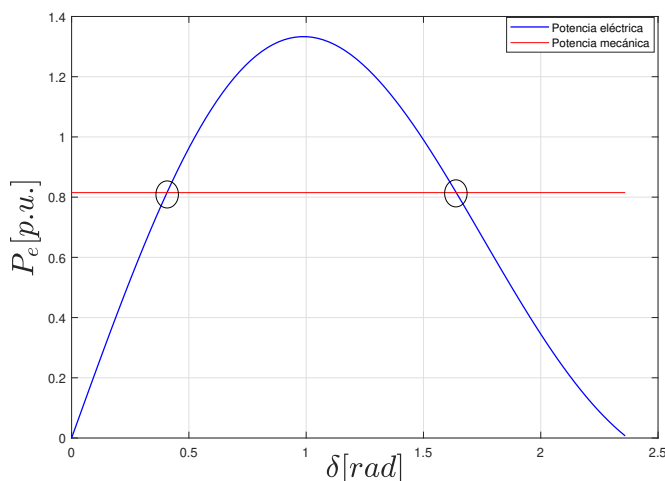


Figura 2.9: Curva de operación para puntos de equilibrio

2.4.4. Estabilidad de los Puntos de Operación

El Jacobiano es una herramienta ampliamente utilizada en la teoría de control. Se emplea para determinar la estabilidad en puntos de equilibrio en sistemas no lineales,

de igual forma analiza como pequeñas perturbaciones afectan el comportamiento del sistema alrededor de sus puntos de equilibrio.

La matriz Jacobiana es construida mediante las derivadas parciales que se utilizan para linealizar un sistema no lineal alrededor de un punto de equilibrio. En sistemas de ecuaciones diferenciales no lineales que tienen forma de (2.24), donde x representa el vector de estados [44].

$$\dot{x} = f(x) \quad (2.24)$$

Por lo tanto una matriz Jacobiana queda construida de la siguiente manera [44].

$$\frac{\partial f}{\partial x} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_2} & \cdots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \frac{\partial f_2}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2}{\partial x_2} & \cdots & \frac{\partial f_2}{\partial x_n} \\ \vdots & \vdots & \cdots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \frac{\partial f_n}{\partial x_2} & \cdots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad (2.25)$$

Como se vio en la figura 2.9 una máquina síncrona funciona en dos puntos de operación, uno que es estable y uno inestable, es preciso conocer la naturaleza de cada uno de ellos. Por lo tanto, para determinar la naturaleza de estos puntos se utiliza la notación simplificada del modelo clásico de decaimiento de flujo, mostrado en las ecuaciones (2.8) - (2.10). Obteniendo su matriz Jacobiana, con las derivadas parciales del sistema, tal como se muestra en (2.25), queda de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix} \dot{x}_1 \\ \dot{x}_2 \\ \dot{x}_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 \\ -b_1 x_3 \cos(x_1) & -b_2 & -b_1 \sin(x_1) \\ -b_3 \sin(x_1) & 0 & -b_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \end{bmatrix} \quad (2.26)$$

Se denomina A la matriz Jacobiana del sistema.

$$A = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 \\ -b_1 x_3 \cos(x_1) & -b_2 & -b_1 \sin(x_1) \\ -b_3 \sin(x_1) & 0 & -b_4 \end{bmatrix} \quad (2.27)$$

La estabilidad del sistema puede determinarse a partir de los valores propios de la matriz A (eigenvalores).

$$\lambda(A) = \{s \in \mathbb{C} : \det(sI - A) = 0\} \quad (2.28)$$

Dada la naturaleza del sistema SMIB se obtienen tres eigenvalores, estos al ser evaluados en valores operativos estables del generador síncrono, se tienen dos valores propios complejos conjugados y un valor propio solo con parte real. Al ubicar estos valores propios dentro de un plano complejo, se verían como se muestra en la Figura 2.10.

Como se puede apreciar los valores propios complejos conjugados son polos dominantes (lentos), los cuales dictan la dinámica del sistema, estos son asociados a la parte mecánica del generador. El valor propio real es de naturaleza rápida, por lo que no dictamina la dinámica del sistema, éste se asocia a la parte eléctrica del generador.

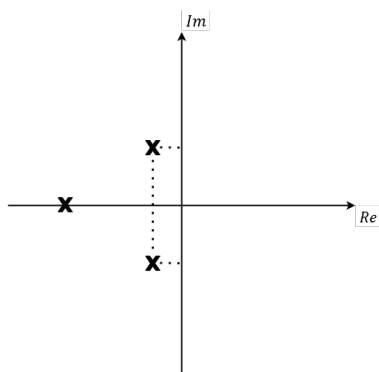


Figura 2.10: Eigenvalores asociados a la dinámica del sistema

Para conocer el comportamiento de los puntos de equilibrio en la curva de operación, se pueden dibujar los planos de fase correspondientes a cada punto de equilibrio, el cual ayuda al análisis del sistemas.

Un plano de fase es un método gráfico para estudiar sistemas de segundo orden [45]. Un sistema SMIB es de tercer orden, por lo que para realizar un plano de fase es necesario convertirlo a un sistema de segundo orden. Como ya se mencionó anteriormente, la parte mecánica dicta la dinámica del sistema, por lo que el diagrama de fase tiene que ser construido por los estados δ y ω .

Despejando x_3 de la ecuación (2.18) y posteriormente sustituyéndola en (2.17). El sistema de segundo orden queda como:

$$\dot{x}_1 = x_2 \quad (2.29)$$

$$\dot{x}_2 = -\frac{b_1 b_3}{b_4} \cos(x_1) \sin(x_1) - \frac{b_1}{b_4} \sin(x_1) e_f - b_2 x_2 + p_m \quad (2.30)$$

Al realizar la matriz Jacobiana del sistema de segundo orden (2.29) - (2.30), se encuentran eigenvalores que corresponden a un foco estable y a un punto silla inestable. Estos eigenvalores son los correspondientes a los puntos de equilibrio mostrados en la Figura 2.9 de la curva de operación de una máquina síncrona.

- **Foco estable:** El punto de equilibrio que se denomina *foco estable*, ocurre cuando la parte real de los valores propios o eigenvalores es negativa, lo que implica que $x(t)$ y $\dot{x}(t)$ convergen a cero. Las trayectorias del sistema rodean el origen una o más veces antes de converger hacia él [45]. El comportamiento de un foco estable se ve representado en la Figura 2.11 obtenida de [45].
- **Punto silla:** El diagrama de fase de este punto tiene una forma característica de silla de montar, de aquí su nombre. Los valores característicos tienen parte real positiva y negativa ($\lambda_1 < 0$ y $\lambda_2 > 0$). Debido al polo inestable λ_2 , casi todas las

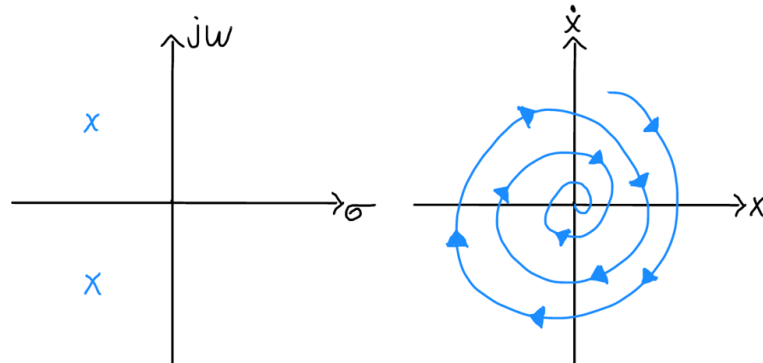


Figura 2.11: Foco Estable

trayectorias del sistema divergen hasta el infinito, estas trayectorias corresponden a las condiciones iniciales que hacen que λ_2 sea igual a cero. En un punto silla también se observan dos rectas que pasan por el origen, estas corresponden a las condiciones iniciales que hacen que λ_1 sea igual a 0. El comportamiento de un punto silla se ve representado en la Figura 2.12 obtenida de [45].

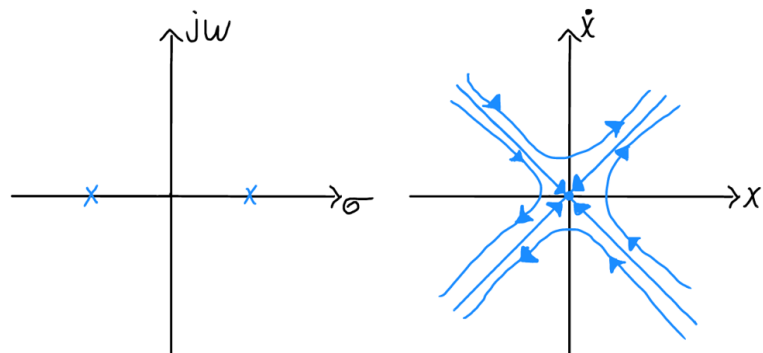


Figura 2.12: Punto silla

Finalmente, en la Figura 2.13 se muestra el diagrama de fase correspondiente al sistema SMIB. Cabe recalcar, que el generador síncrono debe operar en el foco estable. Mediante el control de excitación basado en observador presentado en este trabajo de tesis se desea expandir la región de atracción correspondiente a este punto de equilibrio y que mejore las propiedades de estabilidad transitoria de la máquina.

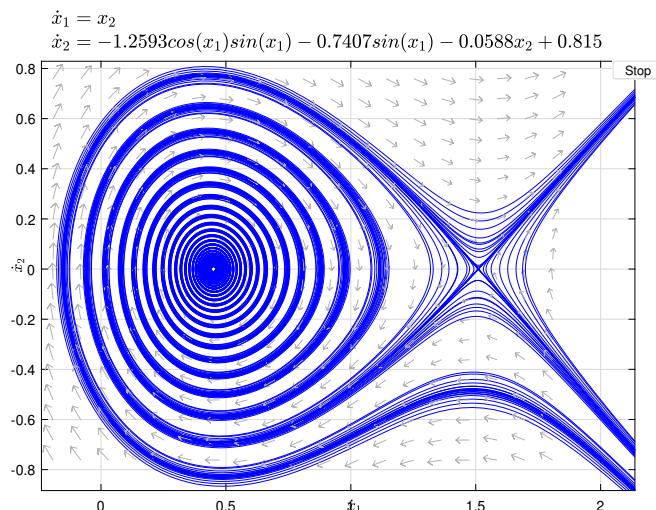


Figura 2.13: Eigenvalores asociados a la dinámica del sistema

2.5. Controladores Industriales

El problema de estabilidad transitoria es resuelto por medio de controladores basados en excitación cuya función consiste en modificar los voltajes de campo de cada máquina con el fin de mejorar su etapa transitoria, recuperando sincronismo en un lapso corto de tiempo [6]. Dentro de estos controladores, también llamados como controladores suplementarios, se encuentra el Estabilizador de Sistemas de Potencia (PSS, por sus siglas en inglés), que provee una entrada adicional al Regulador Automático de Voltaje (AVR, por sus siglas en inglés), permitiendo una mejora en el comportamiento transitorio del generador síncrono, asegurando que este opere dentro de los límites permisibles de voltaje.

En algunas ocasiones el control AVR es usado de forma solitaria, en esos casos solo se busca tener una regulación de voltaje constante en la salida de un generador, siendo independiente a la variación de la carga [7, 8, 9]. El control PSS es comúnmente utilizado como un control complementario al AVR, dado a que este proporciona amortiguamiento frente a oscilaciones mecánicas de baja frecuencia del generador. En la Figura 2.14, se muestra una estructura de control donde los controladores AVR y PSS funcionan en conjunto, esta estructura se puede encontrar en diversos artículos científicos, dado a que su uso es común en redes eléctricas modernas [39, 46, 47, 48].

En la Figura 2.14 se indica que la entrada del control PSS es la velocidad angular relativa (ω) del generador, ésta se obtiene directamente del modelo matemático del SMIB. La entrada del control AVR es una comparación del voltaje de salida del PSS (V_{PSS}), un voltaje de referencia (V_{ref}) y el voltaje entre terminales (V_t). La salida

del AVR es una señal de control (V_{AVR}) que regula el voltaje en las terminales del generador y que amortigua las oscilaciones de baja frecuencia asociadas a la operación del sistema SMIB.

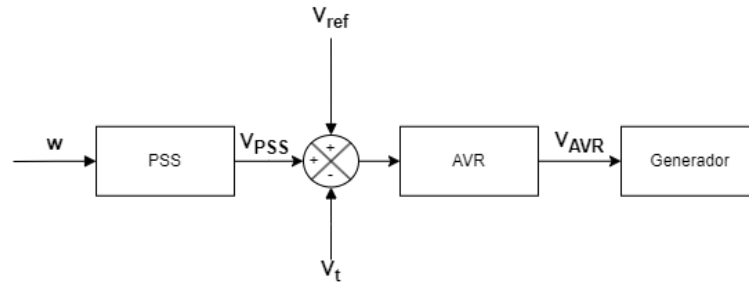


Figura 2.14: Estructura de un sistema de control conformado por AVR/PSS

2.5.1. Regulador Automático de Voltaje (AVR)

El sistema de control AVR es de los más utilizados en la industria, dada su rápida respuesta frente a perturbaciones. El regulador automático de voltaje ejecuta la regulación de voltaje en terminales ante variaciones de carga, a través de la modificación del voltaje de campo E_{fd} . Un diseño estándar para un AVR consta de cinco partes, un comparador, amplificador, excitador, generador y sensor. En algunos casos se agrega un controlador PID para robustecer el sistema frente a cambios de diferentes condiciones operativas, [8, 49] pero se puede construir un sistema de control AVR sin ningún tipo de controlador adicional, donde cada componente del sistema se modela mediante una función de transferencia de primer orden con una ganancia K y constante de tiempo τ [7]. Como cada componente es representada mediante su función de transferencia, el sistema AVR se puede construir mediante bloques conectados entre sí, en la Figura 2.15 podemos ver el control en lazo cerrado del sistema AVR representado en un diagrama de bloques.

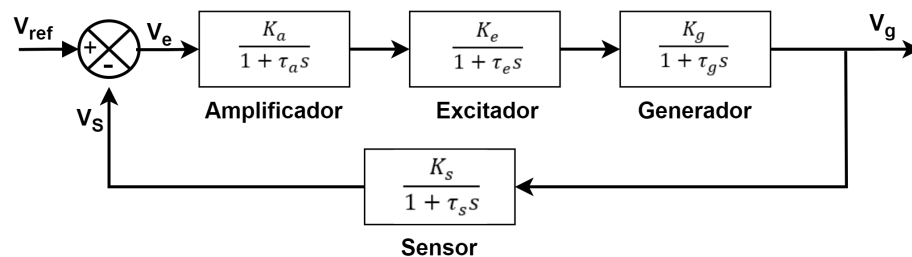


Figura 2.15: Diagrama de bloques de un sistema AVR [7]

2. GENERADOR SÍNCRONO CONECTADO A UN BUS INFINITO

donde K_a, K_e, K_g, K_s y $\tau_a, \tau_e, \tau_g, \tau_s$ son las ganancias y constantes de tiempo asociadas a las funciones de transferencia del amplificador, excitador, generador y sensor, respectivamente.

Como se puede apreciar en la Figura 2.15 el sistema AVR cuenta con un sensor que detecta continuamente un voltaje en las terminales del generador, esta señal se rectifica y suaviza mediante sistemas electrónicos (V_s) para compararla con una señal de referencia de CD en el comparador (V_{ref}). Posteriormente, el voltaje de error (V_e) que se obtiene de esta comparación se amplifica y se aplica el control. Finalmente, la salida del controlador se utiliza para controlar el voltaje de campo del generador mediante el excitador.

En la literatura podemos encontrar valores ya definidos para la sintonización de un sistema AVR, cuyas ganancias y constantes de tiempo se establecen en un cierto margen para que los operadores puedan sintonizar el sistema con mayor facilidad, el problema recae en la experiencia del operador. Si no se tiene experiencia sintonizando este sistema de control, se lleva bastante tiempo tratar de sintonizarlo con métodos empíricos. En la Tabla 2.1 se muestran los valores de ganancias y constantes de tiempo que utiliza un AVR [7, 8, 9, 49].

	Rango de ganancias	Constantes de tiempo
Amplificador $\frac{K_a}{1+s\tau_a}$	$10 \leq K_a \leq 40$	$0.02 \leq \tau_a \leq 0.1$
Excitador $\frac{K_e}{1+s\tau_e}$	$1 \leq K_e \leq 10$	$0.4 \leq \tau_e \leq 1.0$
Generador $\frac{K_g}{1+s\tau_g}$	$0.7 \leq K_g \leq 1.0$	$1.0 \leq \tau_g \leq 2.0$
Sensor $\frac{K_s}{1+s\tau_s}$	$0.9 \leq K_s \leq 1.1$	$0.001 \leq \tau_s \leq 0.06$

Tabla 2.1: Valores de ganancias y constantes de tiempo para un sistema AVR

Para implementar de manera práctica un control AVR es necesario considerar algunas cosas. Es necesario un transformador que reduzca el voltaje a niveles que no comprometa la estructura física del sensor. Internamente el sensor debe contar con un rectificador que permita la conversión de CA a CD y contar de igual manera con un rectificador de señal, para que este mande la señal más precisa posible y reducir los errores en el comparador. Finalmente, se requiere de un transformador que eleve el voltaje para que la energía eléctrica sea enviada en la red. En la Figura 2.16 se muestra un modelo real de un sistema AVR.

2.5.2. Estabilizador de Sistemas de Potencia (PSS)

El estabilizador de sistemas de potencia (PSS, por sus siglas en inglés) es un dispositivo responsable de proporcionar un amortiguamiento extra a la máquina síncrona con el objetivo de reducir las oscilaciones mecánicas de baja frecuencia a causa de perturbaciones pequeñas [6]. Actualmente se utiliza en diseños de control para una

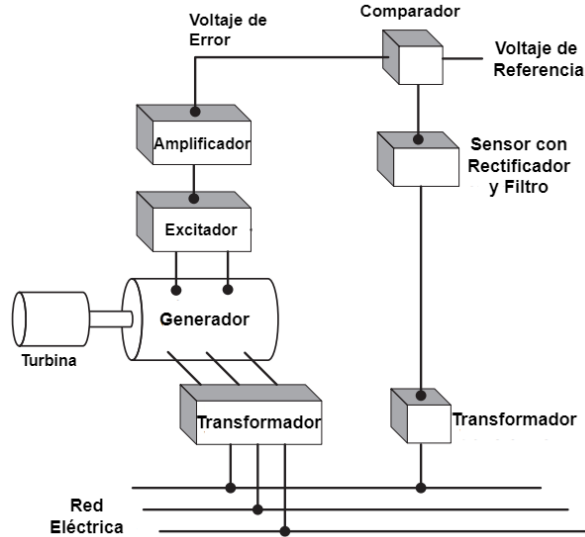


Figura 2.16: Modelo real de un sistema AVR [8, 9]

máquina síncrona conectada a un bus infinito (SMIB), aunque en los últimos años se están realizando considerables investigaciones en el diseño del PSS para sistemas multimáquina, que no son aplicables para resolver problemas de estabilidad definitivos en el campo [15]. Estos diseños se realizan usando como base un SMIB, luego los parámetros se sintonizan en línea para suprimir los modos, tanto el modo local como el modo interárea.

La función principal del PSS es agregar una amortiguación a las oscilaciones del rotor, controlando su excitación mediante señales estabilizadoras auxiliares. Las bajas frecuencias a las que un PSS responde van de $0.1[Hz]$ a $2[Hz]$, que se conocen como modos interáreas o locales. Para proporcionar amortiguación, el PSS debe producir un componente de par eléctrico en fase con la derivada de la velocidad del rotor $\Delta\omega$. Dado a que el PSS busca amortiguar oscilaciones, la señal de entrada puede ser cualquier señal que sea afectada por la oscilación, como lo es la velocidad síncrona de la máquina, de igual forma la señal de entrada podría ser la frecuencia de la red, el voltaje en terminales o la potencia oscilante [50].

En la Figura 2.17 se muestra un diagrama de bloques de un sistema PSS, en el cual se describe el propósito de cada bloque. El bloque de filtrado corresponde a un filtro paso altas que permite un rango de frecuencia de entrada seleccionado y se espera que actúe solo durante el período transitorio. El compensador de fase dinámica puede proporcionar una fase de adelanto o de atraso para reducir las oscilaciones del ángulo del rotor, esta es una de las piezas fundamentales en el diseño del PSS, puesto que ayuda a realizar ajustes en la fase del voltaje para mejorar la estabilidad dinámica del sistema. El limitador se utiliza para evitar que la señal de salida exceda los límites de

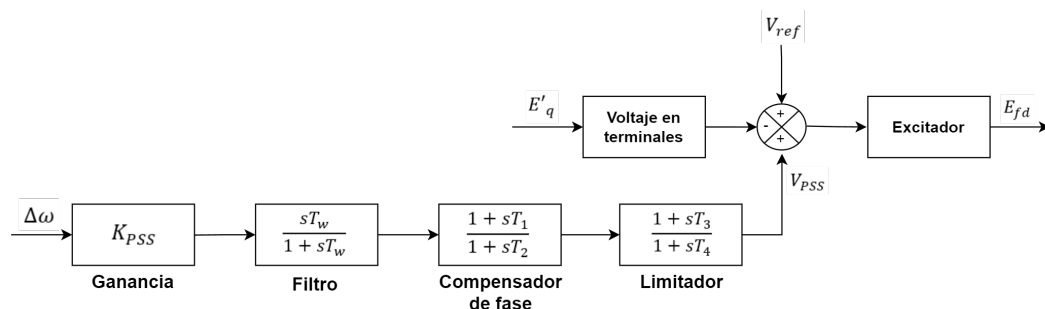


Figura 2.17: Diagrama de bloques de un sistema PSS [5]

control [39, 50].

Por lo tanto, la función de transferencia de un PSS es descrita en la ecuación (2.31) [15].

$$G(s) = K_{PSS} \frac{(1 + sT_1)(1 + sT_3)}{(1 + sT_2)(1 + sT_4)} \frac{sT_w}{(1 + sT_w)} \quad (2.31)$$

- K_{PSS} esta en un rango de 0.1 a 50
- T_1 es la constante de tiempo de adelanto, 0.2 a 1.5 [s]
- T_2 es la constante de tiempo de atraso, 0.02 a 0.15 [s]
- T_3 es la constante de tiempo de adelanto, 0.2 a 1.5 [s]
- T_4 es la constante de tiempo de atraso, 0.02 a 0.15 [s]

2.5.3. Implementación de los Controladores PSS/AVR

Los controladores presentados en las anteriores secciones pueden ser utilizados en conjunto o por separado. Al utilizar los controladores de forma conjunta se garantiza una mayor robustez frente a perturbaciones paramétricas y de esta manera mejorar la estabilidad transitoria del ángulo de rotor. El conjunto PSS/AVR garantiza tener una buena regulación de voltaje post-falla, así como la reducción de oscilaciones mecánicas del rotor [51].

Al diseñar un controlador PSS/AVR, es importante tener en cuenta posibles variaciones en el punto de operación de un generador que se dan al ocurrir perturbaciones como variaciones de carga o cortes de líneas. Un factor importante en el diseño es que el esquema de control PSS/AVR no debe desestabilizarse, incluso debe de conservar un alto rendimiento cuando incurren esas perturbaciones. En la literatura se ha demostrado que el conjunto PSS/AVR es robusto frente a las variaciones del sistema. Para que estos controladores sean robustos, ambos deben de estar coordinados, es decir, no deben diseñarse de manera independiente [52].

En la Figura 2.18 se muestra un diagrama en bloques de una configuración típica del conjunto PSS/AVR, este lazo de control está inspirado en la configuración tipo IEEE ST1A-PSS1A [47, 51].

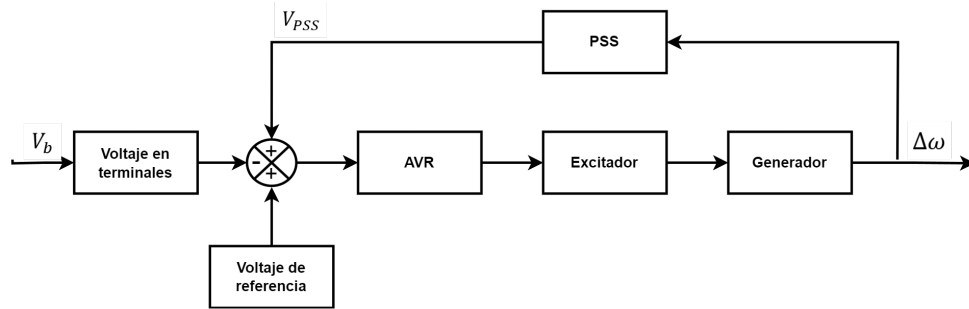


Figura 2.18: Diagrama de bloques de la implementación AVR+PSS [5]

Diseño del Controlador

3.1. Modelo Alternativo del Generador Síncrono Conectado a un Bus Infinito (SMIB)

Para el diseño del controlador se propone un modelo alternativo adoptando la potencia eléctrica inyectada por la máquina síncrona P_e como nueva variable de estado, para ello se parte del modelo clásico de tercer orden de decaimiento de flujo para el sistema SMIB (2.7a)- (2.7c). Se sabe que la potencia eléctrica esta descrita por la ecuación (3.1), como se muestra a continuación.

$$P_e = b_1 E'_q \sin(\delta) \quad (3.1)$$

Se sabe que un modelo en variables de estados, depende de los estados y de sus derivadas, por ello, se procede a obtener su derivada temporal, aplicando la regla de la cadena.

$$\dot{P}_e = b_1 \dot{E}'_q \sin(\delta) + b_1 E'_q \dot{\delta} \cos(\delta) \quad (3.2)$$

El modelo propuesto no depende del voltaje interno de cuadratura (E'_q), por lo cual tanto su estado como su derivada tienen que ser sustituidos. La derivada de (E'_q) se obtiene mediante la ecuación (2.7c) del modelo de tercer orden.

$$\dot{P}_e = b_1 [b_3 \cos(\delta) - b_4 E'_q + E_f] \sin(\delta) + b_1 E'_q \dot{\delta} \cos(\delta) \quad (3.3)$$

Una ecuación de estado no puede estar en términos de una derivada de otro estado ($\dot{\delta}$), se sustituye la ecuación (2.7a) del modelo clásico en (3.3), donde expresa una igualdad entre la derivada del ángulo de carga y la velocidad angular relativa, esto es:

$$\dot{P}_e = b_1 b_3 \cos(\delta) \sin(\delta) - b_1 b_4 E'_q \sin(\delta) + b_1 E_f \sin(\delta) + b_1 E'_q \omega \cos(\delta) \quad (3.4)$$

3. DISEÑO DEL CONTROLADOR

La ecuación (3.4) cuenta con la presencia del voltaje interno de cuadratura y se desea sustituir por la potencia eléctrica, por ello, se toma la ecuación (3.1), donde se despeja del voltaje interno de cuadratura, tal como se muestra en la siguiente ecuación:

$$\dot{P}_e = b_1 b_3 \cos(\delta) \sin(\delta) - b_4 P_e + b_1 E_f \sin(\delta) + b_1 \frac{1}{b_1 \sin(\delta)} P_e \omega \cos(\delta) \quad (3.5)$$

Finalmente, se tiene una ecuación de estado que describe a la potencia eléctrica, por lo tanto se puede aplicar al modelo alternativo propuesto, reemplazando E'_q por P_e .

$$\dot{P}_e = b_1 b_3 \cos(\delta) \sin(\delta) - b_4 P_e + b_1 E_f \sin(\delta) + \omega P_e \cot(\delta) \quad (3.6)$$

Para simplificar la notación, el modelo alternativo del sistema SMIB es reescrito en forma compacta, definiendo, $x = [x_1, x_2, x_3]^\top = [\delta, \omega, P_e]^\top$, como:

$$\dot{x}_1 = x_2, \quad x_1(0) = x_{1_0} \quad y = x_1 \quad (3.7a)$$

$$\dot{x}_2 = -x_3 - b_2 x_2 + p_m, \quad x_2(0) = x_{2_0} \quad (3.7b)$$

$$\dot{x}_3 = b_1 b_3 \cos(x_1) \sin(x_1) - b_4 x_3 + b_1 \sin(x_1) e_f + x_3 \cot(x_1) x_2, \quad x_3(0) = x_{3_0} \quad (3.7c)$$

3.2. Modelo de Control

El control propuesto está diseñado bajo la metodología de linealización entrada-salida conducida por la medición del ángulo de carga del generador. De esta manera, el modelo alternativo del SMIB (3.7a) - (3.7c).

$$\dot{x}_1 = x_2, \quad x_1(0) = x_{1_0} \quad y = x_1 \quad (3.8a)$$

$$\dot{x}_2 = -x_3 - b_2 x_2 + p_m, \quad x_2(0) = x_{2_0} \quad (3.8b)$$

$$\dot{x}_3 = -b_4 x_3 + b_1 \sin(x_1) e_f + \iota, \quad x_3(0) = x_{3_0} \quad (3.8c)$$

donde

$$\iota = b_1 b_3 \cos(x_1) \sin(x_1) + x_2 x_3 \cot(x_1) = f(x_1) \quad (3.9)$$

El termino ι dado por (3.9), describe la no linealidad del sistema, así mismo, representa las dinámicas no modeladas, errores de modelado, incertidumbres paramétricas y dinámicas parásitas.

A partir de (3.8a) - (3.8c), se considera ι como una nueva variable de estado, obtenida como:

$$\dot{x}_1 = x_2, \quad x_1(0) = x_{1_0} \quad y = x_1 \quad (3.10a)$$

$$\dot{x}_2 = -x_3 - b_2 x_2 + p_m, \quad x_2(0) = x_{2_0} \quad (3.10b)$$

$$\dot{x}_3 = -b_4 x_3 + b_1 e_f \sin(x_1) + \iota, \quad x_3(0) = x_{3_0} \quad (3.10c)$$

$$\dot{\iota} = \dot{f}(x_1), \quad \iota(0) = \iota_0 \quad |\dot{f}(x_1)| \leq \epsilon_{x_1} \quad (3.10d)$$

Asumiendo que la señal ι se encuentra en un régimen de variación lenta, como se muestra en la ecuación (3.11), con respecto a la tasa de convergencia del observador (para ser diseñado), siendo esto:

$$i = \dot{f}(x_1) \approx 0 : \quad |i/\iota| := \lambda_\iota \ll \lambda_o \quad (3.11)$$

donde λ_ι es la dinámica asociada a la variable ι (entrada rápidamente estimable) y λ_o está asociado a la tasa de convergencia del estimador. Por lo tanto el modelo del SMIB propuesto para fines de control es:

$$\dot{\delta} = \omega, \quad \delta(0) = \delta_0 \quad y = \delta \quad (3.12a)$$

$$\dot{\omega} = -P_e - b_2\omega + p_m, \quad \omega(0) = \omega_0 \quad (3.12b)$$

$$\dot{P}_e = -b_4P_e + b_1e_f \sin(\delta) + \iota, \quad P_e(0) = P_{e_0} \quad (3.12c)$$

$$i \approx 0, \quad \iota(0) = \iota_0 \quad (3.12d)$$

3.3. Control por Retroalimentación de Estados

Utilizando el ángulo de carga como única salida medida, el modelo de control (3.12a) - (3.12d) tiene un grado relativo uniforme. De esta manera, en el presente trabajo de tesis se propone un controlador basado en la metodología linealización entrada-salida [45, 53]. Para ello, se construye una transformación geométrica con base a las derivadas temporales de la salida.

$$y = \delta \quad (3.13a)$$

$$\dot{y} = \dot{\delta} = \omega \quad (3.13b)$$

$$\ddot{y} = \dot{\omega} = -p_e - b_2\omega + p_m \quad (3.13c)$$

$$\ddot{\ddot{y}} = \ddot{\omega} = b_4p_e - b_1e_f \sin(\delta) - \iota + b_2p_e + b_2^2\omega - b_2p_m + \dot{p}_m \quad (3.13d)$$

En el diseño del controlador se considera el siguiente cambio de variables.

$$z_1 = y \quad z_2 = \dot{y}, \quad z_3 = \ddot{y} \quad (3.14)$$

Parcialmente el sistema (3.13) es reescrito en coordenadas de z

$$\dot{z}_1 = z_2 \quad (3.15a)$$

$$\dot{z}_2 = z_3 \quad (3.15b)$$

$$\dot{z}_3 = b_4p_e - b_1e_f \sin(\delta) - \iota + b_2p_e + b_2^2\omega - b_2p_m + \dot{p}_m \quad (3.15c)$$

Del cambio de variables propuesto (3.14) y considerando $p_e = -z_3 - b_2z_2 + p_m$ es posible reescribir (3.15c) como se muestra a continuación.

3. DISEÑO DEL CONTROLADOR

$$\dot{z}_3 = (b_4 + b_2)(-z_3 - b_2 z_2 + p_m) - b_1 e_f \sin(\delta) - \iota + b_2^2 \omega - b_2 p_m + \dot{p}_m \quad (3.16)$$

$$\dot{z}_3 = -b_4 z_3 - b_2 z_3 - b_4 b_2 z_2 - b_2^2 z_2 + b_4 p_m + b_2 p_m - b_1 e_f \sin z_1 - \iota + b_2^2 z_2 - b_2 p_m + \dot{p}_m \quad (3.17)$$

$$\dot{z}_3 = -(b_4 + b_2)z_3 - b_4 b_2 z_2 + b_4 p_m + \dot{p}_m - \iota - b_1 \sin(z_1) e_f \quad (3.18)$$

Por lo tanto, el sistema (3.12) en términos de z , es reescrito como.

$$\dot{z}_1 = z_2, \quad z_1(0) = z_{10}, \quad y = z_1 \quad (3.19a)$$

$$\dot{z}_2 = z_3, \quad z_2(0) = z_{20} \quad (3.19b)$$

$$\dot{z}_3 = -(b_4 + b_2)z_3 - b_4 b_2 z_2 - \iota + b_4 p_m + \dot{p}_m - b_1 \sin(z_1) e_f, \quad z_3(0) = z_{30} \quad (3.19c)$$

Así mismo, el sistema (3.19) puede ser representado mediante su notación compacta de Brunovsky.

$$\dot{z} = \Pi z + T v \quad (3.20)$$

donde

$$\Pi = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}, T = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 1 \end{bmatrix} \quad (3.21)$$

$$\begin{bmatrix} \dot{z}_1 \\ \dot{z}_2 \\ \dot{z}_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} z_1 \\ z_2 \\ z_3 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 1 \end{bmatrix} v \quad (3.22)$$

donde

$$v = -(b_4 + b_2)z_3 - b_4 b_2 z_2 - \iota + b_4 p_m + \dot{p}_m - b_1 \sin(z_1) e_f \quad (3.23)$$

Se analiza la propiedad de controlabilidad para el par (Π, T) , con el fin de diseñar una entrada de control auxiliar v que establezca al sistema (3.20) [54].

$$M_c = [T \quad \Pi T \quad \Pi^2 T \quad \dots \quad \Pi^{n-1} T] \quad (3.24)$$

Por lo tanto, la matriz de controlabilidad se construye de la siguiente manera:

$$M_c = \begin{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 1 \end{bmatrix} & \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 1 \end{bmatrix} & \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 1 \end{bmatrix} \end{bmatrix} \quad (3.25)$$

$$M_c = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 1 \\ 0 & 1 & 0 \\ 1 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.26)$$

La matriz de controlabilidad (3.26) es de rango completo, por lo cual el sistema es de estado completo controlable [54].

Asumiendo que todas las no linealidades del sistema son conocidas, lo que significa tener la máquina instrumentada completamente e incluyendo ι , la entrada de control e_f que permite la linealización exacta de (3.8), es expresada como:

$$e_f = \frac{1}{b_1 \sin z_1} (b_4 p_m + \dot{p}_m - (b_4 + b_2) z_3 - b_4 b_2 z_2 - \iota - v) \quad (3.27)$$

Considerando una entrada de control lineal auxiliar

$$v = -\kappa_1(z_1 - \bar{z}_1) - \kappa_2(z_2 - \bar{z}_2) - \kappa_3(z_3 - \bar{z}_3) \quad (3.28)$$

donde κ_1, κ_2 , y κ_3 son parámetros de diseño. El controlador que se propone deberá de garantizar la estabilidad del sistema SMIB bajo un rango amplio de condiciones de operación, tales como: fluctuaciones de potencia eléctrica, fallas trifásicas y variaciones paramétrica.

3.4. Control Basado en Observador

En el apartado anterior se diseño el controlador bajo la consideración de tener la máquina instrumentada completamente e incluyendo la ι , la realidad es que no se conoce el estado completo de la máquina síncrona, incluyendo esta nueva variable. Es necesario construir un observador que permita la reconstrucción de los estados junto con la ι como estado aumentado.

El concepto de observabilidad se utiliza para abordar problemas de reconstrucción de variables de estado no medibles a partir de variables que si lo son [55], dentro de la construcción de este observador se tiene el ángulo de carga como única variable medible.

El mapa de observabilidad del sistema mostrado en las ecuaciones (3.13a) -(3.13d), con base al par $(\Psi, \rho)(t)$, es expresado como:

$$\Psi(t) = O_\delta \chi(t) + T \rho(t) \quad (3.29)$$

donde

$$O_\delta = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & -b_2 & -1 & 0 \\ 0 & b_2^2 & (b_2 + b_4) & -1 \end{bmatrix}, \quad T = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 \\ -b_2 & 1 & -b_1 \sin x_1 \end{bmatrix} \quad (3.30a)$$

$$\Psi = \begin{bmatrix} y \\ \dot{y} \\ \ddot{y} \\ \ddot{\ddot{y}} \end{bmatrix}, \quad \chi = [x_1, x_2, x_3, \iota]^\top, \quad \rho(t) = [p_m, \dot{p}_m, e_f]^\top \quad (3.30b)$$

3. DISEÑO DEL CONTROLADOR

La matriz de observabilidad debe de cumplir con dos condiciones necesarias para afirmar que la matriz tiene una observabilidad completa, ser de rango completo y que O_δ sea invertible.

Se puede asegurar que la matriz de observabilidad (3.30) es de rango completo. No obstante para cumplir con el criterio de tener una matriz inversa, se recurre a una expresión que relaciona su matriz adjunta y el determinante [56], la cual se presenta a continuación.

$$O_\delta^{-1} = \frac{(\text{Adj}(O_\delta))^T}{\det(O_\delta)} \quad (3.31)$$

Aplicando la expresión (3.31), obtenemos la siguiente matriz.

$$O_\delta^{-1} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & -b_2 & -1 & 0 \\ 0 & -b_2 b_4 & -b_2 - b_4 & -1 \end{bmatrix} \quad (3.32)$$

Cumpliendo con las dos condiciones necesarias, se afirma que la matriz O_δ^{-1} es fuertemente observable, garantizando la reconstrucción del estado aumentado $\chi(t)$ por medio de un observador dinámico adecuado, siendo esto:

$$\chi(t) = O_\delta^{-1}[\Psi(t) - T\rho(t)] \quad (3.33)$$

Dado el sistema observable con coordenadas (x, ι) y considerando como única salida medible $y = x_1$, por lo tanto se propone un estimador geométrico (Luenberger con acción integral). El observador geométrico es propuesto basado en la derivada de Lie, pero eliminando el obstáculo de aplicabilidad que limita la derivada de Lie, por lo tanto el estimador geométrico que se utiliza en [57, 58] demuestra ser de construcción simple y contar con un criterio de convergencia no local junto con pautas de ajustes fáciles de aplicar.

$$\dot{\hat{x}}_1 = \hat{x}_2 + k_o^\delta(x_1 - \hat{x}_1), \quad \hat{x}_1(0) = \hat{x}_{10} \quad (3.34a)$$

$$\dot{\hat{x}}_2 = -\hat{x}_3 - b_2\hat{x}_2 + p_m + k_o^\omega(x_1 - \hat{x}_1), \quad \hat{x}_2(0) = \hat{x}_{20} \quad (3.34b)$$

$$\dot{\hat{x}}_3 = -b_4\hat{x}_3 + b_1 \sin(\hat{x}_1)e_f + \hat{i} + k_o^P(x_1 - \hat{x}_1), \quad \hat{x}_3(0) = \hat{x}_{30} \quad (3.34c)$$

$$\dot{\hat{i}} = k_o^\iota(x_1 - \hat{x}_1), \quad \hat{i}(0) = \hat{i}_0 \quad (3.34d)$$

El estimador de tipo Luemberger más acción integral permite estimar los estados no medibles del sistema en tiempo real, garantizando que la estimación converja rápidamente [59]. En el sistema empleado donde se tiene como único estado medible el ángulo de carga de la máquina síncrona, esta herramienta de control puede ser empleada para conocer los estados no medibles como, la velocidad síncrona y la potencia eléctrica, así mismo la señal ι .

El vector de ganancias del observador $[k_o^\delta, k_o^\omega, k_o^P, k_o^t]$, es determinado como se presenta en los artículos [57, 58, 60, 61], este vector contiene valores predefinidos de ganancias ζ , ϖ_o , cuyos parámetros de sintonización del observador van de $[0.71, 3]$ y $10\varpi_n$ respectivamente.

$$\begin{bmatrix} k_o^\delta \\ k_o^\omega \\ k_o^P \\ k_o^t \end{bmatrix} = O_\delta^{-1} k_o = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & -b_2 & -1 & 0 \\ 0 & -(b_2 b_4) & -b_2 - b_4 & -1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 4\zeta_o \varpi_o \\ (4\zeta_o^2 + 2) \varpi_o^2 \\ 4\zeta_o \varpi_o^3 \\ \varpi_o^4 \end{bmatrix} \quad (3.35a)$$

$$k_o = [4\zeta_o \varpi_o, (4\zeta_o^2 + 2) \varpi_o^2, 4\zeta_o \varpi_o^3, \varpi_o^4]^\top \quad (3.35b)$$

Mediante la determinación del polinomio característico de la dinámica lineal de polos asignables asociados al error de estimación de la salida, el vector de ganancias queda determinado como se muestra a continuación.

$$\begin{bmatrix} k_o^\delta \\ k_o^\omega \\ k_o^P \\ k_o^t \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 4\varpi_o \zeta \\ \varpi_o^2 (4\zeta^2 + 2) \\ -4\zeta \varpi_o^3 - b_2 (4\zeta^2 + 2) \varpi_o^2 \\ -\varpi_o^4 - 4\zeta (b_2 + b_4) \varpi_o^3 - b_2 b_4 (4\zeta^2 + 2) \varpi_o^2 \end{bmatrix} \quad (3.36)$$

El estimador geométrico propuesto (3.34a) - (3.34d), tiene una convergencia robusta y exponencial a la dinámica del sistema aumentado $\chi(t)$, de acuerdo a la siguiente desigualdad [57, 58, 60]

$$|\hat{\chi} - \chi| \leq a_\chi e^{-\lambda_o t} |\tilde{\chi}| + (a_\chi / \lambda_o) \epsilon_\theta, \quad \hat{\chi}, \chi \in X_\delta(t) \quad (3.37)$$

Por lo tanto la ley de control (3.27) en coordenadas de z , se expresa en términos de las variables de estado estimadas en su forma implementable, como:

$$e_f = \frac{1}{\sin(\hat{\delta})} [(b_2 + b_4) \hat{P}_e + b_2^2 \hat{\omega} - b_2 p_m - \hat{t} - v_x] \quad (3.38)$$

donde

$$v_x = -\kappa_1 \hat{\delta} - \kappa_2 \hat{\omega} - \kappa_3 (-\hat{P}_e - b_2 \hat{\omega} + p_m) \quad (3.39)$$

La ley de control (3.38) es implementable dentro de la región de operación (2.15), esta ley de control debe mejorar la respuesta transitoria de la máquina síncrona ante la presencia de perturbaciones, recuperando el sincronismo en un lapso corto de tiempo.

Simulaciones Numéricas

En el presente capítulo, se valida el correcto funcionamiento del controlador propuesto (3.38). Se consideran dos escenarios: (i) falla trifásica y (ii) falla en el devanado de excitación.

4.1. Esquema de Prueba.

Los parámetros del sistema SMIB son mostrados en la Tabla 4.1, cuyos valores representan valores nominales de operación en estado estacionario. Para ambas fallas se establece el sistema SIMB en el punto de equilibrio:

$$\bar{\delta} = 0.4067[\text{rad}], \quad \bar{\omega} = 0[\text{rad/s}], \quad \bar{E}'_q = 1.03[\text{p.u.}]$$

Parámetro	Valor [p.u.]
p_m	0.815
b_1	2
b_2	0.0588
b_3	1.7
b_4	2.7
e_f	1.22

Tabla 4.1: Parámetros del sistema SMIB

En el estudio comparativo se incluye el desempeño del esquema de control convencional (PSS/AVR) cuyos parámetros de diseño son fijados con base al rango de valores establecidos en [8] y [49]. Así mismo, se incluyen la dinámica del sistema SMIB en lazo abierto.

4.2. Falla Trifásica

Una falla trifásica ocurre por diversas causas, entre las cuales se encuentran, corto circuitos, sobrecargas en las fases o problemas en las diversas conexiones de la red. Este tipo de falla ocurre con poca frecuencia, pero es el tipo de falla más grave a la que un SEP se enfrenta [33]. Esta falla en particular corresponde a la estabilidad de ángulo de rotor, por lo que se considera el siguiente caso de estudio.

Se realiza el estudio donde el sistema se perturba con una falla trifásica, se desconecta una de las líneas de transmisión, como se muestra en la Figura 4.1 y por consecuencia la potencia eléctrica se igual a cero. La falla es modelada mediante una función rectangular con amplitud de -1 , con un tiempo de liberación de falla de 0.6 segundos, con una incidencia a los 50 segundos de que el sistema es puesto en marcha.

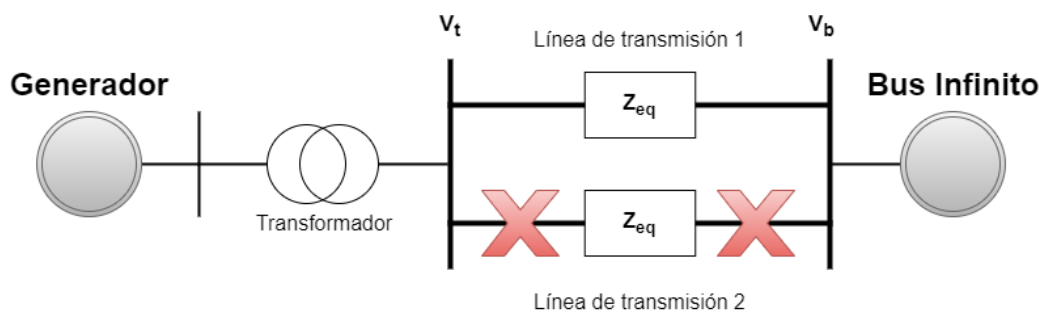


Figura 4.1: Ángulo de carga a lazo abierto, con falla trifásica

Este tipo de falla afecta de forma directa a la potencia eléctrica, de tal forma que la variable de estado que contempla a la potencia eléctrica es la velocidad angular relativa (ω), por lo que la ecuación asociada a este estado (2.9) se verá afectada de la siguiente manera:

$$\dot{\omega} = [-b_1 E'_q \sin(\delta)] \times f_t - b_2 \omega + p_m \quad (4.1)$$

donde f_t representa la señal de falla trifásica.

4.2.1. Simulación Numérica del Sistema a Lazo Abierto

Con fines comparativos, se incluye la simulación del sistema SMIB en lazo abierto con el propósito de mostrar el comportamiento dinámico del sistema frente a una perturbación sin que ningún tipo de controlador intervenga.

La dinámica del sistema SMIB a lazo abierto reacciona como se muestran en las Figuras 4.2 - 4.4.

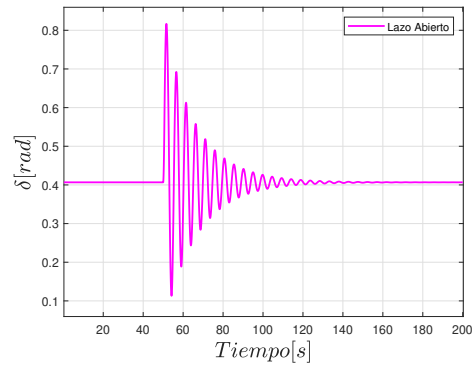


Figura 4.2: Ángulo de carga a lazo abierto, con falla trifásica

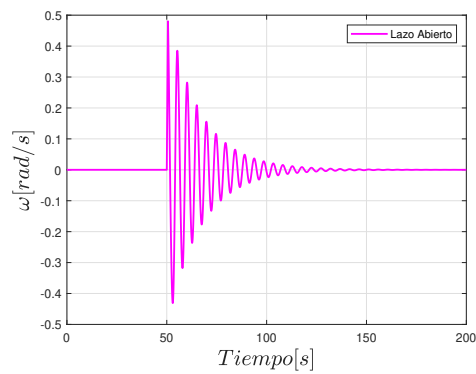


Figura 4.3: Velocidad síncrona a lazo abierto, con falla trifásica

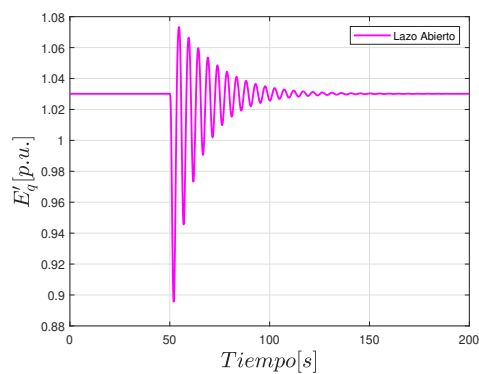


Figura 4.4: Voltaje de cuadratura a lazo abierto, con falla trifásica

En la Figura 4.5 se muestra el comportamiento de la potencia eléctrica a través del tiempo.

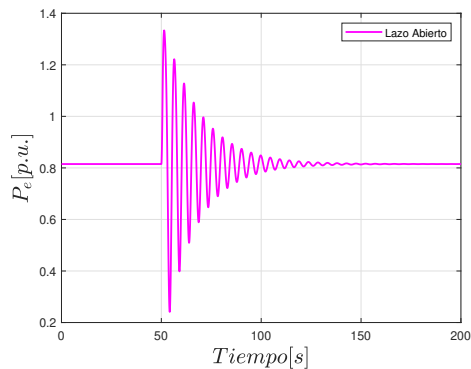


Figura 4.5: Potencia eléctrica a lazo abierto, con falla trifásica

En la Figura 4.6 se visualiza cómo se comporta el voltaje en terminales frente a la incidencia de una falla trifásica.

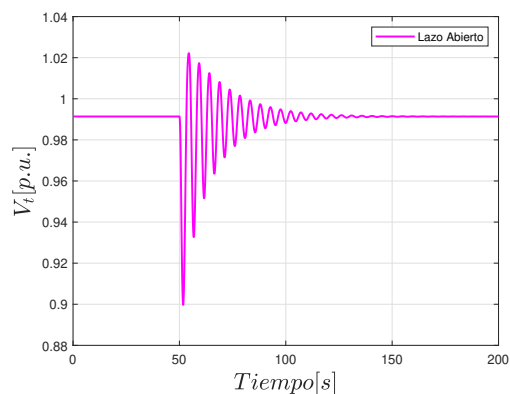


Figura 4.6: Potencia eléctrica a lazo abierto, con falla trifásica

Se muestra un decremento en los niveles de voltaje, lo que conlleva en un aumento de la corriente. Si los niveles de corriente se elevan, el campo magnético crece, lo que explica que el generador se acelere y, por consecuencia, que el ángulo de carga se vea incrementado.

4.2.2. Simulaciones Numérica Aplicando Controladores Industriales Convencionales PSS/AVR

El lazo de control conformado por los controles PSS/AVR requiere de un voltaje de referencia. En este caso, el voltaje de referencia tiene un valor de 1.22 [p.u.]. Este valor se obtiene del voltaje de campo mostrado en la Tabla 4.1. En el sistema a lazo abierto se

utiliza este valor como constante. Al implementar un control a lazo cerrado, el voltaje de campo toma el papel de una entrada de control que influirá en el comportamiento del sistema para lograr la estabilización requerida.

4.2.2.1. Sintonización de los controladores PSS/AVR

El diseño de ambos controles se ejecuta en bloques, por lo que es factible realizar el diseño por partes. A continuación se presenta el diseño de cada uno de los bloques que conforman el control conjunto (PSS/AVR).

- **AVR:** Este bloque es el encargado de regular los niveles de voltaje, mediante una salida de voltaje V_{AVR} . Su diseño se realiza mediante la siguiente función de transferencia.

$$\frac{K_{AVR}}{1 + s\tau_{AVR}} \quad (4.2)$$

donde

- K_{AVR} es la ganancia del control AVR, por cuestiones de diseño, se le otorga un valor de 1.
 - τ_{AVR} es una constante de tiempo, por cuestiones de diseño, se le otorga un valor de 0.05[s].
- **Excitador:** Este bloque es el encargado de convertir el voltaje proveniente del control AVR (V_{AVR}) en una señal de control de voltaje de campo (e_f). Se construye mediante la siguiente función de transferencia.

$$\frac{K_c}{1 + s\tau_c} \quad (4.3)$$

donde

- K_c es la ganancia del excitador, por cuestiones de diseño, se le otorga un valor de 1.
 - τ_e es una constante de tiempo, por cuestiones de diseño, se le otorga un valor de 0.05[s].
- **PSS:** Este bloque es el encargado de reducir las oscilaciones mecánicas del sistema. Es conformado por tres funciones de transferencia que se multiplican entre ellas, estas funciones de transferencia pertenecen a un filtro, compensador de fase y limitador. La función de transferencia es descrita por la ecuación (2.31). Los valores numéricos asociados a la ganancia y a las constantes de tiempo se muestran a continuación.
- K_{PSS} es la ganancia del control PSS, por cuestiones de diseño se le otorga un valor de 4.

4. SIMULACIONES NUMÉRICAS

- T_1 es una constante de tiempo de adelanto, por cuestiones de diseño se le otorga un valor de 0.5[s].
- T_2 es una constante de tiempo de atraso, por cuestiones de diseño se le otorga un valor de 0.05[s].
- T_3 es una constante de tiempo de adelanto, por cuestiones de diseño se le otorga un valor de en 0.5 [s].
- T_4 es una constante de tiempo de atraso, por cuestiones de diseño se le otorga un valor de 0.05[s].
- T_W es una constante de tiempo de filtrado, por cuestiones de diseño se le otorga un valor de 1.

Al realizar las sustituciones numéricas pertinentes en la ecuación (2.31), la función de transferencia queda denotada de la siguiente manera:

$$G(s) = 4 \frac{(1 + 0.5s)}{(1 + 0.05s)} \frac{(1 + 0.5s)}{(1 + 0.05s)} \frac{s}{(1 + 0.05s)} \quad (4.4)$$

La sintonización del controlador a lazo cerrado PSS/AVR dependerá de las condiciones iniciales del sistema, así como de sus requerimientos. El esquema de control se visualiza en la Figura 4.7, donde se muestra cada bloque que conforma el lazo de control con su respectiva función de transferencia.

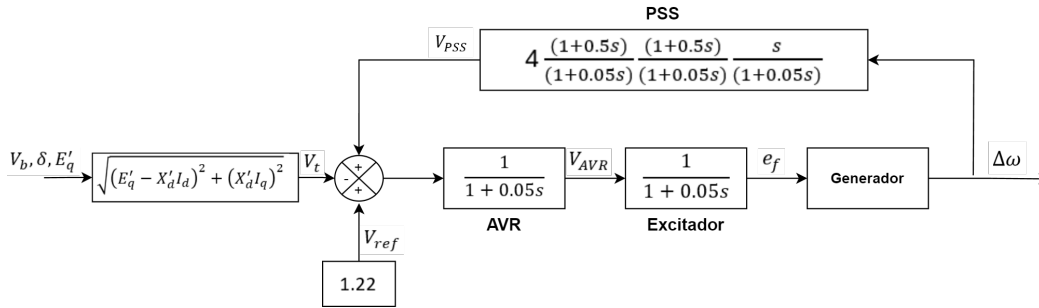


Figura 4.7: Diagrama del control a lazo cerrado PSS/AVR, sintonizado

Si se requiere mejorar la respuesta a la estabilidad transitoria del sistema, se debe de modificar el valor de las ganancias K_{PSS} y K_{AVR} . En la literatura se recomienda mantener una ganancia fija mientras se modifica la otra.

El sistema que implementa el lazo de control PSS/AVR es sometido a la misma falla a la que se sometió el sistema a lazo abierto. Al implementar los controladores PSS/AVR se busca reducir el tiempo donde el sistema recupera el sincronismo.

El comportamiento dinámico del sistema se muestra en las Figuras 4.8 - 4.10.

El voltaje en terminales reporta un tiempo de estabilización de 55 [s] aproximados. Al conectar el voltaje en terminales en el lazo de control PSS/AVR se modifica su condición operativa inicial. Como se muestra en la Figura 4.12. La señal de control

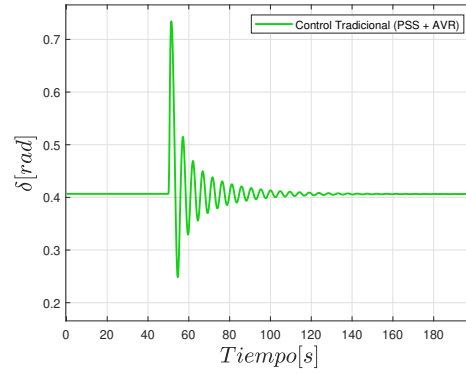


Figura 4.8: Ángulo de carga a lazo cerrado, con falla trifásica

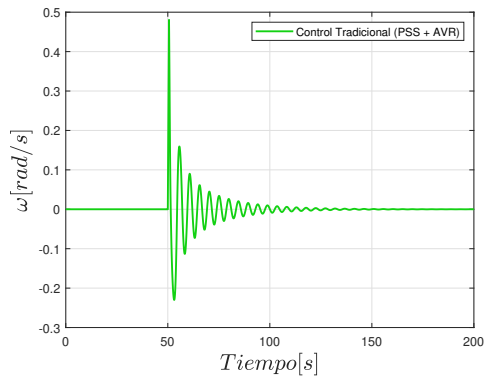


Figura 4.9: Velocidad síncrona a lazo cerrado, con falla trifásica

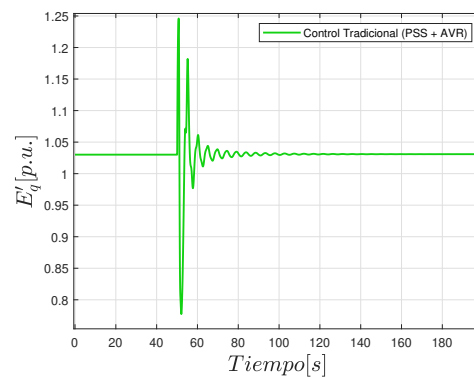


Figura 4.10: Voltaje de cuadratura a lazo cerrado, con falla trifásica

4. SIMULACIONES NUMÉRICAS

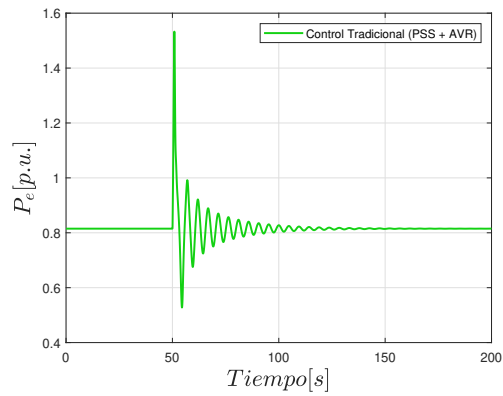


Figura 4.11: Potencia eléctrica a lazo cerrado, con falla trifásica

generada busca compensar la falla trifásica, incrementando o disminuyendo el voltaje de campo. En la Figura 4.13 se aprecia este comportamiento.

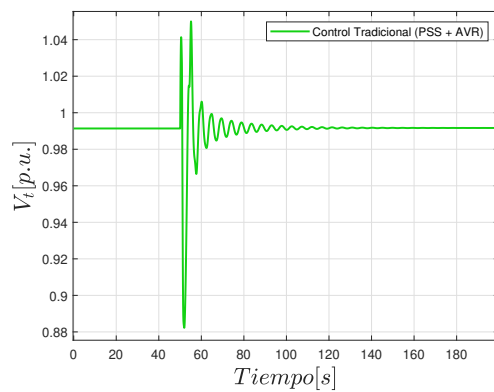


Figura 4.12: Voltaje en terminales a lazo cerrado, con falla trifásica

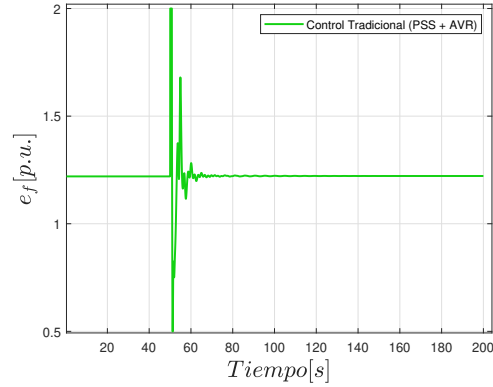


Figura 4.13: Voltaje de campo, señal de control del sistema proveniente de los controladores PSS/AVR

El lazo de control conformado por los controladores PSS/AVR, cumple con la tarea de reducir el tiempo donde el sistema recupera el sincronismo, respondiendo a la necesidad de controlar la estabilidad transitoria del generador.

4.2.3. Simulaciones Numéricas Aplicando el Control Alternativo Propuesto

Mediante la propuesta del control alternativo (3.38), se busca mejorar la estabilidad transitoria del sistema. La inclusión del término ι permite identificar y compensar perturbaciones desconocidas.

La construcción del esquema de control propuesto se muestra en la Figura 4.14. Se contempla que el diseño de la ley de control, así como del observador, se realizó conforme a la metodología mostrada en el Capítulo 3.

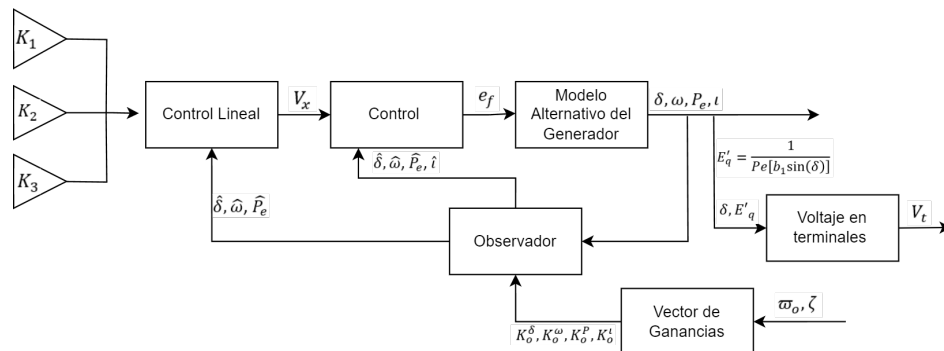


Figura 4.14: Diagrama del controlador alternativo

4. SIMULACIONES NUMÉRICAS

La sintonización del sistema se realiza bajo el teorema de pequeñas ganancias, la dinámica en lazo cerrado será robusta y exponencialmente estable si la frecuencia del observador ϖ_o es elegida de tal forma, que el término estabilizante λ_s domine al término desestabilizante λ_d [57, 58, 60].

El lazo cerrado con la ley de control (3.38) - (3.39) es robustamente estable si la ganancia ϖ_o del estimador geométrico (3.34a) - (3.34d) es fijada dentro de un intervalo de ganancia Ω , siendo esto [58]:

$$\varpi_o \in \Omega := [\varpi_o^-, \varpi_o^+] \quad (4.5)$$

donde ϖ_o^- , ϖ_o^+ son las raíces de la ecuación representada por la diferencia entre las dinámicas λ_s y λ_d .

De acuerdo con la guía de sintonización del estimador geométrico [58] y con referencia a los criterios de estabilidad en lazo cerrado, las ganancias del estimador son establecidas mediante la siguiente guía:

$$\zeta_o \in [0.71, 1.5], \quad \varpi_o = n_\varpi \lambda_r, \quad n_\varpi \in [5, 30] \quad (4.6)$$

donde λ_r es la dinámica dominante del sistema (3.8a)-(3.8c). Los valores de ganancia del control lineal auxiliar (3.39) son elegidos, tal que el polinomio característico asociado, sea *Hurwitz* estable.

Las ganancias predefinidas del observador son establecidas en $\zeta_o = 0.71$ y $\varpi_o = 40$. Con respecto a las ganancias del control lineal (3.39), están definidas como: $\kappa_1 = 0$, $\kappa_2 = 400$, y $\kappa_3 = 30$. Las ganancias κ_1 , κ_2 y κ_3 se pueden modificar según se requiera modificar la estabilidad transitoria del sistema. Como dato adicional, se recomienda mantener $\kappa_1 = 0$.

El comportamiento de la dinámica del sistema δ , ω y P_e se muestra en las Figuras 4.15, 4.16 y 4.17, denotando una notable mejoría frente a su control homólogo conformado por los controladores tradicionales AVR y PSS.

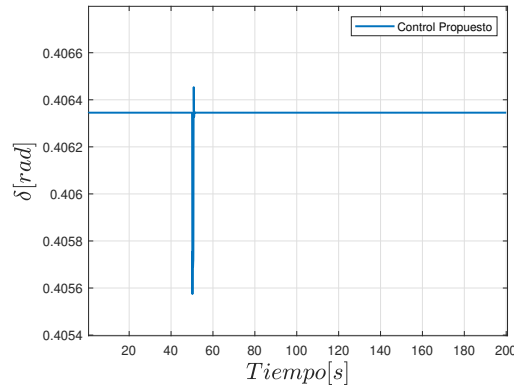


Figura 4.15: Ángulo de carga con el control propuesto, con falla trifásica

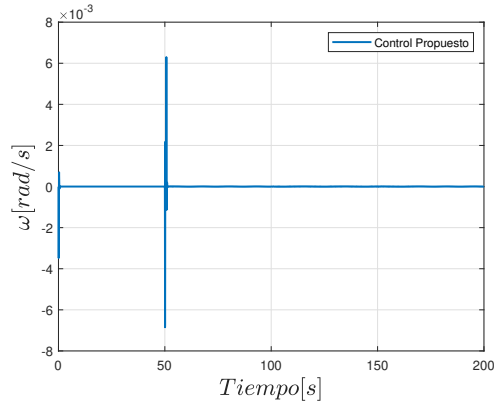


Figura 4.16: Velocidad síncrona con el control propuesto, con falla trifásica

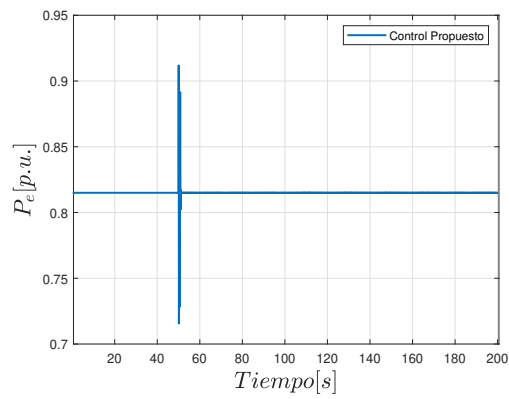


Figura 4.17: Potencia eléctrica con el control propuesto, con falla trifásica

Al trabajar con un modelo alternativo, la potencia eléctrica reemplaza al voltaje de cuadratura como variable de estado. Para realizar una comparación entre ambos lazos de control, se requiere recrear el voltaje de cuadratura. Mediante la siguiente ecuación es posible obtener el voltaje de cuadratura.

$$E'_q = \frac{1}{P_e [b_1 \sin(\delta)]} \quad (4.7)$$

4. SIMULACIONES NUMÉRICAS

El voltaje de cuadratura se muestra en la Figura 4.18.

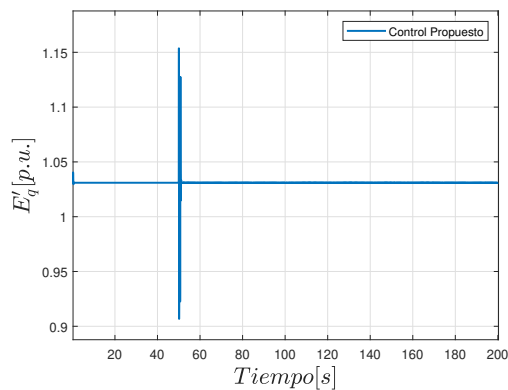


Figura 4.18: Voltaje de cuadratura con el control propuesto, con falla trifásica

El voltaje en terminales se muestra en la Figura 4.19, teniendo un corto tiempo de recuperación frente a una falla en el devanado de excitación.

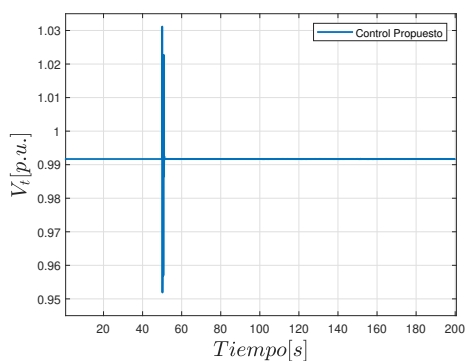


Figura 4.19: Potencia eléctrica con el control propuesto, con falla trifásica

La señal auxiliar proveniente del control lineal se muestra en la Figura 4.20, en ella se observa lo que será una de las entradas del control principal. Finalmente, el voltaje de campo, que es la señal de control, se muestra en la Figura 4.21. En ella se puede apreciar que la falla está completamente contenida.

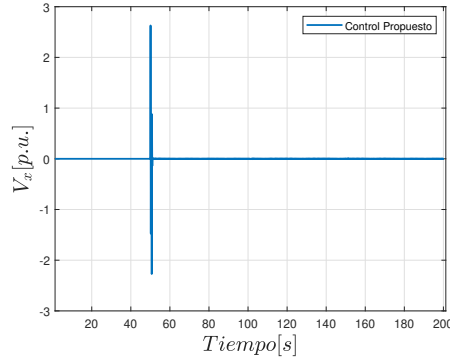


Figura 4.20: Señal V_x , proveniente del control lineal

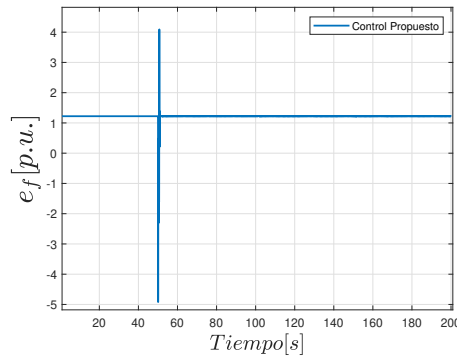


Figura 4.21: Voltaje de campo, entrada de control del sistema proveniente del control propuesto

4.2.4. Comparación entre controladores

Se realiza un estudio comparativo entre el esquema de control convencional (PSS/AVR) y el esquema de control propuesto (3.38). Asimismo, se incluye la dinámica del sistema SMIB en lazo abierto.

En las Figuras 4.22 - 4.25 se presentan las dinámicas del sistema a lazo abierto, del esquema de control convencional (PSS/AVR) y del esquema de control propuesto.

El esquema de control propuesto presenta una notable mejora frente al esquema de control convencional. Mejora la estabilidad transitoria del sistema, acelerando el tiempo donde el sistema recupera el sincronismo.

Con respecto a la dinámica del sistema SMIB en lazo abierto, se obtienen los porcentajes de mejoras del control convencional y del control propuesto. Para obtener un porcentaje de mejora, se hace uso de la siguiente ecuación.

4. SIMULACIONES NUMÉRICAS

$$\%_m = \left(\frac{\mathbb{V}_{inicial} - \mathbb{V}_{final}}{\mathbb{V}_{inicial}} \right) \quad (4.8)$$

donde

- $\%_m$ es el porcentaje de mejora.
- $\mathbb{V}_{inicial}$ es el valor base.
- \mathbb{V}_{final} es el valor a comparar.

El valor base es el tiempo que tarda el sistema en recuperar el sincronismo en lazo abierto, este tiempo varía dependiendo del estado en cuestión. En la Tabla 4.2 se presentan los tiempos en que tarda el sistema en recuperar el sincronismo en cada estado, así como su porcentaje de mejora.

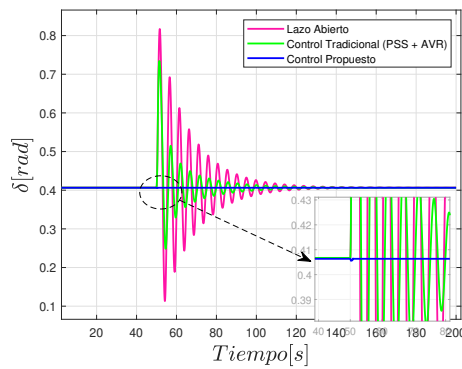


Figura 4.22: Comparación del Ángulo de Carga, con Falla Trifásica

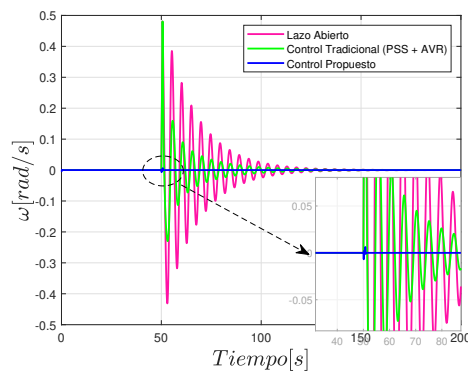


Figura 4.23: Comparación de la Velocidad Angular Relativa, con falla Trifásica

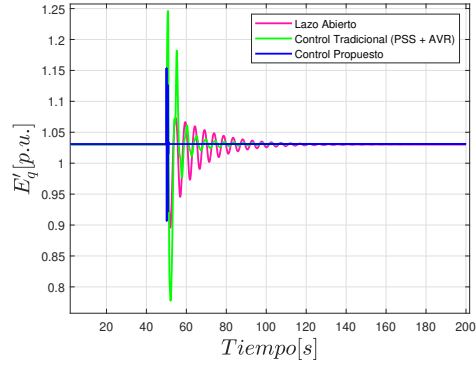


Figura 4.24: Comparación del Voltaje de Cuadratura, con falla Trifásica

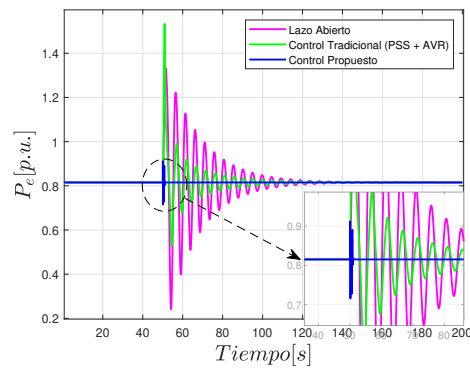


Figura 4.25: Comparación de la Potencia Eléctrica, con falla Trifásica

Porcentaje de Mejora			
Dinámicas	Lazo Abierto [s]	Control Tradicional (PSS + AVR)	Control Propuesto
δ	90	22.22 %	98.89 %
ω	90	26.6 %	98.5 %
E'_q	81	44.4 %	98.02 %
P_e	90	27.7 %	98.2 %

Tabla 4.2: Porcentaje de mejora para falla trifásica

El esquema de control propuesto ofrece una notable mejora frente al esquema de control convencional (PSS/AVR). Se reporta una mejora en la amortiguación de las

oscilaciones mecánicas, el comportamiento transitorio de la máquina síncrona mejora considerablemente. El esquema de control propuesto permite que el sistema SMIB opere dentro de los límites permisibles de voltaje. Además regula la potencia eléctrica inyectada por la máquina. Los resultados obtenidos demuestran la efectividad del control propuesto frente a fallas de estabilidad de ángulo de rotor

4.3. Falla en el Devanado de Excitación

Como se comprobó en la sección 4.2, el controlador presentado (3.38) mejora el comportamiento dinámico del generador ante fallas trifásicas (estabilidad transitoria). En el presente caso de estudio se busca evaluar el desempeño del controlador propuesto y su versatilidad ante otro tipo de fallas. Por ejemplo, fallas en el devanado de excitación.

Una falla en el devanado de excitación afecta a la dinámica de la máquina síncrona, se presenta cuando el suministro de corriente de campo es cortado. Este es el responsable de generar un flujo magnético en el rotor, que a su vez induce la tensión en el estator [36]. Para realizar las pruebas el sistema es perturbado por una falla en el devanado de excitación, se considera un caso extremo para fines de estudio y evaluación, donde la falla es modelada mediante una función escalón con amplitud de 1, con un tiempo de liberación de falla de 0.2 segundos, la cual tiene una incidencia a los 50 segundos de que el sistema es puesto en marcha.

Dado a que esta falla afecta a la dinámica del sistema, siendo la dinámica relacionada a la parte eléctrica la principal afectada. La ecuación asociada a este estado (2.10) se verá afectada de la siguiente manera:

$$\dot{E}'_q = b_3 \cos \delta - b_4 E'_q + e_f + f_a \quad (4.9)$$

donde f_a representa la señal de falla en el devanado de excitación. Este tipo de falla se modela como un escalón unitario [7].

4.3.1. Comparación entre controladores

Se realiza un estudio comparativo entre el esquema de control convencional (PS-S/AVR) y el esquema de control propuesto. Así mismo, se incluye la dinámica del sistema SMIB en lazo abierto.

Los esquemas de control mostrados en el anterior caso de estudio, no se ven afectados en su estructura al ser sometidos a diversos tipos de fallas, ya sean de corta o larga duración. Las ganancias de los controladores son quienes cambiaran su valor, esto para mejorar el estado transitorio del sistema. En este caso particular donde el sistema se enfrenta a una falla en el devanado de excitación, las ganancias de los controladores son:

- **AVR:**

- $K_{AVR} = 1$
- **Excitador:**
 - $K_c = 1$
- **PSS:**
 - $K_{PSS} = 30$
- **Control Propuesto:**
 - $\kappa_1 = 0, \quad \kappa_2 = 700, \quad \kappa_3 = 30$

En las Figuras 4.26 - 4.29 se presentan las dinámicas del sistema a lazo abierto, del esquema de control convencional (PSS/AVR) y del esquema de control propuesto.

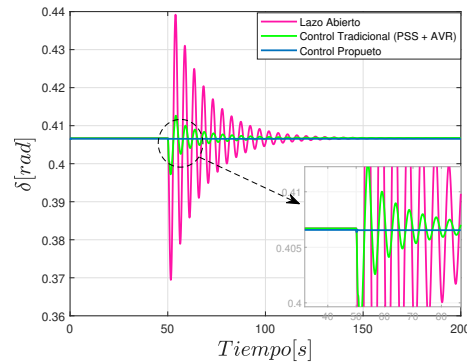


Figura 4.26: Ángulo de carga, con falla en el devanado de excitación

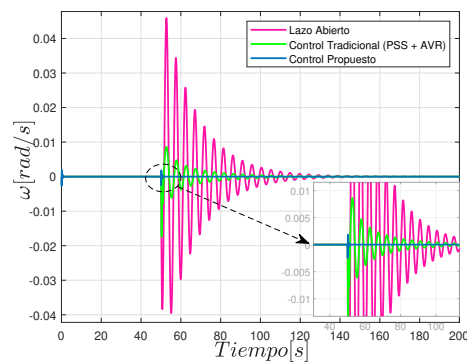


Figura 4.27: Velocidad angular relativa, con falla en el devanado de excitación

El esquema (3.38) nuevamente presenta una notable mejora frente a su esquema de control homólogo conformado por los controladores convencionales PSS/AVR. En la Tabla 4.3 se muestran los porcentajes de mejora.

4. SIMULACIONES NUMÉRICAS

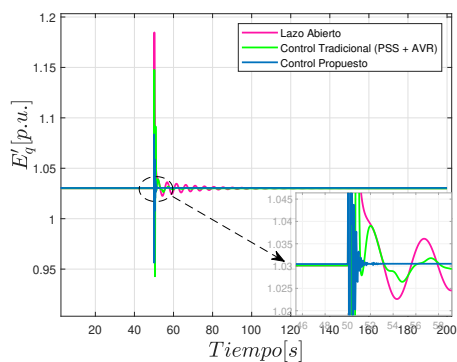


Figura 4.28: Voltaje de cuadratura, con falla en el devanado de excitación

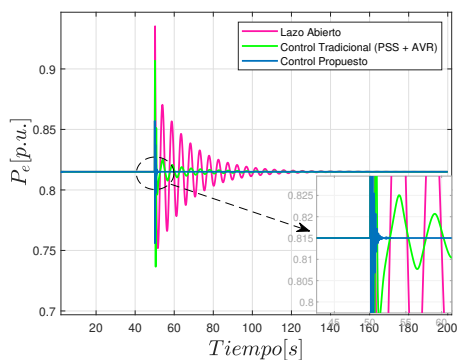


Figura 4.29: Potencia eléctrica, con falla en el devanado de excitación

Porcentaje de Mejora			
Dinámicas	Lazo Abierto [s]	Control Tradicional (PSS + AVR)	Control Propuesto
δ	90	33.33 %	98.89 %
ω	100	50 %	98 %
E'_q	40	50 %	92.5 %
P_e	70	42.85 %	95.71 %

Tabla 4.3: Porcentaje de mejora para falla en el devanado de excitación

Conclusiones

En el presente trabajo de tesis, se logró desarrollar un esquema de control por excitación, para afrontar los problemas asociados a la estabilidad de ángulo de rotor de un generador síncrono. La estabilidad de un sistema SMIB es mejorada por medio de un control basado en observador que es impulsado por la medición del ángulo de carga del generador. El esquema de control presentado (3.38) está conformado por un control linealizante de entrada-salida entrelazado con un observador geométrico, que permite la identificación y compensación de perturbaciones desconocidas, así como errores de modelado e incertidumbres paramétricas. De la misma forma, el esquema de control propuesto permite que el generador síncrono opere dentro de los límites permisibles de voltaje.

Las simulaciones numéricas realizadas demuestran que el desempeño del controlador basado en observador iguala y mejora el desempeño de los controladores industriales convencionales (PSS/AVR), con un esfuerzo de control eficiente, con un diseño más sistemático y una sintonía convencional simple.

La inclusión del término ι (iota geométrica) permite identificar y compensar las perturbaciones desconocidas que afectan al sistema. También, puede representar las no linealidades del sistema, así como los errores de modelado e incertidumbres, siendo una de las partes medulares de este trabajo de tesis.

5.1. Trabajo Futuro

Del presente trabajo de tesis, se establecen los siguientes objetivos a corto plazo:

- Montar una simulación en tiempo real que permita establecer las bases de una experimentación de hardware-in-the-loop del controlador propuesto.
- Extrapolación y adaptación del esquema de control propuesto a un sistema multimáquina.
- Presentar una modificación del controlador propuesto adoptando como medición a la velocidad síncrona de la máquina.

5. CONCLUSIONES

- Comparación directa (simulación numérica) con respecto a controladores no lineales previamente citados (control por modos deslizantes, pasividad, adaptable, etc.)

Bibliografía

- [1] Mania Pavella. Generalized one-machine equivalents in transient stability studies. *IEEE Power Engineering Review*, 18(1):50–52, 1998.
- [2] Prabha S Kundur and Om P Malik. *Power system stability and control*. McGraw-Hill Education, 2022.
- [3] Qixun Yang, Tianshu Bi, and Jingtao Wu. Wams implementation in china and the challenges for bulk power system protection. In *2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, pages 1–6. IEEE, 2007.
- [4] Stefan Johansson. Long-term voltage stability in power systems. *Ph. D. dissertation*, 1998.
- [5] Saikat Chakrabarti. Notes on power system voltage stability. *Dept. of EE, IIT, Kanpur*, 2011.
- [6] Bashar Sabeeh Abdulraheem and Chin Kim Gan. Power system frequency stability and control: Survey. *International Journal of Applied Engineering Research*, 11(8):5688–5695, 2016.
- [7] Nikos Hatziargyriou, Jovica Milanovic, Claudia Rahmann, Venkataramana Ajjarapu, Claudio Canizares, Istvan Erlich, David Hill, Ian Hiskens, Innocent Kamwa, Bikash Pal, et al. Definition and classification of power system stability–revisited & extended. *IEEE Transactions on Power Systems*, 36(4):3271–3281, 2020.
- [8] Peter W Sauer, Mangalore A Pai, and Joe H Chow. *Power system dynamics and stability: with synchrophasor measurement and power system toolbox*. John Wiley & Sons, 2017.
- [9] Natanael Vieyra, Maya-Ortiz Paul Rodríguez-Monzón Emmanuel, and Angeles-Camacho César. An output-feedback controller for a single machine infinite bus power system. *Memorias del Congr. Nac. Control Automático*, pages 205–210, 2023.

- [10] Wenjuan Du, Wenkai Dong, Yang Wang, and Haifeng Wang. A method to design power system stabilizers in a multi-machine power system based on single-machine infinite-bus system model. *IEEE Transactions on Power Systems*, 36(4):3475–3486, 2020.
- [11] B Selvabala and D Devaraj. Co-ordinated tuning of avr-pss using differential evolution algorithm. In *2010 Conference Proceedings IPEC*, pages 439–444. IEEE, 2010.
- [12] Ayad Fadhil Mijbas, Bahaa Aldin Abas Hasan, and Hussein Ali Salah. Optimal stabilizer pid parameters tuned by chaotic particle swarm optimization for damping low frequency oscillations (lfo) for single machine infinite bus system (smib). *Journal of Electrical Engineering & Technology*, 15(4):1577–1584, 2020.
- [13] Asmaa Fawzy Rashwan, Mahrous Ahmed, Mohamed R Mossa, Ayman M Baha-El-Din, Salem Alkhalaf, Tomonobu Senjyu, and Ashraf M Hemeida. Explicit adaptive power system stabilizer design based an on-line identifier for single-machine infinite bus. *Ain Shams Engineering Journal*, 13(2):101544, 2022.
- [14] Balwinder Singh Surjan. Linearized modeling of single machine infinite bus power system and controllers for small signal stability investigation and enhancement. *International Journal of Advanced Research in Computer Engineering & Technology (IJARCET)*, 1(8):21–28, 2012.
- [15] Zakirhussain Farhad, EKE Ibrahim, Suleyman Sungur Tezcan, and Shah Jahan Safi. A robust pid power system stabilizer design of single machine infinite bus system using firefly algorithm. *Gazi University Journal of Science*, 31(1):155–172, 2018.
- [16] Long Gao, Lin Chen, Yushun Fan, and Haiwu Ma. A nonlinear control design for power systems. *Automatica*, 28(5):975–979, 1992.
- [17] Youyi Wang, David J Hill, Richard H Middleton, and Long Gao. Transient stability enhancement and voltage regulation of power systems. *IEEE Transactions on Power systems*, 8(2):620–627, 1993.
- [18] Martha Galaz, Romeo Ortega, Alexandre S Bazanella, and Aleksandar M Stankovic. An energy-shaping approach to the design of excitation control of synchronous generators. *Automatica*, 39(1):111–119, 2003.
- [19] Jan Machowski, JW Bialek, Sylwester Robak, and JR Bumby. Excitation control system for use with synchronous generators. *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, 145(5):537–546, 1998.
- [20] JW Chapman, MD Ilic, CA King, L Eng, and H Kaufman. Stabilizing a multia-machine power system via decentralized feedback linearizing excitation control. *IEEE Transactions on Power Systems*, 8(3):830–839, 1993.

-
- [21] Charles A King, JW Chapman, and Marija D Ilic. Feedback linearizing excitation control on a full-scale power system model. *IEEE Transactions on Power systems*, 9(2):1102–1109, 1994.
- [22] Paul Maya-Ortiz and Gerardo Espinosa-Pérez. Output feedback excitation control of synchronous generators. *International Journal of Robust and Nonlinear Control: IFAC-Affiliated Journal*, 14(9-10):879–890, 2004.
- [23] Gerasimos Rigatos, Pierluigi Siano, and Nikolaos Zervos. Sensorless control of distributed power generators with the derivative-free nonlinear kalman filter. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 61(11):6369–6382, 2014.
- [24] Yang Mi, Yang Fu, Dongdong Li, Chengshan Wang, Poh Chiang Loh, and Peng Wang. The sliding mode load frequency control for hybrid power system based on disturbance observer. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 74:446–452, 2016.
- [25] Shivam Jain and Yogesh V Hote. Generalized active disturbance rejection controller for load frequency control in power systems. In *2019 IEEE 58th Conference on Decision and Control (CDC)*, pages 6548–6553. IEEE, 2019.
- [26] Hadi Saadat et al. *Power system analysis*, volume 2. McGraw-hill, 1999.
- [27] Antonio Gómez-Expósito, Antonio J Conejo, and Claudio Cañizares. *Electric energy systems: analysis and operation*. CRC press, 2018. 7, 9
- [28] Prabha Kundur, John Paserba, Venkat Ajjarapu, Göran Andersson, Anjan Bose, Claudio Canizares, Nikos Hatziargyriou, David Hill, Alex Stankovic, Carson Taylor, et al. Definition and classification of power system stability ieee/cigre joint task force on stability terms and definitions. *IEEE transactions on Power Systems*, 19(3):1387–1401, 2004.
- [29] Prabha Kundur. Power system stability. *Power system stability and control*, 10:7–1, 2007.
- [30] Theodore Wildi. *Electrical machines, drives, and power systems*. Pearson Educación, 2006.
- [31] Stephen J Chapman et al. *Máquinas eléctricas*. 2012.
- [32] J Duncan Glover, Mulukutla S Sarma, and Thomas Overbye. *Power system analysis & design, SI version*. Cengage Learning, 2012.
- [33] Paresh Chandra Sen et al. *Principles of electric machines and power electronics*. John Wiley & Sons, 2021.
- [34] Austin Hughes and Bill Drury. *Electric motors and drives: fundamentals, types and applications*. Newnes, 2019.

- [35] Shaahin Filizadeh. *Electric machines and drives: principles, control, modeling, and simulation*. CRC press, 2013.
- [36] Ion Boldea. *Synchronous generators*. CRC press, 2005.
- [37] Paul M Anderson and Aziz A Fouad. *Power system control and stability*. John Wiley & Sons, 2008.
- [38] Vijay Vittal, James D McCalley, Paul M Anderson, and AA Fouad. *Power system control and stability*. John Wiley & Sons, 2019.
- [39] Alexandre S Bazanella and CL Conceicao. Transient stability improvement through excitation control. *International Journal of Robust and Nonlinear Control: IFAC-Affiliated Journal*, 14(9-10):891–910, 2004.
- [40] C Zhu, R Zhou, and Y Wang. A new nonlinear voltage controller for power systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 19(1):19–27, 1997.
- [41] A. Isidori. *Nonlinear Control Systems*. Communications and Control Engineering. Springer London, 2013.
- [42] Jean-Jacques E Slotine, Weiping Li, et al. *Applied nonlinear control*, volume 199. Prentice hall Englewood Cliffs, NJ, 1991.
- [43] Mustafa Sinasi Ayas and Erdinc Sahin. Fopid controller with fractional filter for an automatic voltage regulator. *Computers & Electrical Engineering*, 90:106895, 2021.
- [44] Haluk Gozde and M Cengiz Taplamacioglu. Comparative performance analysis of artificial bee colony algorithm for automatic voltage regulator (avr) system. *Journal of the Franklin Institute*, 348(8):1927–1946, 2011.
- [45] H Shayeghi and J Dadashpour. Anarchic society optimization based pid control of an automatic voltage regulator (avr) system. *Electrical and Electronic Engineering*, 2(4):199–207, 2012.
- [46] G Rigatos and Pierluigi Siano. Design of robust electric power system stabilizers using kharitonov’s theorem. *Mathematics and Computers in Simulation*, 82(1):181–191, 2011.
- [47] A Kahouli, T Guesmi, H Hadj Abdallah, and A Ouali. A genetic algorithm pss and avr controller for electrical power system stability. In *2009 6th International Multi-Conference on Systems, Signals and Devices*, pages 1–6. IEEE, 2009.
- [48] Rahmat Khezri and Hassan Bevrani. Fuzzy-based coordinated control design for avr and pss in multi-machine power systems. In *2013 13th Iranian Conference on Fuzzy Systems (IFSC)*, pages 1–5. IEEE, 2013.

- [49] H Gozde, MC Taplamacioglu, and I Kocaarslan. Application of artificial bee colony algorithm in an automatic voltage regulator (avr) system. *International Journal on Technical and Physical Problems of Engineering*, 1(3):88–92, 2010.
- [50] Mohamed Edrah, Kwok L Lo, and Olimpo Anaya-Lara. Impacts of high penetration of dfig wind turbines on rotor angle stability of power systems. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 6(3):759–766, 2015.
- [51] AE Leon, Jorge Alberto Solsona, and Maria Ines Valla. Comparison among nonlinear excitation control strategies used for damping power system oscillations. *Energy Conversion and Management*, 53(1):55–67, 2012.
- [52] H Bourles, S Peres, T Margotin, and MP Houry. Analysis and design of a robust coordinated avr/pss. *IEEE transactions on power systems*, 13(2):568–575, 1998.
- [53] Hassan K Khalil. *Control of nonlinear systems*. Prentice Hall, New York, NY, 2002.
- [54] Elbert Hendricks, Ole Jannerup, and Paul Haase Sørensen. *Linear systems control: deterministic and stochastic methods*. Springer, 2008.
- [55] Katsuhiko Ogata. *Ingeniería de control moderna*. Pearson Educación, 2003.
- [56] Gilbert Strang. *Introduction to linear algebra*. SIAM, 2022.
- [57] Jesus Alvarez and Teresa Lopez. Robust dynamic state estimation of nonlinear plants. *AICHE journal*, 45(1):107–123, 1999.
- [58] Jesús Álvarez and Carlos Fernández. Geometric estimation of nonlinear process systems. *Journal of process control*, 19(2):247–260, 2009.
- [59] Michael Zeitz. The extended luenberger observer for nonlinear systems. *Systems & Control Letters*, 9(2):149–156, 1987.
- [60] Natanael Vieyra, Jesús Álvarez, and Paul Maya-Ortiz. Decentralized robust state estimation of multimachine power systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 135:107469, 2022.
- [61] Natanael Vieyra, Paul Maya-Ortiz, César Angeles-Camacho, et al. Two decentralized dynamic state estimation schemes for multimachine power systems with transmission losses. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 2023, 2023.