

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

**METODOLOGÍA DE SINTONIZACIÓN DE PARÁMETROS DEL
ESTABILIZADOR DEL SISTEMA DE POTENCIA (PSS)
UTILIZANDO EL PROGRAMA COMPUTACIONAL
DIGSILENT POWER FACTORY**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO
ELÉCTRICO**

PABLO XAVIER VERDUGO RIVADENEIRA
pabloverdugor@gmail.com

DIRECTOR: DR. JESÚS JÁTIVA IBARRA
jjativa@yahoo.com

Quito, marzo de 2012

DECLARACIÓN

Yo, Pablo Xavier Verdugo Rivadeneira, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Pablo Xavier Verdugo Rivadeneira

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Pablo Xavier Verdugo Rivadeneira, bajo mi supervisión.

Dr. Jesús Játiva Ibarra
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

Mi más sentido y especial agradecimiento para las personas más importantes en mi vida; Hugo, Esther, Carlos y Belén, ya que en todo momento he podido sentir su apoyo incondicional, su guía, pero fundamentalmente he podido disfrutar de su compañía.

A mis amigas y amigos, por todos los momentos que pudimos compartir dentro y fuera de las aulas, en especial a Pepe, Javier, Camilo, Fabricio y Miguel.

Al doctor Jesús Játiva, que con su dirección permitió la realización de este proyecto.

A Dios, por todos los días de mi vida.

DEDICATORIA

A mi familia.

RESUMEN

Este trabajo presenta una metodología para sintonizar los parámetros de un estabilizador de sistemas de potencia, un dispositivo ampliamente utilizado para disminuir los problemas de inestabilidad oscilatoria existentes en los sistemas de potencia debidos principalmente al constante desbalance entre la generación y la carga. Los parámetros del PSS se ajustan dentro de un rango de frecuencias en base a las necesidades de compensación de fase que presente un sistema. Este análisis se lleva a cabo mediante el software computacional SIMULINK, donde se realizan respuestas de frecuencia haciendo uso del diagrama de Bode de modelos linealizados.

Una vez que se conoce la descompensación de fase de un sistema se sintonizan las constantes de tiempo de los bloques de compensación de fase del estabilizador, tomando en cuenta los conceptos de frecuencia centro y la razón entre dichas constantes.

Al tener la compensación de fase se determina la ganancia óptima del PSS mediante el análisis modal del sistema, con el cual se obtiene el lugar geométrico de las raíces, y se llega a conocer la ganancia de inestabilidad del estabilizador.

Finalmente se comprueba la efectividad del PSS en un sistema de prueba, haciendo uso de simulaciones en el dominio del tiempo con la herramienta computacional DlgSILENT Power Factory.

PRESENTACIÓN

En el presente trabajo se describe una metodología para realizar la sintonización de parámetros de un estabilizador de sistemas de potencia que puede ser utilizada como base para futuros proyectos de estudios eléctricos.

El capítulo uno presenta una descripción general de la inestabilidad en sistemas de potencia, y sus principales causas haciendo especial énfasis en la estabilidad de pequeña señal considerando la matriz de estado de los sistemas de potencia y los parámetros que se utilizan para determinar los modos de oscilación de un sistema y el amortiguamiento de estos modos.

El capítulo dos contiene la modelación del generador sincrónico y de sus sistemas de control adaptados al modelo Generador – Barra Infinita. La modelación del regulador automático de voltaje y del estabilizador de sistemas de potencia se realiza de una forma muy general solamente para considerar sus respectivos aportes a la matriz de estado del sistema. Posteriormente se realiza el modelado del PSS de doble entrada de una manera más minuciosa.

En el capítulo tres se presenta la metodología de sintonización de las etapas de compensación de fase del PSS mediante el análisis de respuesta de frecuencia del modelo Generador – Barra Infinita y se describe como obtener la ganancia óptima del estabilizador utilizando el método del lugar geométrico de las raíces.

El capítulo cuatro presenta un ejemplo explicativo en el cual se logra sintonizar un PSS de doble entrada dentro del sistema de potencia de prueba de nueve barras de la IEEE, presentando las simulaciones en el dominio del tiempo, con lo que se comprueba la efectividad de la metodología empleada.

El capítulo cinco contiene las conclusiones y recomendaciones que se extraen de este trabajo.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

- Establecer una metodología para sintonizar los parámetros del estabilizador de sistemas de potencia, como parte del regulador de voltaje del sistema de excitación de generadores sincrónicos.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Presentar los fundamentos de estabilidad de pequeña señal.
- Describir los componentes de un estabilizador de sistemas de potencia.
- Analizar la funcionalidad de los componentes del estabilizador de sistemas de potencia.
- Establecer los rangos de frecuencia de los modos de oscilación de un sistema de potencia a ser controlados por el PSS.
- Desarrollar una metodología para el diseño de las etapas de adelanto y atraso del PSS.
- Desarrollar una metodología para establecer la ganancia del PSS.
- Aplicar la metodología a un sistema eléctrico de potencia de prueba.

ALCANCE

Realizar la sintonización de parámetros del estabilizador de sistemas de potencia conociendo la respuesta de frecuencia de un sistema de prueba mediante un análisis del mismo utilizando el modelo linealizado Generador – Barra Infinita.

El diseño de las etapas de compensación correspondientes al PSS se realiza en el dominio de la frecuencia. La determinación de la ganancia del estabilizador se realiza utilizando el lugar geométrico de las raíces.

Se analiza el efecto del PSS en el sistema eléctrico de potencia de prueba de nueve barras de la IEEE, efectuando simulaciones en el dominio del tiempo para condiciones de incremento de carga y una falla trifásica en una de sus barras.

JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

La necesidad de disponer de una metodología que permita ajustar los parámetros de los estabilizadores de sistemas de potencia (PSS) de generadores sincrónicos, así como la disponibilidad de una herramienta computacional para análisis de estabilidad permiten el desarrollo de un proyecto de titulación dentro del área de estudios dinámicos de sistemas eléctricos de potencia.

Los PSS se instalan en los generadores sincrónicos con la finalidad de proveer torque de amortiguamiento a las unidades de generación y así controlar las oscilaciones crecientes del ángulo del rotor de modo local y modo interárea.

CONTENIDO

DECLARACIÓN	I
CERTIFICACIÓN	II
AGRADECIMIENTOS	III
DEDICATORIA	IV
RESUMEN	V
PRESENTACIÓN	VI
OBJETIVOS	VII
OBJETIVO GENERAL	VII
OBJETIVOS ESPECÍFICOS	VII
ALCANCE	VIII
JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO	IX
CONTENIDO	X
ÍNDICE DE FIGURAS	XIII
CAPÍTULO 1	1
INTRODUCCIÓN	1
1.1 ESTABILIDAD EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA	1
1.1.1 ESTABILIDAD DEL ÁNGULO DEL ROTOR	2
1.1.2 ESTABILIDAD DE VOLTAJE	8
1.1.3 ESTABILIDAD A MEDIANO Y LARGO PLAZO.....	9
1.1.4 CLASIFICACIÓN DE LA ESTABILIDAD	10
1.2 ESTABILIDAD DE PEQUEÑA SEÑAL.....	11
1.2.1 REPRESENTACIÓN DEL ESPACIO DE ESTADO	13
1.2.2 PROPIEDADES PROPIAS DE LA MATRIZ DE ESTADO.....	17
1.2.3 MODOS DE OSCILACIÓN.....	19
1.3 ESTABILIZADORES DE SISTEMAS DE POTENCIA (PSS).....	21
1.3.1 SEÑALES DE ESTABILIZACIÓN PARA EL PSS.....	22

CAPÍTULO 2	25
MODELO DE UN GENERADOR SINCRÓNICO CON REGULADORES DE VOLTAJE Y VELOCIDAD	25
2.1 MODELO DEL GENERADOR SINCRÓNICO	25
2.1.1 GENERADOR REPRESENTADO POR EL MODELO CLÁSICO	26
2.1.2 EFECTO DEL CIRCUITO DE CAMPO DE LA MÁQUINA SINCRÓNICA.....	28
2.2 MODELO DEL SISTEMA DE EXCITACIÓN	35
2.2.1 REQUERIMIENTOS DEL SISTEMA DE EXCITACIÓN.....	35
2.2.2 ELEMENTOS DE UN SISTEMA DE EXCITACIÓN.....	36
2.2.3 TIPOS DE SISTEMAS DE EXCITACIÓN	37
2.2.4 MODELADO DE SISTEMAS DE EXCITACIÓN	38
2.3 MODELO DE LA TURBINA	44
2.3.1 TURBINAS HIDRÁULICAS	45
2.3.2 TURBINAS A VAPOR	45
2.4 MODELO DEL REGULADOR DE VELOCIDAD	46
2.4.1 REGULADOR DE VELOCIDAD DE TURBINAS HIDRÁULICAS	46
2.4.2 REGULADOR DE VELOCIDAD DE TURBINAS A VAPOR	47
2.5 MODELO DEL ESTABILIZADOR DE SISTEMAS DE POTENCIA (PSS)	48
2.5.1 MODELO DEL ESTABILIZADOR DE LA INTEGRAL DE LA POTENCIA DE ACELERACIÓN	52
2.5.1 FILTROS PASA ALTOS Y PASA BAJOS.....	53
2.5.2 FILTRO DE RASTREO DE RAMPA.....	57
2.5.2 BLOQUE DE COMPENSACIÓN DE FASE	58
2.5.3 BLOQUE DE GANANCIA.....	58
2.5.4 LÍMITES DE SALIDA DEL ESTABILIZADOR.....	59
CAPÍTULO 3	60
METODOLOGÍA DE SINTONIZACIÓN DEL PSS	60
3.1 METODOLOGÍA DE SINTONIZACIÓN DEL COMPENSADOR DE FASE	60

3.1.1 FUNCIÓN DE TRANSFERENCIA DEL SISTEMA EN AUSENCIA DEL PSS	63
3.1.2 FUNCIÓN DE TRANSFERENCIA DEL SISTEMA EN PRESENCIA DEL PSS	63
3.2 MÉTODOLOGÍA DE SINTONIZACIÓN DE LA GANANCIA.....	72
3.2.1 MÉTODO DEL LUGAR GEOMÉTRICO DE LAS RAÍCES	73
3.3 OSCILACIONES DE BAJA FRECUENCIA	74
3.3.1 VALORES PROPIOS Y PARTICIPACIÓN	77
CAPÍTULO 4	82
SINTONIZACIÓN DE LOS PARÁMETROS DEL PSS.....	82
4.1 SINTONIZACIÓN DE LAS ETAPAS DE COMPENSACIÓN	83
4.2 SINTONIZACIÓN DE LA GANANCIA	88
4.3 SIMULACIONES EN EL DOMINIO DEL TIEMPO.....	93
4.3.1 RESPUESTA AL ESCALÓN DEL SISTEMA DE CONTROL DE EXCITACIÓN	93
4.3.2 INCREMENTO DE CARGA.....	97
4.3.3 FALLA TRIFÁSICA.....	105
CAPÍTULO 5	116
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	116
5.1 CONCLUSIONES	116
5.2 RECOMENDACIONES	119
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	120
ANEXOS	122
A.1 PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR EL ANÁLISIS MODAL	122
A.2 DIAGRAMAS DE BLOQUE DE LOS MODELOS EMPLEADOS EN DIGSILENT POWER FACTORY	127

ÍNDICE DE FIGURAS

CAPÍTULO 1

Figura 1.1 Sistema de potencia simple	3
Figura 1.2 Modelo del sistema de potencia con parámetros	4
Figura 1.3 Curva Potencia - Ángulo	4
Figura 1.4 Respuesta del ángulo del rotor frente a una perturbación transitoria.....	7
Figura 1.5 Clasificación de la estabilidad de sistemas de potencia	11
Figura 1.6 Respuesta del generador con voltaje de campo constante.....	12
Figura 1.7 Respuesta del generador con control de excitación	12
Figura 1.8 Diagrama de bloque de la representación de espacio de estado	16

CAPÍTULO 2

Figura 2.1 Configuración general de un sistema de potencia	26
Figura 2.2 Sistema Equivalente	26
Figura 2.3 Representación del generador utilizando el modelo clásico	26
Figura 2.4 Diagrama de bloque del modelo Generador - Barra infinita con el modelo clásico del generador.....	28
Figura 2.5 Diagrama fasorial de voltajes en el modelo Generador - Barra Infinita	29
Figura 2.6 Diagrama representativo de las ecuaciones de flujo.....	30
Figura 2.7 Diagrama de bloque del sistema considerando la dinámica del flujo.....	34
Figura 2.8 Diagrama de bloque funcional de un sistema de control de excitación de un generador sincrónico	36
Figura 2.9 Sistema de excitación de tipo tiristor con AVR.....	40
Figura 2.10 Diagrama de bloque del modelo Generador - Barra Infinita considerando el sistema de excitación y AVR	42
Figura 2.11 Estructura de un modelo de sistema de excitación detallado	42
Figura 2.12 Modelo de sistema de excitación tipo EXST1 de la IEEE	43
Figura 2.13 Diagrama de bloque funcional de un sistema de generación de potencia y control.....	45
Figura 2.14 Diagrama de bloque del regulador de velocidad y turbina hidráulica IEEEG3	46
Figura 2.15 Diagrama de bloque del regulador de velocidad y turbina a vapor TGOV1	48
Figura 2.16 Representación de diagrama de bloques con AVR y PSS.....	49

Figura 2.17 Sistema de excitación tipo tiristor con AVR y PSS.....	50
Figura 2.18 Modelo del estabilizador de la Integral de la Potencia de Aceleración PSS2A	52
Figura 2.19 Filtros pasa altos y pasa bajos para la señal de entrada de la velocidad del rotor	53
Figura 2.20 Filtros pasa altos y pasa bajos para la señal de entrada de la velocidad del rotor en SIMULINK	54
Figura 2.21 Diagrama de Bode de los filtros pasa altos y pasa bajos para la señal de entrada de la velocidad del rotor en SIMULINK.....	54
Figura 2.22 Filtros pasa altos e integrador de la entrada de potencia eléctrica	55
Figura 2.23 Filtros pasa altos y pasa bajos para la señal de entrada de potencia eléctrica en SIMULINK.....	55
Figura 2.24 Diagrama de Bode de los filtros pasa altos y pasa bajos para la señal de entrada de potencia eléctrica en SIMULINK.....	56
Figura 2.25 Filtro de rastreo de rampa.....	57
Figura 2.26 Ganancia del estabilizador y compensador de fase.....	59

CAPÍTULO 3

Figura 3.1 Diagrama de bloque linealizado de un generador conectado a una barra infinita considerando AVR y PSS.....	61
Figura 3.2 Función de transferencia GEP(s).....	65
Figura 3.3 Modelo Generador - Barra Infinita con AVR implementado en SIMULINK ...	66
Figura 3.4 AVR dentro del diagrama de bloques del modelo Generador - Barra Infinita implementado en SIMULINK	66
Figura 3.5 Respuesta de frecuencia de la función de transferencia GEP(s).....	67
Figura 3.6 Ganancia y compensación de fase del PSS	68
Figura 3.7 Respuesta de frecuencia de los bloques de compensación de fase del PSS68	
Figura 3.8 Respuesta de frecuencia del compensador de fase del PSS para $n = 10$ y diferentes frecuencias centro.....	70
Figura 3.9 Respuesta de frecuencia del compensador de fase del PSS para $n = 2$ y diferentes frecuencias centro.....	70
Figura 3.10 Modelo Generador - Barra Infinita con AVR y PSS implementado en SIMULINK.....	71
Figura 3.11 Respuesta de frecuencia del sistema compensado.....	72

Figura 3.12 Comportamiento del lugar geométrico de las raíces con la adición de polos y ceros.....	73
Figura 3.13 Ejemplo típico de oscilaciones interárea.....	75
Figura 3.14 Ejemplo típico de oscilaciones en modo local.....	76
Figura 3.15 Sistema de nueve barras de la IEEE.....	76
Figura 3.16 Valores propios del sistema de tres generadores.....	78
Figura 3.17 Participaciones en el sistema de tres generadores.....	79
Figura 3.18 Sistema de prueba de cuatro generadores.....	79
Figura 3.19 Valores propios del sistema de cuatro generadores.....	80
Figura 3.20 Participaciones en el sistema de cuatro generadores.....	81

CAPÍTULO 4

Figura 4.1 Diagrama de la metodología de sintonización del PSS.....	82
Figura 4.2 Valores propios del sistema de prueba sin PSS.....	85
Figura 4.3 Participaciones del sistema de prueba sin PSS.....	85
Figura 4.4 Respuesta de frecuencia del sistema de prueba sin PSS.....	87
Figura 4.5 Respuesta de frecuencia del sistema de prueba con PSS.....	88
Figura 4.6 Valores propios de la ganancia de inestabilidad $K_{s1}=1,6$	89
Figura 4.7 Valores propios del sistema de prueba con PSS.....	90
Figura 4.8 Lugar geométrico de las raíces del sistema con PSS.....	90
Figura 4.9 Parámetros del sistema de excitación EXST1 en DIgSILENT.....	91
Figura 4.10 Parámetros del modelo IEEEG3 en DIgSILENT.....	91
Figura 4.11 Parámetros del modelo TGOV1 en DIgSILENT.....	92
Figura 4.12 Parámetros del estabilizador PSS2A en DIgSILENT.....	92
Figura 4.13 Respuesta típica de un sistema de control frente a un cambio de escalón en la entrada.....	93
Figura 4.14 Herramienta para el análisis de respuesta al escalón en DIgSILENT.....	94
Figura 4.15 Respuesta al escalón para diferentes ensayos.....	95
Figura 4.16 Sistema de prueba para la respuesta al escalón.....	95
Figura 4.17 Respuesta al escalón del sistema de excitación.....	96
Figura 4.18 Eventos de simulación para el incremento de carga.....	97
Figura 4.19 Voltaje en las barras de los generadores tras incremento de carga.....	98
Figura 4.20 Salida del AVR de los generadores tras incremento de carga.....	99
Figura 4.21 Potencia activa de las L/T tras incremento de carga.....	100
Figura 4.22 Potencia reactiva de las L/T tras incremento de carga.....	101

Figura 4.23 Potencia reactiva de los generadores tras incremento de carga.....	102
Figura 4.24 Potencia activa de los generadores tras incremento de carga.....	103
Figura 4.25 Señal de salida del PSS tras incremento de carga	104
Figura 4.26 Potencia mecánica de los generadores tras incremento de carga.....	105
Figura 4.27 Eventos de simulación para la falla trifásica	106
Figura 4.28 Ángulo del rotor de los generadores frente a una falla trifásica	106
Figura 4.29 Frecuencia eléctrica en los generadores frente a una falla trifásica.....	107
Figura 4.30 Voltajes en las barras de los generadores frente a una falla trifásica	108
Figura 4.31 Salida del AVR de los generadores frente a una falla trifásica	109
Figura 4.32 Potencia activa en las L/T frente a una falla trifásica	110
Figura 4.33 Potencia reactiva en las L/T frente a una falla trifásica	111
Figura 4.34 Potencia reactiva en los generadores frente a una falla trifásica	112
Figura 4.35 Potencia activa en los generadores frente a una falla trifásica	113
Figura 4.36 Señal de salida del PSS frente a una falla trifásica.....	114
Figura 4.37 Potencia mecánica de los generadores frente a una falla trifásica	114

ANEXOS

Figura A.1 Cálculo de flujo de potencia	122
Figura A.2 Cálculo de condiciones iniciales.....	123
Figura A.3 Análisis modal del sistema de nueve barras	124
Figura A.4 Análisis de Cálculos de Salida	124
Figura A.5 Salida de resultados para obtener valores propios.....	125
Figura A.6 Salida de resultados para obtener participaciones	125
Figura A.7 Representación gráfica de los valores propios.....	126
Figura A.8 Modelo del sistema de excitación estático EXST1	128
Figura A.9 Modelo del sistema de turbina hidráulica y regulador de velocidad IEEEG3	129
Figura A.10 Modelo del sistema de turbina de vapor y regulador de velocidad TGOV1	130
Figura A.11 Modelo del estabilizador de sistemas de potencia PSS2A.....	131

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

Este capítulo presenta una breve descripción de la estabilidad de los sistemas de potencia y su respectiva clasificación. Dentro del estudio de la estabilidad angular, se aborda el tema de estabilidad de pequeña señal y los modos de oscilación que pueden presentarse en un sistema. Finalmente, se realiza una descripción de los estabilizadores de sistemas de potencia, sus componentes y su función.

1.1 ESTABILIDAD EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA ^[1]

La estabilidad de un sistema eléctrico de potencia se puede definir como la propiedad que le permite mantenerse en un estado de equilibrio operacional bajo condiciones normales de operación y de regresar a un estado aceptable de equilibrio tras sufrir una perturbación.

La inestabilidad en un sistema de potencia puede manifestarse de diversas formas dependiendo de la configuración del sistema y su modo de operación. Debido a que los sistemas de potencia dependen de las máquinas sincrónicas para generar energía eléctrica, una condición necesaria para la operación del sistema es que todas las máquinas sincrónicas permanezcan en sincronismo. Sin embargo, la inestabilidad puede darse también, sin que ocurra la pérdida de sincronismo. En este caso la inestabilidad puede deberse a un colapso de voltaje por lo que, mantener el sincronismo no constituye una preocupación; el problema es la estabilidad y el control del voltaje.

Las pequeñas perturbaciones ocurren de manera permanente ya que están asociadas con los cambios en la carga, y el sistema logra ajustarse a estas nuevas condiciones con la capacidad de abastecer la carga en su totalidad. También debe ser capaz de soportar numerosas perturbaciones de una naturaleza severa, tales como un corto circuito en una línea de transmisión, la pérdida de un gran generador o carga, o la pérdida del enlace entre dos subsistemas.

1.1.1 ESTABILIDAD DEL ÁNGULO DEL ROTOR

La estabilidad del ángulo del rotor es la habilidad que poseen las máquinas sincrónicas interconectadas de un sistema de potencia para mantenerse en sincronismo. El problema de estabilidad incluye el estudio de las oscilaciones electromecánicas producidas en un sistema de potencia y un aspecto fundamental es la forma en la cual varía la potencia de salida de las máquinas sincrónicas con las oscilaciones del rotor.

1.1.1.1 Características de la Máquina Sincrónica

Una máquina sincrónica posee dos elementos esenciales: el campo y la armadura. Normalmente el campo se encuentra en el rotor y la armadura en el estator. El devanado de campo es excitado por corriente continua, mientras que el rotor es impulsado por una turbina. La máquina sincrónica toma esta denominación debido a la sincronización que existe entre la frecuencia de las magnitudes eléctricas del estator con la velocidad mecánica del rotor.

Cuando dos o más máquinas sincrónicas están interconectadas, los voltajes del estator y las corrientes de todas las máquinas deben tener la misma frecuencia, y la velocidad mecánica de cada una de ellas está sincronizada a dicha frecuencia. Por lo tanto, los rotores de todas las máquinas sincrónicas deben estar en sincronismo.

Los devanados del estator, físicamente, están colocados de tal forma que las corrientes variables en el tiempo fluyen a través del devanado trifásico produciendo un campo magnético rotativo, que en estado estable rota a la misma velocidad que el rotor. Los campos del rotor y del estator reaccionan entre sí y se produce un torque electromagnético, que resulta de la tendencia de los dos campos a alinearse. En un generador este campo electromagnético se opone a la rotación del rotor, para que el torque mecánico sea aplicado por la turbina a fin de mantener la rotación. El torque eléctrico de salida del generador, que es también la potencia eléctrica, puede ser modificado solamente cambiando el torque mecánico de entrada mediante la acción de la turbina. El efecto de incrementar el torque mecánico de entrada es para provocar que el rotor avance a una nueva posición con respecto al campo

rotativo del estator, con lo que una disminución de torque mecánico, retrasará la posición del rotor. En estado estable el campo del rotor y el campo rotativo del estator tienen la misma velocidad. Sin embargo, existe una separación angular entre ellos, dependiendo del torque eléctrico de salida del generador.

En el caso de un motor, el comportamiento del torque eléctrico, y el torque mecánico es contrario en comparación al del generador. El torque electromagnético mantiene la rotación mientras que la carga mecánica se opone a éste y el efecto de incrementar la carga mecánica es el de retrasar la posición del rotor con respecto al campo rotativo del estator.

1.1.1.2 Relación Potencia - Ángulo

La relación existente entre los intercambios de potencia y la posición angular de los rotores, es una característica que debe tomarse en cuenta en la estabilidad de sistemas de potencia. Esta relación es altamente no lineal. Para demostrar lo dicho anteriormente, se presenta el siguiente ejemplo:

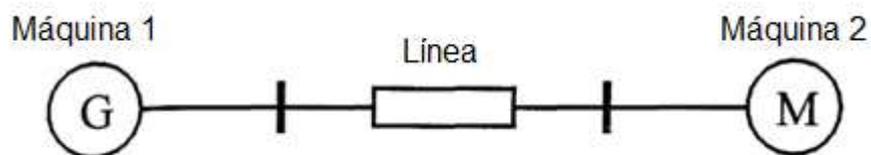


Figura 1.1 Sistema de potencia simple

La Figura 1.1 muestra un sistema de potencia simplificado. Consiste de dos máquinas síncronas conectadas por medio de una línea de transmisión, con una reactancia X_L y una resistencia y capacitancia insignificantes. Se asume que el generador se encuentra suministrando potencia al motor.

La potencia transferida del generador al motor es función de la separación angular existente entre los rotores de las máquinas (δ). Esta separación angular se debe a tres componentes: el ángulo interno del generador δ_G , que es el ángulo por el cual el rotor del generador adelanta al campo rotativo del estator; la diferencia angular entre los voltajes terminales del generador y el motor, ángulo por el cual el campo del

estator del generador adelanta al del motor; y el ángulo interno del motor, que a su vez es el ángulo por el cual el rotor se retrasa al campo rotativo del estator.

Para poder determinar la relación Potencia - Ángulo es necesario establecer un modelo que permita observar los parámetros de los elementos empleados.

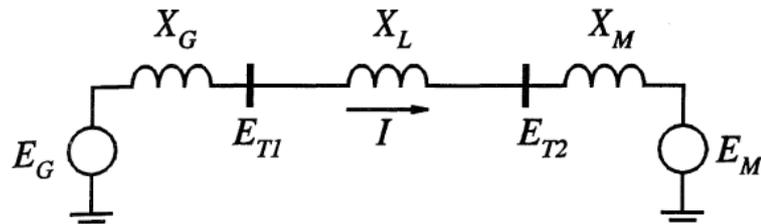


Figura 1.2 Modelo del sistema de potencia con parámetros

De la Figura 1.2 se tiene que la transferencia de potencia del generador hacia el motor está dada por:

$$P = \frac{E_G E_M}{X_T} \sin \delta \quad (1.1)$$

Dónde:

$$X_T = X_G + X_L + X_M$$

La gráfica que relaciona la potencia con el ángulo, se muestra en la Figura 1.3.

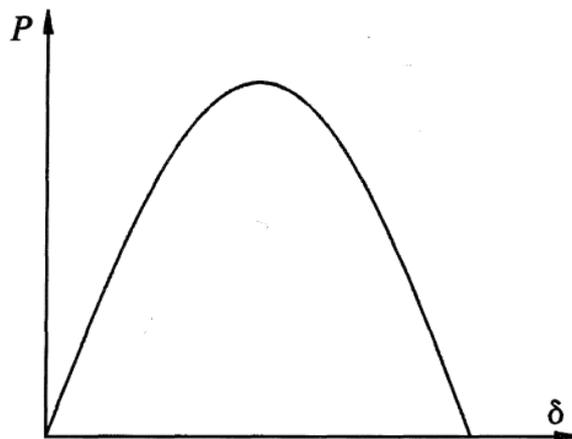


Figura 1.3 Curva Potencia - Ángulo

Con lo visto anteriormente, se puede notar que la variación de la potencia depende del seno de un ángulo, una relación altamente no lineal. Cuando este ángulo es cero, no existe transferencia de potencia. Mientras el ángulo aumenta la transferencia de potencia aumenta de la misma forma hasta llegar a un valor

máximo. Con ángulos mayores a 90° la transferencia de potencia empieza a decrecer. La magnitud de la potencia máxima es directamente proporcional a los voltajes internos de las máquinas e inversamente proporcional a la reactancia existente entre ellas, lo que incluye la reactancia de la línea de transmisión y las reactancias propias de las máquinas.

Cuando se tienen más de dos máquinas, sus desplazamientos angulares relativos afectan el intercambio de potencia de una manera similar. Sin embargo, las transferencias de potencia responden a funciones complejas de generación y distribución de carga.

1.1.1.3 El Fenómeno de Estabilidad

La estabilidad es una condición de equilibrio entre dos fuerzas que se oponen. Las máquinas sincrónicas interconectadas se mantienen en sincronismo mediante fuerzas restaurativas que actúan cuando existen fuerzas que tienden a acelerar o desacelerar una o más máquinas con respecto de las otras. En condiciones de estado estable, existe un equilibrio entre el torque mecánico de entrada y el torque eléctrico de salida de cada máquina, con lo que la velocidad permanece constante. Si el sistema sufre una perturbación, el equilibrio se rompe, lo que resulta en una aceleración o desaceleración de los rotores de las máquinas. Si una máquina gira más rápido que otra, la posición angular de su rotor se adelanta con respecto a la máquina más lenta. Esta diferencia angular transfiere parte de la carga de la máquina lenta a la máquina rápida, dependiendo de su relación potencia - ángulo, lo que tiende a reducir la diferencia de velocidad y por lo tanto la separación angular.

Más allá de cierto límite el incremento de la separación angular viene acompañado por un decremento en la transferencia de potencia; esto aumenta aún más la separación angular y da origen a la inestabilidad. La estabilidad del sistema depende de si las desviaciones en las posiciones angulares de los rotores son capaces de producir suficientes torques restauradores o no.

Cuando una máquina sincrónica pierde sincronismo o sale de paso con el resto del sistema, su rotor gira a una velocidad mayor o menor que la requerida para generar

voltajes a la frecuencia del sistema. Este desliz entre el campo rotativo del estator, correspondiente a la frecuencia del sistema, y el campo del rotor producen grandes fluctuaciones en la potencia de salida de la máquina, su corriente y su voltaje, lo que ocasiona que el sistema de protección aisle a la máquina inestable del resto del sistema.

La pérdida de sincronismo puede darse entre una máquina y el resto del sistema o entre grupos de máquinas. En este último caso, se puede mantener el sincronismo dentro de cada grupo después de su separación con el resto.

En los sistemas eléctricos de potencia, el cambio del torque eléctrico de una máquina sincrónica seguido de una perturbación puede expresarse en dos componentes:

$$\Delta T_E = T_S \Delta \delta + T_D \Delta \omega \quad (1.2)$$

Donde $T_S \Delta \delta$ es el componente del cambio de torque en fase con la perturbación del ángulo del rotor $\Delta \delta$ y se denomina componente de torque sincronizante, siendo T_S el coeficiente de torque sincronizante. $T_D \Delta \omega$ es el componente del torque en fase con la desviación de la velocidad $\Delta \omega$ y se denomina componente de torque de amortiguamiento, siendo T_D el coeficiente de torque de amortiguamiento.

La estabilidad del sistema depende de la existencia de ambas componentes de torque para cada una de las máquinas sincrónicas. La falta de torque sincronizante produce inestabilidad a través de un desvío aperiódico del ángulo del rotor. Por otro lado, la falta de torque de amortiguamiento produce inestabilidad oscilatoria.

La estabilidad del ángulo del rotor suele dividirse comúnmente en dos categorías:

- Estabilidad de pequeña señal, que es la habilidad de un sistema para mantener sincronismo bajo pequeñas perturbaciones.
- Estabilidad transitoria, que es la habilidad de un sistema de potencia para mantenerse en sincronismo tras sufrir una fuerte perturbación transitoria. La estabilidad depende tanto del estado inicial de operación del sistema como de

la gravedad de la perturbación. Usualmente, en estado estable, la condición de operación posfalla es diferente a la condición de operación prefalla.

La Figura 1.4 muestra el comportamiento de una máquina síncrona para condiciones estables, y para dos condiciones inestables.

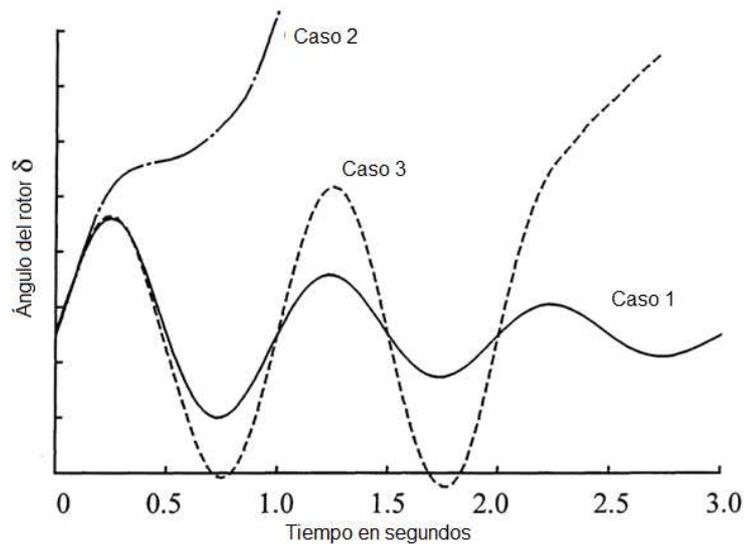


Figura 1.4 Respuesta del ángulo del rotor frente a una perturbación transitoria

En el Caso 1 el ángulo del rotor se incrementa hasta un valor máximo y luego disminuye y oscila con una amplitud decreciente, hasta llegar a un estado estable. En el Caso 2 el ángulo del rotor continúa su incremento hasta que se pierde el sincronismo, esto se conoce como inestabilidad de primera oscilación y se produce por falta de torque sincronizante. En el Caso 3 el sistema es estable en la primera oscilación pero se vuelve inestable como resultado de oscilaciones crecientes hacia el final. Esto ocurre generalmente cuando la condición de estado estable en posfalla es inestable en pequeña señal.

Los estudios de estabilidad transitoria tienen un período de estudio de interés de 3 a 5 segundos tras ocurrir la perturbación, aunque puede extenderse a cerca de diez segundos para sistemas muy grandes.

1.1.2 ESTABILIDAD DE VOLTAJE

La estabilidad de voltaje es la habilidad de un sistema de potencia de mantener voltajes fijos aceptables en todas las barras de un sistema bajo condiciones normales de operación y luego de ser sometido a una perturbación. Un sistema entra en un estado de inestabilidad de voltaje cuando una perturbación, un incremento en la demanda de la carga o un cambio en las condiciones del sistema, produce una caída de voltaje progresiva e incontrolable. El principal factor para producir esto es la incapacidad del sistema de potencia para satisfacer la demanda de potencia reactiva.

Un criterio para la estabilidad de voltaje es que, a una condición de operación dada para cada barra del sistema, la magnitud del voltaje de barra se incrementa mientras se incrementa la inyección de potencia reactiva en la misma barra. Un sistema tiene inestabilidad de voltaje si en al menos una barra no se cumple esta condición, y la magnitud de voltaje en una barra disminuye, mientras la inyección de potencia reactiva en esa barra se incrementa. Es decir, un sistema tiene estabilidad de voltaje si la sensibilidad $V - Q$ es positiva.

La caída de voltaje progresiva puede también ser asociada con la salida de paso de los ángulos de los rotores. Por ejemplo, la pérdida gradual de sincronismo de las máquinas cuando los ángulos de los rotores de dos grupos de máquinas se acercan a 180° tiene como consecuencia la aparición de voltajes muy bajos en los puntos intermedios de la red.

La inestabilidad de voltaje es un fenómeno local; sin embargo, sus consecuencias pueden tener un amplio impacto. El colapso de voltaje es más complejo que la inestabilidad de voltaje y usualmente es el resultado de una secuencia de eventos que acompañan a la inestabilidad de voltaje y producen un perfil de bajo voltaje en una parte significativa del sistema de potencia.

La estabilidad de voltaje puede clasificarse en:

- Estabilidad de voltaje de grandes perturbaciones, que trata de la habilidad de un sistema para controlar voltajes tras una gran perturbación como fallas del sistema, pérdida de generación o contingencias de cortocircuito. Esta habilidad viene determinada por las características de la carga del sistema y la interacción entre los controles discretos y continuos y las protecciones.
- Estabilidad de voltaje de pequeñas perturbaciones, que tienen que ver con la habilidad del sistema para controlar voltajes tras sufrir pequeñas perturbaciones, como cambios incrementales en la carga del sistema.

La estabilidad de frecuencia, por lo general, viene asociada a problemas de inestabilidad de ángulo o inestabilidad de voltaje.

La estabilidad de frecuencia ^[2] es la habilidad que posee un sistema de potencia para mantener la frecuencia constante luego de sufrir una perturbación severa ocasionando un desequilibrio significativo entre la generación y la carga. Al sufrir estas perturbaciones, puede aparecer la inestabilidad en forma de oscilaciones de frecuencia, provocando el disparo de unidades de generación y/o cargas. La estabilidad de frecuencia puede ser un fenómeno a corto o largo plazo.

1.1.3 ESTABILIDAD A MEDIANO Y LARGO PLAZO

El análisis de estabilidad a largo plazo asume que las oscilaciones de la potencia sincronizante entre las máquinas se han amortiguado, lo que da como resultado una frecuencia del sistema uniforme. Su enfoque está en los fenómenos más lentos y de mayor duración, que acompañan las molestias de los sistemas de gran escala, y en el gran y sostenido desbalance entre la generación y el consumo de potencia activa y reactiva.

La respuesta a mediano plazo representa la transición entre las respuestas a corto y largo plazo. En los estudios de estabilidad a mediano plazo, el interés se centra en las oscilaciones de potencia sincronizantes entre máquinas, incluyendo el efecto de algunos de los fenómenos más lentos.

Los rangos típicos de períodos de tiempo se presentan de la siguiente forma:

- Corto plazo: 0 a 10 segundos.
- Mediano plazo: 10 segundos a pocos minutos.
- Largo plazo: pocos minutos a decenas de minutos.

1.1.4 CLASIFICACIÓN DE LA ESTABILIDAD ^[1]

La clasificación de la estabilidad permite realizar un análisis de una manera más sencilla, además resulta más fácil identificar los factores claves que causan la inestabilidad del sistema, con lo que se pueden desarrollar métodos que permiten mejorar la estabilidad del mismo.

Con todo lo descrito anteriormente, se puede notar que la inestabilidad de un sistema de potencia puede tomar diferentes formas y puede deberse a un gran número de factores. Para realizar una clasificación se pueden realizar las siguientes consideraciones:

- La naturaleza física de la inestabilidad resultante.
- El tamaño de la perturbación considerada.
- Los dispositivos, procesos y el tiempo que debe considerarse para determinar la estabilidad.
- El método más adecuado para calcular y predecir la estabilidad.

La Figura 1.5 presenta una visión clara del problema de estabilidad en sistemas de potencia identificando sus clases y subclases en términos de las categorías expuestas anteriormente.

La estabilidad del ángulo del rotor es básicamente la estabilidad del generador y se relaciona directamente con las transferencias de potencia activa, mientras que la estabilidad de voltaje se relaciona con la estabilidad de la carga y la transferencia de potencia reactiva. ^[2]

1.2 ESTABILIDAD DE PEQUEÑA SEÑAL ^[1]

La estabilidad de pequeña señal es la habilidad de un sistema de potencia para permanecer en sincronismo bajo pequeñas perturbaciones. Estas perturbaciones ocurren constantemente en el sistema debido a pequeñas variaciones en la carga y la generación.

La inestabilidad puede presentarse de dos formas: incremento del ángulo del rotor debido a la falta de suficiente torque sincronizante, u oscilaciones del rotor de amplitud creciente debido a la falta de suficiente torque de amortiguamiento. La naturaleza de la respuesta del sistema hacia pequeñas perturbaciones depende de un gran número de factores que incluyen la operación inicial, la robustez del sistema de transmisión y el tipo de controles de excitación del generador.

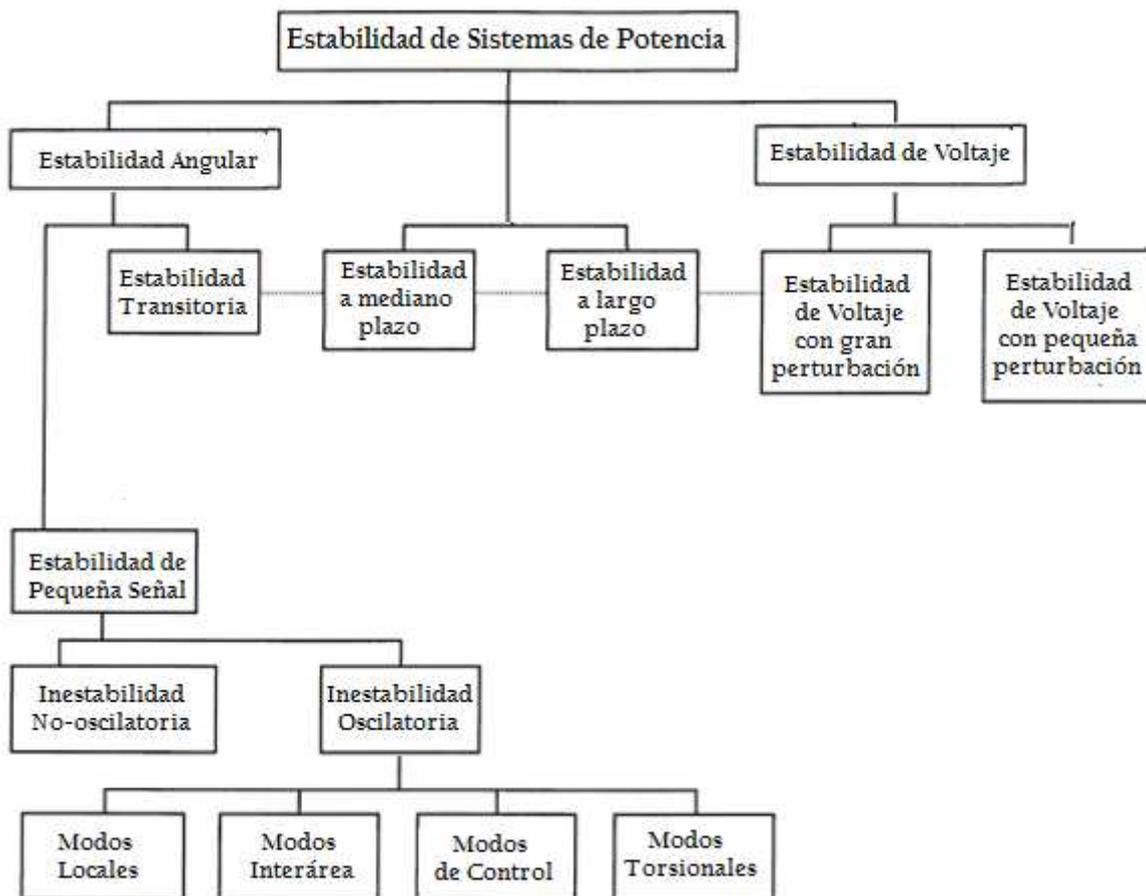


Figura 1.5 Clasificación de la estabilidad de sistemas de potencia

La Figura 1.6 ilustra el comportamiento del ángulo del rotor de una máquina, bajo distintas condiciones de torque sincronizante, sin considerar la acción de reguladores de voltaje.

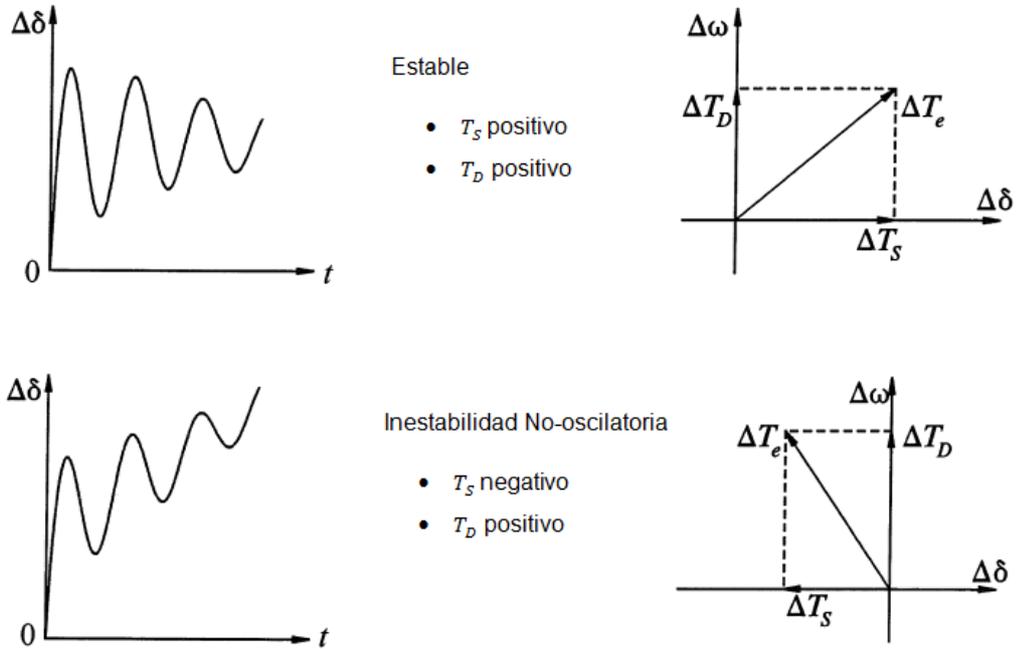


Figura 1.6 Respuesta del generador con voltaje de campo constante

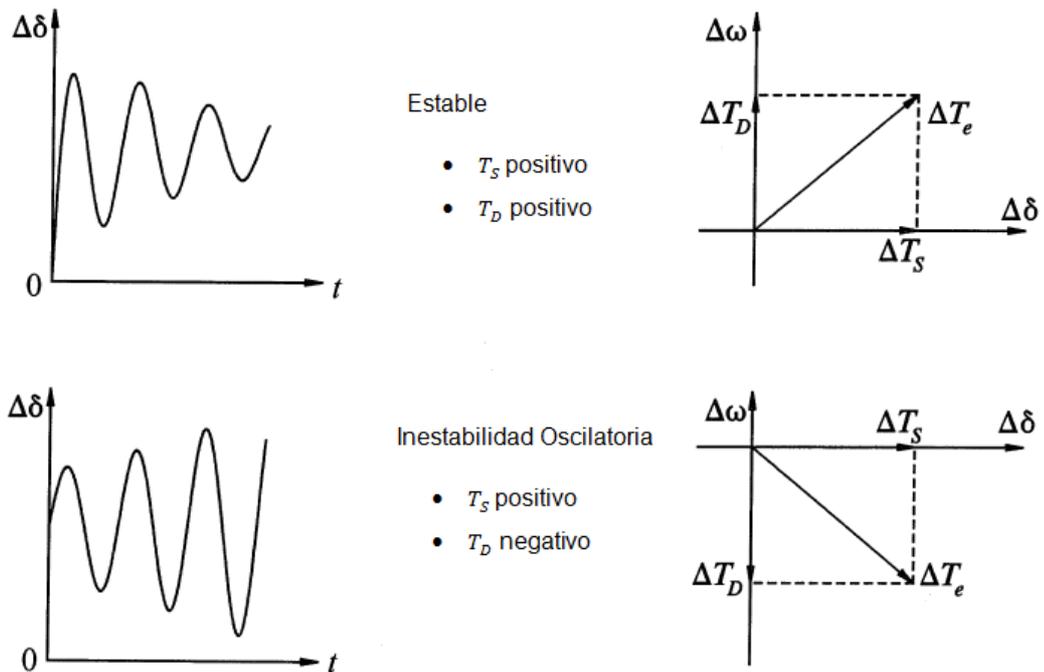


Figura 1.7 Respuesta del generador con control de excitación

Con la acción constante de reguladores de voltaje, el problema de estabilidad de pequeña señal se debe al insuficiente amortiguamiento de los sistemas. Normalmente la inestabilidad se da a través de oscilaciones de amplitud creciente. La Figura 1.7 muestra la naturaleza de la respuesta del generador, considerando la acción de los reguladores automáticos de voltaje.

La estabilidad de pequeña señal es un problema causado por el insuficiente amortiguamiento de oscilaciones.

1.2.1 REPRESENTACIÓN DEL ESPACIO DE ESTADO ^[1]

El comportamiento de un sistema dinámico puede describirse como un conjunto de n ecuaciones diferenciales no-lineales ordinarias de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} \dot{x}_i &= f_i(x_1, x_2, \dots, x_n; u_1, u_2, \dots, u_r; t) \\ i &= 1, 2, \dots, n \end{aligned} \quad (1.3)$$

Donde n es el orden del sistema y r el número de entradas. Esto puede escribirse de la siguiente forma mediante notación de matrices vectoriales:

$$\dot{x} = f(x, u, t) \quad (1.4)$$

Donde

$$x = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \vdots \\ x_n \end{bmatrix} \quad u = \begin{bmatrix} u_1 \\ u_2 \\ \vdots \\ u_n \end{bmatrix} \quad f = \begin{bmatrix} f_1 \\ f_2 \\ \vdots \\ f_n \end{bmatrix}$$

El vector columna x es el vector de estado, y sus componentes son las variables de estado. El vector columna u es el vector de entradas al sistema, éstas son las señales externas que determinan el comportamiento del sistema. La variable t representa al tiempo y la derivada de una variable de estado con respecto al tiempo se denota por \dot{x} .

En el caso de que las derivadas de las variables de estado no son funciones explícitas del tiempo, se considera que el sistema es autónomo. En este caso la ecuación se simplifica a

$$\dot{x} = f(x, u) \quad (1.5)$$

Por otro lado las variables de salida, también pueden expresarse en función de las variables de estado y de las variables de entrada de la siguiente forma:

$$y = g(x, u) \quad (1.6)$$

Donde

$$y = \begin{bmatrix} y_1 \\ y_2 \\ \vdots \\ y_n \end{bmatrix} \quad g = \begin{bmatrix} g_1 \\ g_2 \\ \vdots \\ g_n \end{bmatrix}$$

El vector columna y es el vector de salidas, y g es el vector de las funciones no lineales que relaciona las variables de estado y de entrada, con las variables de salida.

El estado de un sistema representa la mínima cantidad de información acerca del sistema en cualquier instante de tiempo t_0 que se requiere para que su comportamiento futuro pueda ser determinado sin la referencia a la entrada antes de t_0 . Cualquier conjunto de n variables linealmente independientes puede ser utilizado para describir el estado del sistema. Éstas variables, conjuntamente con las variables de entrada proveen una descripción completa del comportamiento del sistema.

Las variables de estado pueden ser cantidades físicas en un sistema, como el ángulo, velocidad, voltaje, o pueden ser variables matemáticas asociadas con las ecuaciones diferenciales que describen la dinámica del sistema.

Una perturbación se considera pequeña si las ecuaciones que describen la respuesta del sistema pueden ser linealizadas. El procedimiento para linealizar la ecuación (1.5) se describe a continuación:

Se considera x_0 el vector de estado inicial y u_0 el vector de entrada correspondiente al punto de equilibrio en el cual se analiza la estabilidad de pequeña señal. Dado que estos vectores satisfacen la ecuación (1.5) se tiene

$$\dot{x}_0 = f(x_0, u_0) = 0 \quad (1.7)$$

Si el sistema se somete a una pequeña perturbación, donde Δ representa una pequeña desviación, se tiene

$$\begin{aligned} x &= x_0 + \Delta x \\ u &= u_0 + \Delta u \end{aligned}$$

El nuevo estado debe satisfacer la ecuación (1.5):

$$\dot{x} = \dot{x}_0 + \Delta \dot{x} = f[(x_0 + \Delta x), (u_0 + \Delta u)] \quad (1.8)$$

Haciendo uso de las series de Taylor y despreciando términos de alto orden relacionados con las perturbaciones se llega a la forma linealizada de las ecuaciones (1.5) y (1.6)

$$\Delta \dot{x} = A \Delta x + B \Delta u \quad (1.9)$$

$$\Delta y = C \Delta x + D \Delta u \quad (1.10)$$

Donde

$$\begin{aligned} A &= \begin{bmatrix} \frac{df_1}{dx_1} & \dots & \frac{df_1}{dx_n} \\ \dots & \dots & \dots \\ \frac{df_n}{dx_1} & \dots & \frac{df_n}{dx_n} \end{bmatrix} & B &= \begin{bmatrix} \frac{df_1}{du_1} & \dots & \frac{df_1}{du_r} \\ \dots & \dots & \dots \\ \frac{df_n}{du_1} & \dots & \frac{df_n}{du_r} \end{bmatrix} \\ C &= \begin{bmatrix} \frac{dg_1}{dx_1} & \dots & \frac{dg_1}{dx_n} \\ \dots & \dots & \dots \\ \frac{dg_m}{dx_1} & \dots & \frac{dg_m}{dx_n} \end{bmatrix} & D &= \begin{bmatrix} \frac{dg_1}{du_1} & \dots & \frac{dg_1}{du_r} \\ \dots & \dots & \dots \\ \frac{dg_m}{du_1} & \dots & \frac{dg_m}{du_r} \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (1.11)$$

Las derivadas parciales escritas son evaluadas en el punto de equilibrio en el cual se analiza la perturbación. De las ecuaciones (1.9) y (1.10) se tiene:

- Δx es el vector de estado de dimensión n
- Δy es el vector de salida de dimensión m
- Δu es el vector de entradas de dimensión r
- A es la matriz de estado de tamaño $n * n$
- B es la matriz de entradas de tamaño $n * r$
- C es la matriz de salidas de tamaño $m * n$
- D es la matriz que define la proporción de entrada que aparece en la salida, de tamaño $m * r$

Aplicando la transformada de Laplace a estas ecuaciones se obtienen las ecuaciones de estado en el dominio de la frecuencia:

$$s\Delta x(s) - \Delta x(0) = A\Delta x(s) + B\Delta u(s) \quad (1.12)$$

$$\Delta y(s) = C\Delta x(s) + D\Delta u(s) \quad (1.13)$$

Arreglando estas ecuaciones se obtiene:

$$\Delta x(s) = \frac{adj(sI - A)}{\det(sI - A)} [\Delta x(0) + B\Delta u(s)] \quad (1.14)$$

$$\Delta y(s) = C \frac{adj(sI - A)}{\det(sI - A)} [\Delta x(0) + B\Delta u(s)] + D\Delta u(s) \quad (1.15)$$

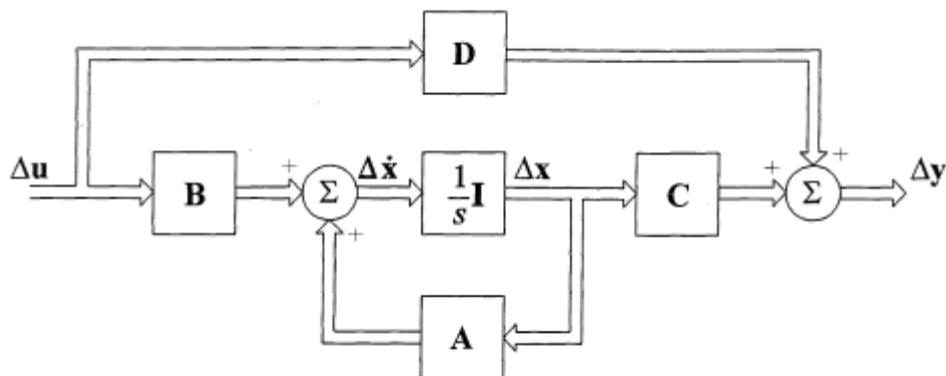


Figura 1.8 Diagrama de bloque de la representación de espacio de estado

Utilizando las ecuaciones anteriores, se obtiene el diagrama de bloque representado en la Figura 1.8.

Los polos de $\Delta x(s)$ y $\Delta y(s)$ son las raíces de la ecuación

$$\det(sI - A) = 0 \quad (1.16)$$

Los valores de s que satisfacen la ecuación (1.16) se conocen como valores propios de la matriz A , y esta ecuación se conoce como la ecuación característica de la matriz A .

Las raíces de la ecuación característica proporcionan información valiosa acerca de la estabilidad en el sistema, y mediante la observación de los valores propios puede deducirse que:

- Cuando los valores propios tienen partes reales negativas, el sistema original es estable.
- Cuando al menos uno de los valores propios tiene una parte real positiva, el sistema original es inestable.
- Cuando los valores propios tienen partes reales iguales a cero, no es posible realizar ninguna aseveración acerca de la estabilidad del sistema.

1.2.2 PROPIEDADES DE LA MATRIZ DE ESTADO ^[1]

1.2.2.1 Valores propios

Los valores propios de una matriz están dados por los valores del parámetro escalar λ para el cual existen soluciones a la ecuación

$$A = \lambda \quad (1.17)$$

Para encontrar los valores propios, la ecuación (1.17) puede escribirse de la siguiente forma:

$$(A - \lambda I) = 0 \quad (1.18)$$

Para una solución no trivial

$$\det(A - \lambda I) = 0 \quad (1.19)$$

La estabilidad de un sistema viene determinada por los valores propios de la siguiente manera: Un valor propio real corresponde a un modo no oscilatorio. Un

valor propio real negativo representa un modo de decaimiento, mientras más grande su magnitud, mayor será el decaimiento. Un valor propio real positivo representa inestabilidad aperiódica.

Valores propios complejos se dan en pares conjugados y cada par corresponde a un modo oscilatorio. La componente real de los valores propios proporcionan el amortiguamiento, y el componente imaginario da la frecuencia de oscilación.

$$\lambda = \sigma \pm j\omega \quad (1.20)$$

La frecuencia de oscilación viene dada por

$$f = \frac{\omega}{2\pi} \quad (1.21)$$

Ésta representa la frecuencia de amortiguamiento, mientras que la proporción de amortiguamiento viene dada por

$$\zeta = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}} \quad (1.22)$$

Este valor determina la magnitud con la que decae la amplitud de oscilación.

1.2.2.2 Vectores propios

Cada valor propio tiene asociado un vector propio. Entonces, para cualquier valor propio λ_i el vector i se denomina vector propio derecho de A.

$$A_i = \lambda_i i \quad (1.23)$$

El vector propio tiene la forma

$$i = \begin{bmatrix} 1i \\ 2i \\ \vdots \\ ni \end{bmatrix}$$

De la misma forma, existe un vector propio escrito en forma de fila, que se denomina el vector propio izquierdo asociado con el valor propio.

$$\psi_i A = \lambda_i \psi_i \quad (1.25)$$

$$i = 1, 2, \dots, n$$

Si los vectores propios izquierdos y derechos corresponden a diferentes valores propios, éstos son ortogonales, con lo que su producto es igual a cero. Comúnmente estos vectores suelen normalizarse para que

$$\psi_{ii} = 1 \quad (1.26)$$

El vector propio derecho proporciona el modo, es decir la actividad relativa de las variables de estado cuando un modo particular es excitado. Por otro lado, el vector propio izquierdo identifica que combinación de las variables de estado originales se presentan en cierto modo, en otras palabras, presenta el aporte de la actividad medida por el vector derecho en un determinado modo.

Haciendo uso de los vectores propios derecho e izquierdo de manera simultánea se obtiene la matriz de participación, que proporciona una medida de la asociación entre las variables de estado y los modos.

$$P = [P_1 \quad P_2 \quad \dots \quad P_n] \quad (1.27)$$

$$p_i = \begin{bmatrix} p_{1i} \\ p_{2i} \\ \vdots \\ p_{ni} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_1 \psi_{i1} \\ i_2 \psi_{i2} \\ \vdots \\ i_n \psi_{in} \end{bmatrix}$$

Cada término de la matriz, se denomina factor de participación, y es una medida relativa de la participación de una variable de estado en un modo y viceversa.

1.2.3 MODOS DE OSCILACIÓN ^[3]

Como se ha establecido anteriormente, la estabilidad de pequeña señal es un problema que se debe a la insuficiencia de amortiguamiento de las oscilaciones.

Las oscilaciones de bajas frecuencias repercuten en la máxima transferencia de potencia y la seguridad de un sistema. Estas oscilaciones corresponden a

oscilaciones del ángulo del rotor que tienen lugar a frecuencias entre 0,1 y 3,0 Hz, ^[4] y están definidas por cómo se crearon, o dónde están ubicadas en el sistema. Una causa bien establecida de este tipo de oscilaciones, es la acción de los reguladores de voltaje con altas ganancias y de rápida acción.

Sin embargo, existe también otro tipo de oscilaciones de mayor frecuencia. Estos se encuentran dentro de la categoría de modos torsionales o modos de control.

1.2.3.1 Oscilaciones de Modo Intraplanta

Las máquinas que se encuentran en el mismo sitio de generación oscilan unas contra otras en un rango que varía entre 2,0 Hz y 3,0 Hz dependiendo del tamaño de las unidades y de la reactancia que las conecta. Este modo tiene esta denominación ya que las oscilaciones se manifiestan por sí mismas dentro de la planta de generación. El resto del sistema no se ve afectado.

1.2.3.2 Oscilaciones de Modo Local

Se denominan también modos máquina - sistema. Están asociados con la oscilación de unidades en una estación de generación con respecto del resto del sistema de potencia en rangos desde 1,0 Hz hasta 2,0 Hz. El término local se utiliza porque las oscilaciones se localizan en una estación o en una parte pequeña del sistema de potencia.

1.2.3.3 Oscilaciones de Modo Interárea

Están asociados con la oscilación de muchas máquinas en una parte del sistema contra máquinas ubicadas en otros lugares. Son causadas por dos o más grupos de generadores que están interconectados por lazos débiles y oscilan uno contra otro a frecuencias de 1 Hz o menores.

1.2.3.4 Oscilaciones de Modos de Control

Las oscilaciones de los modos de control están asociados con las unidades generadoras y otros controles. La mala sintonización de sistemas de excitación,

reguladores de velocidad, convertidores HVDC y compensadores estáticos de potencia reactiva son las causas más usuales para la inestabilidad de estos modos.

1.2.3.5 Oscilaciones de Modos Torsionales

Estos modos están asociados con los componentes del sistema rotacional del eje del sistema turbina - generador en el rango de frecuencia de 10 Hz a 46 Hz. La inestabilidad de los modos torsionales puede ser causado por la interacción con controles de excitación, reguladores de velocidad, controles HVDC y las líneas con compensación capacitiva serie. Un modo torsional mecánico del sistema del eje interactúa con el capacitor serie a la frecuencia natural de la red eléctrica. Aparece la resonancia del eje cuando la frecuencia natural del sistema es igual a la frecuencia sincrónica menos la frecuencia torsional.

1.3 ESTABILIZADORES DE SISTEMAS DE POTENCIA (PSS) ^[3]

Alrededor de los años 50, se puso especial énfasis en el diseño económico de los generadores. Esto dio como resultado máquinas con grandes reactancias sincrónicas en estado estable, lo que tuvo como consecuencia características pobres de voltaje en la carga, especialmente cuando se tenían conexiones a través de largas líneas de transmisión. El efecto de la reacción de armadura causaba la reducción del flujo de campo, lo que resultaba en una caída significativa del torque sincronizante. Este problema fue solucionado utilizando controles de excitación de rápida acción y con alta ganancia. El regulador de voltaje provee el suficiente torque sincronizante por medio de la eliminación del efecto que tiene la reacción de armadura. Sin embargo, se llegó a conocer que la acción de los reguladores de voltaje producía torque de amortiguamiento negativo con elevadas potencias de salida. El amortiguamiento negativo da origen a un problema de inestabilidad oscilatoria. Este problema llegó a corregirse modulando la referencia del regulador del voltaje mediante una señal adicional, que debe crear torque de amortiguamiento positivo. El sistema de control responsable de esta señal se conoce como estabilizador de sistemas de potencia (PSS), que fue implementado por primera vez a inicios de los años 60. ^[5]

El objetivo principal de un PSS es introducir una componente de torque eléctrico en el rotor de la máquina síncrona que sea proporcional a la desviación de la velocidad real con respecto de la velocidad síncrona. Cuando el rotor oscila este torque actúa como un torque de amortiguamiento para contrarrestar la oscilación. Los problemas de inestabilidad oscilatoria electromecánica permanente pueden superarse mediante la aplicación de PSS en ciertos generadores del sistema. En la actualidad los PSS son ampliamente utilizados debido a su eficiencia y bajo costo.

1.3.1 SEÑALES DE ESTABILIZACIÓN PARA EL PSS^[6]

La elección de una señal de estabilización para un PSS viene influenciada por muchos factores. Estas señales deben estar localmente disponibles y deben poder ser fácilmente medidas y sintetizadas. Dado que el propósito de un PSS es introducir una componente de torque de amortiguamiento, una señal lógica a emplearse para controlar la excitación del generador es la desviación de la velocidad $\Delta\omega_r$. Sin embargo, también son utilizadas la frecuencia de barra, la potencia eléctrica y la potencia de aceleración.

1.3.1.1 Señal de la Velocidad del Rotor

Constituye una de las señales más comunes a utilizarse en los estabilizadores de potencia, debido a su accesibilidad. Sin embargo, la velocidad del rotor es sensible al ruido y a la interacción torsional con unidades térmicas. La solución es localizar el sensor de velocidad en el eje donde ocurre el primer nodo del primer modo torsional. Sin embargo esta ubicación puede no ser accesible, como en la mitad de la cubierta del eje. La velocidad del rotor del generador también es sensible a oscilaciones de modo intraplanta y por lo tanto no se utiliza como una señal de PSS para una planta de generación de múltiples unidades. Con esta señal se utiliza un estabilizador llamado delta - omega.

1.3.1.2 Señal de Frecuencia

La señal de frecuencia es insensible a un modo de oscilación intraplanta. Puede mejorar el amortiguamiento del modo interárea de una mejor manera que la señal de velocidad, ya que la frecuencia es más sensible a los modos de oscilación entre

grandes áreas que a los modos que involucran máquinas individuales. La sensibilidad de la frecuencia se incrementa bajo condiciones de red débiles haciéndola particularmente útil para proveer amortiguamiento en estas condiciones. Sin embargo, la señal de la frecuencia puede ser fuertemente dañada con el ruido en el sistema de potencia, como el producido por hornos de arco cercanos. Durante un rápido transitorio, la señal de la frecuencia se somete a un cambio de fase repentino causando un pico en el voltaje de campo, lo que se refleja en el voltaje de salida del generador. Por lo tanto la señal de la frecuencia también necesita de un filtro torsional, aunque su trabajo no es tan fuerte como para la señal de velocidad. En este caso se utiliza un estabilizador llamado delta - f.

1.3.1.3 Señal de Potencia

La potencia eléctrica constituye también un claro candidato a escogerse como entrada de un PSS, debido a la facilidad de su medición.

La ecuación de movimiento del rotor se escribe de la siguiente forma:

$$\frac{d}{dt} \Delta\omega = \frac{1}{2H} (\Delta P_m - \Delta P_e) \quad (1.28)$$

Si se desprecian las variaciones de potencia mecánica, esta ecuación implica que una señal proporcional a la aceleración del eje se encuentra disponible desde una medida a escala de la potencia eléctrica.

El inconveniente que se presenta al utilizar este tipo de entrada, es que solo puede proveer torque de amortiguamiento en una frecuencia electromecánica.

1.3.1.4 Señal de Potencia de Aceleración

La señal de potencia de aceleración tiene la ventaja de ser inmune a las interacciones torsionales de muy bajo nivel. Sin embargo, la dificultad de obtener la señal de potencia de aceleración es considerar la variación en la potencia mecánica de entrada.

Ignorar los cambios en la potencia mecánica no se justifica cuando se producen cambios en las cargas de las unidades. La salida del PSS, en esta condición, produce una excursión indeseable del voltaje de salida y de la potencia reactiva.

Una velocidad equivalente ω_{eq} , se obtiene de la integral de la diferencia entre la desviación de la potencia mecánica ΔP_m y la potencia eléctrica ΔP_e . La desviación de la potencia eléctrica se mide directamente, pero la desviación de la potencia mecánica se calcula de la integral de la medición de la potencia eléctrica de salida y la medición de la velocidad, después de haber pasado por un filtro. Usualmente los modos torsionales son grandemente atenuados sin la señal de potencia eléctrica y no requieren un filtro torsional adicional. Un filtro torsional básico es suficiente para obtener la señal de la velocidad. Este estabilizador se conoce como Delta - P - omega.

CAPÍTULO 2

MODELO DE UN GENERADOR SINCRÓNICO CON REGULADORES DE VOLTAJE Y VELOCIDAD

En el análisis de pequeña señal, se ha utilizado ampliamente el modelo del generador conectado a una barra infinita, a través de una línea de transmisión. Este capítulo presenta la modelación de este sistema, considerando el modelo clásico del generador para posteriormente incluir la dinámica del flujo y la acción de los sistemas de excitación. Se incluye también la modelación de la turbina, y del regulador de velocidad, y finalmente la modelación del estabilizador del sistema de potencia dentro del modelo establecido.

2.1 MODELO DEL GENERADOR SINCRÓNICO ^[1]

Los generadores sincrónicos constituyen la principal fuente de energía eléctrica en los sistemas de potencia. Como se mencionó anteriormente, el problema de estabilidad en sistemas de potencia se da en gran medida por no poder mantener el sincronismo en máquinas sincrónicas interconectadas. Por lo tanto resulta necesario comprender las características y la adecuada modelación de su comportamiento dinámico.

El diagrama de bloques para analizar la estabilidad de pequeña señal de máquinas sincrónicas fue utilizado por deMello y Concordia. ^[7] Si bien este enfoque no es conveniente para un estudio detallado de grandes sistemas, resulta útil para obtener una visión general de los métodos que mejoran la estabilidad.

La Figura 2.1 muestra la configuración general de un sistema de potencia. Este sistema se reduce al modelo Generador - Barra Infinita, representado en la Figura 2.2 mediante un equivalente Thevenin de la red de transmisión externa a la máquina.

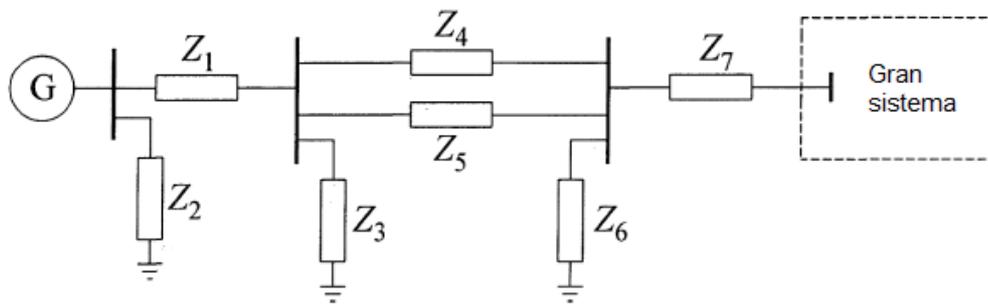


Figura 2.1 Configuración general de un sistema de potencia

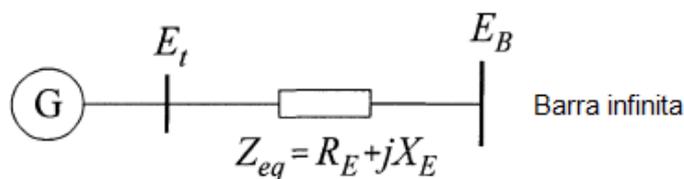


Figura 2.2 Sistema Equivalente

Debido al gran tamaño del sistema al cual la máquina se encuentra suministrando energía, la dinámica de esta máquina no causará cambio alguno en el voltaje o la frecuencia del voltaje Thevenin E_B , por lo que toma la distinción de barra infinita.

2.1.1 GENERADOR REPRESENTADO POR EL MODELO CLÁSICO ^[1]

La Figura 2.3 muestra la representación del generador utilizando el modelo clásico y despreciando todas las resistencias. δ es el ángulo por el cual E' adelanta al voltaje de la barra infinita E_B . Conforme el rotor oscila durante una perturbación, el ángulo δ cambia.

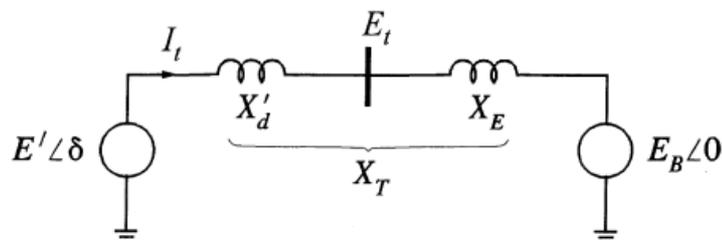


Figura 2.3 Representación del generador utilizando el modelo clásico

$$\bar{I}_t = \frac{E' \angle 0^\circ - E_B \angle -\delta}{jX_T} = \frac{E' - E_B(\cos \delta - j \sin \delta)}{jX_T} \quad (2.1)$$

$$S' = P + jQ = \frac{E'E_B \sin \delta}{X_T} + j \frac{E'(E' - E_B \cos \delta)}{X_T} \quad (2.2)$$

Si se desprecia la resistencia del estator, la potencia eléctrica, es igual a la potencia en los terminales. En por unidad, el torque eléctrico, es igual a la potencia eléctrica. Entonces,

$$T_e = P_e = P = \frac{E'E_B \sin \delta}{X_T} \quad (2.3)$$

Linealizando esta ecuación en una condición inicial de operación, donde $\delta = \delta_0$ se tiene

$$\Delta T_e = \frac{dT_e}{d\delta} \Delta \delta = \frac{E'E_B \cos \delta_0}{X_T} \Delta \delta \quad (2.4)$$

Al escribir las ecuaciones de movimiento de la máquina en por unidad se tiene

$$p\Delta\omega_r = \frac{1}{2H} (T_m - T_e - K_D\Delta\omega_r) \quad (2.5)$$

$$p\delta = \omega_0\Delta\omega_r \quad (2.6)$$

Al linealizar las ecuaciones anteriores y realizando una sustitución se tiene

$$p\Delta\omega_r = \frac{1}{2H} (\Delta T_m - K_S\Delta\delta - K_D\Delta\omega_r) \quad (2.7)$$

$$p\Delta\delta = \omega_0\Delta\omega_r \quad (2.8)$$

K_S es el coeficiente de torque sincronizante y K_D es el coeficiente de torque de amortiguamiento.

Al escribir las ecuaciones (2.7) y (2.8) en forma matricial, se obtiene

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \Delta \omega_r \\ \Delta \delta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{K_D}{2H} & -\frac{K_S}{2H} \\ \omega_0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \omega_r \\ \Delta \delta \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \end{bmatrix} \Delta T_m \quad (2.9)$$

Que es de la forma $\dot{x} = Ax + bu$. El diagrama de bloques de la Figura 2.4 puede ser empleado para describir el comportamiento de pequeña señal.

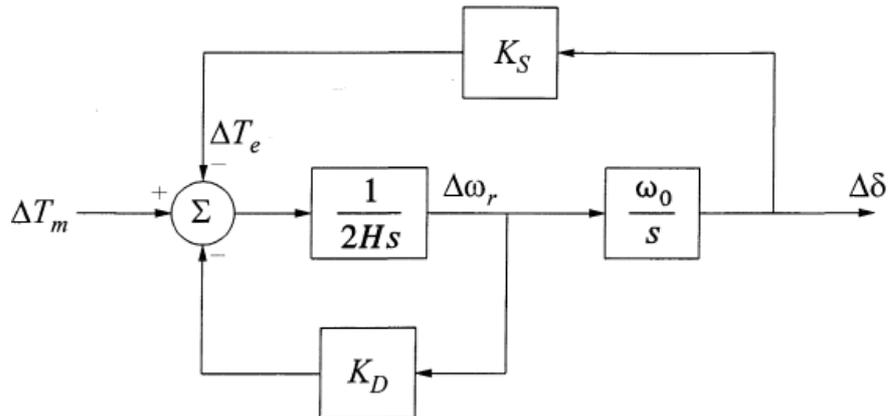


Figura 2.4 Diagrama de bloque del modelo Generador - Barra infinita con el modelo clásico del generador

2.1.2 EFECTO DEL CIRCUITO DE CAMPO DE LA MÁQUINA SINCRÓNICA

En este modelo, se considera el efecto de las variaciones del flujo de campo, despreciando el efecto de amortiguadores y considerando como constante al voltaje de campo.

De la misma forma que para el modelo clásico del generador, las ecuaciones de aceleración vienen dadas por

$$p\Delta\omega_r = \frac{1}{2H} (T_m - T_e - K_D\Delta\omega_r)$$

$$p\delta = \omega_0\Delta\omega_r$$

En este caso, δ es el ángulo por el cual el eje en cuadratura, adelanta a la referencia E_B , como se muestra en la Figura 2.5

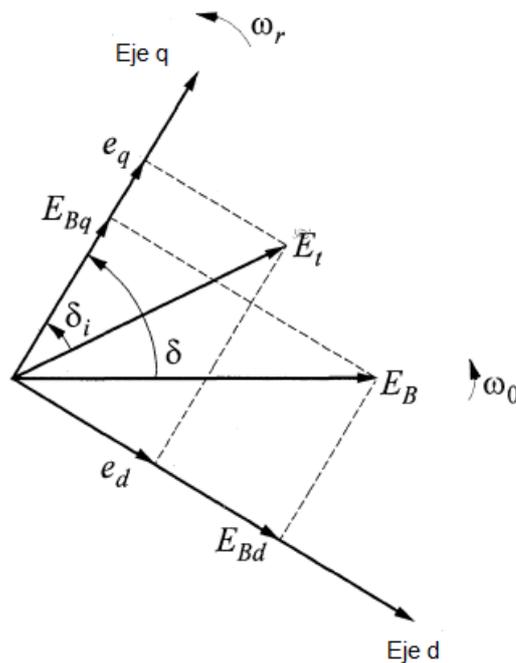


Figura 2.5 Diagrama fasorial de voltajes en el modelo Generador - Barra Infinita

El eje en cuadratura (q) presenta la facilidad de identificar la posición del rotor con respecto a una referencia apropiada, y poder tener un seguimiento de ésta mientras el rotor oscila.

La ecuación que describe la dinámica del circuito de campo está dada por:

$$p\psi_{fd} = \omega_0(e_{fd} - R_{fd}i_{fd}) = \frac{\omega_0 R_{fd}}{L_{adu}} E_{fd} - \omega_0 R_{fd} i_{fd} \quad (2.10)$$

Donde E_{fd} es el voltaje de salida de la excitatriz. Las ecuaciones anteriores, describen la dinámica de la máquina síncrona con $\Delta\omega_r$, δ y ψ_{fd} como variables de estado. Sin embargo, las derivadas de estas variables no se encuentran en función de variables de estado o variables de entrada, por lo que resulta necesario expresar i_{fd} y T_e en función de las variables de estado.

Haciendo uso de los diagramas de la Figura 2.6 se obtienen las ecuaciones de las concatenaciones de flujo.

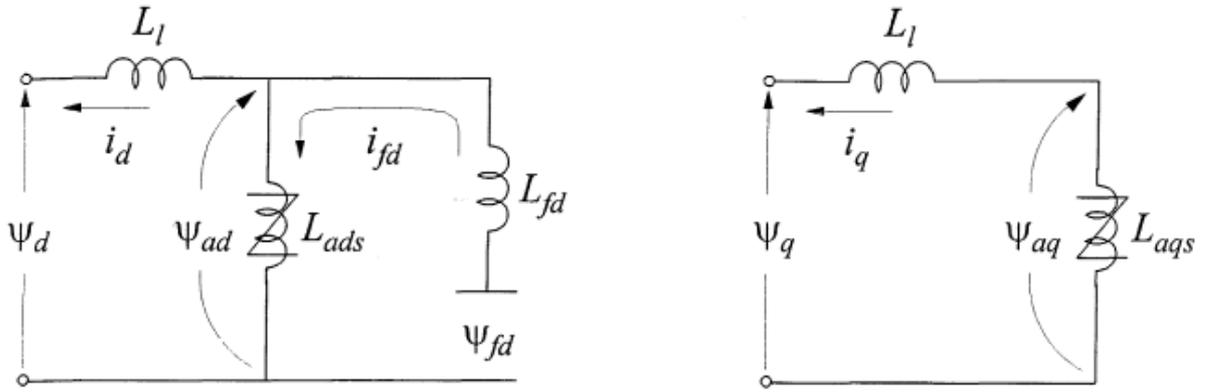


Figura 2.6 Diagrama representativo de las ecuaciones de flujo

$$\psi_d = -L_l i_d + L_{ads}(-i_d + i_{fd}) = -L_l i_d + \psi_{ad} \quad (2.11)$$

$$\psi_q = -L_l i_q + L_{aqs}(-i_q) = -L_l i_q + \psi_{aq} \quad (2.12)$$

$$\psi_{fd} = L_{ads}(-i_d + i_{fd}) + L_{fd} i_{fd} = \psi_{ad} + L_{fd} i_{fd} \quad (2.13)$$

En las ecuaciones anteriores ψ_{ad} y ψ_{aq} representan las concatenaciones de flujo del entrehierro.

$$i_{fd} = \frac{\psi_{fd} - \psi_{ad}}{L_{fd}} \quad (2.14)$$

Las concatenaciones de flujo mutuo de los ejes d y q pueden escribirse de la siguiente forma:

$$\psi_{ad} = -L_{ads} i_d + \frac{L_{ads}}{L_{fd}} (\psi_{fd} - \psi_{ad}) \quad (2.15)$$

$$\psi_{aq} = -L_{aqs} i_q \quad (2.16)$$

Mientras que para el torque del entrehierro se tiene

$$T_e = \psi_{ad} i_q - \psi_{aq} i_d \quad (2.17)$$

Despreciando los términos de $p\psi$ y las variaciones de velocidad, las ecuaciones de voltaje del estator son:

$$e_d = -R_a i_d + (L_l i_q - \psi_{aq}) \quad (2.18)$$

$$e_q = -R_a i_q - (L_l i_d - \psi_{ad}) \quad (2.19)$$

Estas ecuaciones, conjuntamente con las ecuaciones de red, permiten obtener las expresiones para i_d e i_q en función de las variables de estado. Utilizando el diagrama fasorial de la Figura 2.5 se escriben las siguientes expresiones:

$$\tilde{E}_t = e_d + j e_q \quad (2.20)$$

$$\tilde{E}_B = E_{Bd} + j E_{Bq} \quad (2.21)$$

La ecuación de restricción del sistema de la Figura 2.2 está dada por

$$\tilde{E}_t = \tilde{E}_B + (R_E + j X_E) \tilde{I}_t \quad (2.22)$$

Expresando la ecuación en términos de los componentes d y q se tiene

$$e_d = R_E i_d - X_E i_q + E_{Bd} \quad (2.23)$$

$$e_q = R_E i_q - X_E i_d + E_{Bq} \quad (2.24)$$

Finalmente, realizando un arreglo matemático, las expresiones para i_d e i_q en función de las variables de estado tienen la forma:

$$i_d = \frac{X_{Tq} \left[\psi_{fd} \left(\frac{L_{ads}}{L_{ads} + L_{fd}} \right) - E_B \cos \delta \right] - R_T E_B \sin \delta}{D} \quad (2.25)$$

$$i_q = \frac{R_T \left[\psi_{fd} \left(\frac{L_{ads}}{L_{ads} + L_{fd}} \right) - E_B \cos \delta \right] - X_{Td} E_B \sin \delta}{D} \quad (2.26)$$

Donde

$$R_T = R_a + R_E$$

$$X_{Tq} = X_E + (L_{aqs} + L_l) = X_E + X_{qs}$$

$$X_{Td} = X_E + (L'_{ads} + L_l) = X_E + X'_{ds}$$

$$D = R^2_T + X_{Tq}X_{Td}$$

$$L'_{ads} = \frac{1}{\frac{1}{L_{ads}} + \frac{1}{L_{fd}}}$$

Expresando las ecuaciones (2.25) y (2.26) en términos de valores perturbados se tiene

$$\Delta i_d = m_1 \Delta \delta + m_2 \Delta \psi_{fd} \quad (2.27)$$

$$\Delta i_q = n_1 \Delta \delta + n_2 \Delta \psi_{fd} \quad (2.28)$$

Donde

$$m_1 = \frac{E_B(X_{Tq} \text{sen } \delta_0 - R_T \text{cos } \delta_0)}{D}$$

$$n_1 = \frac{E_B(R_T \text{sen } \delta_0 - X_{Td} \text{cos } \delta_0)}{D}$$

$$m_2 = \frac{X_{Tq}}{D} \frac{L_{ads}}{(L_{ads} + L_{fd})}$$

$$n_2 = \frac{R_T}{D} \frac{L_{ads}}{(L_{ads} + L_{fd})}$$

En el proceso de linealización de expresiones e inclusión de arreglos matemáticos se tiene:

$$\Delta \psi_{ad} = \left(\frac{1}{L_{fd}} - m_2 \right) L'_{ads} \Delta \psi_{fd} - m_1 L'_{ads} \Delta \delta \quad (2.29)$$

$$\Delta \psi_{aq} = -n_2 L_{aqs} \Delta \psi_{fd} - n_1 L_{aqs} \Delta \delta \quad (2.30)$$

$$\Delta i_{fd} = \frac{1}{L_{fd}} \left(1 - \frac{L'_{ads}}{L_{fd}} + m_2 L'_{ads} \right) \Delta \psi_{fd} + \frac{1}{L_{fd}} m_1 L'_{ads} \Delta \delta \quad (2.31)$$

$$\Delta T_E = \psi_{ad0} \Delta i_q + i_{q0} \Delta \psi_{ad} - \psi_{aq0} \Delta i_d - i_{d0} \Delta \psi_q \quad (2.32)$$

Mediante este proceso, se obtiene las ecuaciones del sistema en la forma deseada:

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{\omega}_r \\ \Delta \dot{\delta} \\ \Delta \dot{\psi}_{fd} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & a_{13} \\ a_{21} & 0 & 0 \\ 0 & a_{32} & a_{33} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \omega_r \\ \Delta \delta \\ \Delta \psi_{fd} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} b_{11} & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & b_{32} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta T_m \\ \Delta E_{fd} \end{bmatrix} \quad (2.33)$$

En la Tabla 2.1 se expresa el valor de los parámetros de la matriz de estado. Los parámetros que no están considerados tienen un valor de cero.

Tabla 2.1 Parámetros de la matriz de estado de un modelo Generador - Barra Infinita considerando la dinámica de flujo de campo

Variable	Equivalencia
a_{11}	$-\frac{K_D}{2H}$
a_{12}	$-\frac{K_1}{2H}$
a_{13}	$-\frac{K_2}{2H}$
a_{21}	$\omega_0 = 2\pi f_0$
a_{32}	$-\frac{\omega_0 R_{fd}}{L_{fd}} m_1 L'_{ads}$
a_{33}	$-\frac{\omega_0 R_{fd}}{L_{fd}} \left[1 - \frac{L'_{ads}}{L_{fd}} + m_2 L'_{ads} \right]$
b_{11}	$\frac{1}{2H}$
b_{32}	$\frac{\omega_0 R_{fd}}{L_{adu}}$

Al tener un torque mecánico de entrada y un voltaje de salida de la excitatriz constantes, los valores de ΔT_m y ΔE_{fd} son iguales a cero, ya que estos parámetros dependen de la turbina y del control de excitación.

La Figura 2.7 muestra la representación del diagrama de bloque del desempeño del sistema en pequeña señal. Este diagrama hace uso de las llamadas constantes K .

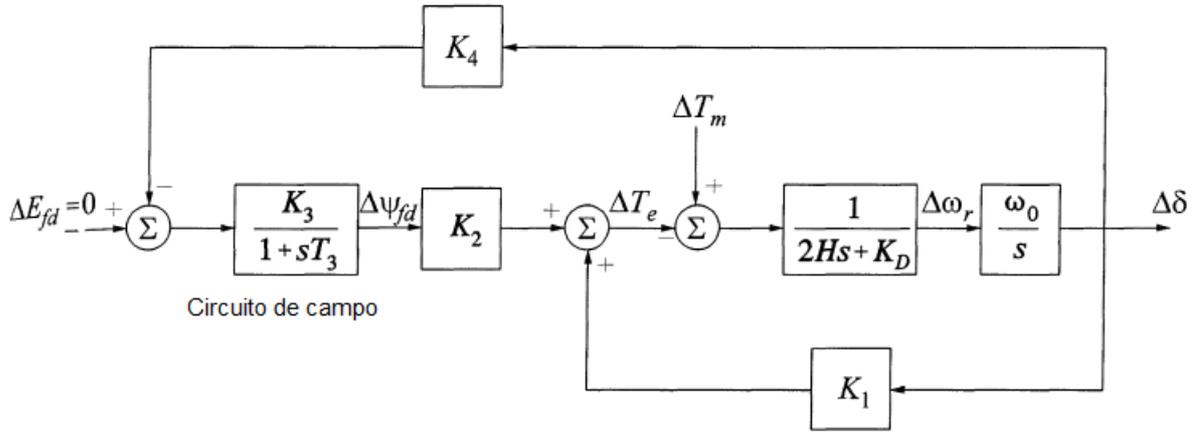


Figura 2.7 Diagrama de bloque del sistema considerando la dinámica del flujo

$$\Delta T_E = K_1 \Delta \delta + K_2 \Delta \psi_{fd} \quad (2.34)$$

Donde

$$K_1 = \Delta T_E / \Delta \delta \text{ para } \psi_{fd} \text{ constante}$$

$$K_2 = \Delta T_E / \Delta \psi_{fd} \text{ para un ángulo de rotor } \delta \text{ constante.}$$

Dado que $K_1 \Delta \delta$ está en fase con $\Delta \delta$, representa una componente de torque sincronizante. Por otro lado $K_2 \Delta \psi_{fd}$ representa las variaciones del flujo de campo.

Las constantes K , usualmente se expresan en términos de los diferentes parámetros del sistema:

$$K_1 = n_1(\psi_{ad0} + L_{aqs}i_{d0}) - m_1(\psi_{aq0} + L'_{ads}i_{q0}) \quad (2.35)$$

$$K_2 = n_1 E_{q0} + m_1(X_q - X'_d)i_{q0} \quad (2.36)$$

Donde E_{q0} es el valor del voltaje detrás de $R_a + jX_q$ antes de someterse a una perturbación.

$$E_{q0} = e_{q0} + R_a i_{q0} + X_{qs} i_{d0}$$

Entonces, sustituyendo los términos n_1 y m_1 expresados anteriormente, se tiene los valores de las constantes K de manera explícita en términos de los diferentes parámetros del sistema:

$$K_1 = \frac{E_B E_{q0}}{D} (R_T \sin \delta_0 + X_{Td} \cos \delta_0) + \frac{E_B i_{q0}}{D} (X_q - X'_d)(X_{Tq} \sin \delta_0 + R_T \cos \delta_0) \quad (2.37)$$

$$K_2 = \frac{L_{ads}}{L_{ads} + L_{fd}} \left[\frac{R_T}{D} E_{q0} + \left(\frac{X_{Tq}(X_q - X'_d)}{D} + 1 \right) i_{q0} \right] \quad (2.38)$$

$$K_3 = \frac{L_{ads} + L_{fd}}{L_{adu}} \frac{1}{1 + \frac{X_{Tq}}{D} (X_q - X'_d)} \quad (2.34)$$

$$K_4 = \frac{E_B}{D} (X_q - X'_d)(X_{Tq} \sin \delta_0 - R_T \cos \delta_0) \quad (2.35)$$

Si los elementos de la matriz A están disponibles, los valores de K pueden calcularse de forma directa.

2.2 MODELO DEL SISTEMA DE EXCITACIÓN

La función básica de un sistema de excitación es suministrar corriente continua al devanado de campo de la máquina síncrona. Además, el sistema de excitación realiza funciones de control y de protección esenciales para mantener un desempeño satisfactorio del sistema de potencia controlando el voltaje de campo y por ende también la corriente de campo.

Las funciones de control incluyen el control de voltaje y el flujo de potencia reactiva, así como también, el mejoramiento de la estabilidad del sistema. Las funciones de protección aseguran que no se excedan los límites de capacidad de la máquina síncrona, sistema de excitación y otros equipos.

2.2.1 REQUERIMIENTOS DEL SISTEMA DE EXCITACIÓN

Los requerimientos de un sistema de excitación vienen sujetos a las consideraciones del generador síncrono así como también del sistema de potencia.

2.2.1.1 Consideraciones del generador

El requerimiento básico es que el sistema de excitación abastezca y regule la corriente de campo del generador sincrónico en forma automática para que pueda mantener el voltaje terminal mientras la salida varía dentro de la capacidad continua del generador.

2.2.1.2 Consideraciones del sistema de potencia

Desde el punto de vista del sistema de potencia, el sistema de excitación debe contribuir al control efectivo de voltaje y al mejoramiento de la estabilidad del sistema. Debe ser capaz de responder rápidamente a una perturbación para mejorar la estabilidad transitoria, y debe ser capaz también, de modular el campo del generador para mejorar la estabilidad de pequeña señal.

En la actualidad los sistemas de excitación son capaces de proveer una respuesta prácticamente instantánea con altos voltajes.

2.2.2 ELEMENTOS DE UN SISTEMA DE EXCITACIÓN

La Figura 2.8 muestra el diagrama de bloque funcional de un típico sistema de control de excitación.

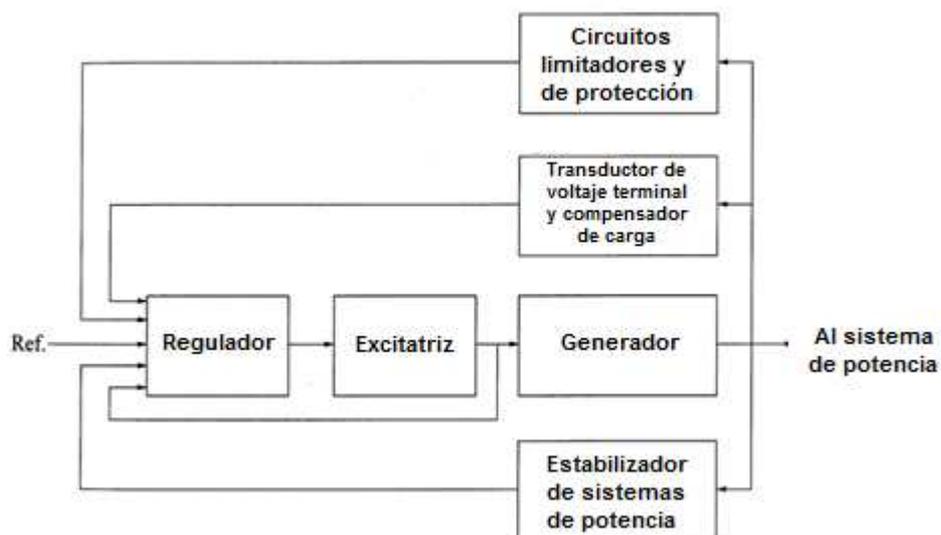


Figura 2.8 Diagrama de bloque funcional de un sistema de control de excitación de un generador sincrónico

La excitatriz suministra potencia DC al devanado de campo de la máquina sincrónica, constituyendo la etapa de potencia del sistema de excitación.

El regulador procesa y amplifica señales de control de entrada a un nivel y forma apropiada para el control de la excitatriz. Esto incluye las funciones de estabilización tanto del sistema de regulación como del sistema de excitación.

El transductor de voltaje terminal y compensador de carga es un sensor del voltaje terminal. Éste lo rectifica y lo filtra para tener un valor DC, y lo compara con una referencia que representa el voltaje terminal deseado.

El estabilizador de sistemas de potencia provee una señal de entrada adicional al regulador, para amortiguar las oscilaciones del sistema de potencia. Siendo utilizadas comúnmente como señales de entrada la desviación de la velocidad del rotor, la potencia de aceleración y la desviación de la frecuencia.

Los circuitos de limitación y protección incluyen un amplio arreglo de funciones de control y protección que aseguran que los límites de capacidad de la excitatriz y del generador sincrónico no sean excedidos. Sin embargo, estos limitadores no son representados en estudios de sistemas grandes. ^[8]

2.2.3 TIPOS DE SISTEMAS DE EXCITACIÓN

Los sistemas de excitación han tomado diversas formas a lo largo de su evolución. Éstos pueden ser clasificados en tres grandes grupos basándose en la fuente de poder que utilizan.

2.2.3.1 Sistemas de excitación DC

Los sistemas de excitación en esta categoría, utilizan generadores de corriente continua como fuentes de poder y proveen de corriente al rotor de la máquina sincrónica a través de anillos rozantes. La excitatriz puede ser impulsada por un motor o por medio del eje del generador. Puede ser autoexcitada o excitada por

separado. Cuando se tiene una excitación por separado, el campo de la excitatriz es suministrado por un imán permanente.

Estos sistemas de excitación no son muy utilizados en la actualidad, y han sido reemplazados por los sistemas de excitación de corriente alterna, o sistemas estáticos. En algunos casos los reguladores de voltaje han sido reemplazados por reguladores electrónicos modernos de estado sólido.

2.2.3.2 Sistemas de excitación AC

En esta categoría, los sistemas de excitación utilizan alternadores, es decir máquinas AC, como fuentes de poder para la excitación del generador principal. Usualmente la excitatriz está en el mismo eje que la turbina. La salida AC de la excitatriz es rectificadora por, ya sea, rectificadores controlados o no controlados para producir la corriente continua necesaria para el campo del generador. Estos rectificadores pueden ser estacionarios o rotativos.

2.2.3.3 Sistemas de excitación estáticos

Todos los componentes en estos sistemas son estáticos o estacionarios. Los rectificadores estáticos, controlados o no controlados suministran la corriente de excitación directamente al campo del generador sincrónico principal mediante anillos rozantes. El suministro de potencia hacia los rectificadores se da desde el generador principal a través de un transformador para reducir el voltaje a un nivel adecuado.

2.2.4 MODELADO DE SISTEMAS DE EXCITACIÓN

Se incluye el sistema de excitación dentro del modelo Generador - Barra Infinita presentado anteriormente. El sistema de excitación es un modelo general. Posteriormente se incluirá el modelo a utilizarse en las simulaciones de este trabajo.

En un sistema de excitación, generalmente la entrada al mismo, es el voltaje terminal del generador E_t . Dado que E_t no es una variable de estado, debe expresarse en función de $\Delta\omega_r$, $\Delta\delta$ y $\Delta\psi_{fd}$.

Considerando que

$$\begin{aligned}\tilde{E}_t &= e_d + je_q \\ E_t^2 &= e_d^2 + e_q^2\end{aligned}$$

Al aplicar una pequeña perturbación, se tiene:

$$(E_{t0} + \Delta E_t)^2 = (e_{d0} + \Delta e_d)^2 + (e_{q0} + \Delta e_q)^2$$

Despreciando términos de segundo orden relacionados con los valores perturbados la ecuación se reduce a:

$$\Delta E_t = \frac{e_{d0}}{E_{t0}} \Delta e_d + \frac{e_{q0}}{E_{t0}} \Delta e_q \quad (2.36)$$

Al expresar las ecuaciones (2.18) y (2.19) en términos de valores perturbados, se tiene:

$$\begin{aligned}\Delta e_d &= -R_a \Delta i_d + L_l \Delta i_q - \Delta \psi_{aq} \\ \Delta e_q &= -R_a \Delta i_q + L_l \Delta i_d + \Delta \psi_{ad}\end{aligned}$$

Mediante una sustitución de términos, se logra eliminar Δi_d , Δi_q , $\Delta \psi_{ad}$ y $\Delta \psi_{aq}$ de las expresiones anteriores, y se tiene

$$\Delta E_t = K_5 \Delta \delta + K_6 \Delta \psi_{fd} \quad (2.37)$$

Donde

$$K_5 = \frac{e_{d0}}{E_{t0}} [-R_a m_1 + L_l n_1 + L_{aqs} n_1] + \frac{e_{q0}}{E_{t0}} [-R_a n_1 + L_l m_1 + L'_{ads} m_1] \quad (2.38)$$

$$\begin{aligned}K_6 &= \frac{e_{d0}}{E_{t0}} [-R_a m_2 + L_l n_2 + L_{aqs} n_2] \\ &+ \frac{e_{q0}}{E_{t0}} \left[-R_a n_2 + L_l m_2 + L'_{ads} \left(\frac{1}{L_{fd}} - m_2 \right) \right] \quad (2.39)\end{aligned}$$

Para poder ilustrar la influencia del sistema de excitación sobre la estabilidad de pequeña señal, se considera el modelo de la Figura 2.9 con ciertas simplificaciones, ya que no todos los elementos se requieren en el análisis.

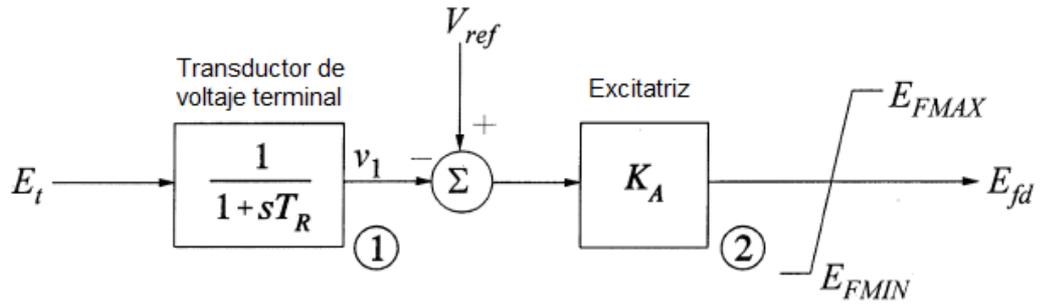


Figura 2.9 Sistema de excitación de tipo tiristor con AVR

Tanto los limitadores como los circuitos de protección no se modelan, ya que estos no afectan la estabilidad de pequeña señal.

Para el espacio de estado, es necesario considerar la nueva variable con la que aporta el sistema de excitación. Del diagrama de bloques de la Figura 2.9, haciendo uso de valores perturbados se tiene:

$$\Delta v_1 = \frac{1}{1 + pT_R} \Delta E_t$$

Siendo T_R la constante de tiempo del transductor de voltaje:

$$p\Delta v_1 = \frac{1}{T_R} (\Delta E_t - \Delta v_1)$$

Sustituyendo la ecuación (2.37) se tiene:

$$p\Delta v_1 = \frac{K_5}{T_R} \Delta \delta + \frac{K_6}{T_R} \Delta \psi_{fd} - \frac{1}{T_R} \Delta v_1 \quad (2.40)$$

Por otro lado

$$\begin{aligned} E_{fd} &= K_A (v_{ref} - v_1) \\ \Delta E_{fd} &= K_A (-\Delta v_1) \end{aligned} \quad (2.41)$$

La ecuación que describe la dinámica del circuito de campo desarrollada anteriormente, con el efecto del sistema de excitación incluido es

$$p\Delta \psi_{fd} = a_{31} \Delta \omega_r + a_{32} \Delta \delta + a_{33} \Delta \psi_{fd} + a_{34} \Delta v_1 \quad (2.42)$$

Dado que el regulador de voltaje es un modelo de primer orden, el orden del sistema completo se incrementa también en 1 y la nueva variable de estado es Δv_1

$$p\Delta v_1 = a_{41}\Delta\omega_r + a_{42}\Delta\delta + a_{43}\Delta\psi_{fd} + a_{44}\Delta v_1 \quad (2.43)$$

Con el sistema de excitación incluido, el modelo de espacio de estado del sistema tiene la siguiente forma:

$$\begin{bmatrix} \Delta\dot{\omega}_r \\ \Delta\dot{\delta} \\ \Delta\dot{\psi}_{fd} \\ \Delta\dot{v}_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & a_{13} & 0 \\ a_{41} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & a_{32} & a_{33} & a_{34} \\ 0 & a_{42} & a_{43} & a_{44} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\omega_r \\ \Delta\delta \\ \Delta\psi_{fd} \\ \Delta v_1 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} b_1 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} [\Delta T_m] \quad (2.44)$$

La Tabla 2.2 muestra la equivalencia de cada término de la matriz de estado.

Tabla 2.2 Parámetros de la matriz de estado para un modelo Generador - Barra Infinita considerando el sistema de excitación

Variable	Equivalencia
a_{34}	$-b_{32}K_A$
a_{41}	0
a_{42}	$\frac{K_5}{T_R}$
a_{43}	$\frac{K_6}{T_R}$
a_{44}	$-\frac{1}{T_R}$

La Figura 2.10 muestra el diagrama de bloque del sistema considerando el sistema de excitación y regulador de voltaje, con lo que se introducen nuevas variables de estado a la matriz.

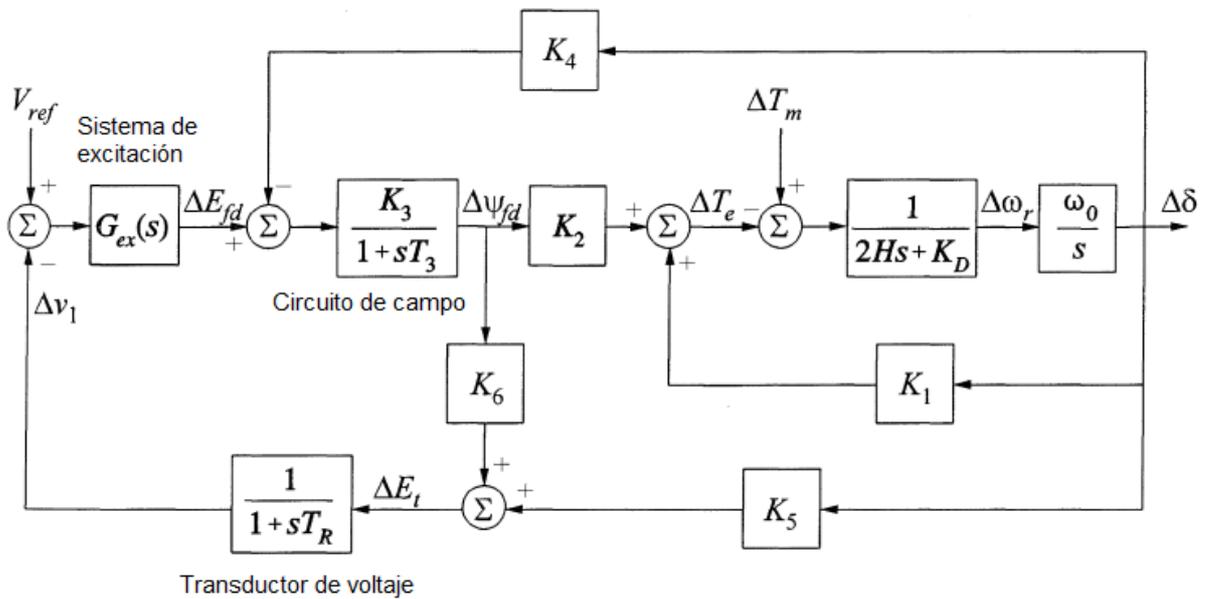


Figura 2.10 Diagrama de bloque del modelo Generador - Barra Infinita considerando el sistema de excitación y AVR

El regulador de voltaje aporta al sistema con una componente de torque sincronizante y de torque de amortiguamiento. Sin embargo, este último aporte se da de forma negativa, es decir, resta amortiguamiento al sistema.

La estructura general de un sistema de excitación detallado se presenta en la Figura 2.11. Éste tiene la característica de tener una correspondencia uno a uno con el equipo físico. Sin embargo, el uso de este modelo se considera demasiado preciso para los estudios de sistemas generales, por lo que se utiliza modelos reducidos.

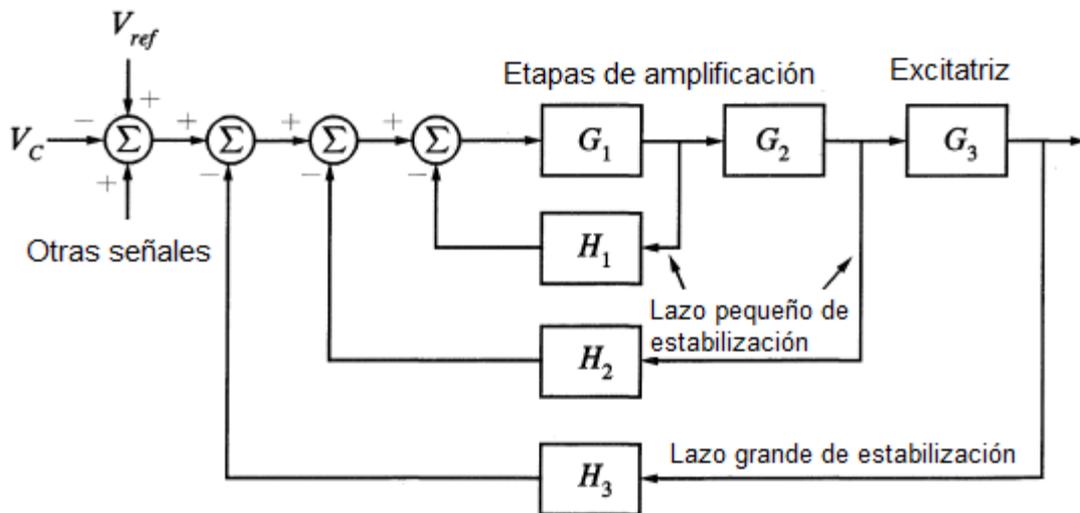


Figura 2.11 Estructura de un modelo de sistema de excitación detallado

El IEEE ha estandarizado 12 estructuras de modelos en la forma de diagramas de bloque para representar la gran variedad de diagramas de bloque que se encuentran actualmente en uso.

Estos modelos son utilizados en estudios de estabilidad transitoria, y estudios de estabilidad de pequeña señal.

El modelo que se escoja, debe incluirse de forma detallada dentro del sistema Generador - Barra Infinita. De manera específica, en este trabajo se utiliza el modelo EXST1.

2.2.4.1 Modelo de excitación tipo EXST1 [8] [9]

La Figura 2.12 muestra el modelo de excitación estático EXST1. Este modelo representa todos los sistemas en los cuales la fuente de excitación es suministrada a través de un transformador desde los terminales del generador. En este tipo de sistema, las constantes de tiempo son muy pequeñas y la ganancia y las constantes de tiempo de cualquier sistema de excitación inherente se representan por K_A y T_A . Mientras que para la mayoría de estos sistemas de excitación se emplea un puente completamente controlado, el modelo puede ser aplicado también a sistemas semicontrolados.

Para el ajuste de los sistemas de excitación se debe considerar que:

- La parte proporcional determina la amplificación de la señal de control.
- La parte integral ajusta el tiempo de la señal de control y su tasa de cambio.
- La parte diferencial amplifica y corrige todas las señales de entrada de rápida variación.

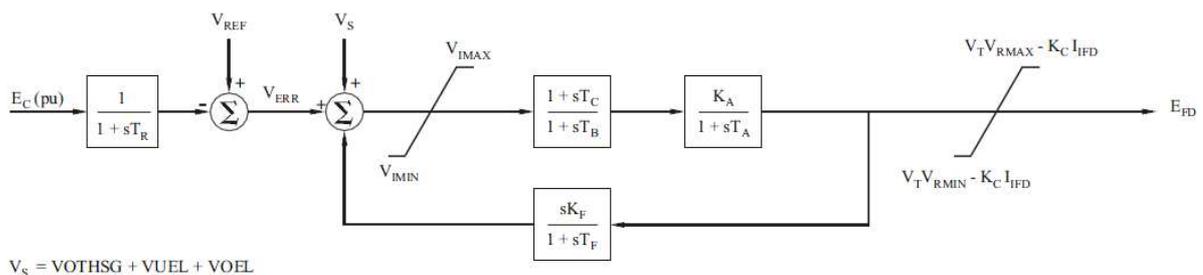


Figura 2.12 Modelo de sistema de excitación tipo EXST1 de la IEEE

Para estudios de estabilidad en pequeña señal, dentro del modelo de excitación EXST1, se emplean los valores de la Tabla 2.3:

Tabla 2.3 Valores típicos empleados en el modelo EXST1 ^[9]

Parámetro	Valor
Tr	0,004 s
Tb	0,1
Tc	0,1
Ka	1,2
Ta	0,02
Kc	482
Kf	0
Tf	0
Vimin	7,31
Vmin	-5,85
Vimax	15,20
Vmax	-12,18

2.3 MODELO DE LA TURBINA

Las principales fuentes de la energía eléctrica suministrada por las empresas de electricidad son la energía cinética del agua y la energía térmica derivada de combustibles fósiles y fisión nuclear. Las turbinas convierten estas fuentes de energía en energía mecánica, que a su vez es convertida en energía eléctrica por los generadores sincrónicos. Los reguladores de velocidad de las turbinas proveen los medios necesarios para controlar la potencia y la frecuencia, una función llamada comúnmente control automático de generación o AGC, como se muestra en la Figura 2.13.

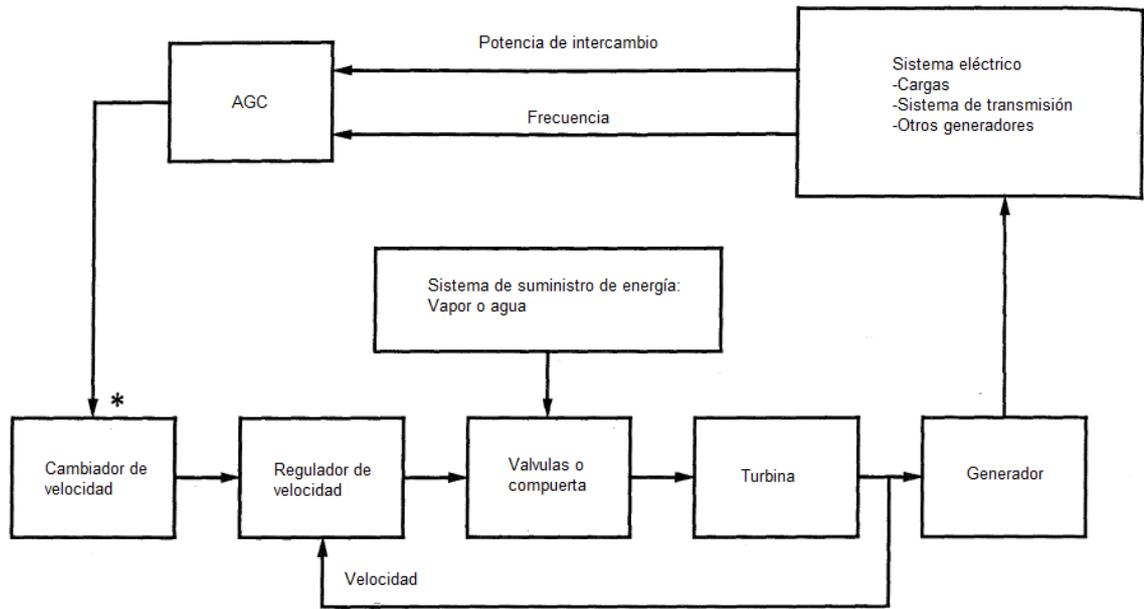


Figura 2.13 Diagrama de bloque funcional de un sistema de generación de potencia y control

2.3.1 TURBINAS HIDRÁULICAS

Las turbinas hidráulicas hacen posible la generación de energía hidroeléctrica. Las turbinas hidráulicas más utilizadas son la turbina de impulso o turbina Pelton, la turbina de reacción o turbina Francis y el propulsor o turbina Kaplan. Un cuarto tipo de turbina desarrollada actualmente es la turbina Deriaz, que combina las mejores características de los diseños de las turbinas Kaplan y Francis.

2.3.2 TURBINAS A VAPOR

Una turbina a vapor convierte la energía proveniente de altas presiones y altas temperaturas a energía rotativa, que se convierte a su vez en energía eléctrica mediante el generador. La fuente de calor para la caldera que provee el vapor puede ser un reactor nuclear o un horno impulsado por combustibles fósiles.

2.4 MODELO DEL REGULADOR DE VELOCIDAD

2.4.1 REGULADOR DE VELOCIDAD DE TURBINAS HIDRÁULICAS

La función básica de un regulador de velocidad es controlar la velocidad y/o la carga. La función primaria de este control tiene que ver con realimentar el error de velocidad para controlar la posición de la compuerta.

Los reguladores de velocidad tienen un efecto despreciable en oscilaciones de modo local de frecuencias en el orden de 1,0 Hz. Sin embargo, el efecto en oscilaciones interárea de bajas frecuencias puede ser significativo.

Los modelos empleados en este estudio, son modelos compuestos. Es decir, son bloques que contienen al regulador de velocidad y a la turbina de manera conjunta.

2.4.1.1 Modelo del sistema de regulación de velocidad y turbina hidráulica IEEE3 ^[10]

En la Figura 2.14 se muestra el modelo compuesto IEEE3. La primera parte corresponde al regulador de velocidad, mientras que en el segundo bloque se encuentra la parte correspondiente a la turbina.

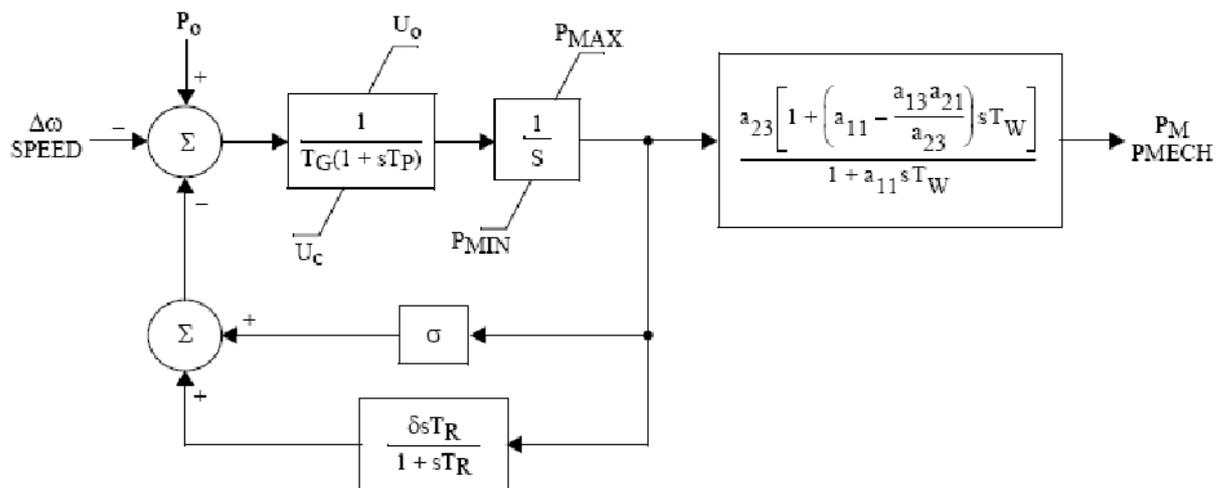


Figura 2.14 Diagrama de bloque del regulador de velocidad y turbina hidráulica IEEE3

Los valores típicos utilizados en este modelo, se presentan en la Tabla 2.4

Tabla 2.4 Valores típicos empleados en el modelo IEEE3

Parámetro	Valor
TG	0,2 s
TP	0,04 s
U _o	0,167
U _c	-0,167
P _{MAX}	0,95
P _{MIN}	0
σ	0,05
δ	0,31
TR	6 s
TW	1,16 s
a ₁₁	0,5
a ₁₃	1
a ₂₁	1,5
a ₂₃	1

2.4.2 REGULADOR DE VELOCIDAD DE TURBINAS A VAPOR

Los sistemas de regulación de velocidad de las turbinas a vapor tienen tres funciones básicas: el control de velocidad/carga normal, el control de sobrevelocidad y el disparo de sobrevelocidad.

Para los estudios de estabilidad que involucran pequeñas desviaciones en la velocidad, solo se considera la regulación de velocidad normal o el control de velocidad primario. Estos estudios incluyen los estudios de estabilidad de pequeña señal.

2.4.2.1 Modelo del sistema de regulación de velocidad y turbina a vapor TGOV1 ^[10]

En la Figura 2.15 se detalla el modelo compuesto de regulador de velocidad y turbina. El modelo TGOV1 es un modelo simplificado utilizado para turbinas a vapor.

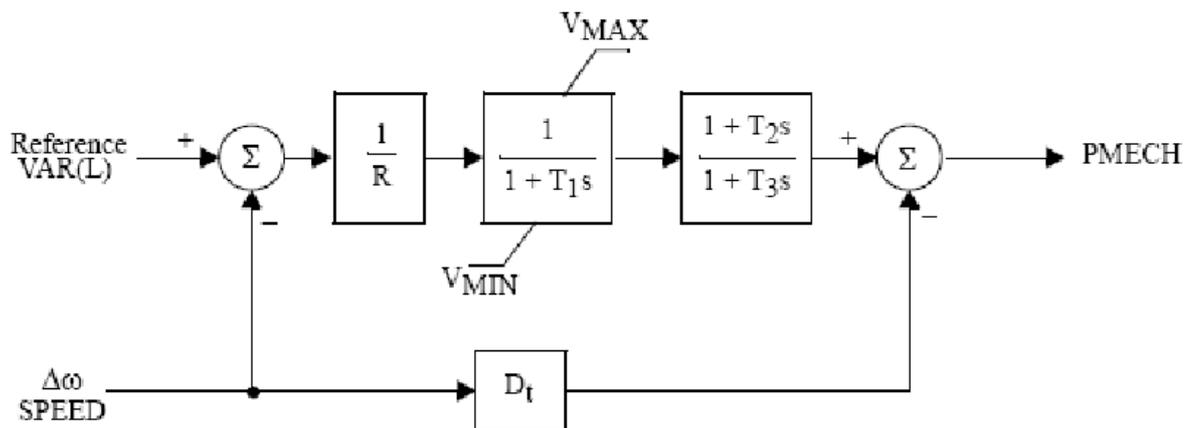


Figura 2.15 Diagrama de bloque del regulador de velocidad y turbina a vapor TGOV1

En la Tabla 2.5 se muestran los valores típicos utilizados en este modelo.

Tabla 2.5 Valores típicos empleados en el modelo TGOV1

Parámetro	Valor
R	0,04
T1	0,5
VMAX	0,85
VMIN	-0,2
T2	2
T3	7
Dt	0

2.5 MODELO DEL ESTABILIZADOR DE SISTEMAS DE POTENCIA (PSS)

Como se ha mencionado anteriormente, la función básica de un estabilizador de sistemas de potencia es añadir amortiguamiento a las oscilaciones del rotor.

Si se utiliza solamente el AVR como un sistema de control, no se pueden amortiguar las oscilaciones del ángulo del rotor. Estas oscilaciones son el resultado de cambios producidos en la velocidad del rotor.

En estado estable, el campo magnético del estator y el campo magnético del rotor giran a velocidad sincrónica. Sin embargo, cuando aparecen oscilaciones la velocidad del rotor cambia y el eje del mismo se desplaza entre ciertos límites debido a la acción de la corriente del devanado del rotor que debe aumentar o disminuir cuando el cambio en la velocidad del rotor también aumenta o disminuye. Con esto se consigue controlar la fuerza de atracción entre los campos magnéticos del rotor y el estator.

El objetivo del torque de amortiguamiento es reducir estos límites para que la oscilación del rotor sea atenuada. Entonces, un cambio en la velocidad del rotor debe ser seguido por cambios en la corriente del devanado del rotor, con esto se consigue aumentar el amortiguamiento y atenuar las oscilaciones.

El AVR no tiene información de los cambios en la velocidad del rotor por lo que se necesita una señal adicional, que viene a ser proporcionada por el PSS.

En la Figura 2.16 se muestra un diagrama de bloques en el que se ilustra el efecto del PSS.

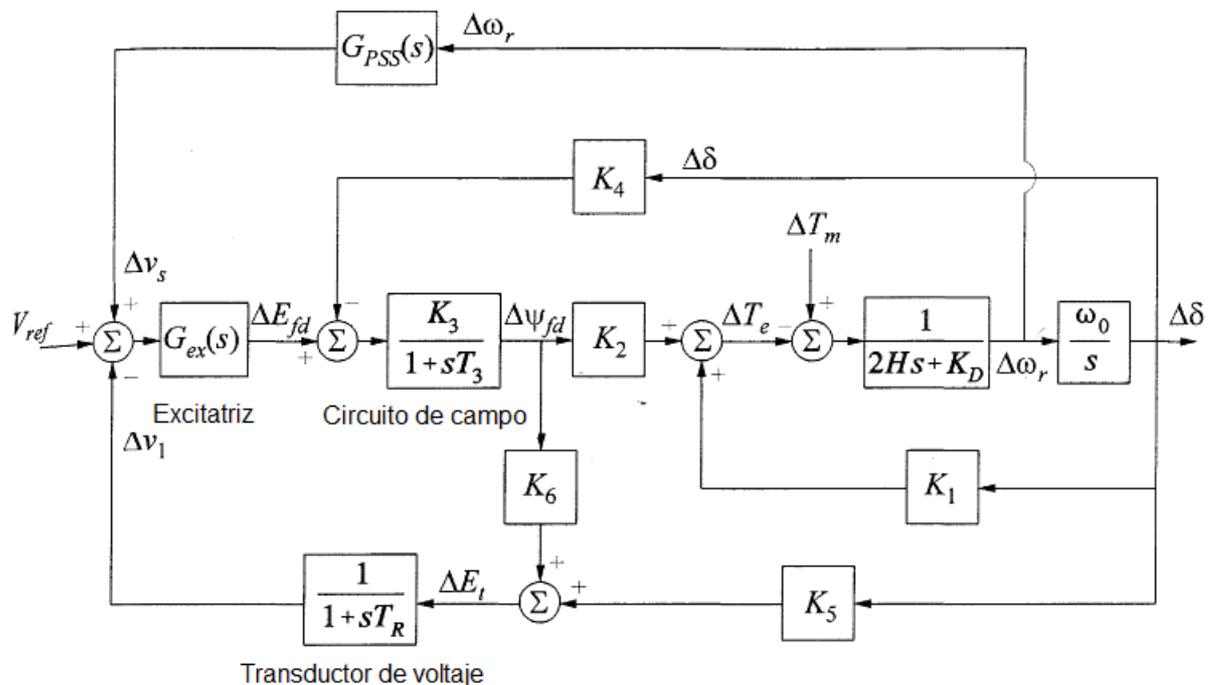


Figura 2.16 Representación de diagrama de bloques con AVR y PSS

Se considera un modelo general del PSS, para ilustrar su efecto en el modelo del espacio de estado. Es necesario tomar en cuenta, que este modelo depende del tipo de entrada del PSS y de su estructura interna.

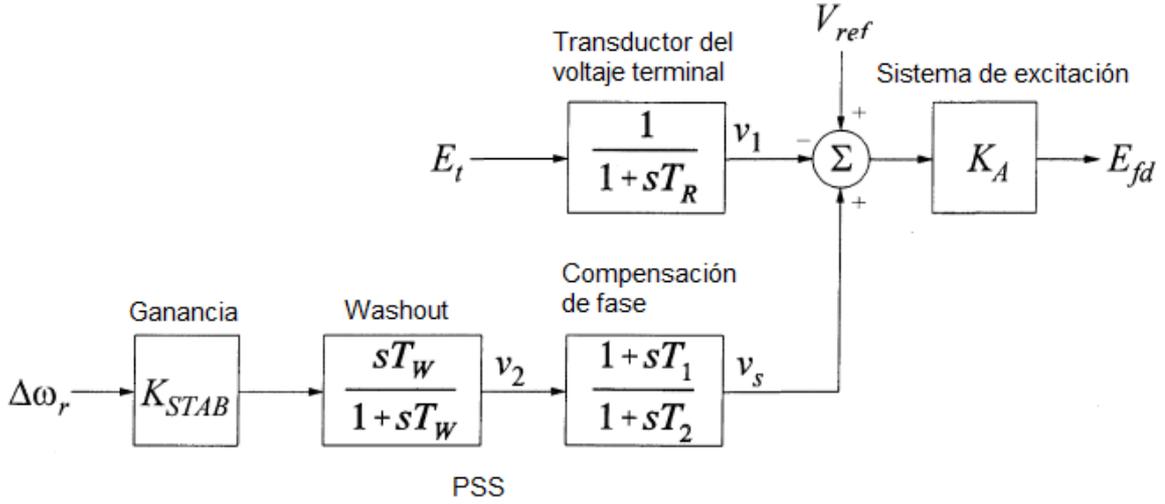


Figura 2.17 Sistema de excitación tipo tiristor con AVR y PSS

De la Figura 2.17, utilizando valores perturbados se tiene:

$$\Delta v_2 = \frac{pT_W}{1 + pT_W} (K_{STAB} \Delta \omega_r)$$

$$p\Delta v_2 = K_{STAB} p\Delta \omega_r - \frac{1}{T_W} \Delta v_2$$

$$p\Delta v_2 = a_{51} \Delta \omega_r + a_{52} \Delta \delta + a_{53} \Delta \psi_{fd} + a_{55} \Delta v_2 + \frac{K_{STAB}}{2H} \Delta T_m \quad (2.45)$$

$$\Delta v_s = \Delta v_2 \left(\frac{1 + pT_1}{1 + pT_2} \right)$$

$$p\Delta v_s = \frac{T_1}{T_2} p\Delta v_2 + \frac{1}{T_2} \Delta v_2 - \frac{1}{T_2} \Delta v_s$$

$$p\Delta v_s = a_{61} \Delta \omega_r + a_{62} \Delta \delta + a_{63} \Delta \psi_{fd} + a_{64} \Delta v_1 + a_{65} \Delta v_2 + a_{66} \Delta v_s + \frac{T_1 K_{STAB}}{T_2 2H} \Delta T_m \quad (2.46)$$

$$p\Delta \psi_{fd} = a_{32} \Delta \delta + a_{33} \Delta \psi_{fd} + a_{34} \Delta v_1 + a_{36} \Delta v_s \quad (2.47)$$

En este desarrollo se puede evidenciar que al incluir el estabilizador de potencia dentro del modelo, se crean dos nuevas variables de estado Δv_2 y Δv_s . Entonces, el

modelo del espacio de estado, sin considerar el efecto del regulador de velocidad, tiene la siguiente forma:

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{\omega}_r \\ \Delta \dot{\delta} \\ \Delta \dot{\psi}_{fd} \\ \Delta \dot{v}_1 \\ \Delta \dot{v}_2 \\ \Delta \dot{v}_s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & a_{13} & 0 & 0 & 0 \\ a_{21} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & a_{32} & a_{33} & a_{34} & 0 & a_{36} \\ 0 & a_{42} & a_{43} & a_{44} & 0 & 0 \\ a_{51} & a_{52} & a_{53} & 0 & a_{55} & 0 \\ a_{61} & a_{62} & a_{63} & 0 & a_{65} & a_{66} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \omega_r \\ \Delta \delta \\ \Delta \psi_{fd} \\ \Delta v_1 \\ \Delta v_2 \\ \Delta v_s \end{bmatrix} \quad (2.48)$$

En la Tabla 2.6 se muestran las equivalencias de los parámetros de la matriz de estado.

Tabla 2.6 Parámetros de la matriz de estado para un modelo generador barra infinita considerando el sistema de excitación y el PSS

Variable	Equivalencia
a_{36}	$\frac{\omega_0 R_{fd}}{L_{adu}} K_A$
a_{51}	$K_{STAB} a_{11}$
a_{52}	$K_{STAB} a_{12}$
a_{53}	$K_{STAB} a_{13}$
a_{54}	0
a_{55}	$-\frac{1}{T_W}$
a_{56}	0
a_{61}	$\frac{T_1}{T_2} a_{51}$
a_{62}	$\frac{T_1}{T_2} a_{52}$
a_{63}	$\frac{T_1}{T_2} a_{53}$
a_{64}	0
a_{65}	$\frac{T_1}{T_2} a_{55} + \frac{1}{T_2}$
a_{66}	$-\frac{1}{T_2}$

2.5.1 MODELO DEL ESTABILIZADOR DE LA INTEGRAL DE LA POTENCIA DE ACELERACIÓN ^{[6] [12]}

En la Figura 2.18 se muestra el diagrama de bloque del PSS que utiliza la integral de la potencia de aceleración, un dispositivo ampliamente utilizado.

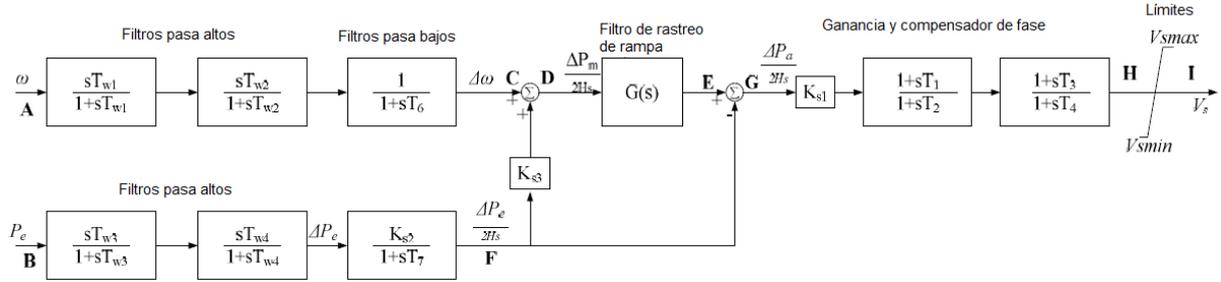


Figura 2.18 Modelo del estabilizador de la Integral de la Potencia de Aceleración PSS2A

Los cambios en la velocidad del rotor se pueden derivar de la potencia neta de aceleración. La relación entre estas dos variables puede obtenerse del concepto de energía cinética, mediante el siguiente proceso:

$$E = \frac{1}{2} J \omega^2 \quad (2.31)$$

$$\omega = \omega_0 + \Delta\omega$$

Se conoce también que

$$E = \int (P_m - P_e) dt \quad (2.32)$$

Relacionando estas expresiones se obtiene

$$\int (\Delta P_m - \Delta P_e) dt = \int \Delta P_a dt = 2H\Delta\omega \quad (2.33)$$

El subíndice 0 se utiliza para referirse a las variables en estado estable.

La integral de la potencia mecánica está relacionada con la velocidad del eje y con la potencia eléctrica de la siguiente forma:

$$\int \Delta P_m dt = 2H\Delta\omega + \int \Delta P_e dt \quad (2.34)$$

El PSS2A utiliza la expresión (2.34) para componer una señal proporcional al cambio de la integral de la potencia mecánica añadiendo señales proporcionales al cambio en la velocidad del eje y cambios en la integral de la potencia eléctrica. De no utilizar filtros, esta señal contiene oscilaciones torsionales. Dado que los cambios en la potencia mecánica son relativamente lentos, se utiliza un filtro para atenuar frecuencias torsionales.

La señal de la integral de la potencia de aceleración que ingresa a los bloques de compensación de fase y ganancia viene dada por:

$$\int \frac{\Delta P_a dt}{2H} = G(s) \left[\frac{\Delta P_e(s)}{2Hs} + \Delta\omega(s) \right] - \frac{\Delta P_e(s)}{2Hs} \quad (2.35)$$

Donde $G(s)$ es el filtro de rastreo de rampa.

2.5.2 FILTROS PASA ALTOS Y PASA BAJOS

El estabilizador incluye dos señales de entrada, velocidad del rotor y potencia eléctrica. Para la señal de la velocidad del rotor, como se muestra en la Figura 2.19, existen dos filtros pasa altos y un filtro pasa bajos, que remueven el nivel de la velocidad promedio, produciendo la señal de cambio de velocidad del rotor $\Delta\omega$ y eliminando el ruido de alta frecuencia. De manera general, el filtro pasa altos o washout elimina las señales DC y evita que cambios en la velocidad modifiquen el voltaje terminal.

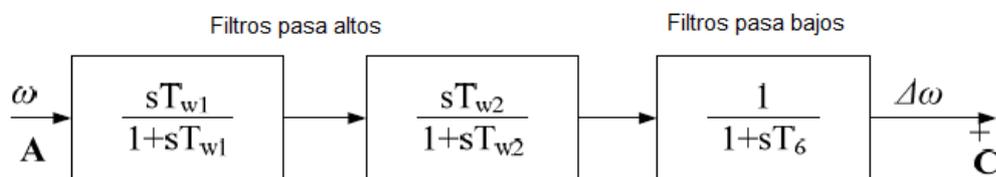


Figura 2.19 Filtros pasa altos y pasa bajos para la señal de entrada de la velocidad del rotor

Para comprender de mejor manera el comportamiento de estos filtros para la señal de velocidad, se realiza un análisis de respuesta de frecuencia utilizando un diagrama de Bode y reemplazando las constantes de tiempo por valores típicos.

El modelo implementado en MATLAB para el filtro se encuentra representado en la Figura 2.20



Figura 2.20 Filtros pasa altos y pasa bajos para la señal de entrada de la velocidad del rotor en SIMULINK

Al ingresar valores típicos en los parámetros del diagrama de bloque de la Figura 2.20 se obtiene la respuesta de frecuencia de la Figura 2.21.

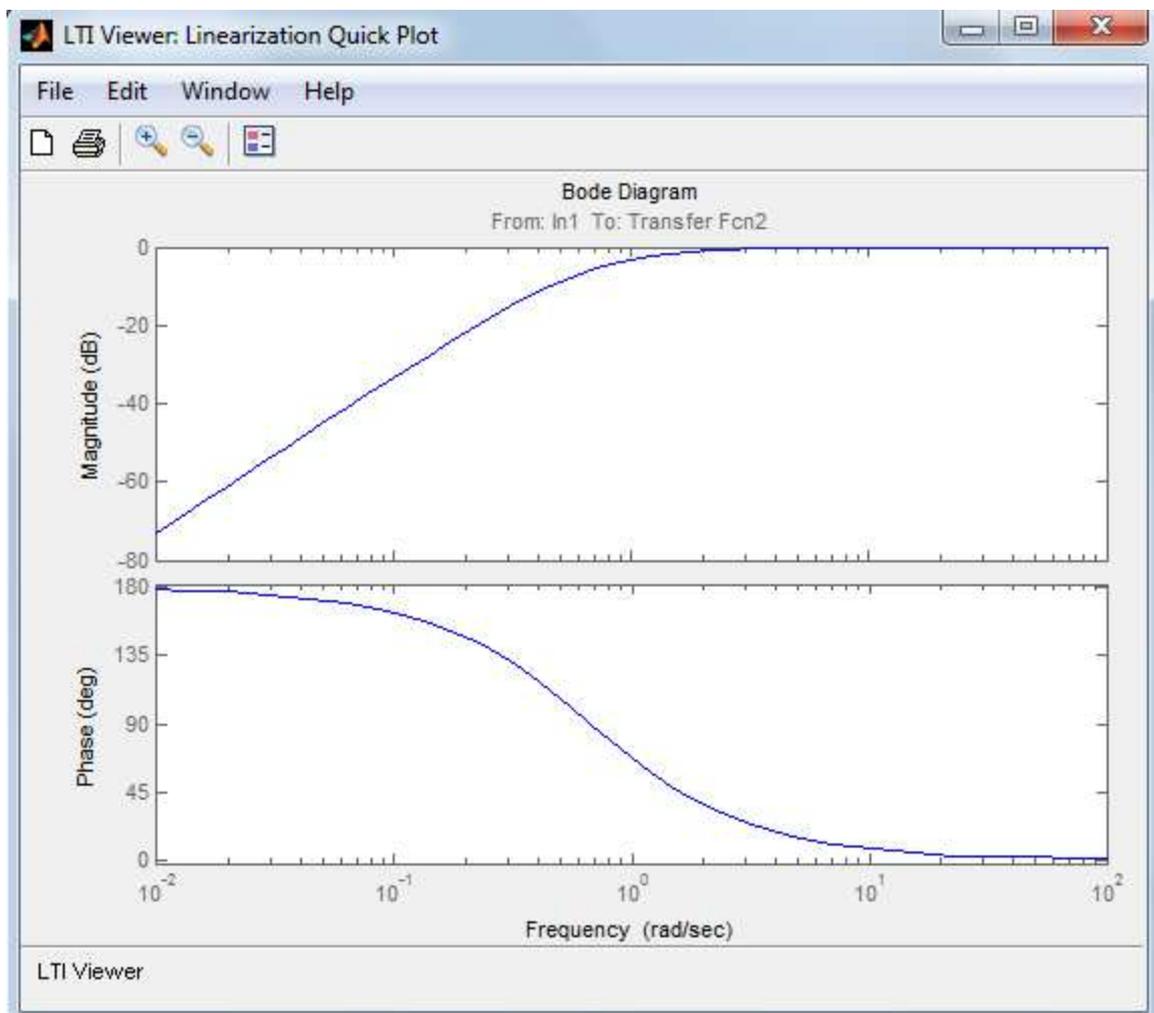


Figura 2.21 Diagrama de Bode de los filtros pasa altos y pasa bajos para la señal de entrada de la velocidad del rotor en SIMULINK

Un filtro pasa altos es un tipo de filtro electrónico en cuya respuesta de frecuencia se atenúan las componentes de baja frecuencia. Por su parte, un filtro pasa bajos

corresponde a un filtro caracterizado por permitir el paso de las frecuencias más bajas y atenuar las más altas.

En la Figura 2.22 se muestran los bloques por los cuales atraviesa la señal de la potencia eléctrica. Esencialmente se tienen dos filtros pasa altos para la señal de la potencia eléctrica, los mismos que producen el cambio de la potencia eléctrica ΔP_e y un integrador para obtener $\frac{\Delta P_e}{2Hs}$.

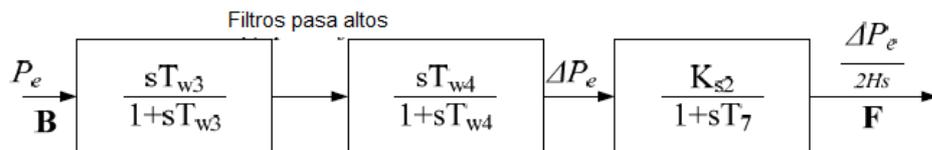


Figura 2.22 Filtros pasa altos e integrador de la entrada de potencia eléctrica

Para la señal de entrada de potencia eléctrica se realiza el mismo procedimiento, utilizando el diagrama de la Figura 2.23.

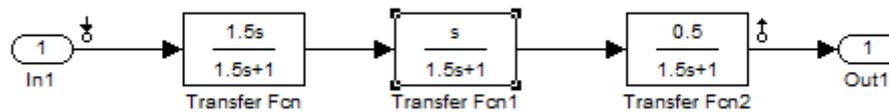


Figura 2.23 Filtros pasa altos y pasa bajos para la señal de entrada de potencia eléctrica en SIMULINK

Los resultados obtenidos se muestran en la Figura 2.24.

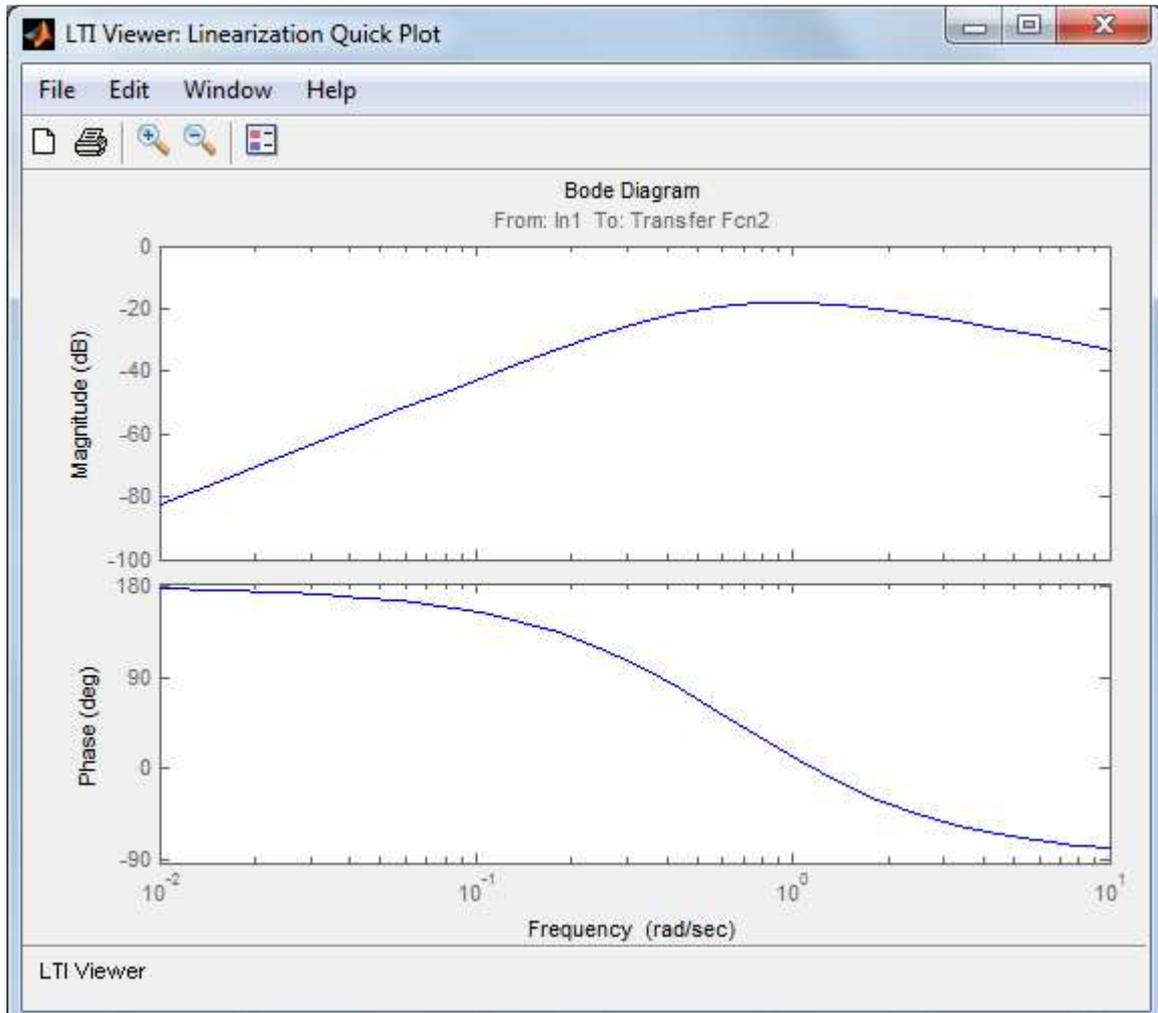


Figura 2.24 Diagrama de Bode de los filtros pasa altos y pasa bajos para la señal de entrada de potencia eléctrica en SIMULINK

Ya se ha mencionado la función del filtro pasa altos. El integrador es un dispositivo que toma una señal eléctrica realiza su integral temporal y se obtiene la señal integrada como respuesta en su salida.

Para un desempeño óptimo, es necesario que los caminos de estas dos señales sean compatibles en términos de ganancia y constantes de tiempo.

La constante de tiempo de estos filtros no es crítica, y puede encontrarse en cualquier lugar dentro del rango de 1 a 20 segundos. La consideración principal es que debe ser lo suficientemente alta para que puedan ingresar las señales estabilizadoras, pero no tan alta como para tener excursiones de voltaje indeseables.

Para oscilaciones de modo local, un valor de 1 o 2 segundos es adecuado. Por otro lado, para oscilaciones de modo interárea, se necesitan constantes de tiempo de 10 segundos o mayores para lograr reducir el adelanto de fase en mayores frecuencias. La sobrecompensación que se produce por valores muy bajos de la constante de tiempo del filtro, se traduce en una reducción de amortiguamiento y de torque sincronizante.

2.5.3 FILTRO DE RASTREO DE RAMPA

Para formar la potencia de aceleración, se suman las señales $\Delta\omega$ y $\frac{\Delta P_e}{2Hs}$. Esta señal compuesta es pasada a través del filtro de rastreo de rampa mostrado en la Figura 2.25 y luego se sustrae la señal $\frac{\Delta P_e}{2Hs}$ en el punto E, y como resultado se tiene la señal de la integral de la potencia de aceleración $\frac{\Delta P_a}{2Hs}$.

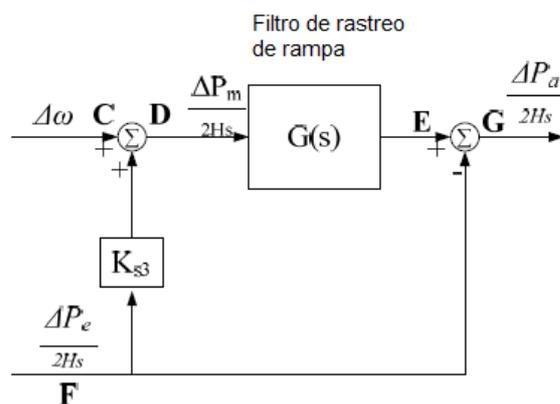


Figura 2.25 Filtro de rastreo de rampa

Para las etapas descritas anteriormente se toman en cuenta las siguientes consideraciones:

$$T_{w1} = T_{w2} = T_{w3} = T_7 = T_w$$

$$T_{w4} = T_6 = 0$$

$$K_{s2} = \frac{T_w}{2H}$$

$$K_{s3} = 1$$

2.5.4 BLOQUE DE COMPENSACIÓN DE FASE

El bloque de compensación de fase provee la característica apropiada de adelanto de fase para poder compensar el atraso de fase entre la entrada de la excitatriz y el torque eléctrico del generador. En la práctica se pueden utilizar dos o más bloques de primer orden para obtener la compensación de fase deseada. En algunos casos, también se han utilizado bloques de segundo orden con raíces complejas.

Normalmente el rango de frecuencia de interés es desde 0,1 a 2,0 Hz, y la red de adelanto de fase debe proveer compensación en todo este rango de frecuencia. La característica de fase a ser compensada cambia con las condiciones del sistema. Generalmente se desea tener una cierta subcompensación para que el PSS, además de aumentar el torque de amortiguamiento significativamente, también logre un ligero incremento en el torque sincronizante.

Para lograr solamente una contribución de torque de amortiguamiento por parte del PSS, el compensador de fase debe cancelar el atraso de fase. En la práctica resulta complicado lograr un bloque únicamente de adelanto de fase, por lo que, usualmente se diseña un bloque de atraso - adelanto.

Para incrementar el amortiguamiento del sistema el retraso de fase del sistema compensado, es decir considerando el retraso producido por el AVR y el adelanto aportado por el PSS, no debe ser mayor a 90 grados.

2.5.5 BLOQUE DE GANANCIA

La ganancia del estabilizador K_{S1} determina la cantidad de amortiguamiento introducido por el PSS. Idealmente, la ganancia debe situarse en un valor correspondiente al máximo amortiguamiento; sin embargo, viene limitado por otras consideraciones. Se sitúa en un valor que provea un amortiguamiento satisfactorio, pero que no comprometa la estabilidad de otros modos o la estabilidad transitoria.

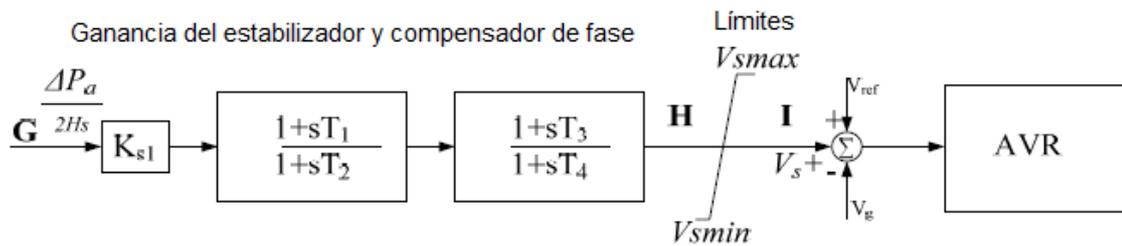


Figura 2.26 Ganancia del estabilizador y compensador de fase

Del diagrama de bloque de la Figura 2.26 se tiene que T_1, T_3 son las constantes de tiempo de adelanto y toman valores entre 0,1 y 0,9. T_2, T_4 son las constantes de tiempo de retraso y toman valores alrededor de 0,05. La aplicación del PSS debe asegurar que la estabilidad de todo el sistema se vea reforzada, no solamente la estabilidad de pequeña señal.

2.5.6 LÍMITES DE SALIDA DEL ESTABILIZADOR

Los límites de salida del PSS son colocados con el fin de restringir el nivel de las fluctuaciones del voltaje terminal del generador durante condiciones transitorias. Como experiencia se ha establecido que el límite positivo se encuentra entre 0,1 y 0,2 p.u., mientras que el límite negativo se encuentra entre -0,05 y -0,1 p.u..

CAPÍTULO 3

METODOLOGÍA DE SINTONIZACIÓN DEL PSS

Este capítulo presenta la metodología a utilizarse para realizar la sintonización de los parámetros del estabilizador de sistemas de potencia. Como primer punto se describe el método empleado para el diseño de las etapas de compensación utilizando el método de la compensación de fase dentro del rango de frecuencias de los modos de oscilación local e interárea, para luego, utilizando la técnica del lugar geométrico de las raíces, describir el método de sintonización de la ganancia.

3.1 METODOLOGÍA DE SINTONIZACIÓN DEL COMPENSADOR DE FASE ^{[12] [13] [14]}

La compensación puede definirse como la modificación dinámica de un sistema, realizada con el fin de satisfacer especificaciones determinadas.

El diseño y compensación de un sistema de control puede tomar varios enfoques, dependiendo del tipo de respuesta que se analice.

Entre los métodos más comúnmente empleados en el diseño de un estabilizador de potencia se encuentran el método de compensación de fase, y el método del lugar geométrico de las raíces. Si bien puede utilizarse cualquiera de estos métodos para sintonizar los parámetros de un PSS, también pueden emplearse de forma complementaria como se verá más adelante.

Si bien el PSS se utiliza para compensar un retraso de fase que se produce en el sistema, no es posible proporcionar únicamente un adelanto de fase debido a imposibilidades físicas. Es por esta razón que se utiliza bloques de compensación de adelanto - atraso.

La acción de un estabilizador de sistemas de potencia se logra evidenciar dentro de un rango de frecuencias, dentro del cual, se conoce que tienen lugar las oscilaciones de baja frecuencia.

Para escoger una adecuada compensación de fase se toma en consideración el modelo linealizado del Generador - Barra Infinita descrito en el Capítulo 2, para un PSS con entrada de potencia de la integral de la potencia de aceleración.

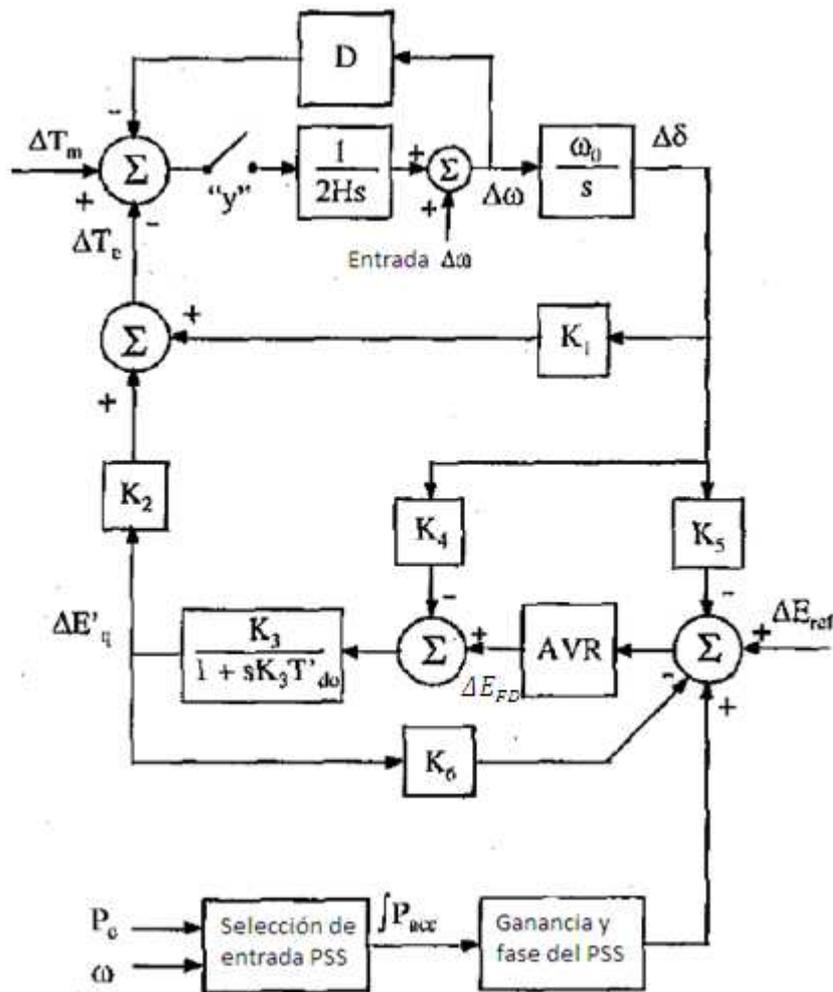


Figura 3.1 Diagrama de bloque linealizado de un generador conectado a una barra infinita considerando AVR y PSS

La Figura 3.1 muestra el diagrama de bloque del modelo Generador – Barra Infinita, considerando un diferente tipo de entrada para el estabilizador y una diferente ubicación de los bloques para ilustrar mejor el proceso.

En los bloques superiores se consideran las relaciones electromecánicas entre el torque de aceleración y las desviaciones de velocidad y ángulo. El término D representa al amortiguamiento asociado con la turbina, los amortiguadores en el generador y las cargas del sistema. El término K_1 es el coeficiente de torque sincronizante. Normalmente el interruptor γ se encuentra cerrado, pero en este caso se muestra la configuración con el interruptor abierto para evaluar cómo actúa el amortiguamiento del PSS. La parte baja del diagrama de bloque representa la dinámica de flujo, el AVR y el PSS.

Sin considerar el PSS, se puede observar que la parte que involucra la dinámica de flujo y el AVR forma un lazo equivalente, que se puede considerar en paralelo con los términos D y K_1 . Este lazo tiene una componente que se encuentra en fase con el término de amortiguamiento D , con lo que puede llegar a aumentar o disminuir su valor. De la misma forma el lazo tiene una componente que aumenta o disminuye el valor de K_1 .

La función de transferencia sin compensación se encuentra desde la entrada a la excitatriz, hasta el torque eléctrico. La clave para incrementar la estabilidad del sistema es controlar T_e . El amortiguamiento máximo se logra cuando los cambios producidos en el torque se encuentran en fase con los cambios en la velocidad. Sin embargo, la amplitud de ΔT_e también debe tomarse en consideración, ya que si tiene un valor muy grande, el amortiguamiento también se reduce. Si se puede conseguir que la fase se encuentre en un valor cercano a cero en un amplio rango de frecuencias, el PSS produce un componente de torque en fase con la velocidad, aumentando el valor de D . Obviamente esto no puede conseguirse para todas las frecuencias, por lo que es necesario enfocarse en el rango donde ocurren la mayoría de las oscilaciones de potencia, es decir entre 0,1 y 3,0 Hz, con lo que se cubre los modos locales y los modos interárea.

El AVR se utiliza para controlar el voltaje de salida del generador, haciendo que éste logre rastrear rápidamente el voltaje de referencia. Por lo que antes de sintonizar el PSS, es necesario que los parámetros del AVR estén fijados de acuerdo a las necesidades del sistema.

En este trabajo, la compensación de fase se realiza analizando la respuesta de frecuencia del sistema en ausencia del PSS, utilizando un diagrama de Bode en MATLAB. Esto puede conseguirse conociendo la función de transferencia del sistema o realizando una linealización del modelo mediante la herramienta Control Design de SIMULINK.

3.1.1 FUNCIÓN DE TRANSFERENCIA DEL SISTEMA EN AUSENCIA DEL PSS ^[12]

Del diagrama de bloques de la Figura 3.1 se puede hallar la relación entre ΔT_e y $\Delta\omega$ en ausencia del PSS, teniendo en cuenta que $\omega_0 = 1$.

$$\begin{aligned}\Delta T_e &= \left(K_1 - \frac{K_2 K_3 K_4}{1 + s K_3 T'_{d0}} \right) \frac{\Delta\omega}{s} + \frac{K_3}{1 + s K_3 T'_{d0}} \Delta E_{FD} \\ \Delta E_{FD} &= \frac{- \left(K_5 - \frac{K_3 K_4 K_6}{1 + s K_3 T'_{d0}} \right) AVR}{s \left(1 + \frac{K_3 K_6}{1 + s K_3 T'_{d0}} AVR \right)} \Delta\omega \\ G_{EP}(s) &= \frac{\Delta T_e}{\Delta\omega} = \left(K_1 - \frac{K_2 K_3 K_4}{1 + s K_3 T'_{d0}} \right) \frac{1}{s} \\ &\quad + \frac{K_3}{1 + s K_3 T'_{d0}} \frac{- \left(K_5 - \frac{K_3 K_4 K_6}{1 + s K_3 T'_{d0}} \right) AVR}{s \left(1 + \frac{K_3 K_6}{1 + s K_3 T'_{d0}} AVR \right)}\end{aligned}\quad (3.1)$$

3.1.2 FUNCIÓN DE TRANSFERENCIA DEL SISTEMA EN PRESENCIA DEL PSS

Al incluir la función de transferencia del PSS en el sistema, las variables de interés tienen la forma

$$\begin{aligned}\Delta E_{FD} &= \frac{PSS \cdot AVR}{\left(1 + \frac{K_3 K_6}{1 + s K_3 T'_{d0}} AVR \right)} \Delta\omega - \frac{\left(K_5 - \frac{K_3 K_4 K_6}{1 + s K_3 T'_{d0}} \right) AVR}{s \left(1 + \frac{K_3 K_6}{1 + s K_3 T'_{d0}} AVR \right)} \Delta\omega \\ \Delta T_e &= \left(K_1 - \frac{K_2 K_3 K_4}{1 + s K_3 T'_{d0}} \right) \frac{\Delta\omega}{s} - \frac{K_3}{1 + s K_3 T'_{d0}} \frac{\left(K_5 - \frac{K_3 K_4 K_6}{1 + s K_3 T'_{d0}} \right) AVR}{s \left(1 + \frac{K_3 K_6}{1 + s K_3 T'_{d0}} AVR \right)} \Delta\omega \\ &\quad + \frac{K_3}{1 + s K_3 T'_{d0}} \frac{PSS \cdot AVR}{\left(1 + \frac{K_3 K_6}{1 + s K_3 T'_{d0}} AVR \right)} \Delta\omega\end{aligned}$$

Donde AVR y PSS representan las funciones de transferencia de sus respectivos controladores.

Las constantes de tiempo de adelanto - atraso se escogen basándose en la curva de fase no compensada para maximizar el amortiguamiento y a la vez producir un efecto positivo de torque sincronizante. Para lo cual, se requiere un ligero retraso de fase, es decir una compensación que se encuentre entre 0° y -45° dentro de un rango de frecuencia entre 0,2 y 5 Hz.

$$\begin{aligned}
 G_{PSS}(s) &= \frac{\Delta T_e}{\Delta \omega} \\
 &= \left(K_1 - \frac{K_2 K_3 K_4}{1 + s K_3 T'_{d0}} \right) \frac{1}{s} \\
 &+ \frac{K_3}{1 + s K_3 T'_{d0}} \frac{\left(K_5 - \frac{K_3 K_4 K_6}{1 + s K_3 T'_{d0}} \right) AVR}{s \left(1 + \frac{K_3 K_6}{1 + s K_3 T'_{d0}} AVR \right)} \\
 &+ \frac{K_3}{1 + s K_3 T'_{d0}} \frac{PSS \cdot AVR}{\left(1 + \frac{K_3 K_6}{1 + s K_3 T'_{d0}} AVR \right)}
 \end{aligned} \tag{3.2}$$

Dado que resulta complicado realizar una sustitución de términos en las Ecuaciones (3.1) y (3.2), se utiliza el software computacional MATLAB para construir el diagrama de bloques del sistema y analizar la respuesta de frecuencia mediante un Diagrama de Bode.

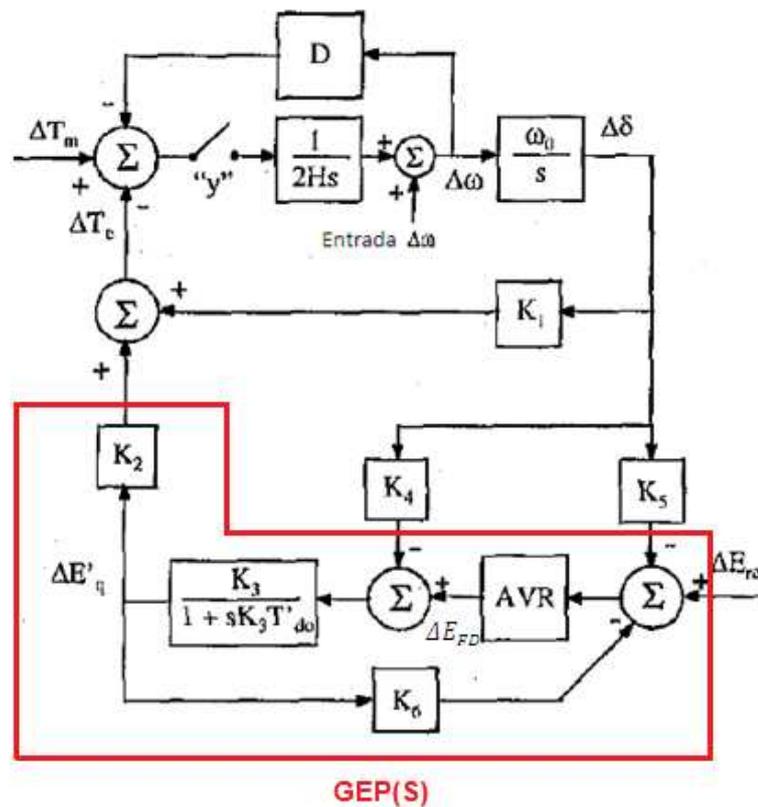


Figura 3.2 Función de transferencia GEP(s)

La función de transferencia GEP(s) representada en la Figura 3.2 se encuentra fuertemente influenciada por la ganancia del regulador de voltaje, la potencia del generador y la robustez del sistema.

Las características de fase de GEP(s) son casi idénticas a las características de fase del regulador de voltaje en lazo cerrado. Además, tanto la ganancia de GEP(s) como su retraso de fase se incrementan a medida que el sistema se vuelve más robusto. Este efecto se amplifica con una alta ganancia en los reguladores de voltaje.

Entonces, para evaluar la respuesta del sistema Generador - Barra Infinita con AVR se realiza la modelación en SIMULINK de MATLAB, como se muestra en la Figura 3.3.

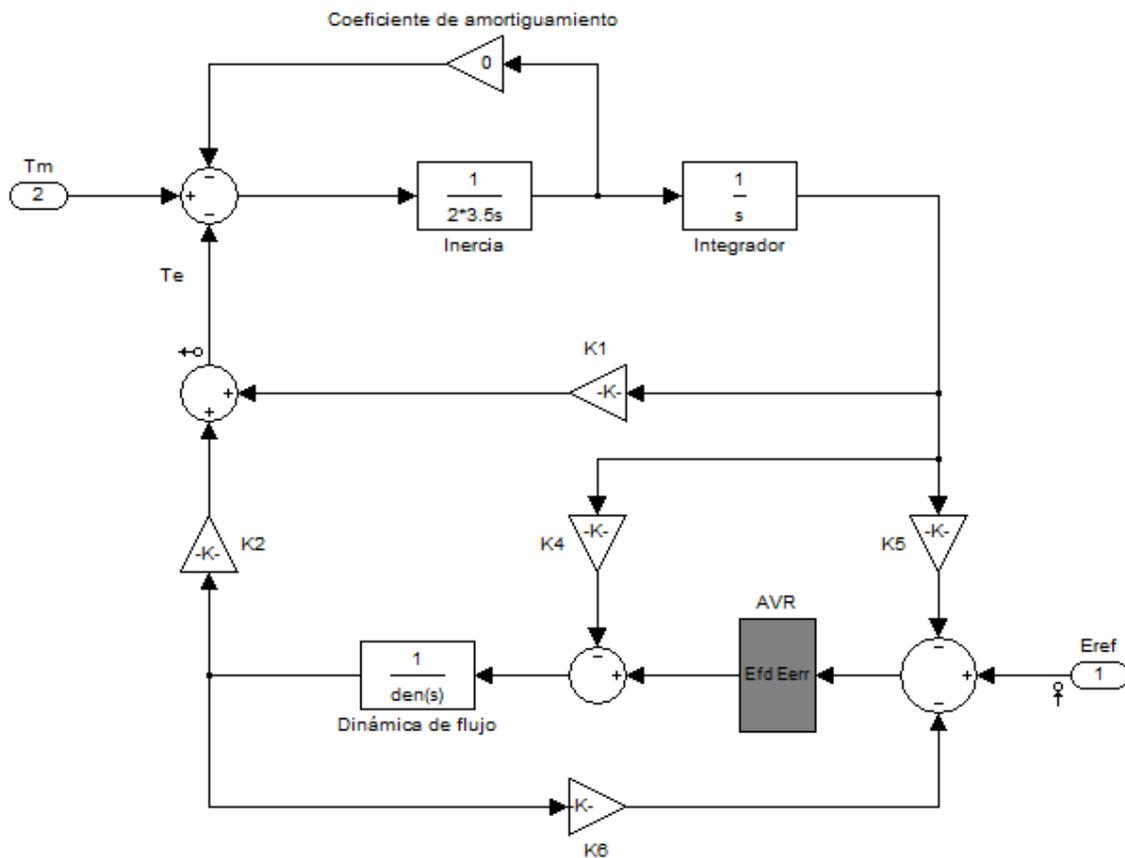


Figura 3.3 Modelo Generador - Barra Infinita con AVR implementado en SIMULINK

De este modelo se desea obtener la respuesta de frecuencia de la función $GEP(s)$. Esto se logra mediante una linealización del modelo. Por efectos de facilidad en la Figura 3.3 se modela el AVR como un solo bloque. Sin embargo en la Figura 3.4 se detalla lo que se encuentra en el interior de éste.

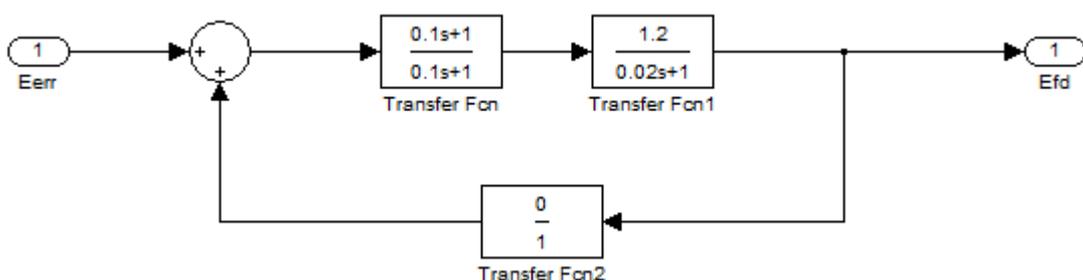


Figura 3.4 AVR dentro del diagrama de bloques del modelo Generador - Barra Infinita implementado en SIMULINK

Es necesario indicar que para efectos de análisis, tanto el AVR como los parámetros del sistema contienen valores típicos.

La Figura 3.5 muestra la descompensación de fase del sistema sin la presencia del PSS. Como se puede observar, alrededor de 3 Hz, existe un retraso de fase cercano a los 90° . No se presta especial atención a la respuesta del diagrama correspondiente a la ganancia, ya que su sintonización se realiza utilizando un diferente método. Sin embargo se puede mencionar que al alcanzar la ganancia el valor de 0 se habla de una ganancia crítica. Lo mismo sucede cuando la fase llega a un valor de -180° ; en este caso se tiene una fase crítica. Estos parámetros se utilizan para conocer el valor del margen de fase y el margen de ganancia.

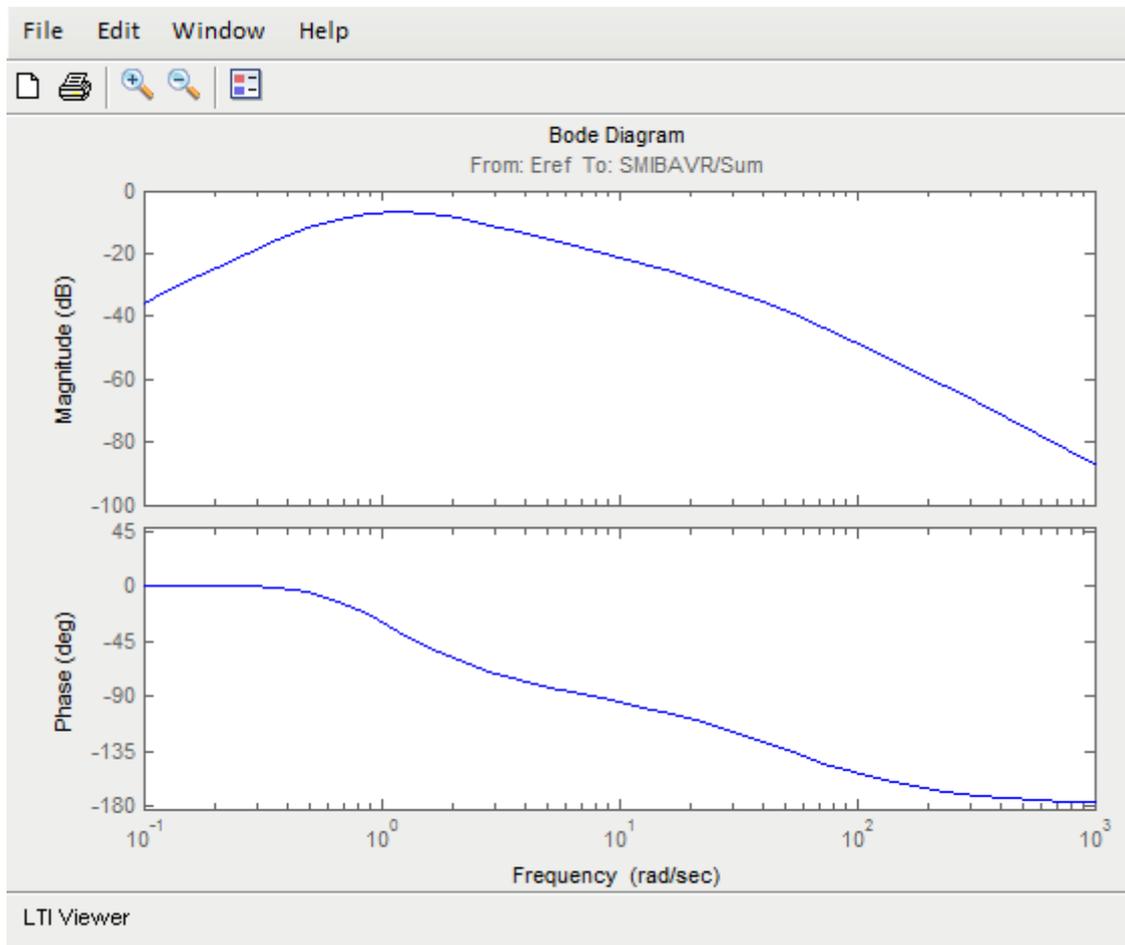


Figura 3.5 Respuesta de frecuencia de la función de transferencia GEP(s)

La respuesta de frecuencia de GEP(s) debe ser compensada por la respuesta de frecuencia del estabilizador.

Para tener una visión más clara del efecto del PSS se observa su respuesta por separado, considerando solamente las etapas de compensación de fase representadas en la Figura 3.6, es decir, la parte del estabilizador que tiene como entrada la integral de la potencia de aceleración.

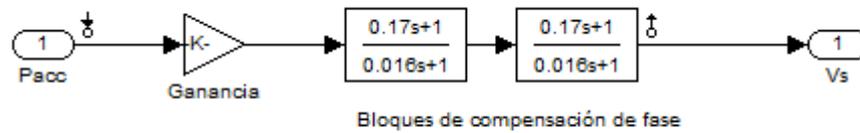


Figura 3.6 Ganancia y compensación de fase del PSS

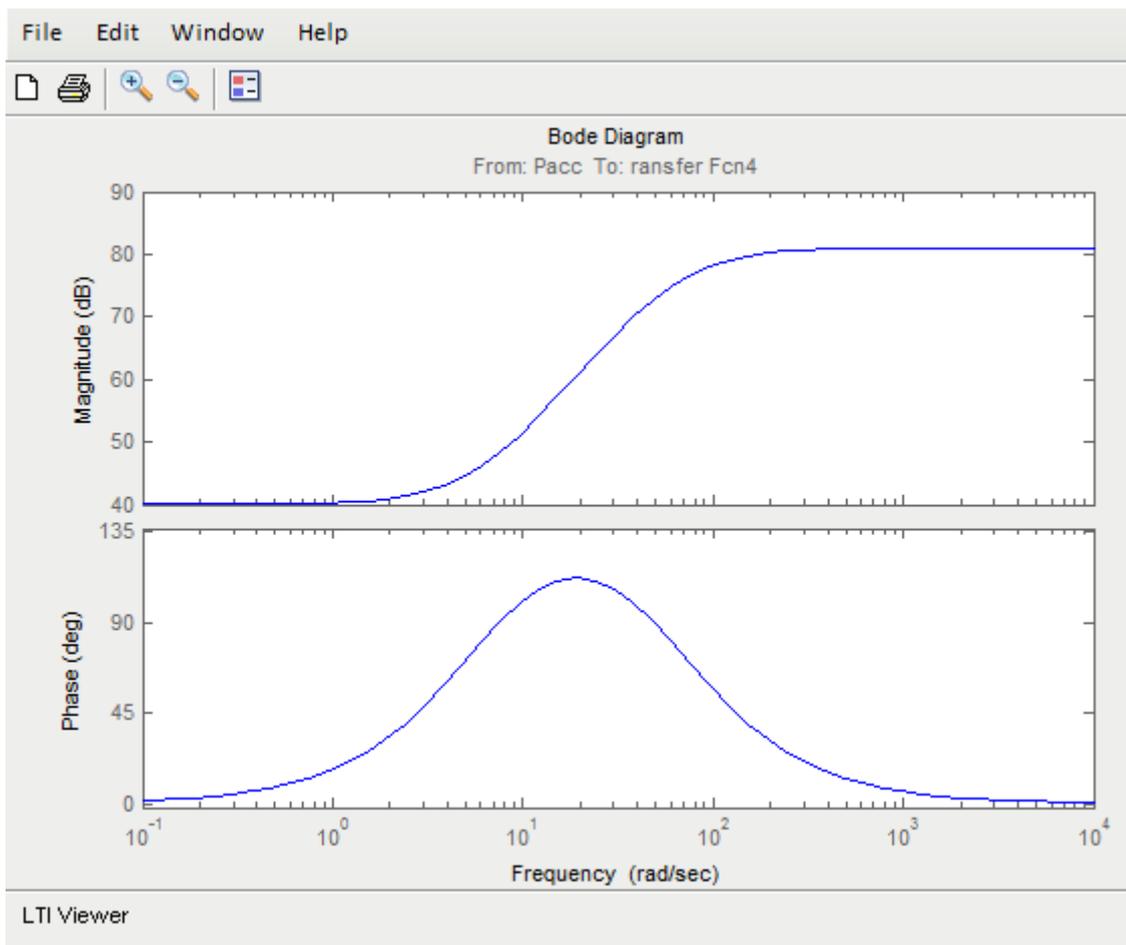


Figura 3.7 Respuesta de frecuencia de los bloques de compensación de fase del PSS

La Figura 3.7 muestra la respuesta de frecuencia de los bloques de adelanto - atraso del estabilizador. Como se puede observar estos bloques presentan un adelanto de fase, que al sumarse a la señal de GEP(s) produce la compensación deseada.

Dentro de la metodología se presenta la variación de los parámetros de los bloques de compensación de fase en la respuesta producida por el estabilizador. Existen cuatro constantes de tiempo. Generalmente las dos constantes del numerador son iguales, con lo que se tiene una función cuadrática. Lo mismo ocurre con las constantes de tiempo del denominador.

El valor de estas constantes incide directamente en la respuesta de frecuencia del estabilizador, debido concretamente a dos conceptos: la frecuencia centro y la relación entre las constantes.

La frecuencia centro viene definida por

$$f_c = \frac{1}{2\pi} \frac{1}{\sqrt{T_1 T_2}} \quad (3.3)$$

Esto indica que mientras más pequeño sea el valor de las constantes de tiempo, la respuesta de frecuencia de la Figura 3.7 se desplazará más hacia la izquierda. Sin embargo, el valor de estas constantes debe también guardar una relación ya que una marcada diferencia entre ellas puede producir una sobrecompensación.

La razón de las constantes viene dada por

$$\frac{T_1}{T_2} = \frac{T_3}{T_4} = n \quad (3.4)$$

De esta relación se puede entender que mientras más grande sea la razón n , mayor será la compensación.

En las Figuras 3.8 y 3.9 se muestra la respuesta de frecuencia para diferentes valores de frecuencia centro y también diferentes valores de n , para que se pueda notar claramente la influencia de las constantes de tiempo.

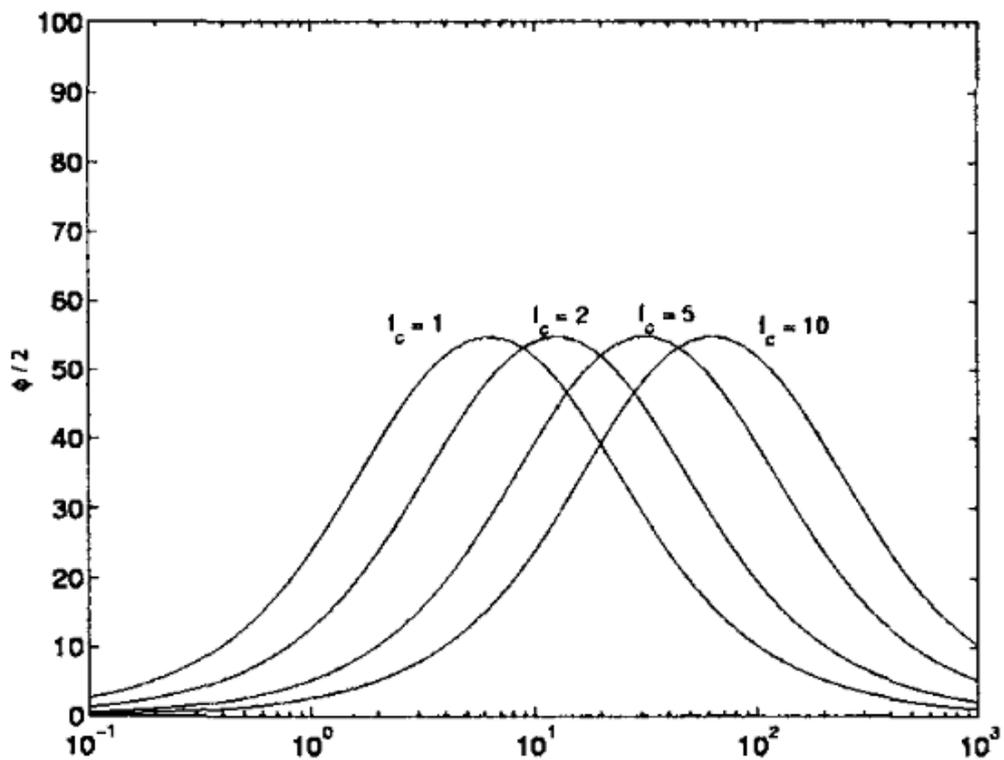


Figura 3.8 Respuesta de frecuencia del compensador de fase del PSS para $n = 10$ y diferentes frecuencias centro

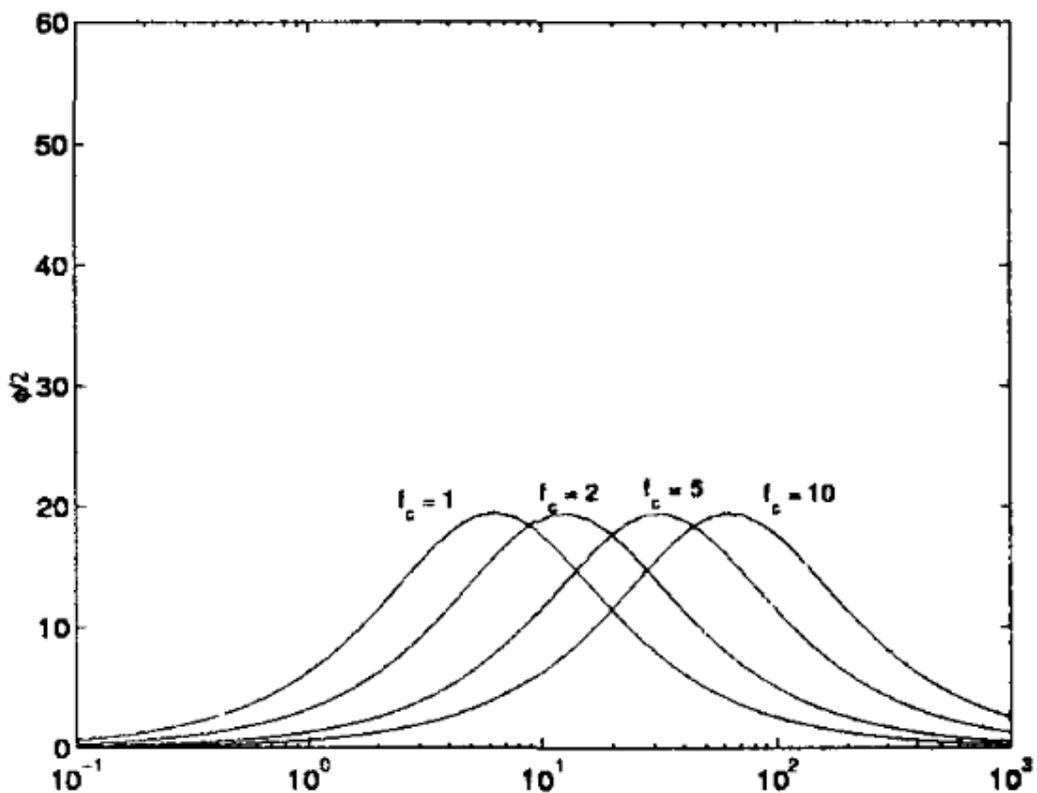


Figura 3.9 Respuesta de frecuencia del compensador de fase del PSS para $n = 2$ y diferentes frecuencias centro

Con esto como referencia se procede a compensar el retraso de fase de la función de transferencia GEP(s).

La Figura 3.10 muestra el diagrama completo del modelo Generador – Barra Infinita considerando los efectos tanto del regulador de voltaje, como del estabilizador de sistemas de potencia. Es importante destacar que el modelado del estabilizador solamente considera los bloques de compensación de fase y el bloque de ganancia, es decir, el modelo considera como entrada directamente a la integral de la potencia de aceleración.

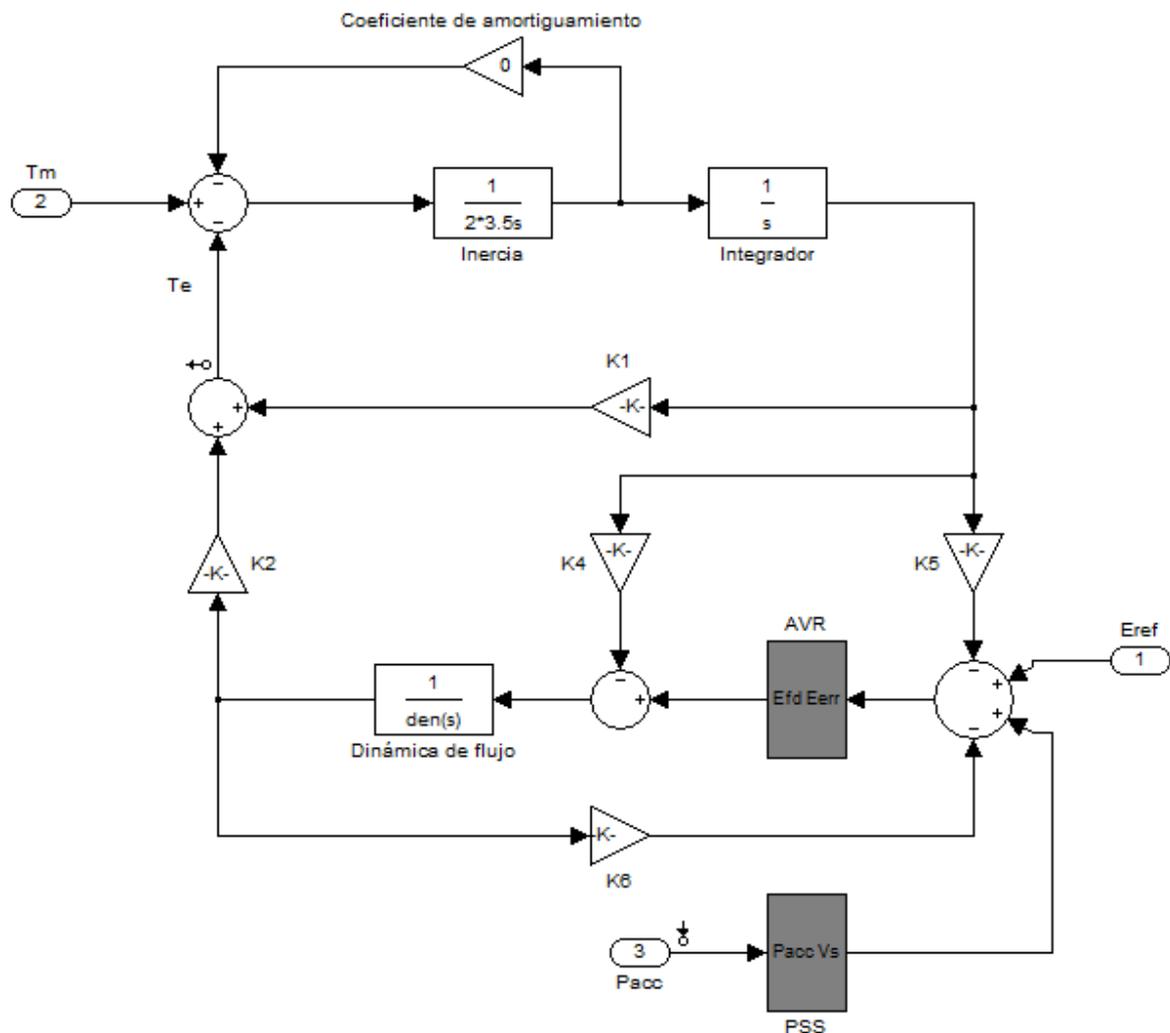


Figura 3.10 Modelo Generador - Barra Infinita con AVR y PSS implementado en SIMULINK

La respuesta de frecuencia del modelo completo se presenta en la Figura 3.11. Cabe señalar que una compensación de fase perfecta, es decir que presente un desfase de 0° no es recomendable tampoco. Lo ideal es tener un poco de retraso para que el estabilizador además de aportar con torque de amortiguamiento, sea capaz de aportar con una componente de torque sincronizante.

Una buena aproximación es tener un retraso de fase en las frecuencias de modo local menor a 45° , preferiblemente cercano a 20° .

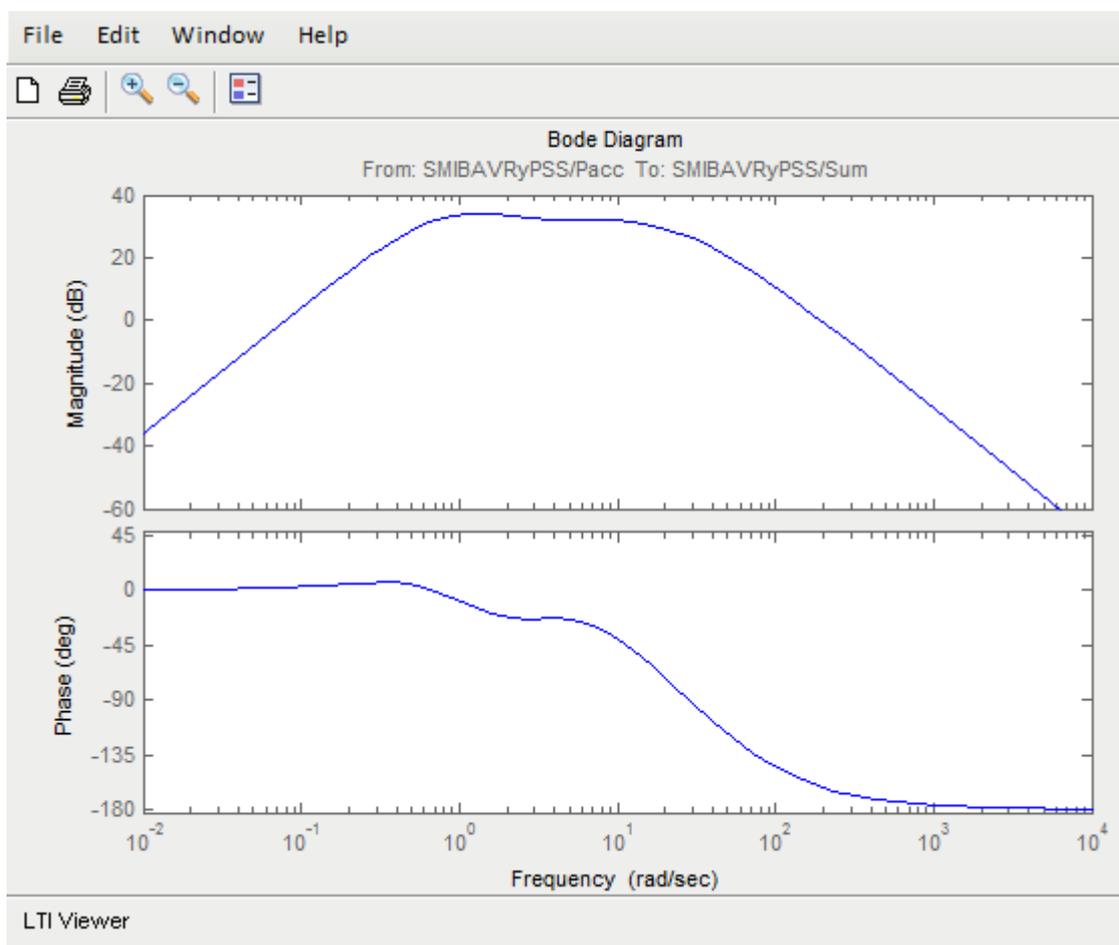


Figura 3.11 Respuesta de frecuencia del sistema compensado

3.2 MÉTODOLÓGÍA DE SINTONIZACIÓN DE LA GANANCIA ^[12] ^[13]

Una vez realizada la compensación de fase, se procede a determinar la ganancia del estabilizador, utilizando la gráfica del lugar geométrico de las raíces para obtener los valores propios del sistema.

3.2.1 MÉTODO DEL LUGAR GEOMÉTRICO DE LAS RAÍCES

Este método se expone únicamente como una referencia. Para mayor detalle se puede consultar las referencias [15] [16].

El método del lugar geométrico de las raíces es un enfoque gráfico que permite determinar la ubicación de todos los polos en lazo cerrado a partir de las ubicaciones de los polos y ceros en lazo abierto conforme algún parámetro como la ganancia, varía de cero a infinito.

Este método indica que el desempeño deseado de un sistema no puede obtenerse solamente con el ajuste de la ganancia. En este caso se debe modificar los lugares geométricos de las raíces originales insertando un compensador conveniente. La adición de un polo a la función de transferencia tiene el efecto de jalar el lugar geométrico de las raíces a la derecha lo que disminuye la estabilidad relativa del sistema. Por otro lado la adición de un cero a la función de transferencia en lazo abierto tiene el efecto de jalar el lugar geométrico de las raíces a la izquierda con lo cual el sistema tiende a ser más estable.

Gráficamente un polo se representa mediante una "x" y un cero por medio de "o".

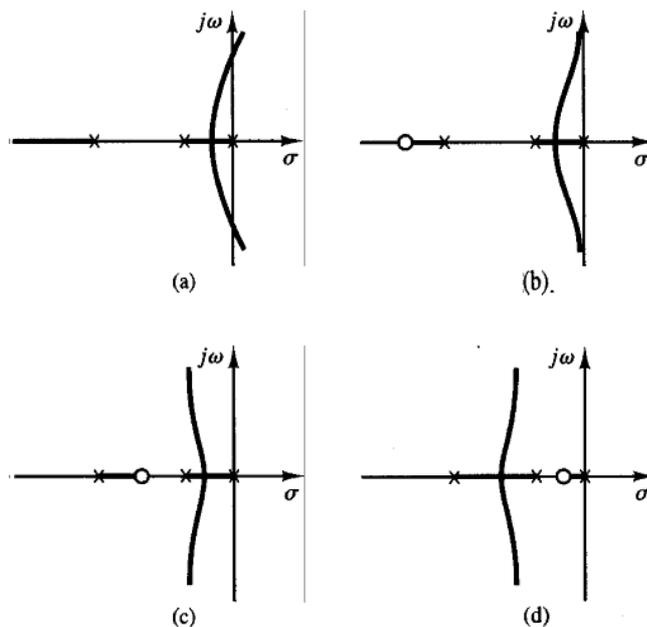


Figura 3.12 Comportamiento del lugar geométrico de las raíces con la adición de polos y ceros

En la Figura 3.12 se puede observar que cuando se añade un cero el sistema se vuelve más estable dependiendo de la ubicación del cero. Mientras tenga un mayor valor negativo, más estable es el sistema. Tanto los ceros como los polos constituyen valores propios.

Para seleccionar el valor de la ganancia se deben tomar en cuenta las siguientes consideraciones:

1. A medida que el amortiguamiento del modo local se incrementa, aparece otro modo denominado el modo de control. Si la ganancia del PSS se incrementa hasta que el valor de este modo cruza al plano derecho, se tiene un punto inestable, por lo que debe determinarse la ganancia de inestabilidad realizando pruebas. El valor final de la ganancia debe ser una fracción de la ganancia de inestabilidad. El valor de esta fracción depende del tipo de entrada del estabilizador.
2. Los cambios en la frecuencia del modo local con, y sin el PSS debe ser menor al 10%. Es decir, la ganancia debe limitar el efecto del estabilizador en el coeficiente de torque sincronizante.
3. La ganancia de alta frecuencia del PSS afecta la interacción del estabilizador con las oscilaciones torsionales de la turbina. Sin embargo, el nivel de esta señal depende del tipo de entrada del estabilizador.

3.3 OSCILACIONES DE BAJA FRECUENCIA

Esta sección incluye el análisis del sistema multimáquina de nueve barras de la IEEE, ampliamente divulgado en la literatura ^[17] e incorporado en la librería del programa DIgSILENT Power Factory.

Debido a la topología del sistema resulta difícil identificar los modos de oscilación. Esto se debe a que al tener solamente tres máquinas no se puede distinguir con facilidad entre un modo local y un modo interárea, ya que como se conoce, el modo local está asociado con la oscilación de unidades en una estación de generación con respecto del resto del sistema, es decir una máquina en contra de otras dos

máquinas. Mientras que el modo interárea se asocia con la oscilación de muchas máquinas de una parte del sistema contra máquinas ubicadas en diferentes lugares. Es decir, para poder entender claramente un modo local o un modo interárea lo más conveniente es utilizar un sistema con un mayor número de generadores.

Sin embargo, las participaciones de los generadores y la frecuencia de oscilación de los diferentes modos nos pueden proporcionar los indicios para reconocerlos.

Las oscilaciones interárea se observan en gran parte del sistema. Involucra dos grupos de generadores oscilando uno contra otro a frecuencias menores a 1 Hz. Concretamente, el rango de frecuencia de oscilaciones se encuentra entre 0,1 y 1 Hz.

Este fenómeno involucra varias partes del sistema con un comportamiento dinámico altamente no lineal. Las características de amortiguamiento del modo interárea dependen de la fortaleza de la línea de enlace, la naturaleza de las cargas y el flujo de potencia a través de la interconexión. La Figura 3.13 muestra un ejemplo típico de cómo se observan las oscilaciones de modo interárea en un sistema de potencia.

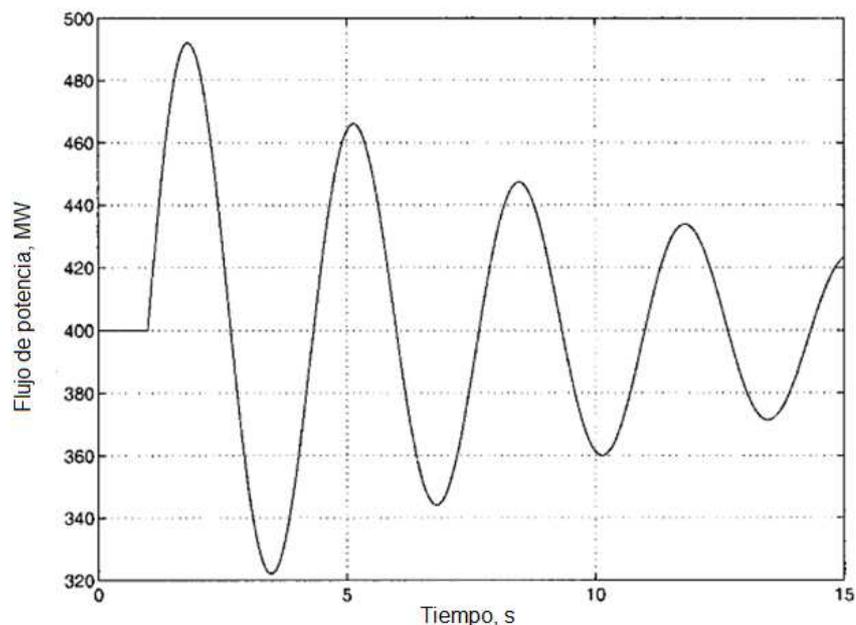


Figura 3.13 Ejemplo típico de oscilaciones interárea

Las oscilaciones de modo local ocurren cuando un generador oscila contra el resto del sistema a frecuencias de 1 a 2 Hz. Así mismo, en la Figura 3.14 se muestra un ejemplo de cómo se visualizan las oscilaciones de modo local en un sistema.

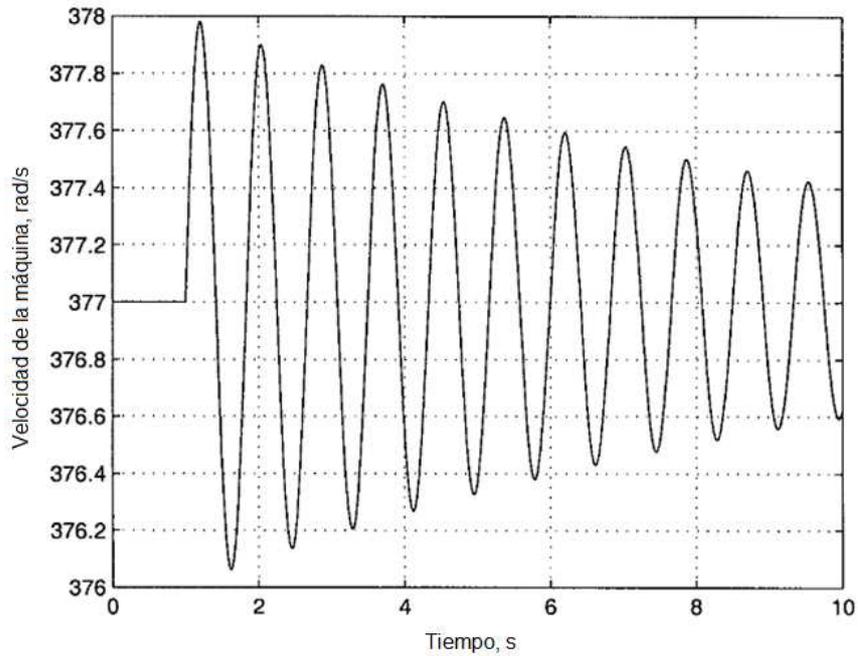


Figura 3.14 Ejemplo típico de oscilaciones en modo local

En la Figura 3.15 se muestra el sistema de prueba a ser utilizado en el análisis.

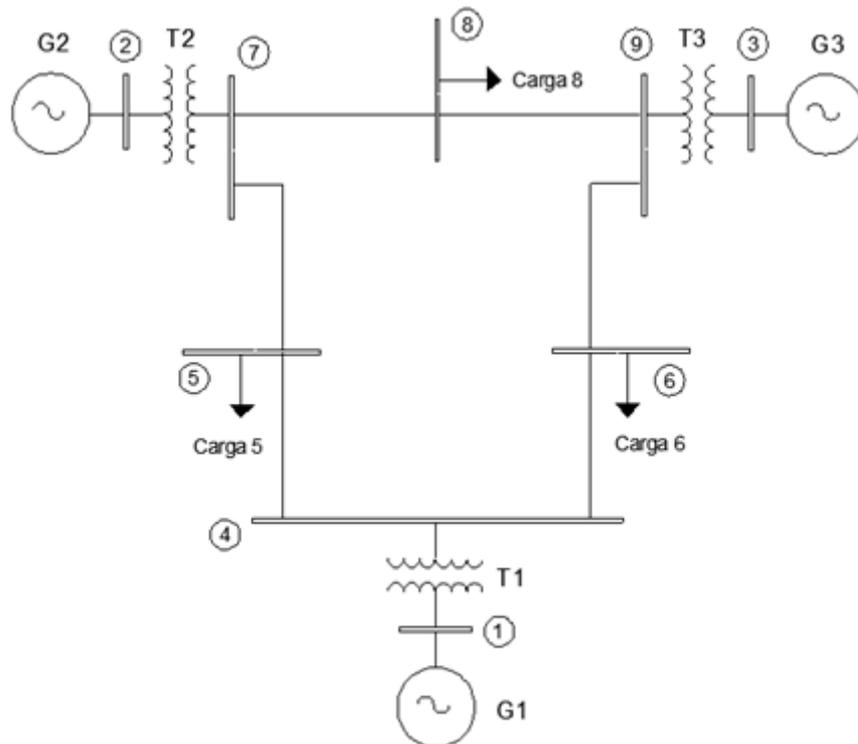


Figura 3.15 Sistema de nueve barras de la IEEE

Se realizan dos tipos de análisis. En el primero se describen los valores propios y la participación de los generadores del sistema de nueve barras de la IEEE. Para el segundo análisis, se configura un sistema ficticio de cuatro generadores, en el cual se puede apreciar de mejor manera la aparición de un modo de oscilación interárea. Cabe aclarar que, para ambos casos, no se considera el efecto de los reguladores de voltaje y velocidad con el fin de observar únicamente la presencia de modos de oscilación electromecánicos, y no los relacionados con los sistemas de control.

3.3.1 VALORES PROPIOS Y PARTICIPACIÓN

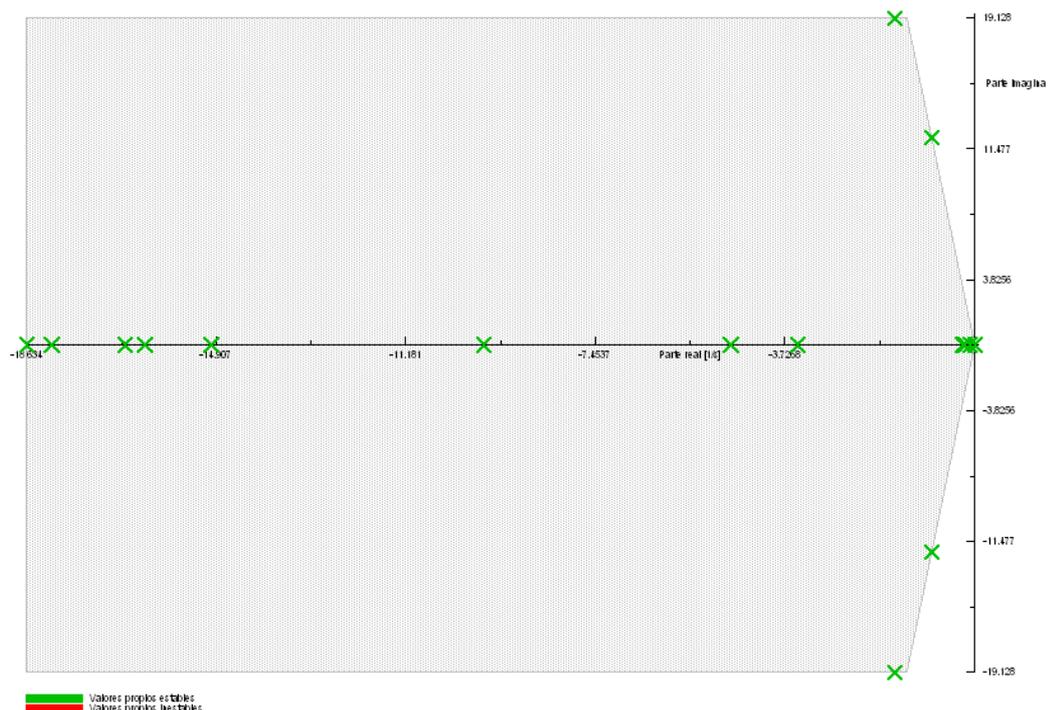
3.3.1.1 Sistema de prueba de la IEEE

Los modos de oscilación que se presentan en un sistema dependen del número de generadores.

$$\#modos = \#generadores - 1$$

Entonces, en un sistema de tres generadores deben aparecer dos modos de oscilación con su correspondiente conjugado.

Siguiendo el procedimiento descrito en el Anexo 1 se obtienen los resultados presentados en la Figura 3.16:



No.	Valor Real/Imaginario						
1	0.000	6	-18.634	11	-9.661	16	-0.234
2	-1.576	7	-18.139	12	-4.795	17	-0.227
3	-1.576	8	-16.700	13	-3.478		
4	-0.842	9	-16.315	14	-0.091		
5	-0.842	10	-15.005	15	-0.194		

Figura 3.16 Valores propios del sistema de tres generadores

Como se puede observar, se tienen 17 valores propios. Sin embargo, muchos de estos modos no tienen un sentido físico. Los modos electromecánicos de interés son los que presentan una parte imaginaria, ya que ésta nos indica la frecuencia de oscilación del modo. Entonces, como se mencionó anteriormente, se tienen dos modos de oscilación con sus respectivos conjugados.

Los valores propios proporcionan información directa acerca del amortiguamiento del modo, y su frecuencia de oscilación.

$$\lambda_{2,3} = -1.756 \pm 19.128$$

$$\lambda_{4,5} = -0.842 \pm 12.123$$

Haciendo uso de las ecuaciones (1.21) y (1.22) se tiene

$$f_{2,3} = \frac{\omega_{2,3}}{2\pi} = \frac{19.128}{2\pi} = 3.044 \text{ Hz}$$

$$f_{4,5} = \frac{\omega_{4,5}}{2\pi} = \frac{12.123}{2\pi} = 1.929 \text{ Hz}$$

$$\zeta_{2,3} = \frac{-\sigma_{2,3}}{\sqrt{\sigma_{2,3}^2 + \omega_{2,3}^2}} = \frac{1.756}{\sqrt{1.756^2 + 19.128^2}} = 0.091$$

$$\zeta_{4,5} = \frac{-\sigma_{4,5}}{\sqrt{\sigma_{4,5}^2 + \omega_{4,5}^2}} = \frac{0.842}{\sqrt{0.842^2 + 12.123^2}} = 0.069$$

La frecuencia de oscilación de los modos 2 y 3 no corresponde a un modo local ni a un modo interárea. Sin embargo, esto no ocurre con los modos 4 y 5, ya que su frecuencia de oscilación está dentro del rango de frecuencias del modo local. Esto puede comprobarse mediante las participaciones de los generadores, como se detalla en la Figura 3.17.

Dentro del sistema se buscó tener una transferencia de potencia considerable, ya que como se ha mencionado, esta es una de las causas para la aparición de los modos de oscilación de baja frecuencia.

Luego de seguir el proceso detallado para el sistema de prueba de la IEEE, se obtienen los resultados mostrados en la Figura 3.19:

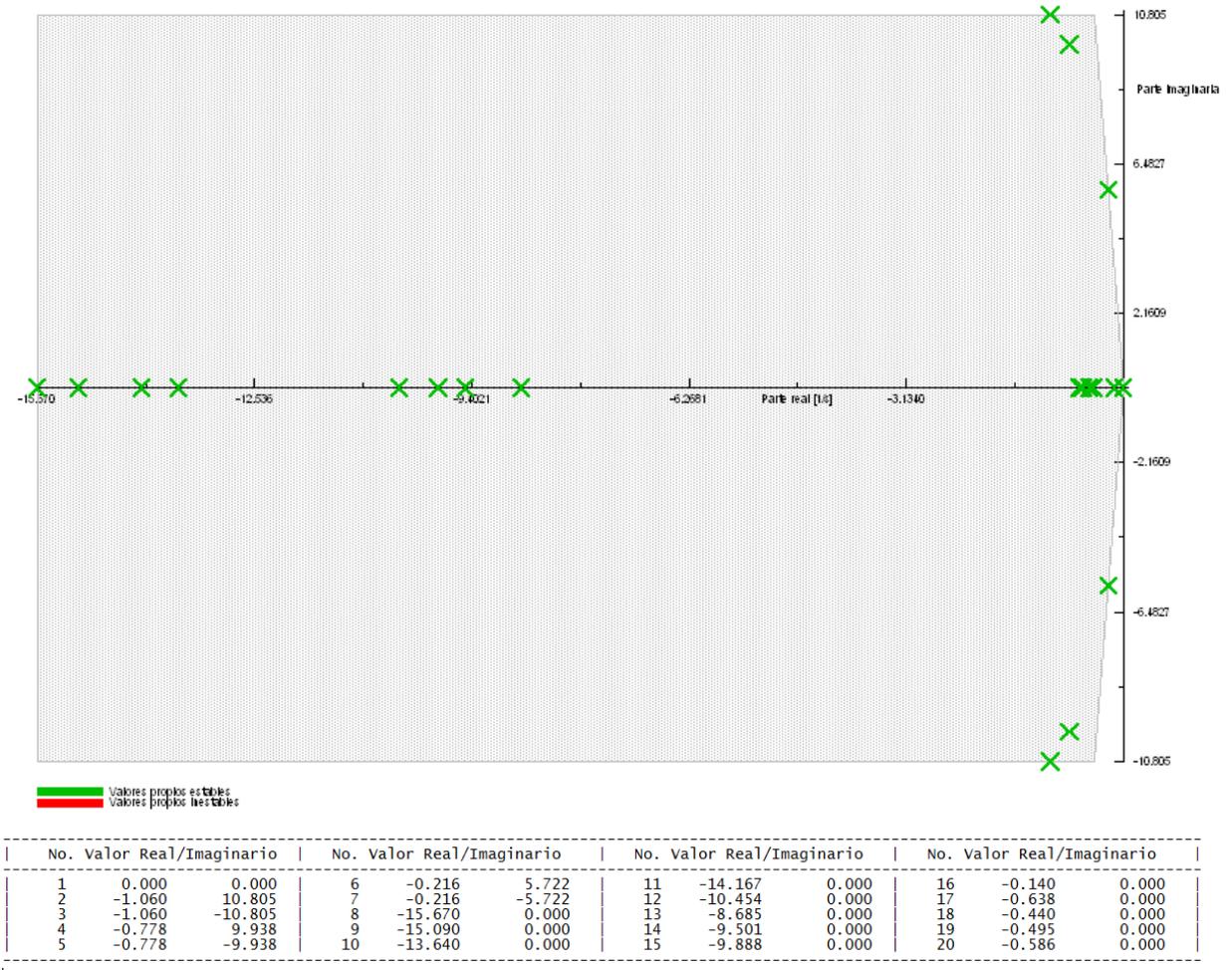


Figura 3.19 Valores propios del sistema de cuatro generadores

Al tener cuatro generadores, deben aparecer tres modos de oscilación con sus respectivos conjugados. Específicamente nos interesa el modo $\lambda_{6,7}$.

$$\lambda_{6,7} = -0.216 \pm 5.722$$

$$f_{6,7} = \frac{\omega_{6,7}}{2\pi} = \frac{5.722}{2\pi} = 0.91 \text{ Hz}$$

CAPÍTULO 4

SINTONIZACIÓN DE LOS PARÁMETROS DEL PSS

En este capítulo se detalla, mediante un diagrama, los pasos a seguir en el proceso de sintonización de un PSS, tomando en cuenta la metodología presentada en el capítulo anterior, para posteriormente realizar la sintonización de un estabilizador de doble entrada instalado en uno de los generadores del sistema de prueba de nueve barras de la IEEE. Para evaluar el comportamiento del estabilizador, se realizan simulaciones en el dominio del tiempo sometiendo al sistema a dos tipos diferentes de perturbaciones.

La Figura 4.1 presenta de forma detallada los pasos a seguir para realizar el proceso de sintonización de un PSS, así como también los programas utilizados dentro de cada etapa.

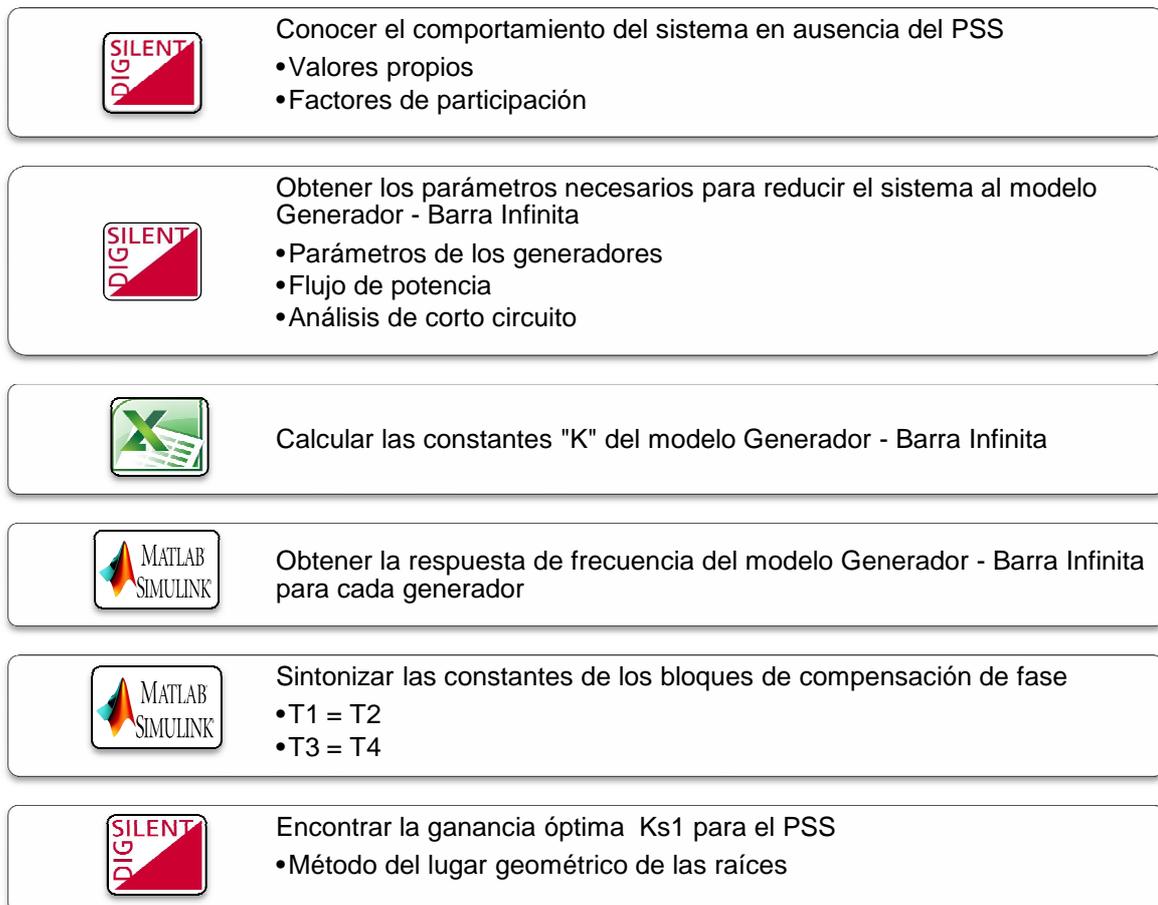


Figura 4.1 Diagrama de la metodología de sintonización del PSS

Tomando como referencia este diagrama, se procede con el proceso de ubicación y sintonización de un estabilizador de sistemas de potencia en el sistema de prueba empleado.

4.1 SINTONIZACIÓN DE LAS ETAPAS DE COMPENSACIÓN

El primer paso en la sintonización de un PSS es conocer la respuesta del sistema sin considerar el efecto del estabilizador. Esto permite determinar la compensación de fase que requiere el sistema de potencia.

Se debe tomar en cuenta que para lograr una sintonización adecuada del PSS, el regulador de velocidad y el regulador de voltaje deben estar previamente sintonizados de una forma eficiente. Este último con mucha mayor razón, ya que la señal de salida del PSS ingresa directamente al AVR y si éste no está sintonizado adecuadamente el efecto del estabilizador será contraproducente.

El modelo Generador – Barra Infinita, lógicamente, considera únicamente modos locales, ya que presenta un generador oscilando contra el resto del sistema. Sin embargo, al extender el rango de frecuencias en la sintonización se logra también que el PSS tenga efecto dentro de los modos interárea.

Para la utilización de este modelo, se requiere conocer el valor de las constantes K, aplicando las ecuaciones descritas en el Capítulo 2, con algunas asunciones. El modelo simplificado se desarrolla bajo las siguientes consideraciones:

- El efecto de los devanados de amortiguamiento es insignificante.
- El efecto de saturación del hierro no es importante.

Con estas premisas se procede a simplificar las ecuaciones. Se presenta el ejemplo de cálculo para la Ecuación (2.37).

$$K_1 = \frac{E_B E_{q0}}{D} (R_T \sin \delta_0 + X_{Td} \cos \delta_0) + \frac{E_B i_{q0}}{D} (X_q - X_d)(X_{Tq} \sin \delta_0 + R_T \cos \delta_0)$$

Despreciando la resistencia de la línea de transmisión equivalente, se tiene:

$$K_1 = \frac{E_B E_{q0}}{D} (X_{Td} \cos \delta_0) + \frac{E_B i_{q0}}{D} (X_q - X'_d) (X_{Tq} \sin \delta_0)$$

$$D = X_{Tq} X_{Td}$$

$$K_1 = \frac{E_B E_{q0} \cos \delta_0}{X_{Tq}} + \frac{E_B i_{q0} (X_q - X_d) \sin \delta_0}{X_{Td}} \quad (4.1)$$

Para las demás expresiones se aplica un procedimiento similar, y se reemplazan ciertos términos a fin de que las variables de las ecuaciones puedan obtenerse fácilmente mediante una simulación del sistema de potencia.

El parámetro X_E se refiere a la reactancia de la línea de transmisión que conecta al generador con la barra infinita. Este valor se obtiene mediante el equivalente Thevenin del sistema realizando un análisis de corto circuito en la barra del generador en el que se va a instalar el PSS.

$$K_2 = \frac{X_{Tq} i_{q0} \sin \delta_0}{X_{Td}} = \frac{E_B \sin \delta_0}{X_{Td}} \quad (4.2)$$

$$K_3 = \frac{X_{Td}}{X_E + X_{ds}} \quad (4.3)$$

$$K_4 = \frac{(X_{ds} - X_d)}{X_{Td}} E_B \sin \delta_0 \quad (4.4)$$

$$K_5 = \frac{X_q E_{td0}}{X_{Tq} E_t} E_B \cos \delta_0 + \frac{X_d E_{tq0}}{X_{Td} E_t} E_B \sin \delta_0 \quad (4.5)$$

$$K_6 = \frac{X_E E_{q0}}{X_{Td} E_t} \quad (4.6)$$

El valor de las constantes K del modelo Generador – Barra Infinita depende del generador que se escoge como candidato para instalar un PSS. En primera instancia, los generadores se escogen en base a sus factores de participación en determinado modo, para luego verificar cual es la ubicación óptima de un estabilizador con la respuesta de frecuencia de dichos generadores. Se requiere pasar a través de este proceso, ya que la información proporcionada por DigSILENT no permite conocer de forma directa la ubicación óptima de un PSS. Esto último se

estabilizador es el generador 2. Esto se comprobará más adelante, ya que se evidencia claramente una disminución de las oscilaciones en el sistema, tras observar las simulaciones en distintas variables, como potencia eléctrica, frecuencia, ángulo del rotor, voltajes en las barras, flujos de potencia a través de las líneas, etc.

La respuesta de frecuencia, además de confirmar la ubicación óptima de un PSS, indica la compensación de fase que debe ser prevista por este dispositivo.

Utilizando las expresiones para calcular las constantes K dentro de una hoja de cálculo, en la cual se consideran todos los demás parámetros del sistema, se obtienen los resultados presentados en la Tabla 4.1:

Tabla 4.1 Constantes K del sistema de prueba

Parámetro	Valor
K1	1,84406213
K2	0,9054827
K3	0,221436
K4	1,3491692
K5	-0,0499917
K6	0,44910418

Estas constantes se ingresan de forma manual en cada uno de los bloques del modelo implementado en MATLAB. La respuesta de frecuencia se realiza mediante una linealización de dicho modelo, utilizando la herramienta Control Design de SIMULINK. Los resultados se presentan en la Figura 4.4.

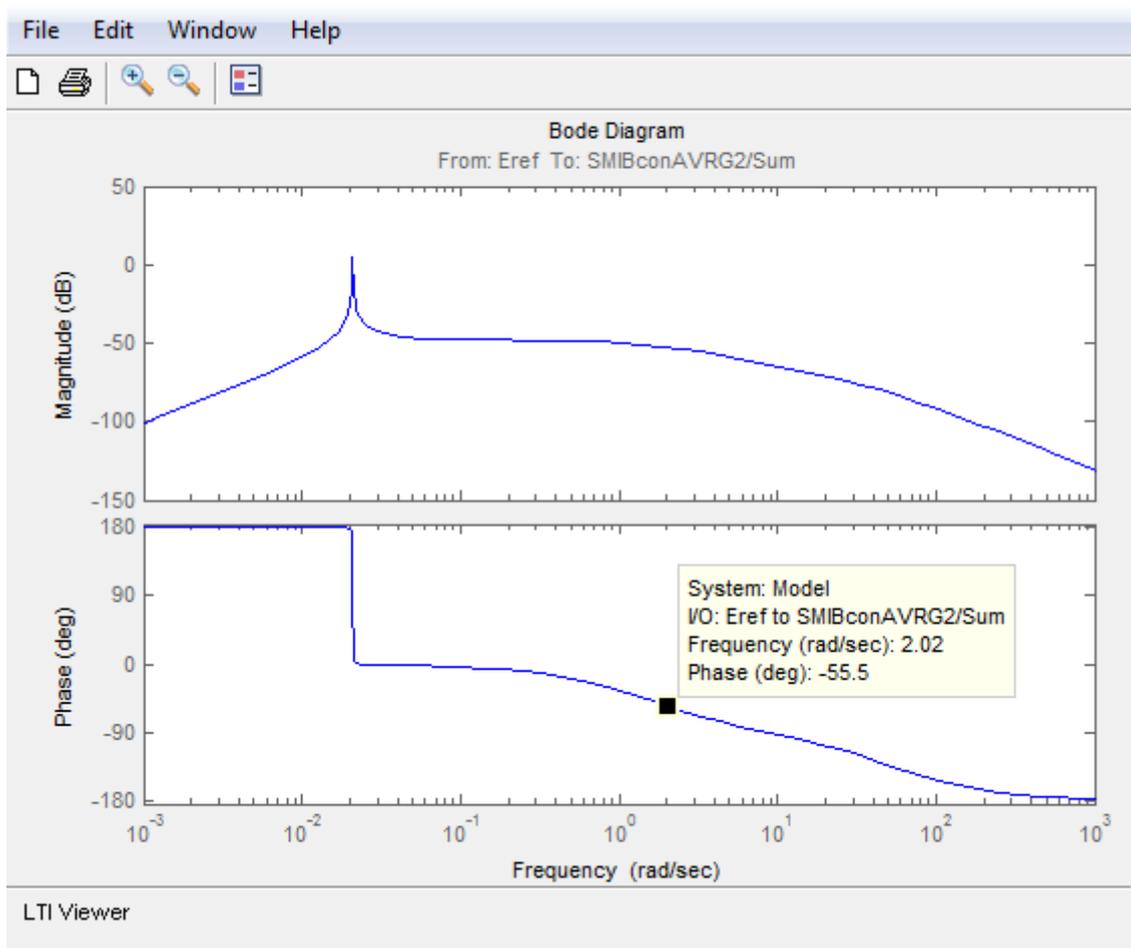


Figura 4.4 Respuesta de frecuencia del sistema de prueba sin PSS

Alrededor de los 2 Hz se observa que el sistema presenta un retraso de fase de aproximadamente 55° . Se busca que con la adición de la señal proveniente del PSS, este retraso de fase se reduzca a aproximadamente 20° en este límite de frecuencia.

Mediante la manipulación de las constantes de tiempo del estabilizador, se realiza la compensación de fase, aplicando los criterios de frecuencia centro y la razón entre las constantes, teniendo especial cuidado en no producir una sobrecompensación en el sistema. La respuesta de frecuencia se presenta en la Figura 4.5.

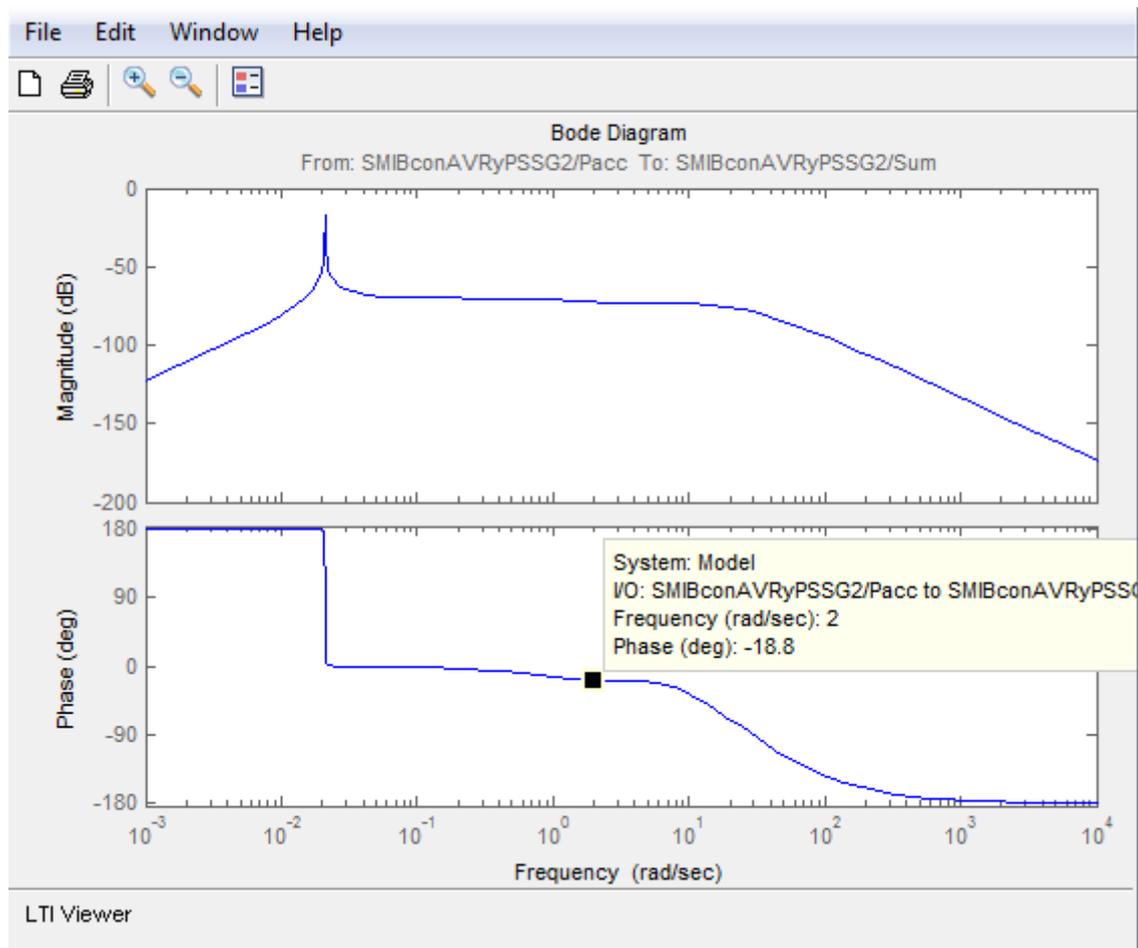


Figura 4.5 Respuesta de frecuencia del sistema de prueba con PSS

Como se puede observar se obtiene una compensación de fase adecuada, llegando a tener un retraso de fase de aproximadamente 19° para el límite superior del rango de frecuencias de interés, con lo que además de una componente de torque de amortiguamiento, el PSS también aporta con una componente de torque sincronizante.

4.2 SINTONIZACIÓN DE LA GANANCIA

Una vez obtenida la compensación de fase se procede a sintonizar la ganancia. Para este proceso se utiliza el lugar geométrico de las raíces. En este método se observa la migración de los valores propios hacia el lado derecho del plano real conforme se incrementa el valor de la ganancia. Los valores propios que contienen su parte real positiva son un claro indicio de inestabilidad del sistema. Este fenómeno se evidencia en la Figura 4.6.

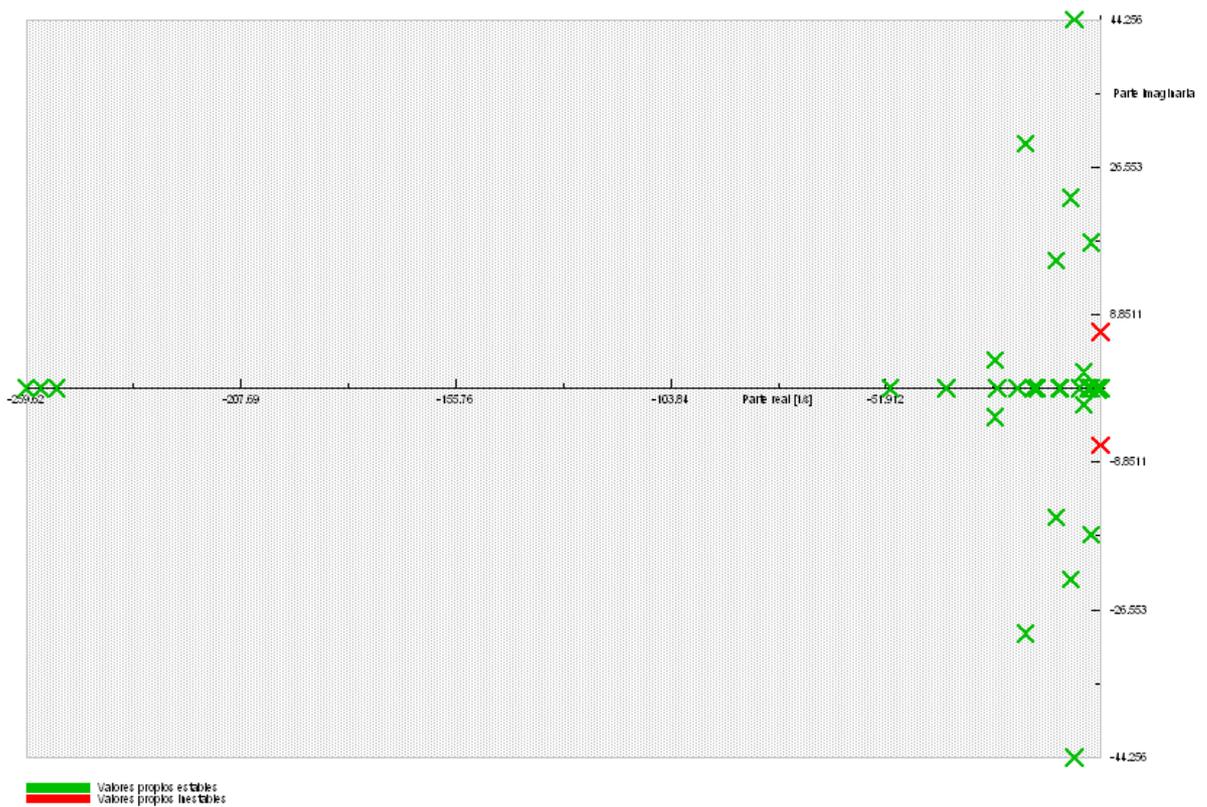


Figura 4.6 Valores propios de la ganancia de inestabilidad $K_{s1}=1,6$

Al incrementar paulatinamente la ganancia del estabilizador, se llega a un punto en el que los valores propios pasan al lado derecho del plano con lo que se llega a esta condición de inestabilidad.

El máximo amortiguamiento en el caso de un PSS con entrada de potencia, se alcanza cuando la ganancia es $1/8$ del valor de esta ganancia de inestabilidad. ^[3] En este estudio la ganancia de inestabilidad obtenida para el estabilizador es de 1,6, por lo que la ganancia óptima para el PSS2A es igual a 0,2, es decir, la octava parte del valor inicial.

La compensación de fase provista por el PSS2A en el sistema de prueba corresponde a las constantes de tiempo $T_1=T_3=0,27$ y $T_2=T_4=0,09$. Con estos valores se tiene una frecuencia centro de $f_c = 1,021$ y una razón entre las constantes de $n = 3$.

Una vez que se ha realizado la sintonización del PSS, resulta conveniente analizar el comportamiento del sistema en presencia de este dispositivo. En la Figura 4.7 se muestran los valores propios del sistema considerando al estabilizador. Como se esperaba, aparecen muchos otros modos; sin embargo, se puede observar que, dentro del rango de frecuencias de interés, todos los modos se encuentran bien amortiguados.

No.	Valor Real/Imaginario						
1	0.000 0.000	12	-7.320 -22.560	23	-15.381 0.000	34	-0.667 -0.000
2	-257.664 0.000	13	-2.003 19.886	24	-9.638 0.000	35	-10.000 0.000
3	-254.858 0.000	14	-2.003 -19.886	25	-5.216 2.387	36	-0.833 0.000
4	-252.209 0.000	15	-24.909 0.000	26	-5.216 -2.387	37	-10.000 0.000
5	-50.808 0.000	16	-21.126 5.299	27	-5.609 0.000	38	-0.833 0.000
6	-15.582 33.651	17	-21.126 -5.299	28	-3.100 0.000	39	0.000 0.000
7	-15.582 -33.651	18	-1.912 11.217	29	-2.348 0.000	40	-20.000 0.000
8	-17.364 24.458	19	-1.912 -11.217	30	-0.000 0.000	41	0.000 0.000
9	-17.364 -24.458	20	-6.804 11.199	31	-0.665 0.056	42	-10.000 0.000
10	-33.144 0.000	21	-6.804 -11.199	32	-0.665 -0.056	43	-0.833 0.000
11	-7.320 22.560	22	-16.216 0.000	33	-0.667 0.000		

Figura 4.7 Valores propios del sistema de prueba con PSS

Por su parte, la Figura 4.8, muestra gráficamente los modos existentes en el sistema. El hecho de que todos los valores propios se encuentren lejos del plano positivo es un buen indicio de una sintonización adecuada del PSS.

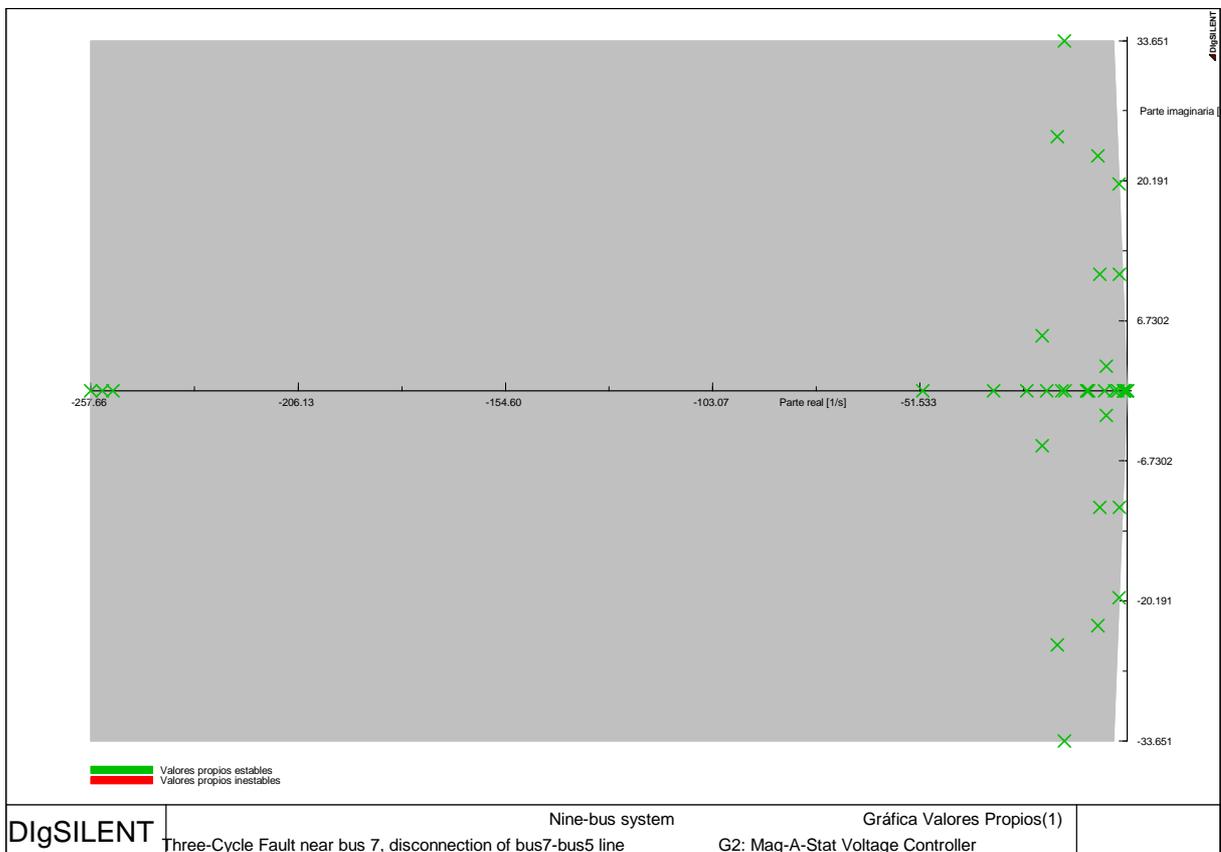


Figura 4.8 Lugar geométrico de las raíces del sistema con PSS

En las Figuras 4.9, 4.10, 4.11 y 4.12 se muestran los valores ingresados dentro de cada uno de los modelos de DigSILENT, correspondientes al regulador de voltaje, reguladores de velocidad y estabilizador de sistemas de potencia.

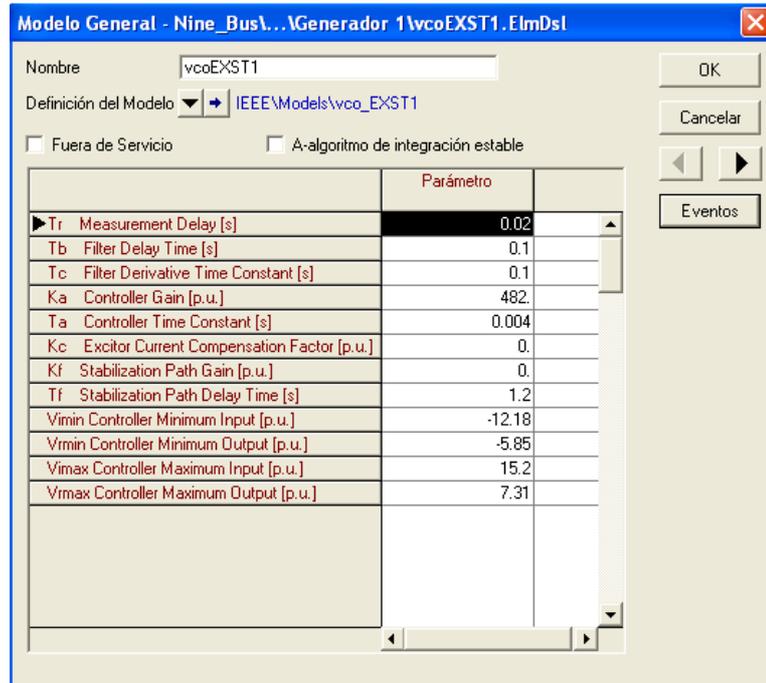


Figura 4.9 Parámetros del sistema de excitación EXST1 en DigSILENT

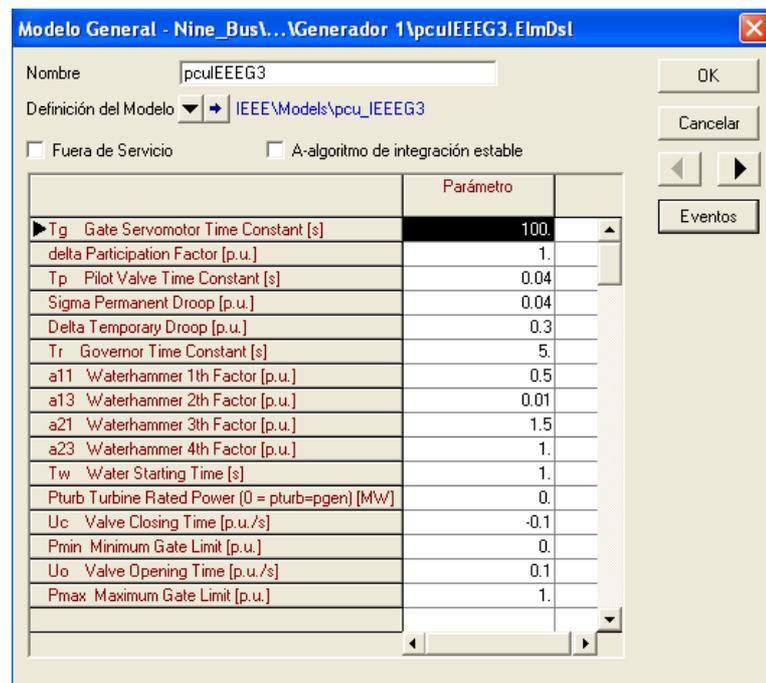


Figura 4.10 Parámetros del modelo IEEE3 en DigSILENT

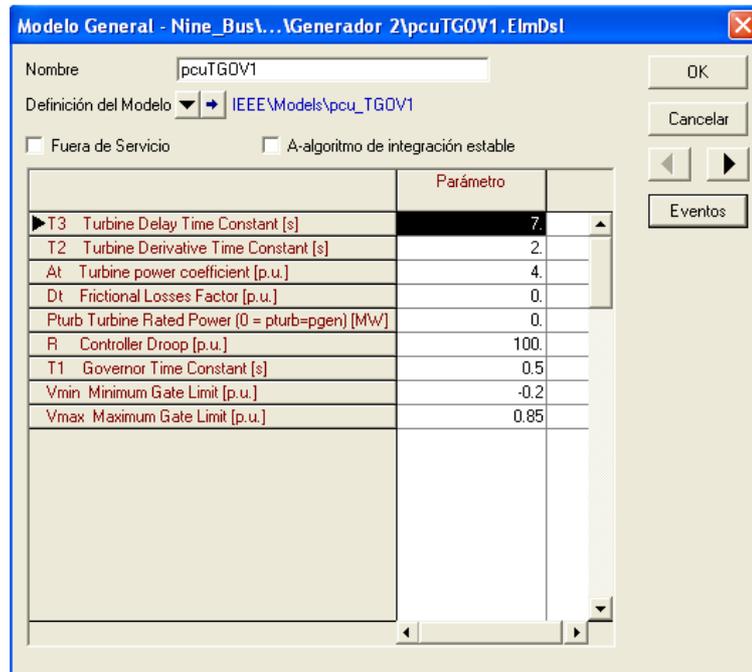


Figura 4.11 Parámetros del modelo TGOV1 en DigSILENT

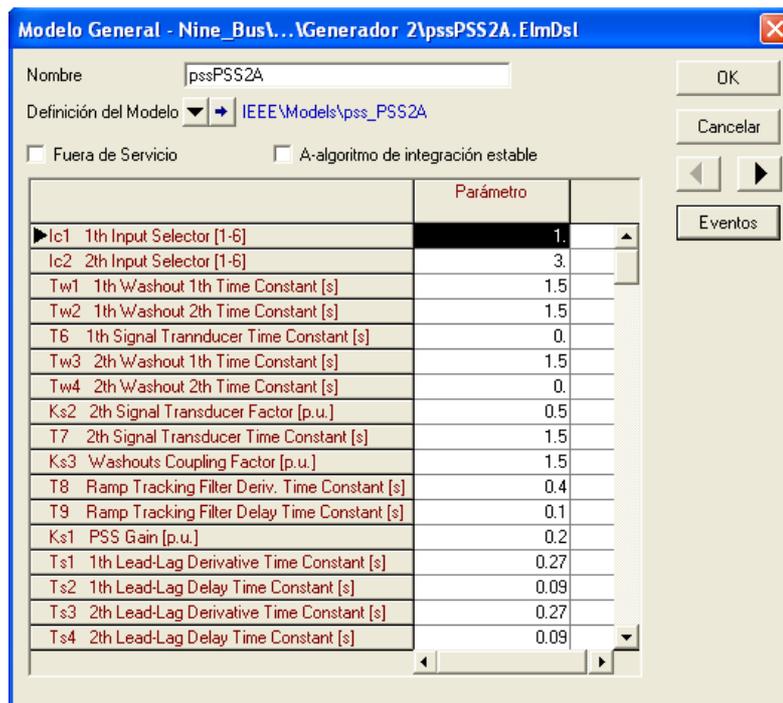


Figura 4.12 Parámetros del estabilizador PSS2A en DigSILENT

4.3 SIMULACIONES EN EL DOMINIO DEL TIEMPO

4.3.1 RESPUESTA AL ESCALÓN DEL SISTEMA DE CONTROL DE EXCITACIÓN

[18]

Al tener la sintonización completa de los parámetros del sistema de control de excitación, es necesario evaluar su comportamiento dinámico en lazo cerrado, tomando como referencia los índices de desempeño de pequeña señal. Para esto se realiza un análisis de la respuesta al escalón de este sistema utilizando la herramienta correspondiente en DlgSILENT. El término “sistema de control de excitación” se utiliza para englobar el desempeño combinado de la máquina sincrónica, el sistema de potencia y el sistema de excitación.

Una respuesta típica del sistema de control se muestra en la Figura 4.13. Las principales características de interés son el tiempo de crecimiento, el sobreimpulso, y el tiempo de restablecimiento.

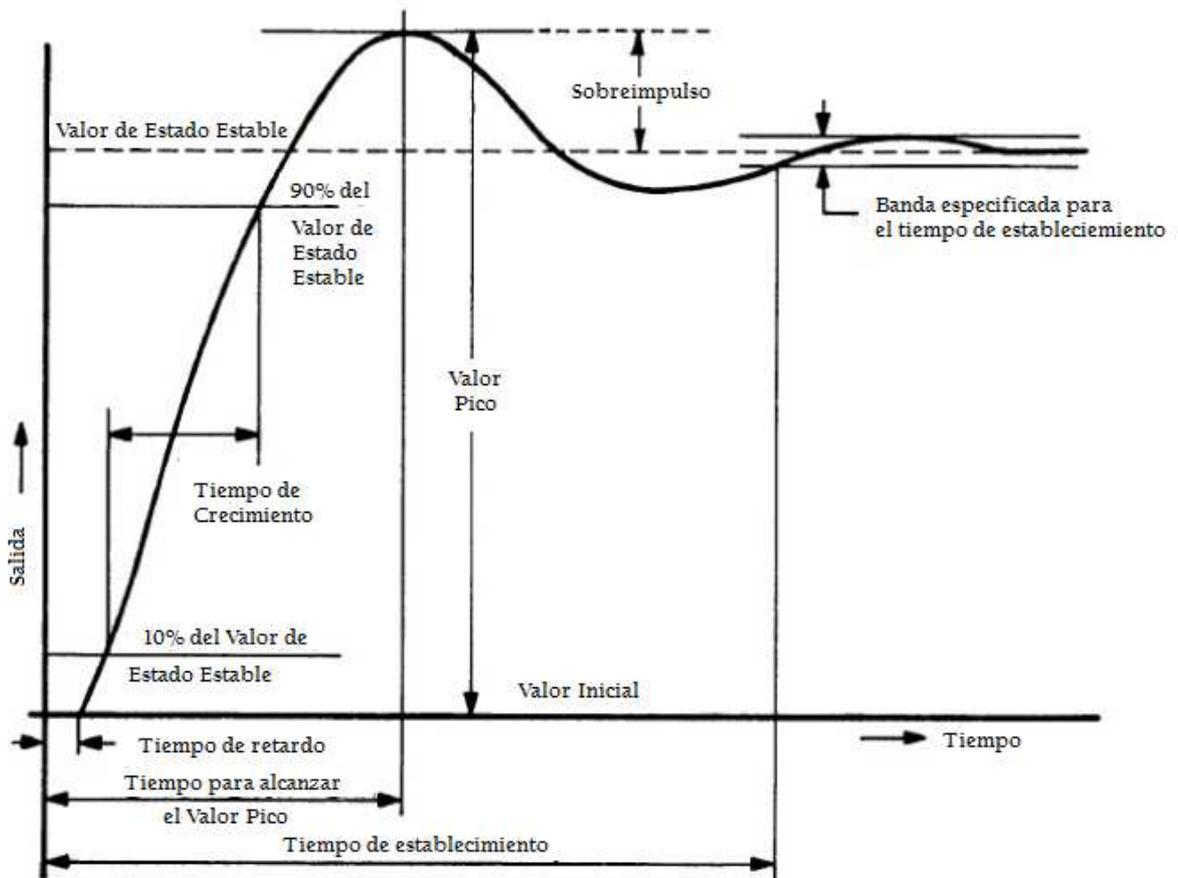


Figura 4.13 Respuesta típica de un sistema de control frente a un cambio de escalón en la entrada

No es posible definir de manera general rangos aceptables para los índices de desempeño. En la mayoría de los sistemas de control, éstos vienen determinados principalmente por la característica dinámica de los elementos del sistema cuya salida es la variable controlada. Se debe considerar que la optimización simultánea de todos los índices de desempeño para pequeña señal no es posible.

Los rangos típicos de los índices para un sistema de control excitación se muestran en la Tabla 4.2.

Tabla 4.2 Rango de Índices de Desempeño para Pequeña Señal en Sistemas de Control de Excitación

Índice de Desempeño	Rango de Valores Esperado
Sobreimpulso	0 a 80%
Tiempo de crecimiento	0,1 s a 2,5 s
Tiempo de establecimiento	0,2 s a 10 s

En el sistema de prueba, se realiza el análisis en el generador donde se encuentra instalado el PSS, haciendo uso de la herramienta que se muestra en la Figura 4.14

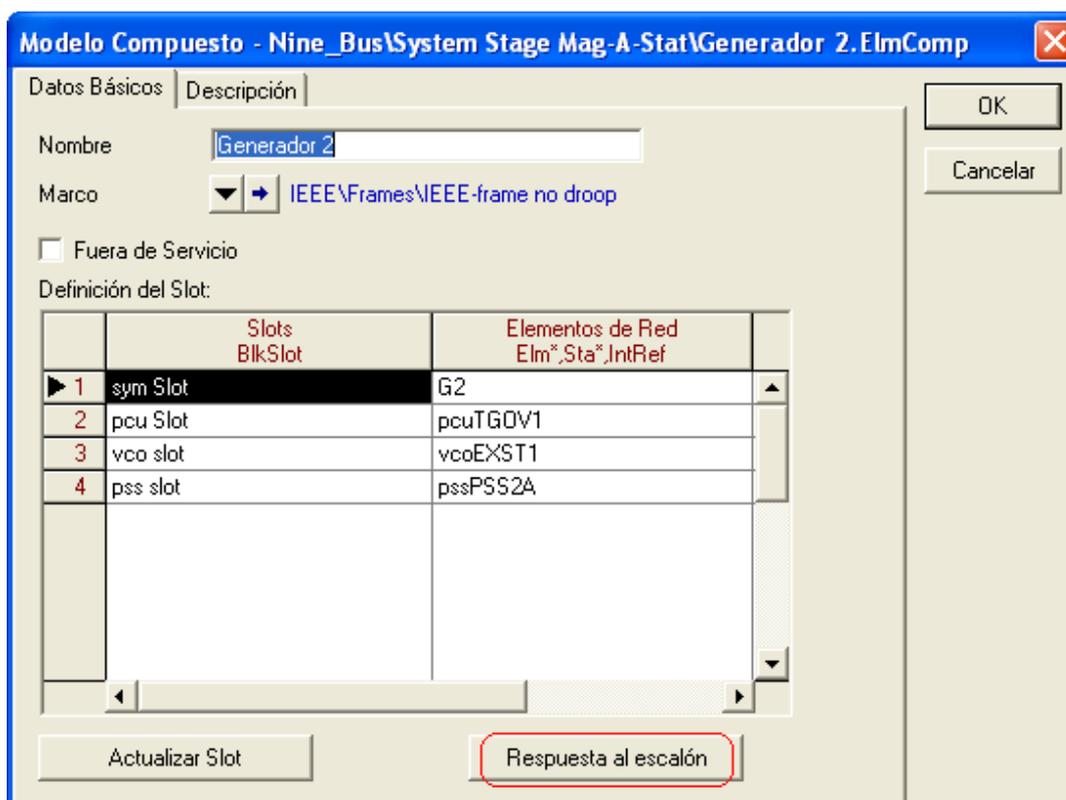


Figura 4.14 Herramienta para el análisis de respuesta al escalón en DigSILENT

DlgSILENT, permite realizar dos tipos de ensayos con respuesta al escalón. El primero involucra al regulador automático de voltaje, y el segundo análisis a la turbina y regulador de velocidad. Se puede escoger cualquiera de estas opciones dentro de la ventana que se muestra en la Figura 4.15 al modificar el caso de estudio.

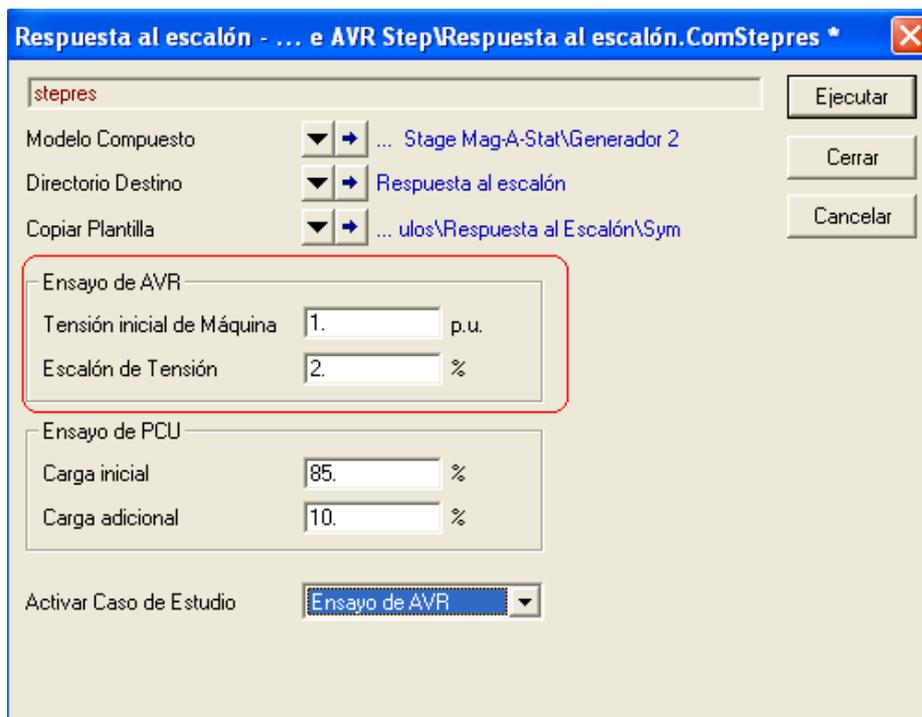


Figura 4.15 Respuesta al escalón para diferentes ensayos

Al ejecutar el Ensayo de AVR, aparece un sistema de prueba independiente. Este nuevo sistema se muestra en la Figura 4.16.

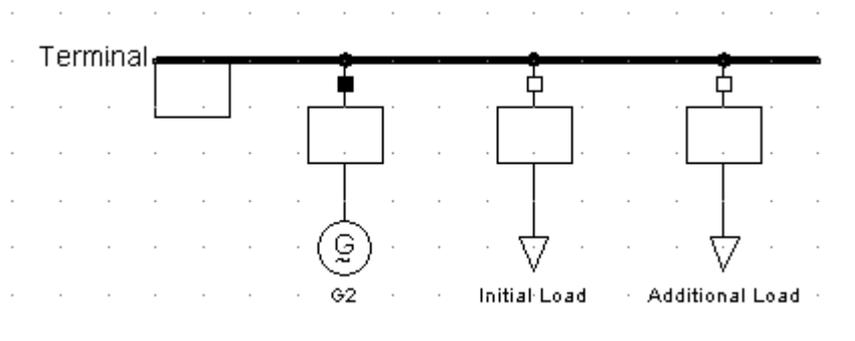


Figura 4.16 Sistema de prueba para la respuesta al escalón

De manera automática también aparecen los modelos que se están utilizando dentro del generador considerado y una plantilla para observar el comportamiento de las variables al efectuar una simulación. El resultado de la simulación se muestra en la

Figura 4.17 destacando los puntos más importantes que permitirán realizar el cálculo de los índices de rendimiento.

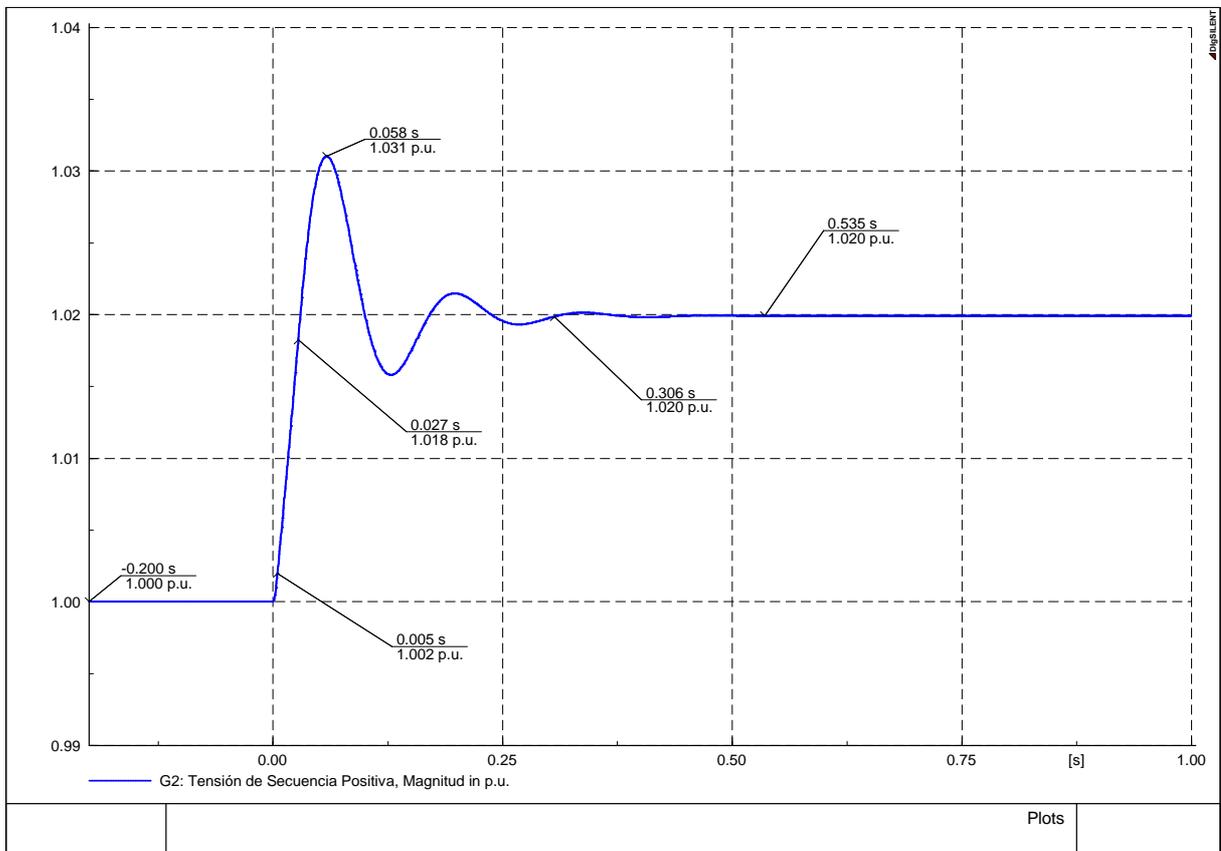


Figura 4.17 Respuesta al escalón del sistema de excitación

Con los valores que aparecen en esta última figura se procede al cálculo de los índices. Los resultados se muestran en la Tabla 4.3.

Tabla 4.3 Resultados de Índices de Desempeño para Pequeña Señal en Sistemas de Control de Excitación

Índice de Desempeño	Rango de Valores Esperado
Sobreimpulso	55%
Tiempo de crecimiento	0,022 s
Tiempo de establecimiento	0,506 s

Considerando que se tiene un correcto desempeño del sistema de control de excitación, se procede a las simulaciones en el dominio del tiempo, analizando dos tipos de perturbaciones dentro del sistema de potencia, lo que permitirá comprobar la efectividad del PSS.

En todas las simulaciones realizadas, se indican los valores principales con los cuales se pueden calcular los índices de desempeño de pequeña señal. Este procedimiento no se puede realizar en todas las gráficas, ya que dependiendo de la perturbación en el sistema, se presentan respuestas en el tiempo muy distorsionadas, lo que no permite realizar una evaluación efectiva.

De manera general, en la gran mayoría de simulaciones, solo será posible obtener el valor del tiempo de establecimiento, ya que la simulación no refleja de manera fiel una respuesta al escalón del sistema de excitación.

En las simulaciones efectuadas se podrá comprobar que el PSS tiene una influencia directa sobre el sistema de excitación de un generador. De la misma manera, se podrá apreciar el efecto nulo del estabilizador dentro del sistema de regulación de velocidad, al no observarse ningún cambio en la potencia mecánica de los generadores.

4.3.2 INCREMENTO DE CARGA

Como se ha mencionado en este trabajo, el ámbito de acción del PSS está directamente relacionado con la estabilidad de pequeña señal. Perturbaciones que responden a pequeños cambios causados por el desbalance entre generación y carga, por esta razón, como primer punto, se comprueba la efectividad de sintonización del PSS a través de un incremento de carga en una de las barras del sistema de prueba correspondiente al 10% de la carga instalada en dicha barra. El evento de simulación se presenta en la Figura 4.18.



Figura 4.18 Eventos de simulación para el incremento de carga

Los resultados que se presentan, corresponden a diferentes variables de cada uno de los generadores, considerando y sin considerar al PSS, para lo cual se ha utilizado el color azul y rojo respectivamente en todas las figuras siguientes. A continuación de cada simulación, se presenta una tabla comparativa donde se muestra el efecto positivo de añadir un PSS al sistema.

Se podrá evidenciar que, aunque el PSS está instalado únicamente en el Generador 2, tiene un efecto positivo en todo el sistema de potencia, al reducir de manera considerable las oscilaciones que se presentan en cada uno de los escenarios.

Analizando la Figura 4.19, se evidencia que al producirse un incremento de carga, se reducen momentáneamente los voltajes en las barras del sistema y hasta llegar a restablecerse se originan pequeñas oscilaciones de voltaje. Sin la acción del PSS, el tiempo de establecimiento de la señal, es decir cuando desaparecen las oscilaciones, es mucho más alto que con la presencia del estabilizador.

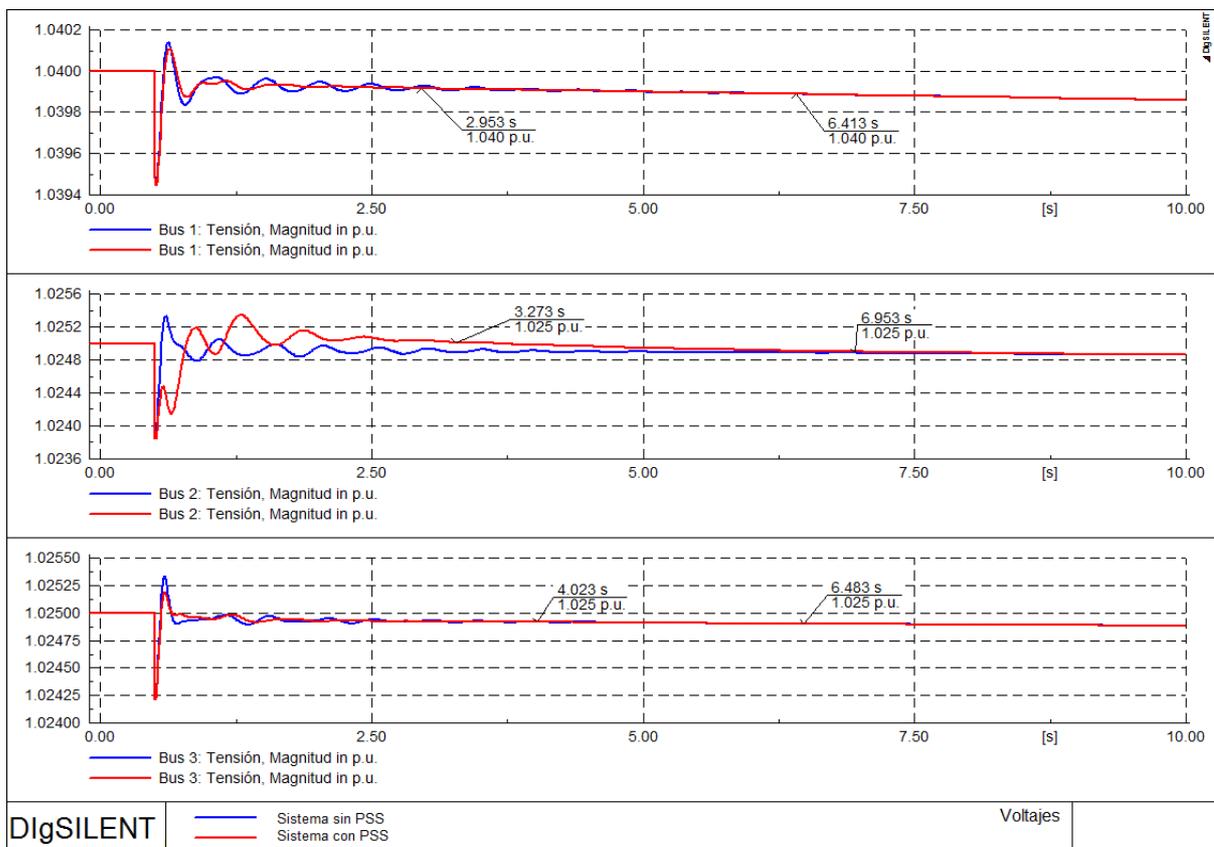


Figura 4.19 Voltaje en las barras de los generadores tras incremento de carga

Tabla 4.4 Índices de desempeño de las señales de la Figura 4.19

Voltajes en las barras			
	Tiempo de Establecimiento [s]		Reducción [%]
	Sin PSS	Con PSS	
Barra 1	6,413	2,953	53,953
Barra 2	6,953	3,273	52,927
Barra 3	6,483	4,023	37,945

La Figura 4.20 muestra la variable de salida del regulador automático de voltaje. Como se puede observar, esta señal es la que ocasiona el restablecimiento en el voltaje de las barras del sistema, es decir, si los voltajes en el sistema se reducen, la señal de salida del regulador debe incrementarse y viceversa. Así mismo, se presenta la acción del regulador de voltaje con y sin PSS, evidenciándose una notable reducción del tiempo de establecimiento de la señal, cuando el estabilizador de sistemas de potencia está en funcionamiento.

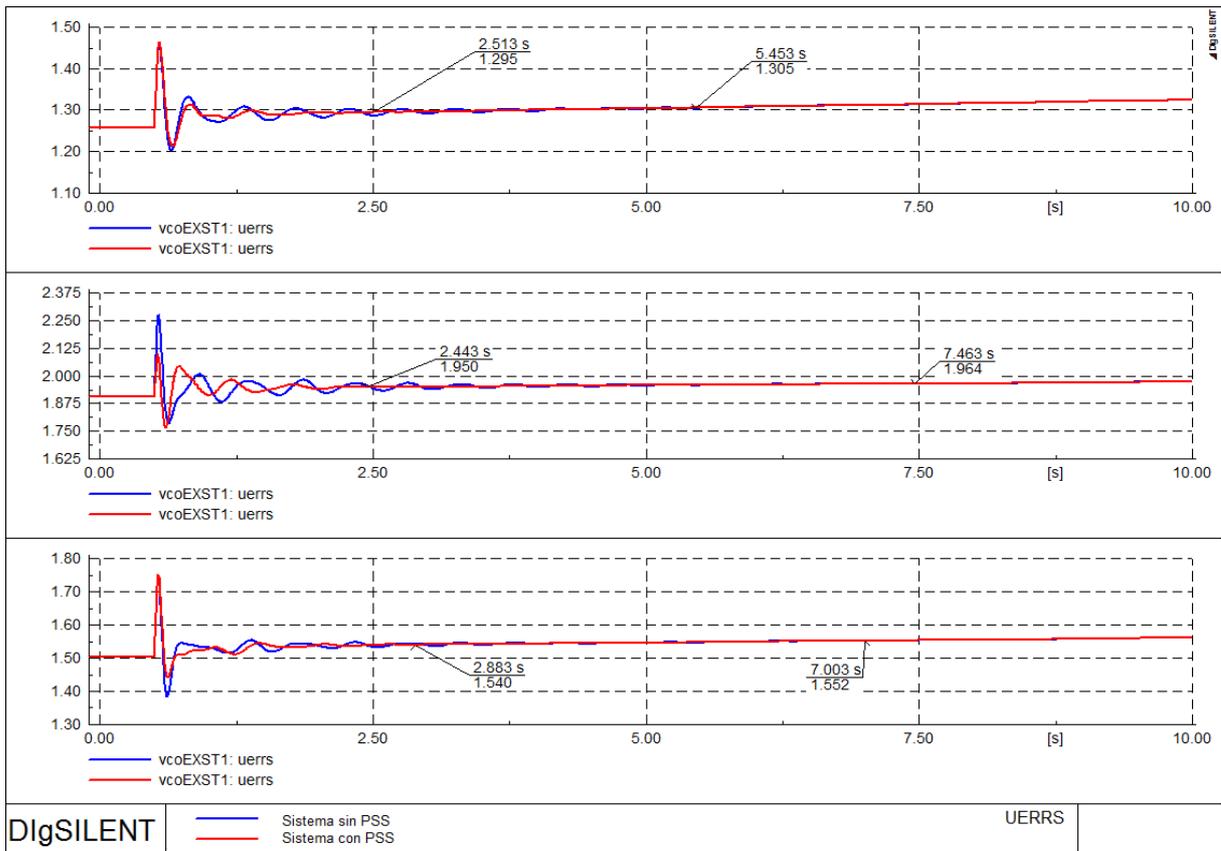


Figura 4.20 Salida del AVR de los generadores tras incremento de carga

Tabla 4.5 Índices de desempeño de las señales de la Figura 4.20

Salida del AVR			
	Tiempo de Establecimiento [s]	Reducción [%]	
	Sin PSS	Con PSS	
<i>vcoEXST1</i>	5,453	2,513	53,915
<i>vcoEXST2</i>	7,463	2,443	67,265
<i>vcoEXST3</i>	7,003	2,883	58,832

Al producirse un súbito incremento de carga en el sistema, se tiene como consecuencia un cambio en los flujos de potencia a través de las líneas de transmisión. En la Figuras 4.21 y 4.22 se muestra la variación del flujo de potencia activa y reactiva, respectivamente, en las líneas más cercanas a los generadores. En este caso resulta más evidente la acción del PSS, ya que se tiene una reducción considerable de la amplitud de la oscilación, y el tiempo de establecimiento se reduce en aproximadamente 5 segundos para todos los casos.

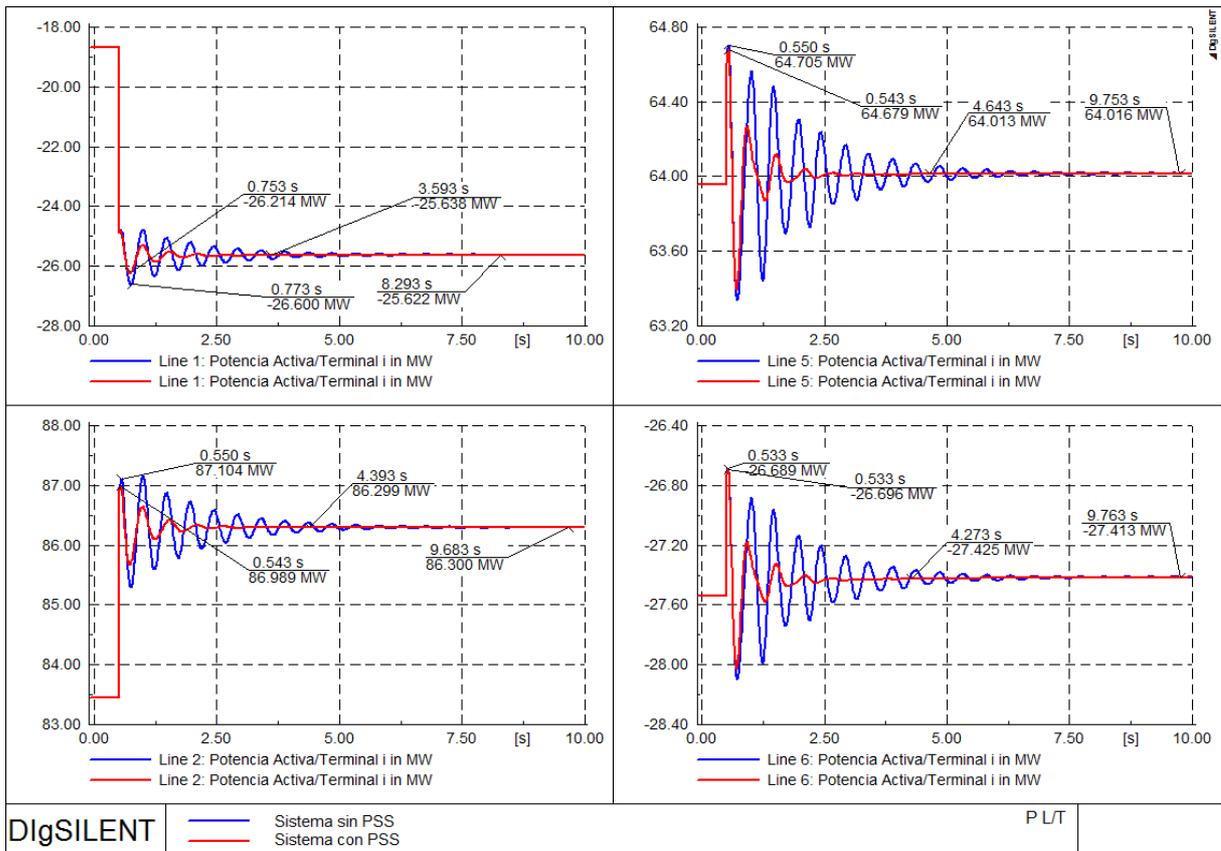


Figura 4.21 Potencia activa de las L/T tras incremento de carga

Tabla 4.6 Índices de desempeño de las señales de la Figura 4.21

	Potencia activa en las líneas de transmisión					
	Tiempo de Establecimiento [s]		Reducción [%]	Sobreimpulso [MW]		Reducción [%]
	Sin PSS	Con PSS		Sin PSS	Con PSS	
Línea 1	8,293	3,593	56,674	-0,978	-0,592	39,468
Línea 2	9,683	4,393	54,632	0,804	0,689	14,303
Línea 5	9,753	4,643	52,394	0,689	0,663	3,774
Línea 6	9,763	4,273	56,233	0,724	0,717	0,967

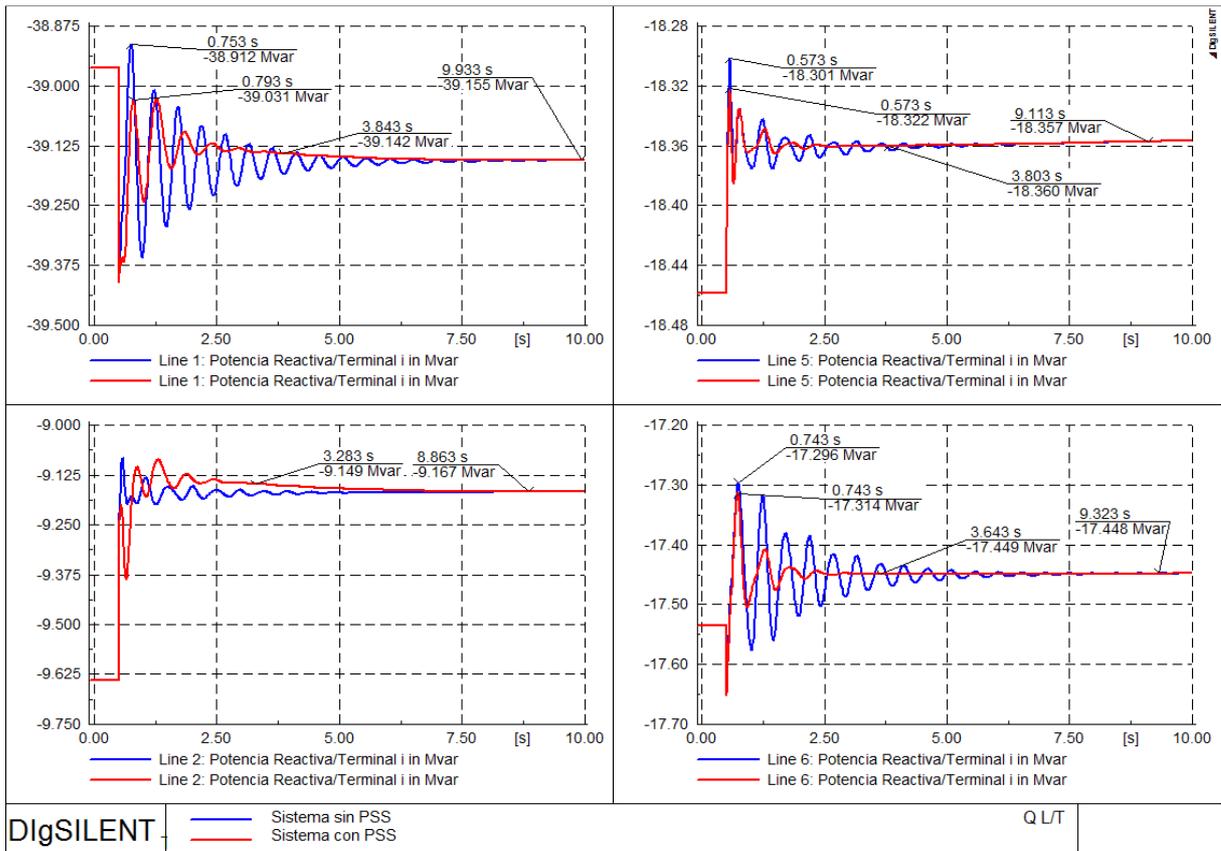


Figura 4.22 Potencia reactiva de las L/T tras incremento de carga

Tabla 4.7 Índices de desempeño de las señales de la Figura 4.22

	Potencia reactiva en las líneas de transmisión					
	Tiempo de Establecimiento [s]		Reducción [%]	Sobreimpulso [MW]		Reducción [%]
	Sin PSS	Con PSS		Sin PSS	Con PSS	
Línea 1	9,933	3,843	61,311	0,243	0,124	48,971
Línea 2	8,863	3,283	62,958	---	---	---
Línea 5	9,113	3,803	58,268	0,056	0,035	37,500
Línea 6	9,323	3,643	60,925	0,152	0,134	11,842

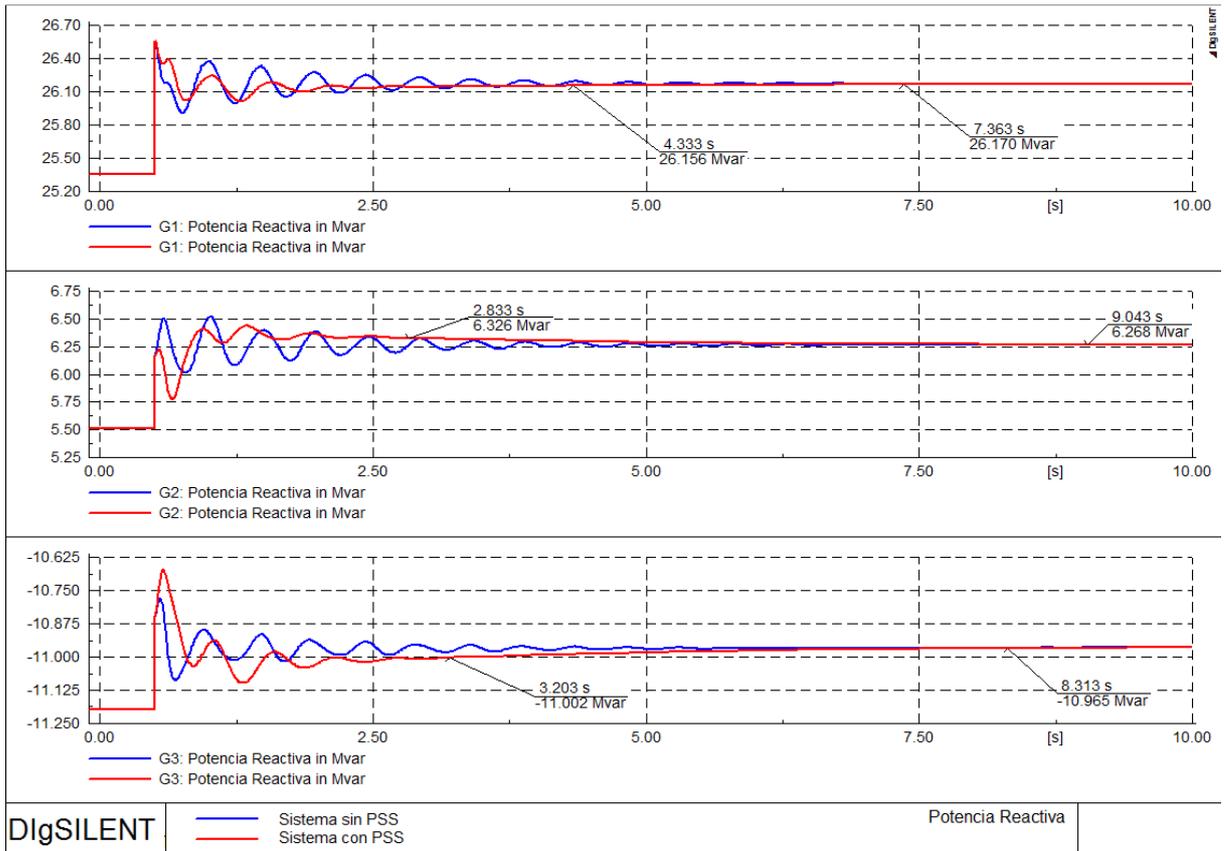


Figura 4.23 Potencia reactiva de los generadores tras incremento de carga

Tabla 4.8 Índices de desempeño de las señales de la Figura 4.23

Potencia reactiva en los generadores			
	Tiempo de Establecimiento [s]		Reducción [%]
	Sin PSS	Con PSS	
<i>Generador 1</i>	7,363	4,333	41,152
<i>Generador 2</i>	9,043	2,833	68,672
<i>Generador 3</i>	8,313	3,203	61,470

En la Figura 4.23 se muestra la potencia reactiva entregada por los generadores. Aunque el incremento de carga en el sistema es puramente resistivo, se producen variaciones muy pequeñas en la potencia reactiva del sistema, esto se debe a que la potencia reactiva se encuentra estrechamente relacionada con el voltaje en el sistema, y si se dan variaciones en el voltaje, se dan también variaciones en la potencia reactiva. De igual manera el PSS produce que la señal se estabilice en aproximadamente 3 segundos, mientras que sin el estabilizador la señal logra estabilizarse en un valor cercano a 8 segundos.

La Figura 4.24 muestra la acción del PSS sobre la potencia activa de los generadores. Como se puede observar las variaciones de potencia activa son mucho más considerables, ya que los generadores deben abastecer la demanda de la nueva carga.

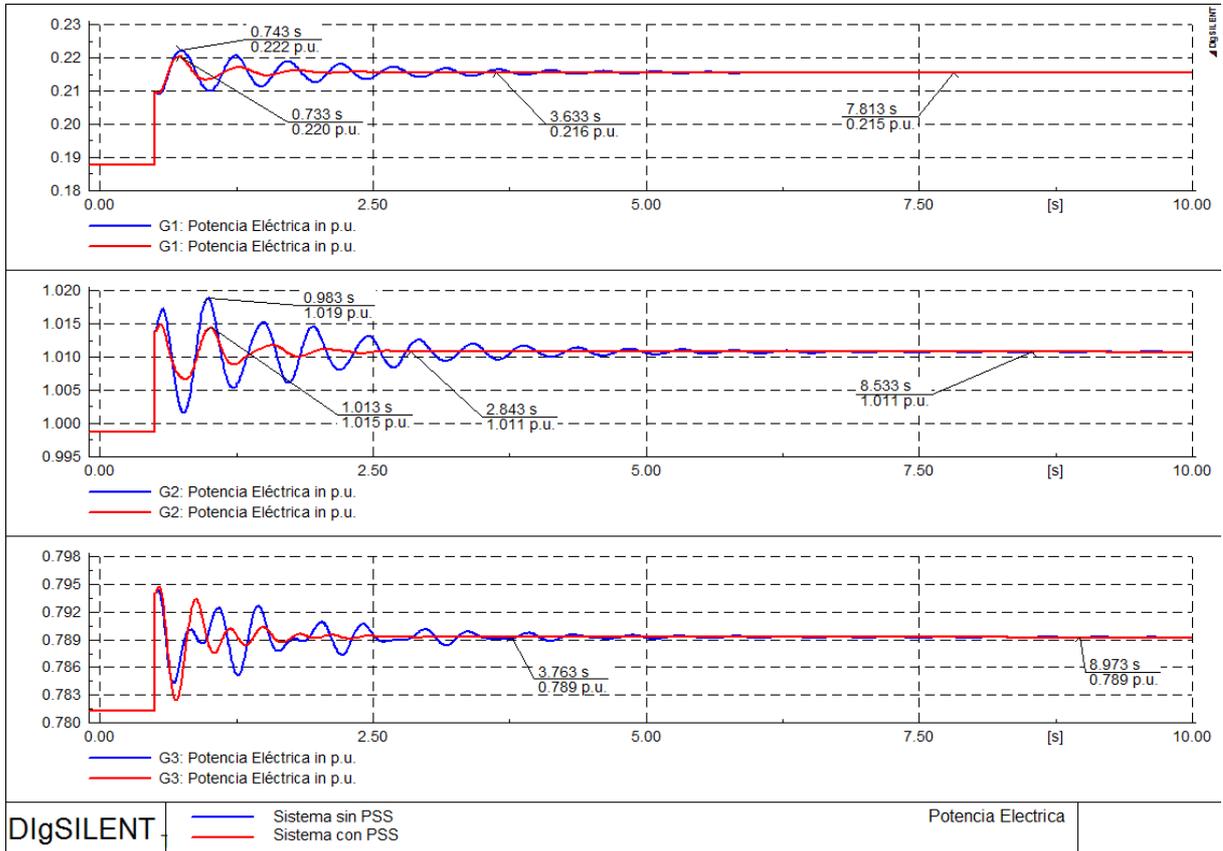


Figura 4.24 Potencia activa de los generadores tras incremento de carga

Tabla 4.9 Índices de desempeño de las señales de la Figura 4.24

	Potencia activa en los generadores					
	Tiempo de Establecimiento [s]		Reducción [%]	Sobreimpulso [pu]		Reducción [%]
	Sin PSS	Con PSS		Sin PSS	Con PSS	
<i>Generador 1</i>	7,813	3,633	53,501	0,007	0,005	28,571
<i>Generador 2</i>	8,533	2,843	66,682	0,008	0,004	50,000
<i>Generador 3</i>	8,973	3,763	58,063	---	---	---

En la Figura 4.25 se muestra la acción efectiva del estabilizador de sistemas de potencia. Tomando como referencia la potencia eléctrica del generador 2, es decir, donde está instalado el PSS, se muestra el efecto opuesto que tiene la señal de salida del estabilizador frente a las variaciones de potencia eléctrica.

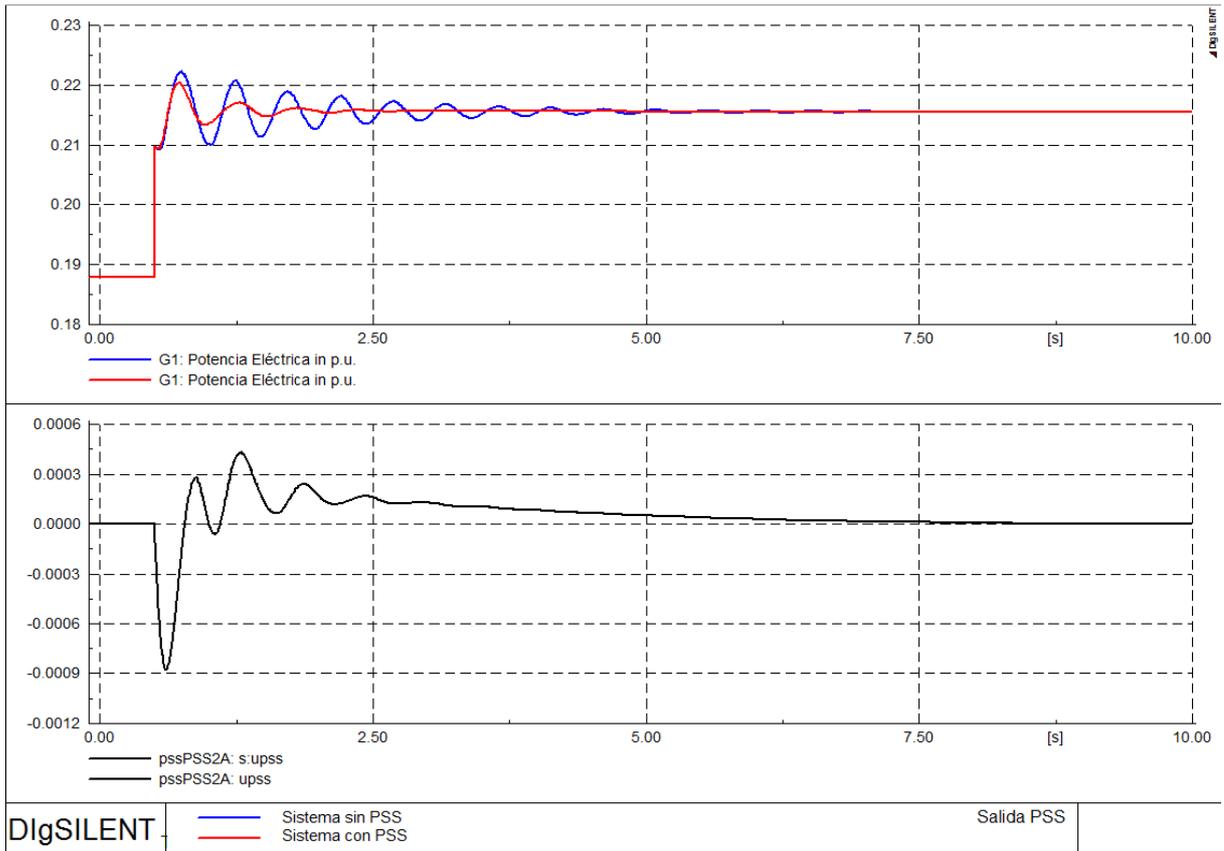


Figura 4.25 Señal de salida del PSS tras incremento de carga

Esta figura muestra claramente el efecto del PSS frente a una perturbación. Al incrementarse súbitamente la potencia eléctrica en un generador, el PSS presenta una señal opuesta, con lo que se reducen paulatinamente las oscilaciones en el sistema.

Finalmente, la Figura 4.26 muestra la potencia de la turbina. Dado que el PSS no tiene ninguna incidencia sobre el regulador de velocidad, la afectación sobre esta señal es imperceptible en este caso. Sin embargo, de presentarse pequeñas oscilaciones en la señal de potencia mecánica de los generadores, se podrá apreciar el efecto del estabilizador, ya que en último término, la función de éste es amortiguar oscilaciones.

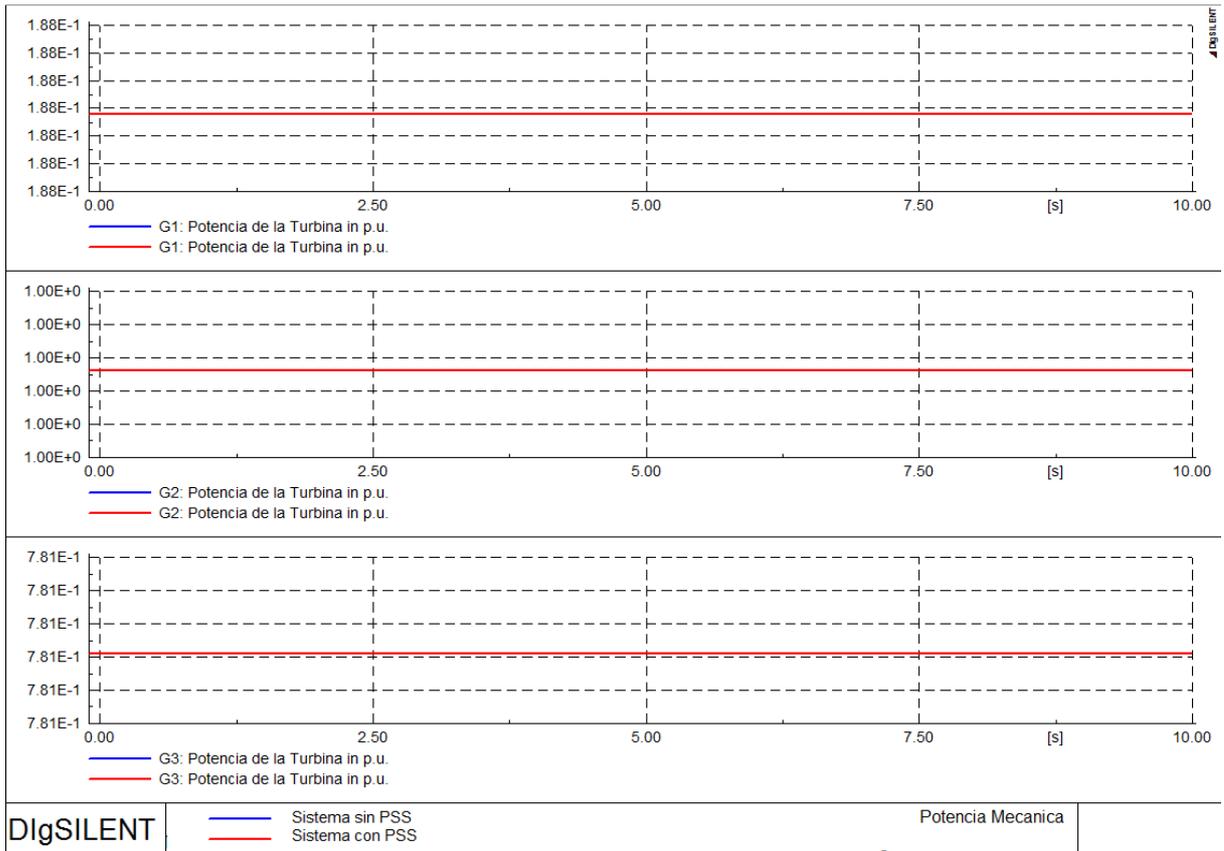


Figura 4.26 Potencia mecánica de los generadores tras incremento de carga

4.3.3 FALLA TRIFÁSICA

Como se mencionó anteriormente, los PSS están diseñados específicamente para afrontar problemas de inestabilidad angular relacionados con pequeñas perturbaciones. Sin embargo, como se verá a continuación, estos dispositivos también ayudan a disminuir las oscilaciones que se presentan en el sistema frente a grandes perturbaciones, causantes de inestabilidad transitoria. Para poder observar el efecto del estabilizador se simula una falla en la línea de transmisión 5 – 7, notada línea 2, del sistema de prueba de nueve barras, en la cual se incluye un corto circuito trifásico a los 0,5 s, el despeje del cortocircuito y la apertura de la línea a los 0,55 s y finalmente la reconexión de la línea en 1,9 s. La secuencia de eventos se muestra más claramente en la Figura 4.27.

	Nombre	Tiempo	Objeto	Fuera de Ser...
<input checked="" type="checkbox"/>	Incremento +10% Load A	0.5	Carga General(1)	<input checked="" type="checkbox"/>
<input checked="" type="checkbox"/>	CC trifasico L/T 5-7	0.5	Line 2	<input type="checkbox"/>
<input checked="" type="checkbox"/>	Apertura de la L/T 5-7	0.55	Line 2	<input type="checkbox"/>
<input checked="" type="checkbox"/>	Despeje del CC	0.55	Line 2	<input type="checkbox"/>
<input checked="" type="checkbox"/>	Reconexión de la L/T 5-7	1.9	Line 2	<input type="checkbox"/>

Ln 5 5 Objeto(s) de 5 4 Objeto(s) seleccionado(s)

Figura 4.27 Eventos de simulación para la falla trifásica

En la Figura 4.28 se muestra las variaciones del ángulo del rotor de los generadores. Al ocurrir la falla, se producen fuertes oscilaciones, especialmente en el Generador 2, que es el más cercano a la falla. Se puede notar que el PSS tiene también un efecto positivo frente a un fenómeno de estabilidad transitoria al lograr un rápido establecimiento de la señal.

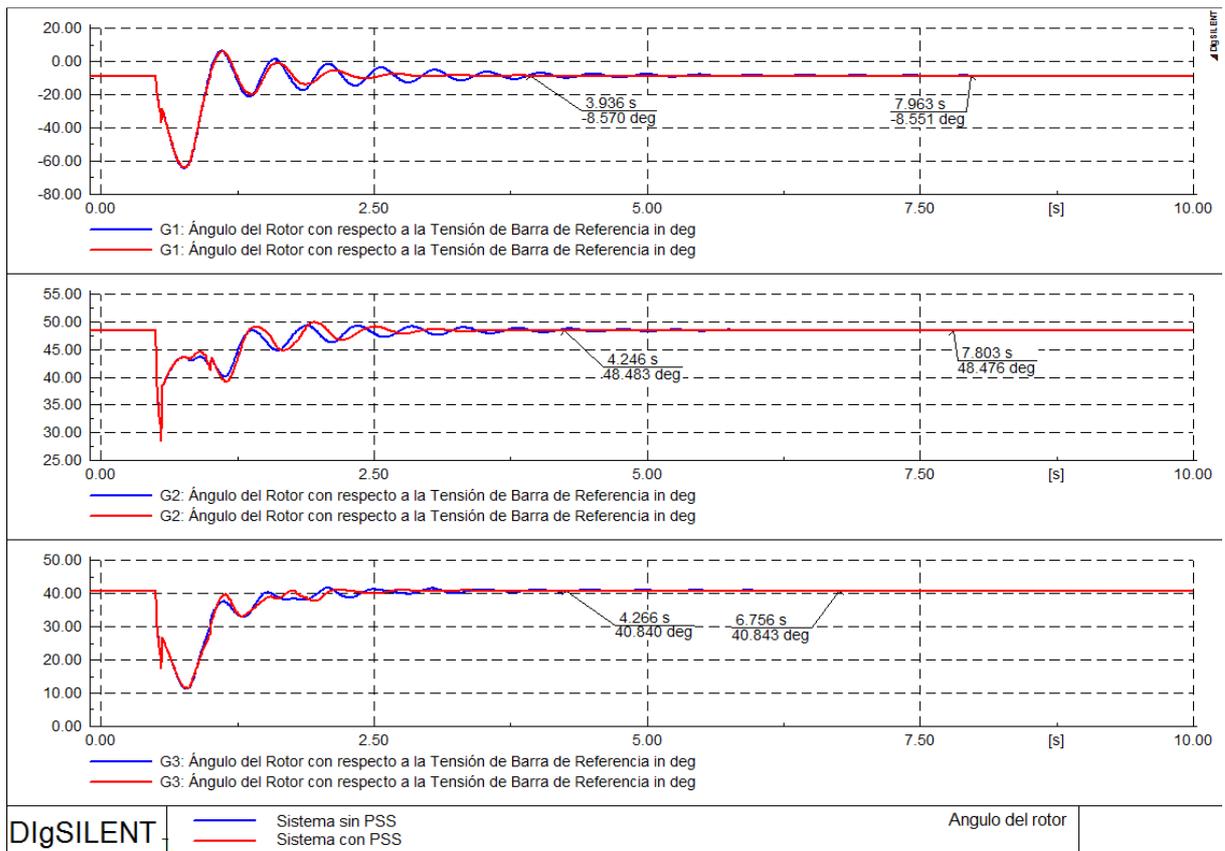


Figura 4.28 Ángulo del rotor de los generadores frente a una falla trifásica

Tabla 4.10 Índices de desempeño de las señales de la Figura 4.28

Ángulo del rotor de los generadores			
	Tiempo de Establecimiento [s]		Reducción [%]
	Sin PSS	Con PSS	
Generador 1	7,963	3,936	50,571
Generador 2	7,803	4,246	45,585
Generador 3	6,756	4,266	36,856

Es necesario indicar que el efecto estabilizante del PSS es posible debido a las acciones tomadas para despejar la falla y reconectar la línea, ya que al tener un corto circuito sostenido la inestabilidad en el sistema sería inexorable.

La Figura 4.29 muestra la frecuencia eléctrica en los generadores. Esta Figura es un ejemplo de la difícil obtención de los parámetros que permiten el cálculo de otros índices de desempeño.

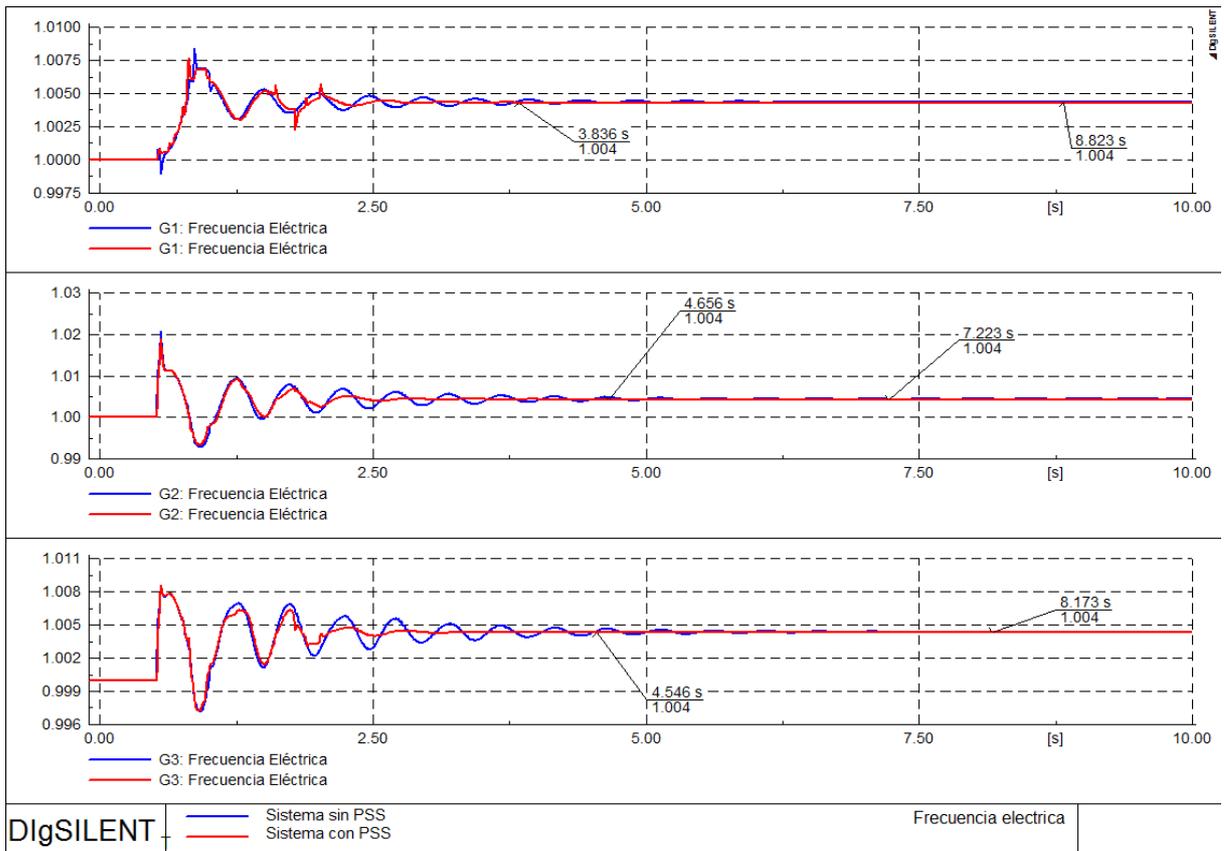


Figura 4.29 Frecuencia eléctrica en los generadores frente a una falla trifásica

Tabla 4.11 Índices de desempeño de las señales de la Figura 4.29

Frecuencia de los generadores			
	Tiempo de Establecimiento [s]		Reducción [%]
	Sin PSS	Con PSS	
<i>Generador 1</i>	8,823	3,836	56,523
<i>Generador 2</i>	7,223	4,656	35,539
<i>Generador 3</i>	8,173	4,546	44,378

En la Figura 4.30 se muestran los voltajes en las barras de los generadores. Al ocurrir la falla se produce una súbita caída de voltaje, con un restablecimiento luego del despeje del cortocircuito. Se puede notar que el PSS logra reducir el tiempo de establecimiento de la señal en aproximadamente 2 segundos.

Por otro lado, en la Figura 4.31 se evidencia la acción del sistema de excitación, sobre éstos voltajes.

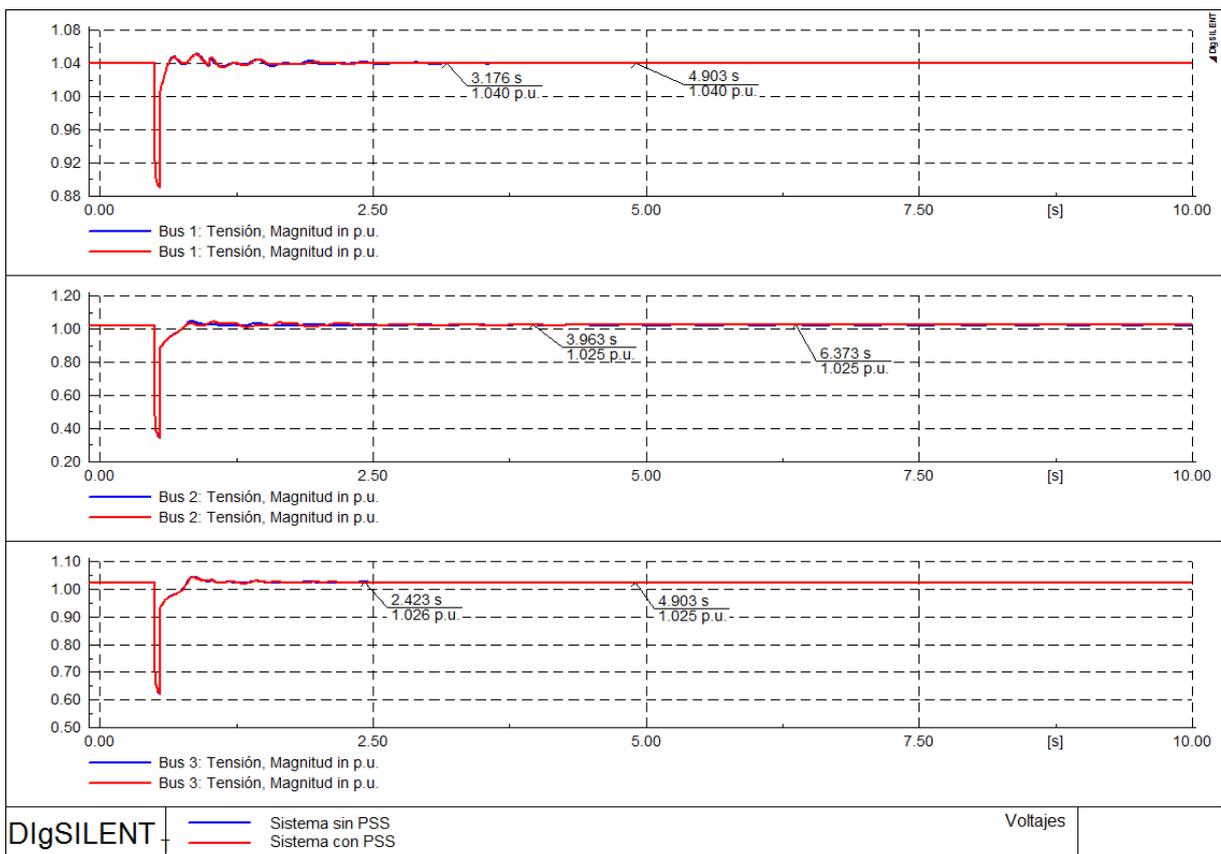


Figura 4.30 Voltajes en las barras de los generadores frente a una falla trifásica

Tabla 4.12 Índices de desempeño de las señales de la Figura 4.30

Voltajes en las barras			
	Tiempo de Establecimiento [s]		Reducción [%]
	Sin PSS	Con PSS	
Barra 1	4,903	3,176	35,223
Barra 2	6,373	3,963	37,816
Barra 3	4,903	2,423	50,581

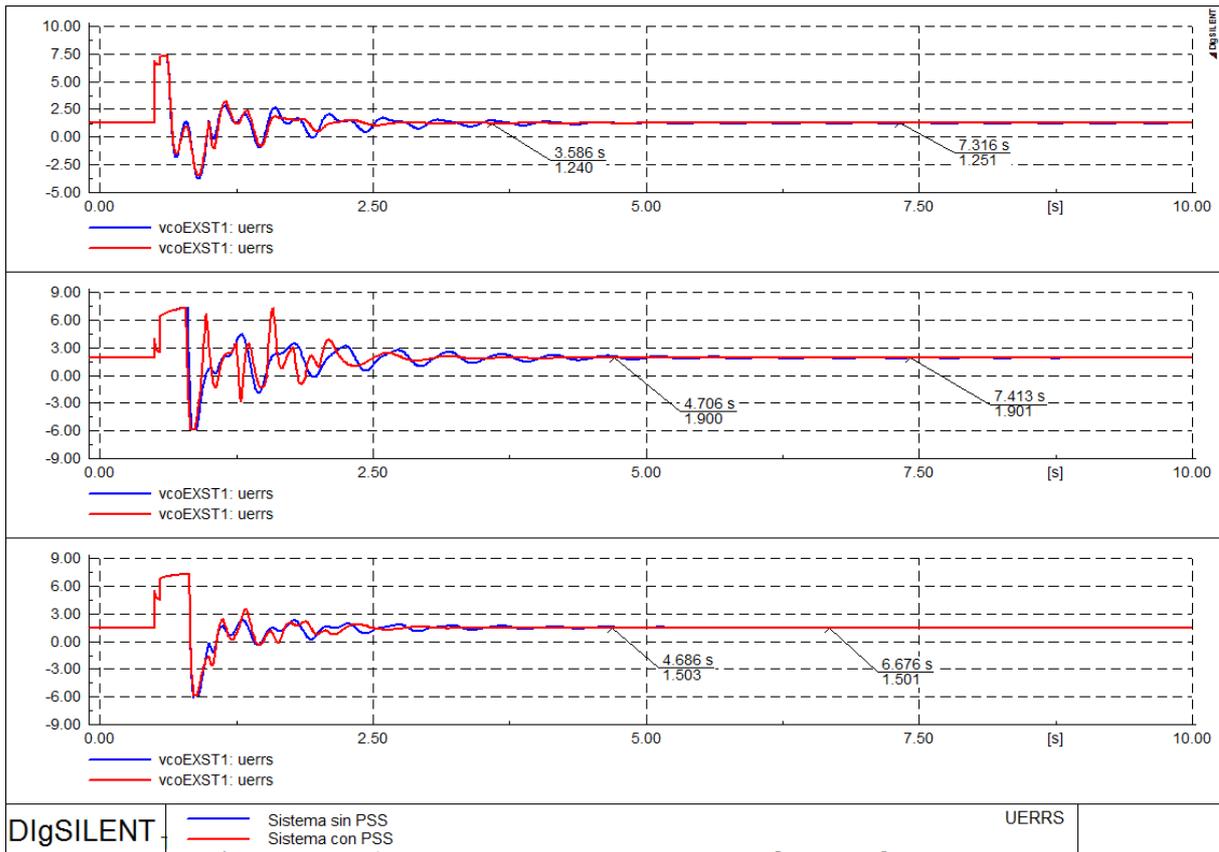


Figura 4.31 Salida del AVR de los generadores frente a una falla trifásica

Tabla 4.13 Índices de desempeño de las señales de la Figura 4.31

Salida del AVR			
	Tiempo de Establecimiento [s]		Reducción [%]
	Sin PSS	Con PSS	
vcoEXST1	7,316	3,586	50,984
vcoEXST2	7,413	4,706	36,517
vcoEXST3	6,676	4,686	29,808

Las Figuras 4.32 y 4.33 muestran el flujo de potencia activa y reactiva respectivamente a través de las líneas de transmisión más cercanas a los generadores. La Línea 2, es en la cual se produce el corto circuito, es por esta

razón que por un período de tiempo se ve que la transferencia de potencia a través de esta línea es nula.

Dado que la falla se despeja, y se produce una reconexión en la línea, los valores de potencia activa y reactiva vuelven a su valor inicial luego de finalizar el evento. Pero, como se puede observar, esto ocurre mucho más rápido con la acción del PSS.

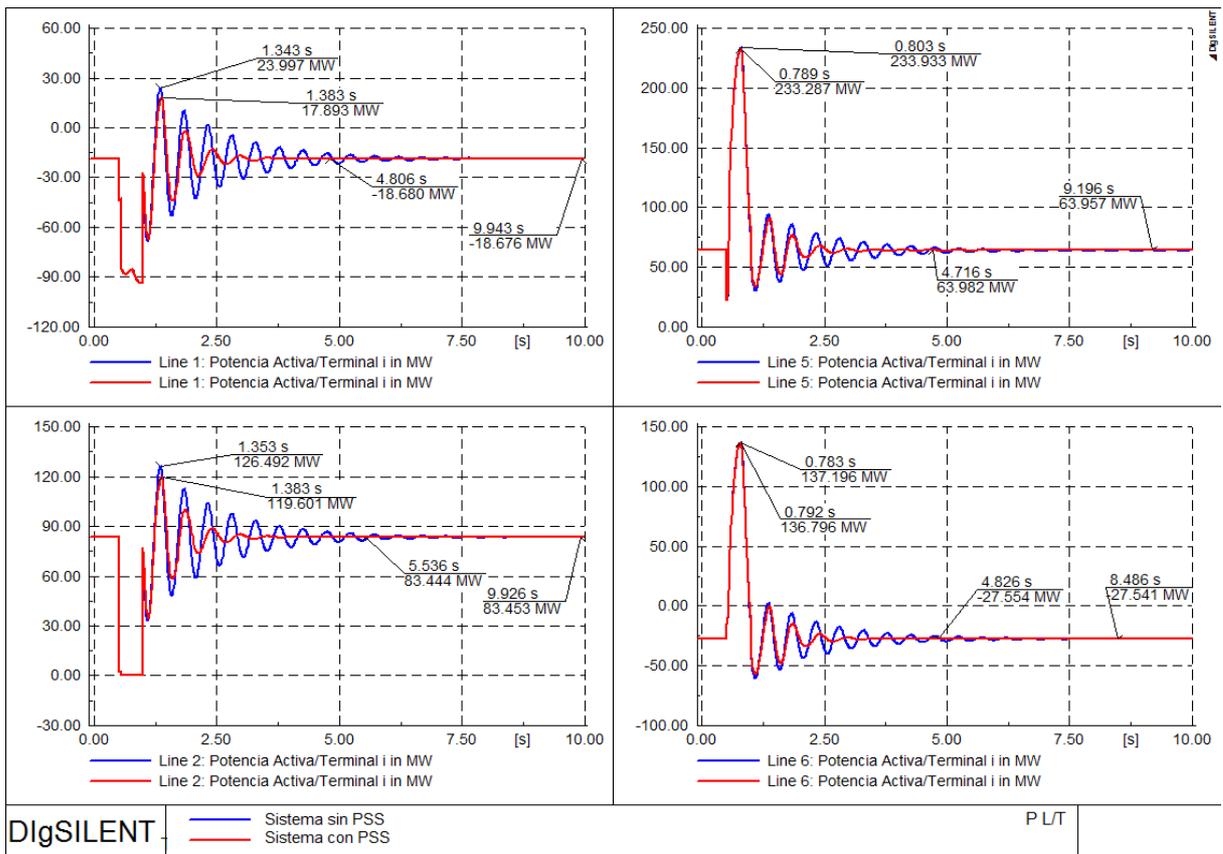


Figura 4.32 Potencia activa en las L/T frente a una falla trifásica

Tabla 4.14 Índices de desempeño de las señales de la Figura 4.32

Potencia activa en las líneas de transmisión						
	Tiempo de Establecimiento [s]		Reducción [%]	Sobrepulso [MW]		Reducción [%]
	Sin PSS	Con PSS		Sin PSS	Con PSS	
Línea 1	9,943	4,806	51,664	42,673	36,569	14,304
Línea 2	9,926	5,536	44,227	43,039	36,148	16,011
Línea 5	9,196	4,716	48,717	169,976	169,33	0,380
Línea 6	8,486	4,826	43,130	164,737	164,337	0,243

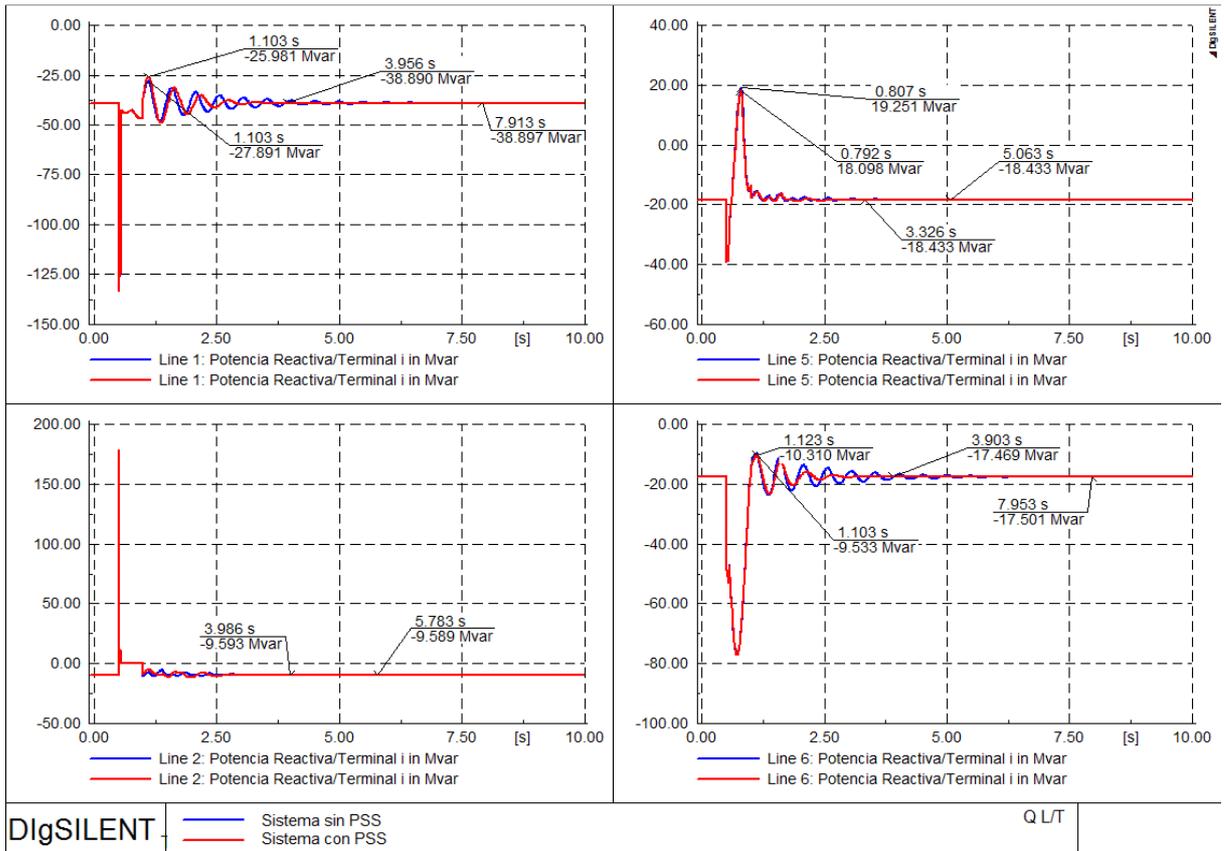


Figura 4.33 Potencia reactiva en las L/T frente a una falla trifásica

Tabla 4.15 Índices de desempeño de las señales de la Figura 4.33

	Potencia reactiva en las líneas de transmisión					
	Tiempo de Establecimiento [s]		Reducción [%]	Sobreimpulso [MW]		Reducción [%]
	Sin PSS	Con PSS		Sin PSS	Con PSS	
Línea 1	7,913	2,956	62,644	12,916	11,006	14,788
Línea 2	5,783	3,986	31,074	---	---	---
Línea 5	5,063	3,326	34,308	37,684	36,531	3,060
Línea 6	7,953	3,903	50,924	7,968	7,191	9,752

La Figura 4.34 presenta las oscilaciones de potencia reactiva en los generadores tras la ocurrencia de la falla. De no considerarse el PSS, la señal logra estabilizarse en un tiempo que bordea los 6 segundos, mientras que con el efecto del estabilizador la señal se estabiliza aproximadamente en 3 segundos.

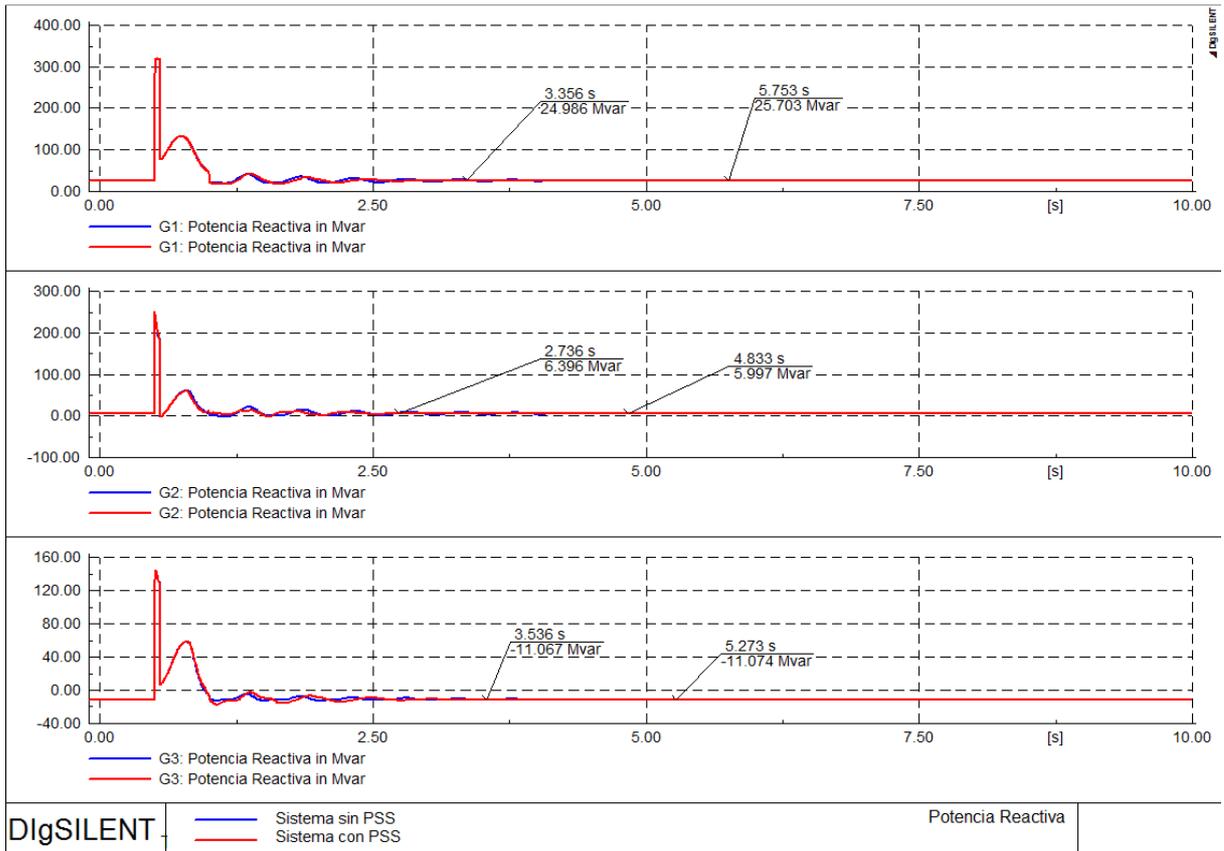


Figura 4.34 Potencia reactiva en los generadores frente a una falla trifásica

Tabla 4.16 Índices de desempeño de las señales de la Figura 4.34

Potencia reactiva en los generadores			
	Tiempo de Establecimiento [s]		Reducción [%]
	Sin PSS	Con PSS	
<i>Generador 1</i>	5,753	3,356	41,665
<i>Generador 2</i>	4,833	2,736	43,389
<i>Generador 3</i>	5,273	3,536	32,941

De manera análoga la Figura 4.35 muestra la entrega de potencia activa de los generadores a lo largo del evento y se puede notar que el PSS logra una reducción en el tiempo de restablecimiento de la señal de aproximadamente 4 segundos.

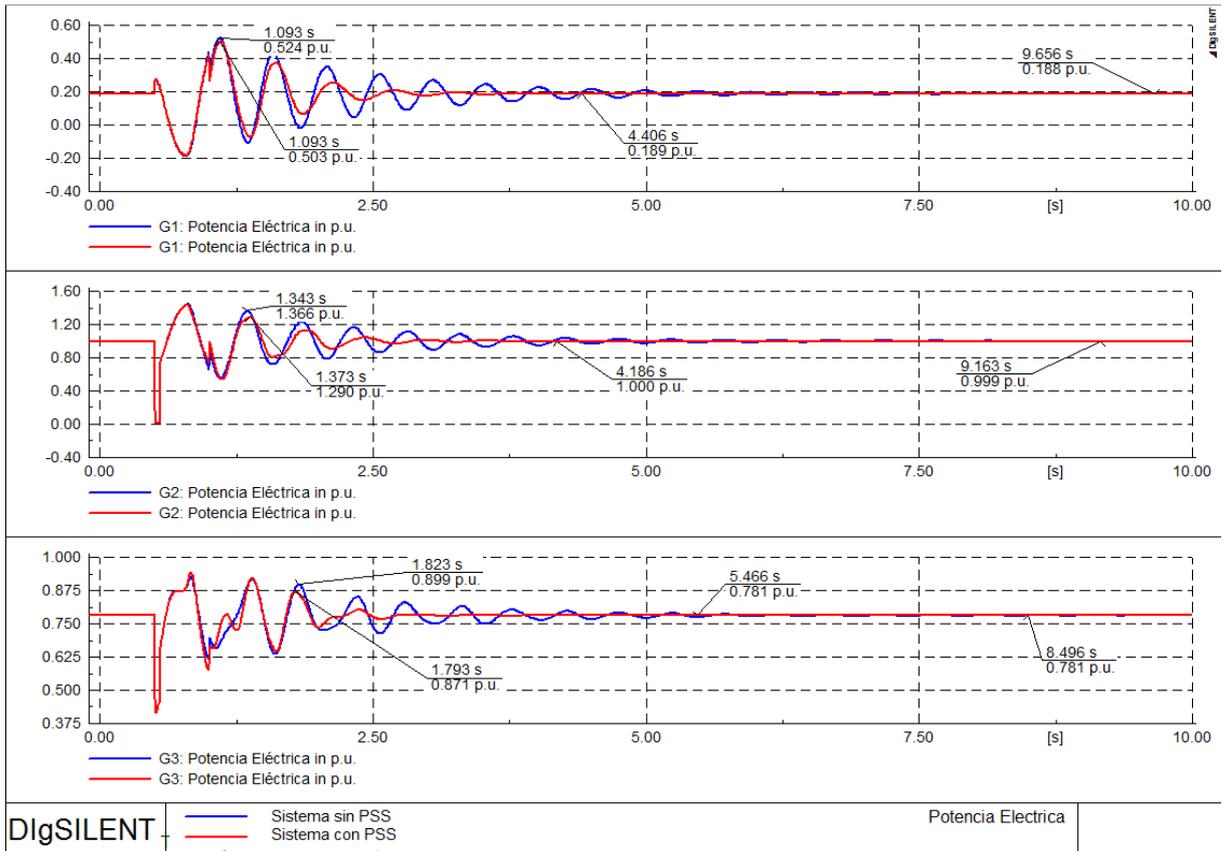


Figura 4.35 Potencia activa en los generadores frente a una falla trifásica

Tabla 4.17 Índices de desempeño de las señales de la Figura 4.35

Potencia activa en los generadores						
	Tiempo de Establecimiento [s]		Reducción [%]	Sobreimpulso [pu]		Reducción [%]
	Sin PSS	Con PSS		Sin PSS	Con PSS	
<i>Generador 1</i>	9,656	4,406	54,370	0,336	0,315	6,250
<i>Generador 2</i>	9,163	4,186	54,316	0,367	0,291	20,708
<i>Generador 3</i>	8,496	5,466	35,664	0,118	0,09	23,729

Por su parte, la Figura 4.36 muestra la señal de salida del estabilizador de sistemas de potencia, y el efecto que tiene sobre la señal de potencia eléctrica del Generador 2.

En la Figura 4.37 se muestra también la señal de la potencia de la turbina de los generadores, donde como se ha mencionado, el efecto del estabilizador es imperceptible.

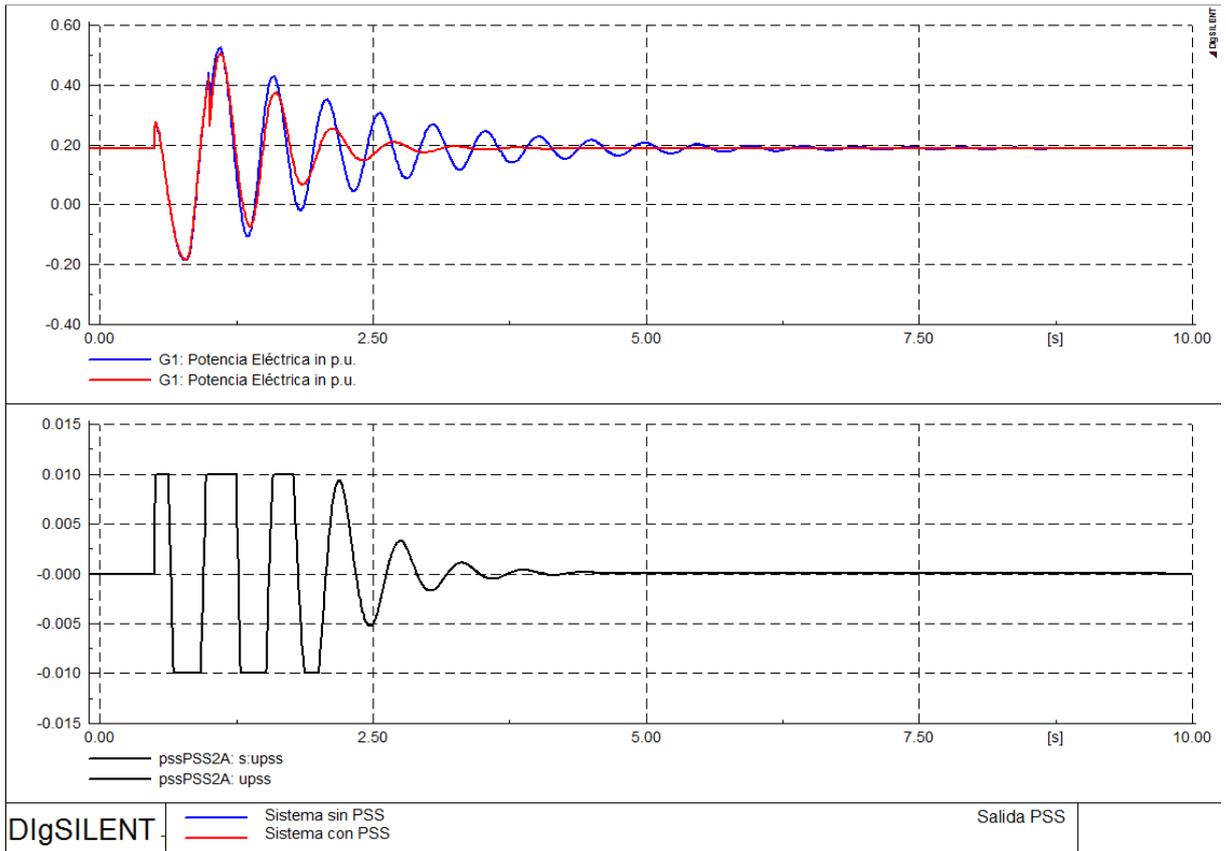


Figura 4.36 Señal de salida del PSS frente a una falla trifásica

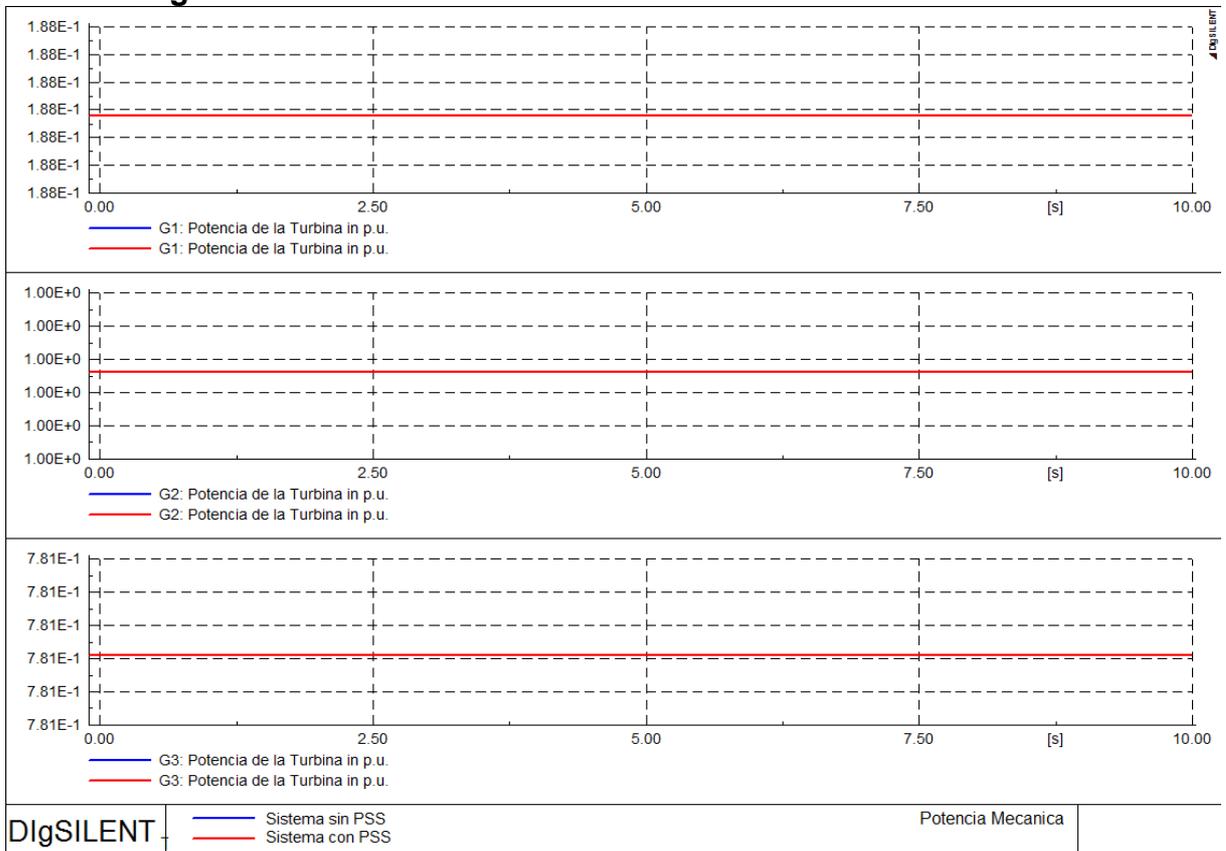


Figura 4.37 Potencia mecánica de los generadores frente a una falla trifásica

Con todas las simulaciones presentadas, se puede notar que, efectivamente, el PSS no produce un efecto estabilizador únicamente en el generador en el que está ubicado, sino en todo el sistema de potencia, y que su acción se ve reflejada en todas las variables del sistema, aunque en unas se note más que en otras.

En base a las tablas presentadas, se puede notar que para todos los casos, el tiempo de establecimiento de las señales al incluir el PSS, se reduce en más del 30%. De la misma manera, el sobreimpulso de las señales logra reducirse considerablemente. Con esto se puede concluir que el estabilizador de sistemas de potencia logra reducir las oscilaciones en el sistema de forma considerable.

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

La inestabilidad de ángulo en sistemas de potencia puede tener su origen en la falta de torque sincronizante, o en la falta de torque de amortiguamiento. La falta de torque sincronizante se puede corregir mediante la aplicación de reguladores automáticos de voltaje. Sin embargo, estos dispositivos son los causantes de la falta de torque de amortiguamiento.

Los estabilizadores de sistemas de potencia son los dispositivos más ampliamente utilizados para afrontar los problemas de inestabilidad oscilatoria. Esto se debe a su alta efectividad y bajo costo en comparación con otro tipo de dispositivos que también se utilizan para cumplir con esta función como los FACTS.

La compensación de fase provista por el PSS no debe ser completa. Es decir, se debe tener un ligero retraso de fase en el rango de frecuencias de interés, ya que de esta forma el PSS además de introducir una componente de torque de amortiguamiento, también aporta con una componente de torque sincronizante lo que incrementa la estabilidad del sistema.

En un sistema de potencia se pueden presentar modos de oscilación con frecuencias similares. La manera más adecuada de distinguir entre diferentes modos de oscilación es realizar un análisis conjunto entre la frecuencia del modo y la participación de los generadores, ya que de esta forma se puede observar como oscilan las máquinas entre sí o unas en contra de otras.

Con el modelo Generador - Barra Infinita resulta evidente que sólo se realiza la sintonización del PSS para un modo de oscilación local. Esto se debe a que de por sí, el modelo considera solamente un generador y una barra infinita, es decir, un generador oscilando contra el resto del sistema, lo que representa un modo local.

Sin embargo, el rango de frecuencias considera el modo interárea por lo que la sintonización del PSS es válida para ambos modos de oscilación.

El diseño de las etapas de compensación de fase del PSS se realiza utilizando el software de simulación MATLAB, ya que mediante el diagrama de Bode se puede obtener el retraso de fase existente en el sistema y por ende la compensación que debe efectuar el estabilizador.

Para comprobar el funcionamiento del PSS se realizan simulaciones en el dominio del tiempo utilizando el software de simulación DlgSILENT Power Factory. Para esto, se considera el sistema de nueve barras de la IEEE ampliamente divulgado en la literatura y que puede encontrarse en las librerías de DlgSILENT con todos los parámetros incluidos.

Para sintonizar la ganancia del PSS se debe realizar un análisis modal, en el que se considere la migración de los valores propios. Se debe incrementar la ganancia del estabilizador hasta que en el sistema se presente una condición de inestabilidad, es decir, hasta que los valores propios migren hacia el lado derecho del plano real. A partir de este punto se considera una fracción del valor de la ganancia. Dependiendo del tipo de entrada del estabilizador, la ganancia que aporta con el mayor amortiguamiento es igual a $1/3$ o $1/8$ del valor de la ganancia de inestabilidad.

La inestabilidad de un sistema de potencia depende en mayor medida del punto de operación del mismo, que de la magnitud o la persistencia de una perturbación. Esto puede comprobarse observando los valores propios de un sistema, obtenidos a partir de las condiciones iniciales del mismo, es decir, antes de que ocurra cualquier tipo de perturbación en el SEP.

Los modos de oscilación de los sistemas de potencia presentan de manera directa el amortiguamiento y la frecuencia del mismo a través de sus correspondientes valores propios. La parte real del valor propio indica que tan amortiguado está un modo, mientras que la parte imaginaria provee información acerca de la frecuencia de oscilación del mismo. Sin embargo, además de estos parámetros se debe

considerar el tiempo de decaimiento del modo, que está directamente relacionado con la razón de amortiguamiento, ya que mientras más amortiguado esté el modo de oscilación, más rápido decae, y adicionalmente se debe considerar la amplitud del modo, que indica que tan fuerte es una oscilación en particular.

La sintonización de los PSS sólo debe realizarse después de haber sintonizado en forma adecuada los reguladores de voltaje y los reguladores de velocidad de los generadores del sistema de potencia.

Al analizar las simulaciones en el dominio del tiempo se puede observar que el PSS reduce las oscilaciones del sistema tanto en magnitud como en el tiempo que tardan en desaparecer, para las dos condiciones de prueba.

Para determinar la ubicación más adecuada del PSS se debe realizar un análisis conjunto entre los factores de participación asociados a la velocidad de los generadores y las respuestas de frecuencia en el modelo Generador – Barra Infinita. De esta manera se pudo concluir que para el sistema de prueba, la mejor opción, es colocar al PSS en el generador 2.

La ganancia de inestabilidad obtenida para el estabilizador es de 1,6, por lo que la ganancia que proporciona el máximo amortiguamiento en el caso de un PSS con entrada de potencia, es igual a 0,2, es decir, la octava parte del valor inicial.

La compensación de fase provista por el PSS2A en el sistema de prueba corresponde a las constantes de tiempo $T1=T3=0,27$ y $T2=T4=0,09$. Con estos valores se tiene una frecuencia centro de $f_c = 1,021$ y una razón entre las constantes de $n = 3$.

Los resultados que se encuentran en las simulaciones pueden no mostrar una respuesta adecuada de los sistemas de control, ya que no es el objetivo de este trabajo realizar la sintonización del AVR y del regulador de velocidad. Sin embargo, puede notarse de forma efectiva la acción del PSS ante perturbaciones sufridas en el sistema de potencia.

El sistema de prueba inicialmente presenta un modo de oscilación del generador 1 en contra de los generadores 2 y 3, con una frecuencia $f = 2,059$, lo que corresponde a un modo local, con un amortiguamiento $\zeta = 4,93\%$, con lo que se puede concluir que se tiene un modo pobremente amortiguado que contribuye a la inestabilidad del sistema.

Los análisis en el dominio del tiempo muestran que los estabilizadores de sistemas de potencia reducen efectivamente el tiempo de establecimiento de las señales, y también la amplitud de las oscilaciones.

5.2 RECOMENDACIONES

Para grandes sistemas de potencia se recomienda utilizar el estabilizador de sistemas de potencia de doble entrada ya que no presentan sensibilidad frente a las oscilaciones torsionales.

Se recomienda utilizar la metodología establecida en este trabajo para realizar la sintonización de los PSS. Sin embargo, para la sintonización de estabilizadores en sistemas multimáquina resulta necesaria la inclusión de técnicas coordinadas de control robusto, ya que no es lo más adecuado sintonizar un estabilizador, y luego seguir nuevamente el mismo proceso para sintonizar otro PSS en un generador diferente.

La información que se extrae de DIgSILENT no proporciona ningún indicio acerca de la ubicación óptima de los estabilizadores de sistemas de potencia, por lo que se recomienda realizar un análisis conjunto utilizando los factores de participación de los generadores y las respuestas de frecuencia.

Se recomienda verificar en las simulaciones que las respuestas obtenidas sean coherentes y correspondan a los eventos creados. De no ser así, es necesario verificar los parámetros de otros controladores como reguladores de velocidad o reguladores de voltaje ya que éstos pueden tener un comportamiento erróneo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. KUNDUR Prabha, Power System Stability and Control, McGraw – Hil, 1994.
2. SHAHAB Khan, Definition & Classification of Power System Stability, 2009.
3. BIKASH Pal, BALARKO Chaudhuri, Robust Control in Power Systems, Springer, 2005.
4. SNYDER Aaron Francis, Inter-Area Oscillation Damping with Power System Stabilizers and Synchronized Phasor Measurements, Tesis de Maestría, 1997.
5. KUNDUR P., KLEIN M., ROGERS G.J., Application of Power System Stabilizers for Enhancement of Overall Systems, IEEE Transactions, 1999.
6. BÉRUBÉ G.R., HAJAGOS L.M., Accelerating - Power Based Power System Stabilizers, 2007.
7. DEMELLO Francisco, CONCORDIA Charles, Concepts of Synchronous Machine Stability as Affected by Excitation Control, IEEE Transactions, 1969.
8. IEEE COMMITTEE REPORT, Excitation System Models for Power System Stability Studies, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1981.
9. IESO, Enersource Hydro Mississauga: GTAA Project, 2005.
10.
<http://www.usea.org/programs/Blacksea/Dynamic%20Modeling%20Training/BSTP%20DYN%20ISTANBUL%2020110516%20%281%29.pdf>.
11.
<http://www.eirgrid.com/media/Application%20form%20for%20Generation%20Facilities.pdf>.
12. TANG Bixiang, Parameter Tuning and Experimental Results of Power System Stabilizer, Tesis de Maestría, 2011.
13. MURDOCH A., VENKATARAMAN S., LAWSON R.A., PEARSON W.R., Integral of Accelerating Power Type PSS, Part 1 & 2, IEEE Transactions on Energy Conversion, 1999.
14. PADIYAR K.R., Power System Dynamics Stability and Control, BS Publications, 2008.
15. KUO Benjamin, Sistemas de Control Automático, Prentice Hall, 1996.

16. OGATA Katsuhiko, Ingeniería de Control Moderna, Prentice Hall, 1998.
17. ANDERSON P.M., FOUAD A.A., Power System Control and Stability, IEEE PRESS, 2003.
18. <http://es.scribd.com/doc/60460707/IEEE-421-2-System#>.

ANEXOS

A.1 PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR EL ANÁLISIS MODAL

DigSILENT Power Factory permite obtener diferentes parámetros con los que se puede reconocer los modos de oscilación que se presentan dentro de un sistema. A continuación se describe el procedimiento a seguir para obtener dichos parámetros.

a) Una vez modelado el sistema, se corre un flujo de potencia para verificar que no exista ningún error, como se muestra en la Figura A.1

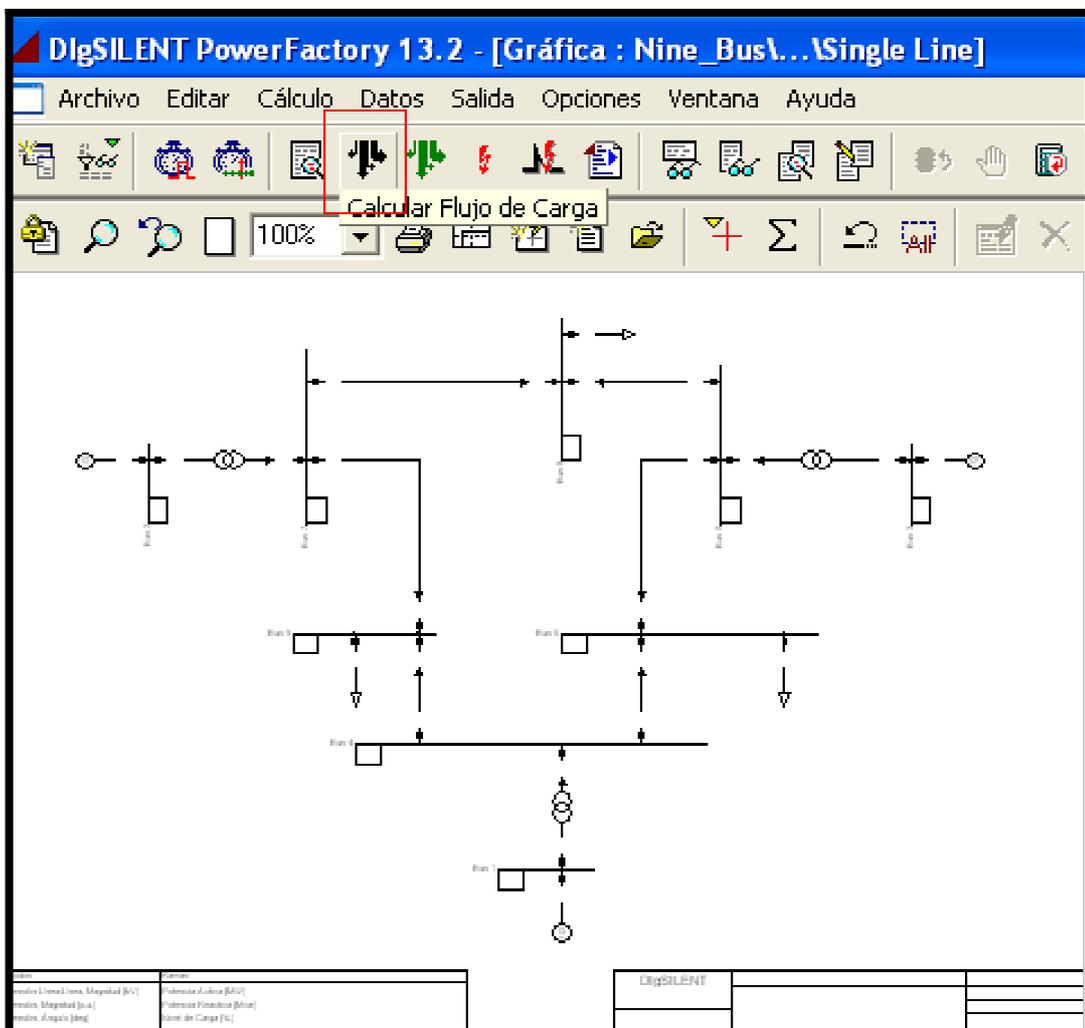


Figura A.1 Cálculo de flujo de potencia

b) El siguiente paso es calcular las condiciones iniciales, con la herramienta que se muestra en la Figura A.2. Este paso es muy importante, ya que las condiciones iniciales obtenidas permiten proceder con el cálculo del análisis modal.

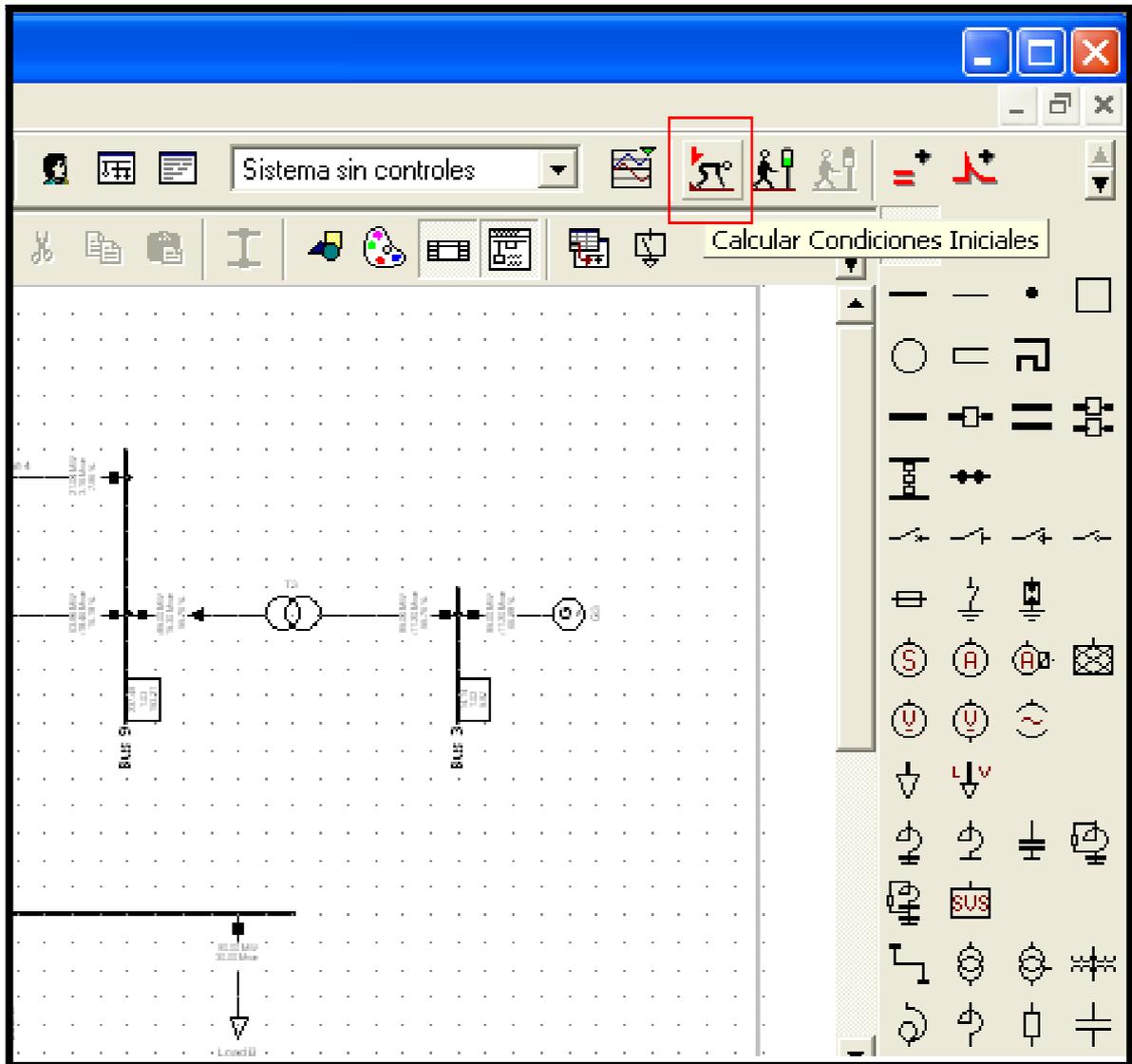


Figura A.2 Cálculo de condiciones iniciales

c) Una vez realizado el cálculo de condiciones iniciales, se procede a realizar el análisis modal utilizando la herramienta que se muestra en la Figura A.3.

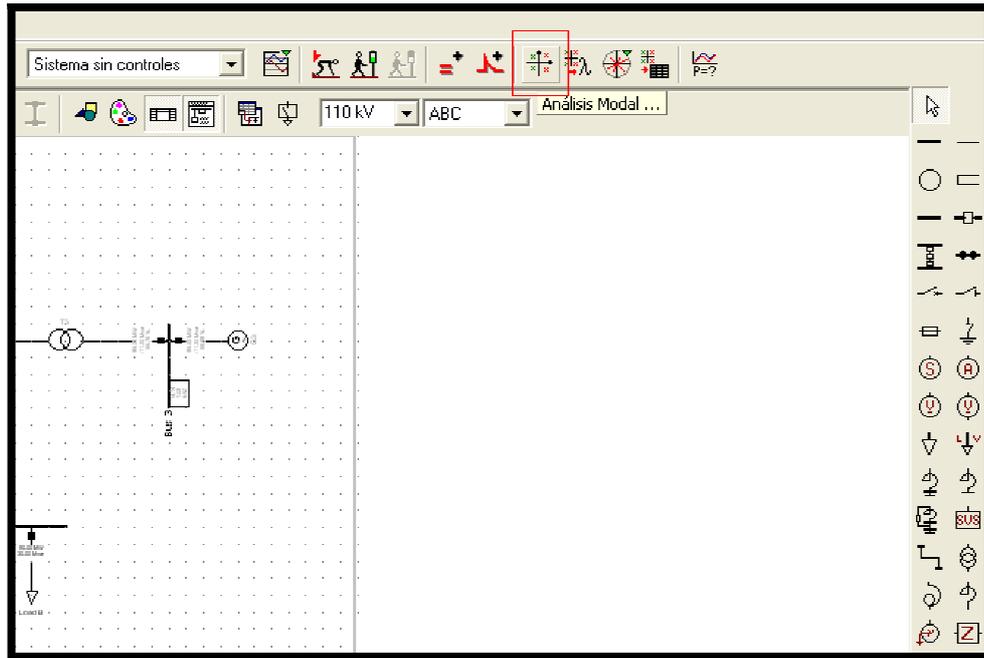


Figura A.3 Análisis modal del sistema de nueve barras

d) El análisis modal permite obtener los valores propios del sistema, y la participación de los generadores en los diferentes modos de oscilación. La información de estos parámetros se encuentra en “Análisis de Cálculos de Salida” como se muestra en la Figura A.4.

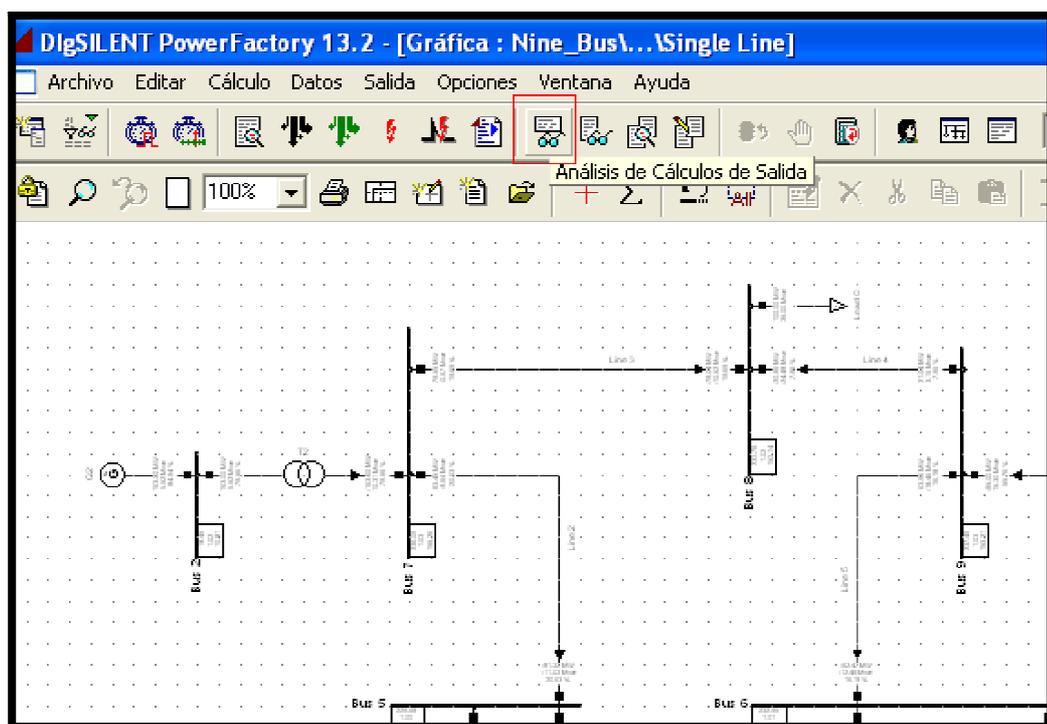


Figura A.4 Análisis de Cálculos de Salida

Al acceder a esta opción aparecen las ventanas de las Figuras A.5 y A.6:

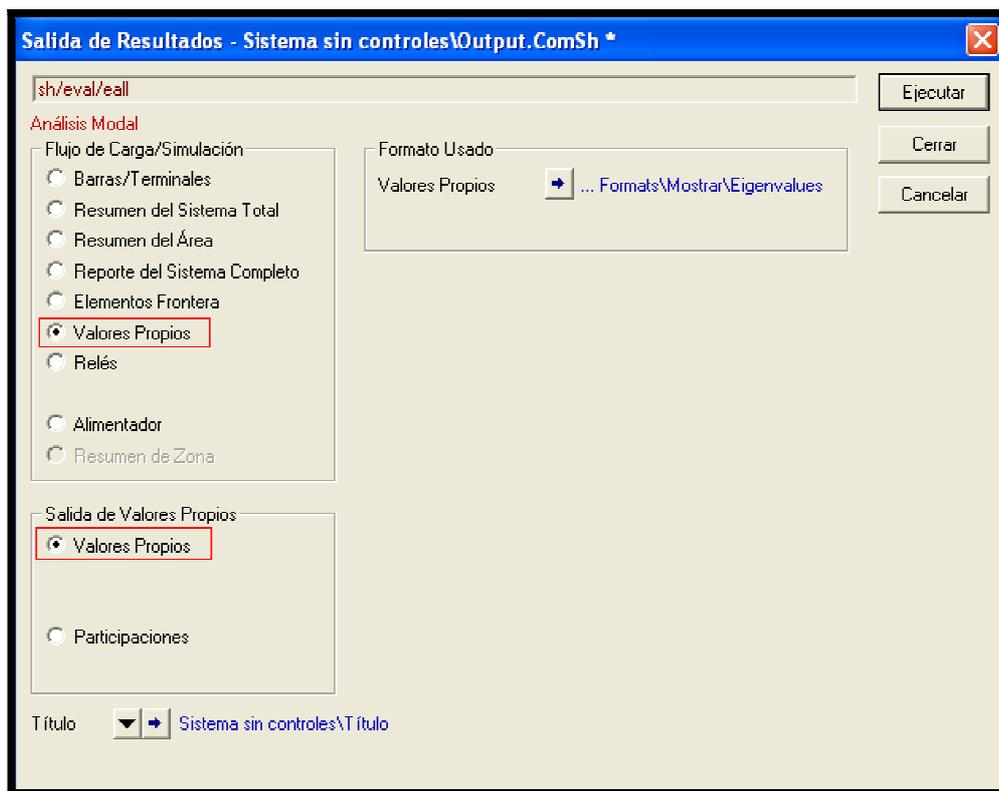


Figura A.5 Salida de resultados para obtener valores propios

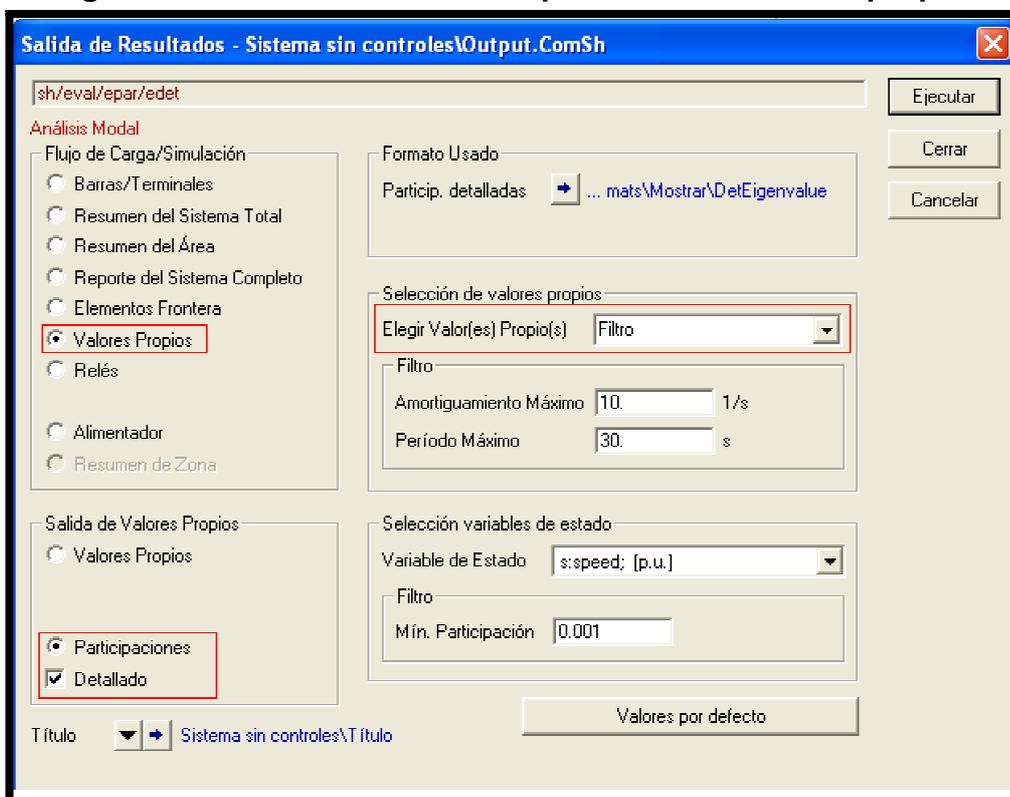


Figura A.6 Salida de resultados para obtener participaciones

Al seleccionar la opción “Detallado” se obtienen las participaciones de los generadores de manera gráfica. El Filtro, permite obtener las participaciones de los generadores en todos los modos. Se puede seleccionar también un modo en específico.

Los resultados de estos comandos se muestran en la ventana de salida como se verá más adelante.

Los valores propios también pueden ser representados gráficamente, utilizando la herramienta que se muestra en la Figura A.7. Esto permite observar de una mejor manera si se tiene modos pobremente amortiguados.

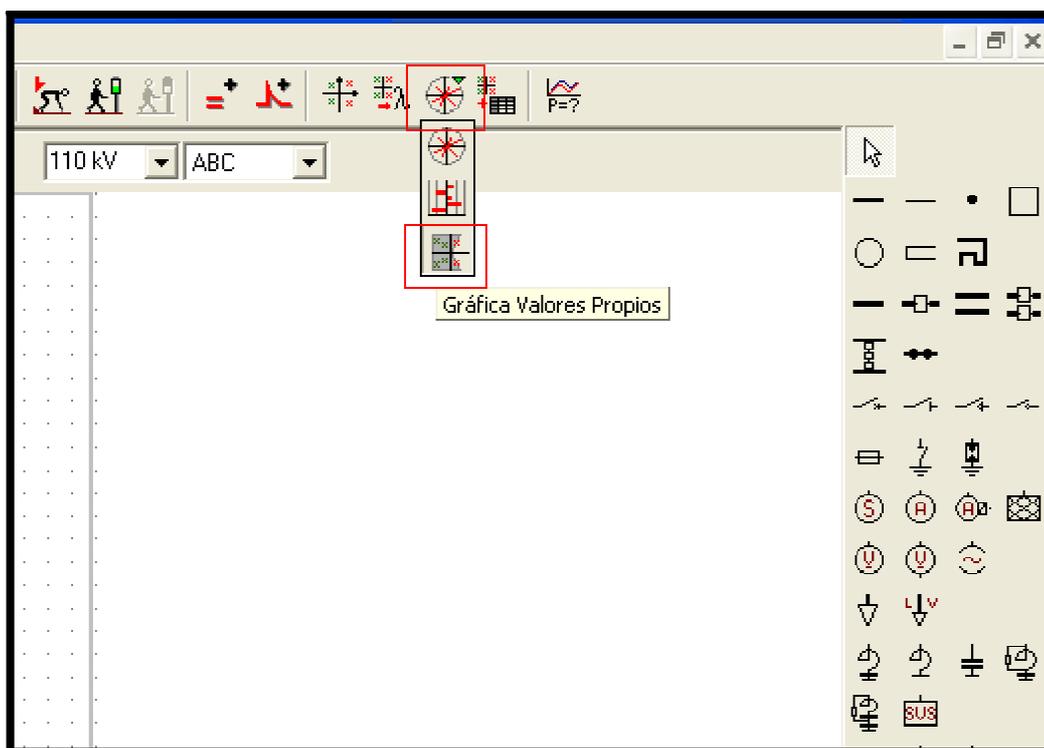


Figura A.7 Representación gráfica de los valores propios

Todos los resultados obtenidos con este procedimiento se encuentran dentro del trabajo.

Es necesario aclarar que para utilizar esta opción, se requiere también realizar un análisis modal anteriormente. Los resultados de este comando se muestran en una ventana diferente.

**A.2 DIAGRAMAS DE BLOQUE DE LOS MODELOS EMPLEADOS EN
DIGSILENT POWER FACTORY**

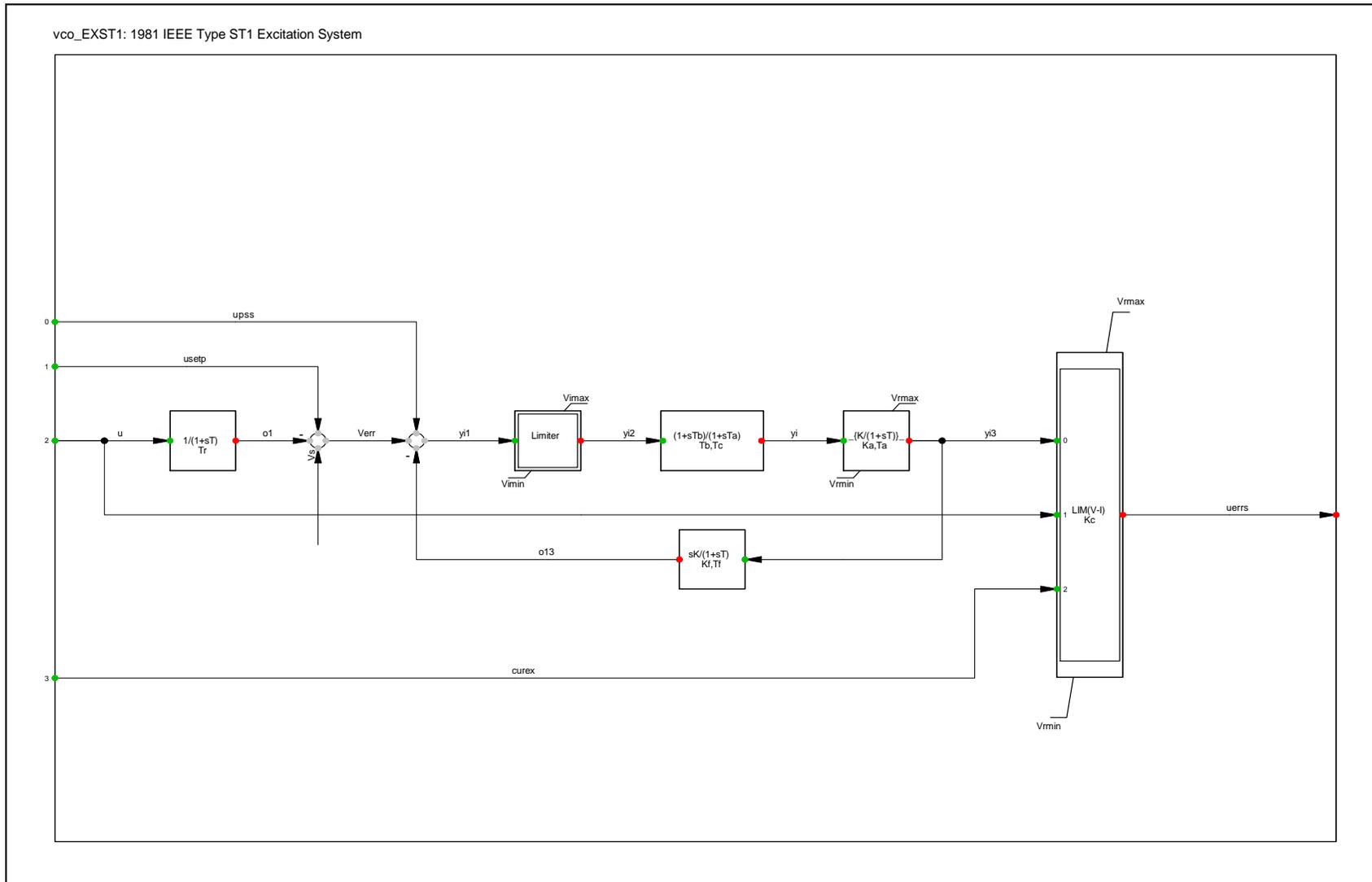


Figura A.8 Modelo del sistema de excitación estático EXST1

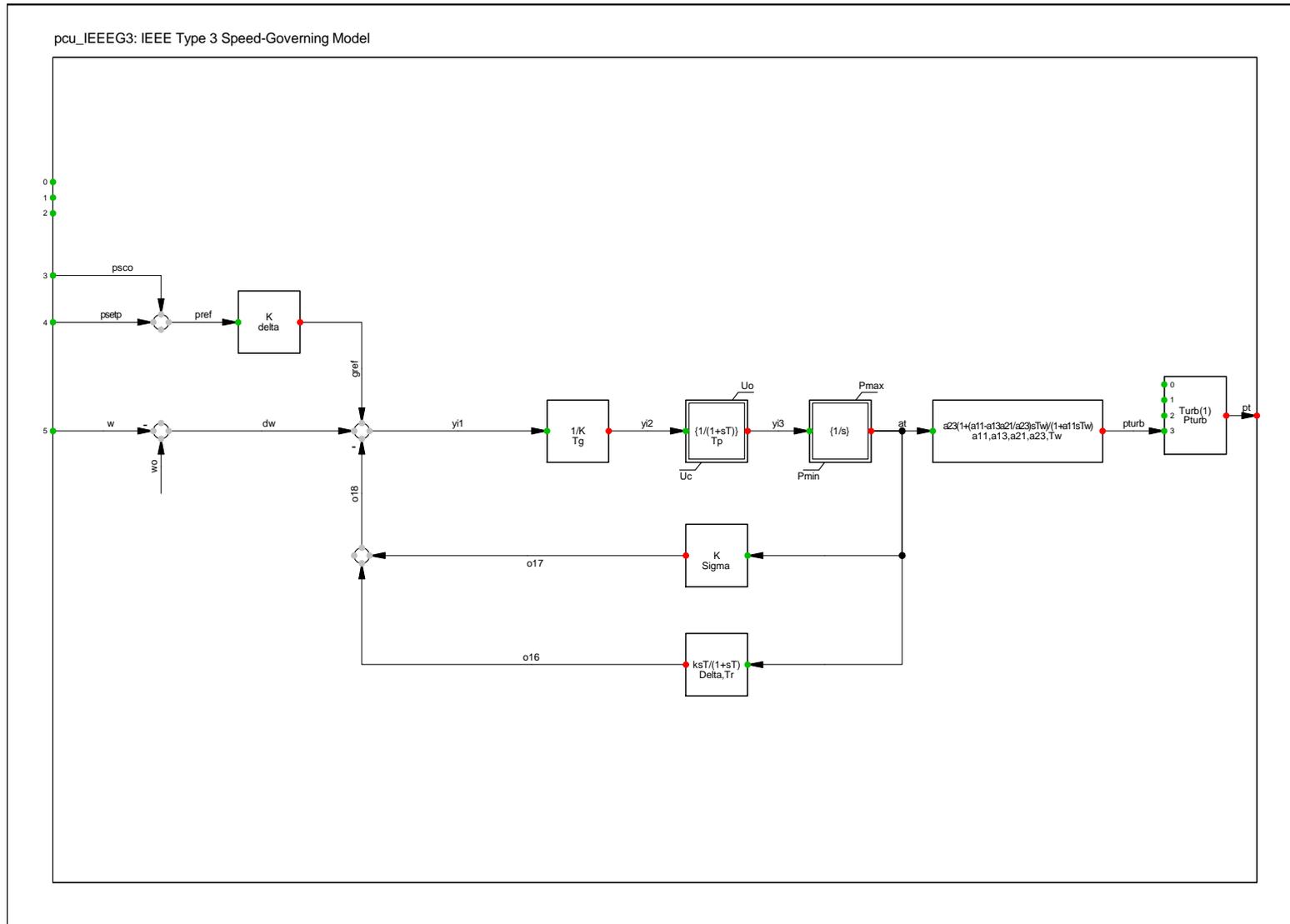


Figura A.9 Modelo del sistema de turbina hidráulica y regulador de velocidad IEEEG3

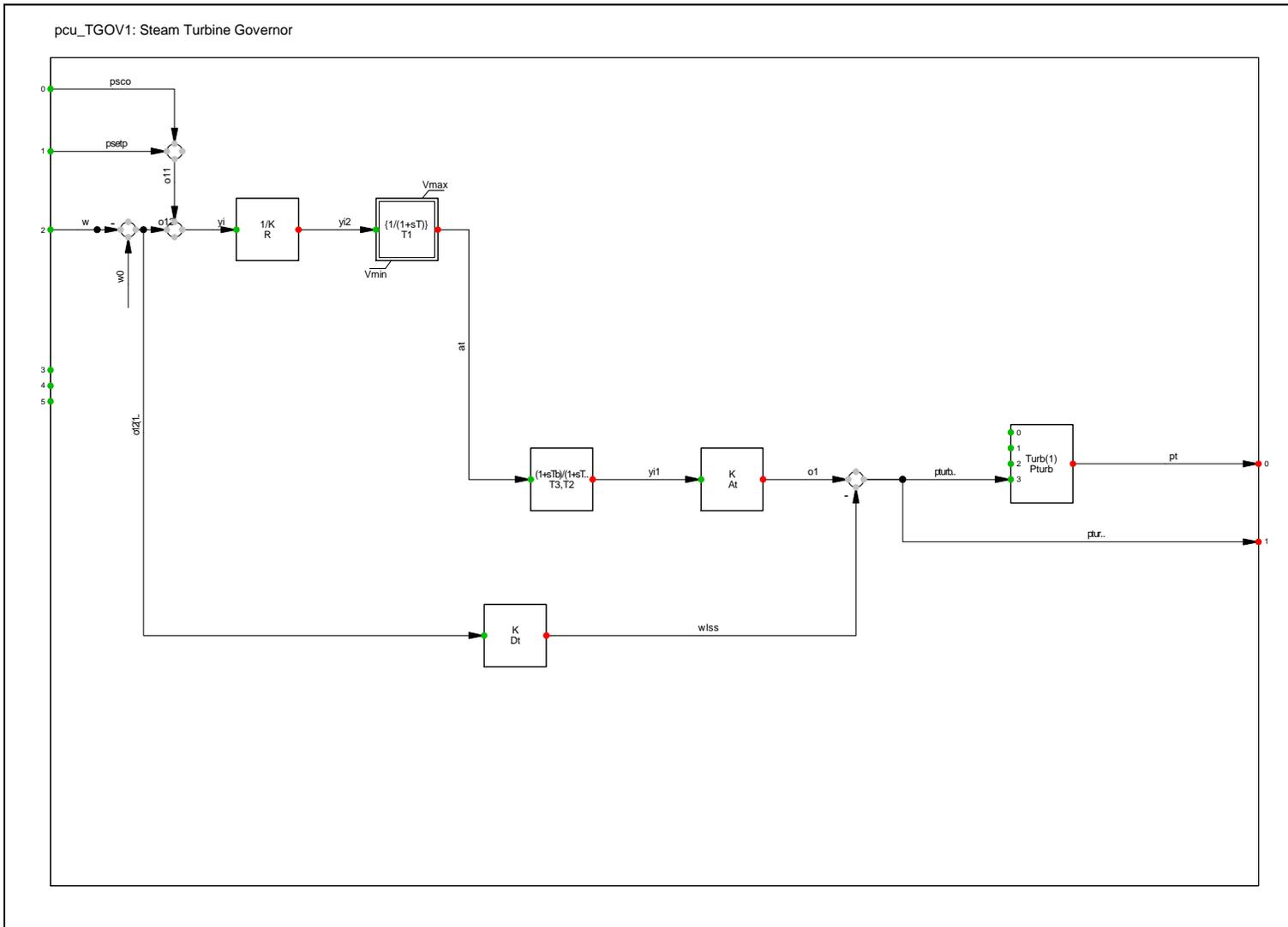


Figura A.10 Modelo del sistema de turbina de vapor y regulador de velocidad TGOV1

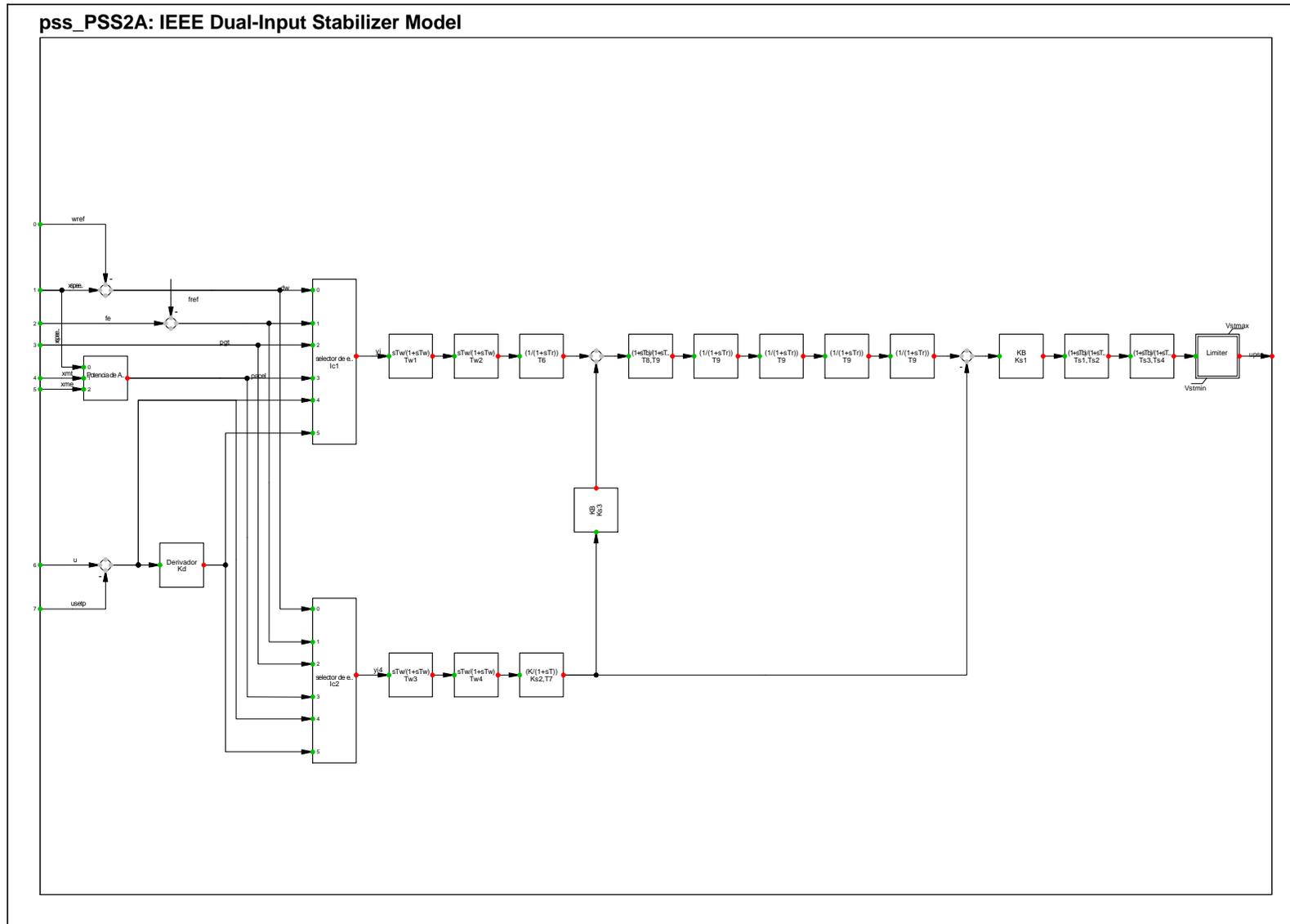


Figura A.11 Modelo del estabilizador de sistemas de potencia PSS2A