



REPÚBLICA DEL ECUADOR

Escuela Politécnica Nacional

" E S C I E N T I A H O M I N I S S A L U S "

La versión digital de esta tesis está protegida por la Ley de Derechos de Autor del Ecuador.

Los derechos de autor han sido entregados a la "ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL" bajo el libre consentimiento del (los) autor(es).

Al consultar esta tesis deberá acatar con las disposiciones de la Ley y las siguientes condiciones de uso:

- Cualquier uso que haga de estos documentos o imágenes deben ser sólo para efectos de investigación o estudio académico, y usted no puede ponerlos a disposición de otra persona.
- Usted deberá reconocer el derecho del autor a ser identificado y citado como el autor de esta tesis.
- No se podrá obtener ningún beneficio comercial y las obras derivadas tienen que estar bajo los mismos términos de licencia que el trabajo original.

El Libre Acceso a la información, promueve el reconocimiento de la originalidad de las ideas de los demás, respetando las normas de presentación y de citación de autores con el fin de no incurrir en actos ilegítimos de copiar y hacer pasar como propias las creaciones de terceras personas.

***Respeto hacia sí mismo y hacia los demás***

# ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y  
ELECTRÓNICA

SINTONIZACIÓN DE ESTABILIZADORES DE POTENCIA  
(PSS) EN SISTEMAS MULTI MÁQUINA

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE  
INGENIERO ELÉCTRICO

JUAN MIGUEL LOZADA LÓPEZ

[ilvecchio@hotmail.es](mailto:ilvecchio@hotmail.es)

DIRECTOR: Dr. Hugo Neptalí Arcos Martínez.

[harcosar@gmail.com](mailto:harcosar@gmail.com)

Quito, Septiembre 2015

## **DECLARACIÓN**

Yo, Juan Miguel Lozada López, 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.

---

**Lozada López Juan Miguel**

## CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por el señor Juan Miguel Lozada López, bajo nuestra supervisión y autoría.

-----  
Dr. Hugo Arcos

## **AGRADECIMIENTO**

A mis padres Sonia y Juan que son mi base, mi fuerza, mi ejemplo. Que con su amor y comprensión supieron guiarme y formarme como persona, que me enseñaron que para alcanzar mis metas se debe ser perseverante.

Al Doctor Hugo Arcos por haberme brindado su confianza y guía para poder culminar este proyecto.

A mi tía Marlene que con su apoyo y sus consejos me han permitido crecer como persona. A mi tío Milton por haberme abierto las puertas de su hogar. A toda mi familia que siempre ha sido un apoyo en mi vida. A mi abuelita mami Lucha que aunque ya no esté con nosotros su recuerdo y su espíritu sigue junto a mí.

A todos mis amigos a los que considero como hermanos con los que he compartido todos estos años, que siempre han estado en las buenas y en las malas.

## DEDICATORIA

A mis padres, Sonia y Juan

**Juan Miguel**

## CONTENIDO

CAPÍTULO 1 .....	8
1 INTRODUCCIÓN .....	8
1.1 OBJETIVOS .....	8
1.1.1 OBJETIVO GENERAL .....	8
1.1.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS .....	8
1.2 ALCANCE .....	9
1.3 JUSTIFICACIÓN .....	9
CAPÍTULO 2 .....	11
2 MARCO TEÓRICO .....	11
2.1 INTRODUCCIÓN.....	11
2.2 ESTRUCTURA DE UN SISTEMA DE POTENCIA [1] [2] .....	11
2.3 SISTEMAS DE CONTROL EN UN SISTEMA DE POTENCIA [1].....	13
2.3.1 ESTABILIDAD EN UN SISTEMA DE POTENCIA. [1] [2] [3].....	14
2.3.2 CLASIFICACIÓN DE LA ESTABILIDAD DE UN SEP .....	16
2.3.2.1 ESTABILIDAD DE ÁNGULO DEL ROTOR. [1] [3].....	17
2.3.2.1.1 ESTABILIDAD TRANSITORIA.....	19
2.3.2.1.2 ESTABILIDAD DE PEQUEÑA SEÑAL .....	20
2.3.2.2 ESTABILIDAD DE VOLTAJE [1] .....	23
2.3.2.3 ESTABILIDAD DE FRECUENCIA [2] .....	25
2.4 ESTABILIZADORES DE POTENCIA (PSS) [1] [2] [3].....	26
2.4.1 TRANDUCTOR DE VOLTAJE .....	27
2.4.2 EXCITATRIZ .....	27
2.4.3 BLOQUE DE GANANCIA.....	27
2.4.4 FILTRO WASHOUT .....	28
2.4.5 BLOQUE DE COMPENSACION DE FASE.....	28
2.4.6 LIMITADORES DEL ESTABILIZADOR.....	29

2.5	MEJORAMIENTO DE LA ESTABILIDAD DE PEQUEÑA SEÑAL [1]....	29
2.5.1	UTILIZACIÓN DE ESTABILIZADORES DE POTENCIA.....	29
2.5.1.1	Estabilizador con señal de entrada de velocidad del eje.....	30
2.5.1.2	Estabilizador con señal de entrada de potencia de aceleración [1] [4].....	30
2.5.1.3	Estabilizadores de frecuencia.....	33
2.6	ALGORITMOS EVOLUTIVOS [5] [6].....	34
2.6.1	CODIFICACIÓN.....	35
2.6.2	FUNCIÓN APTITUD.....	35
2.6.2.1	Convergencia prematura.....	36
2.6.2.2	Lentitud en el proceso.....	36
2.6.3	OPERADORES BÁSICOS.....	37
2.6.3.1	Selección.....	37
2.6.3.2	Mutación.....	37
2.7	MVMO [6].....	38
2.7.1	INICIALIZACIÓN.....	40
2.7.1.1	EVALUACIÓN DE APTITUD Y CRITERIO DE FINALIZACIÓN [6].....	41
2.7.2	ARCHIVO SOLUCIÓN.....	42
2.7.3	SELECCIÓN PARENT, CRUCE Y MUTACIÓN.....	43
CAPÍTULO 3.....		47
3	PLANTEAMIENTO METODOLÓGICO.....	47
3.1	METODO DE SINTONIZACIÓN GENERADOR BARRA INFINITA [1] [2] [3].....	47
3.1.1	MODELO GENERADOR BARRA INFINITA [1].....	48
3.1.1.1	Representación del generador mediante el modelo clásico [1].....	49
3.1.1.2	Efecto de la dinámica del circuito de campo.....	50
3.1.1.3	Sistema de excitación.....	51
3.1.1.4	Modelo Heffron Phillips [1] [2] [3].....	52
3.1.1.5	Compensación de fase [2] [3].....	55
3.1.1.5.1	Determinación de las constantes de tiempo.....	57
3.1.1.6	Determinación de la ganancia.....	58



3.2	METODO DE SINTONIZACIÓN DE PSS MEDIANTE EL USO DEL ALGORITMO MVMO [6].....	59
3.2.1	APLICACIÓN DEL ALGORITMO MVMO EN LA SINTONIZACIÓN DE PSS [6].....	60
CAPÍTULO 4 .....		62
4	APLICACIÓN PRÁCTICA Y ANÁLISIS DE RESULTADOS .....	62
4.1	APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE SINTONIZACIÓN GENERADOR BARRA INFINITA [1] [2] [3] .....	63
4.1.1	MODELO GENERADOR BARRA INFINITA [1] .....	66
4.1.2	MODELO HEFFRON PHILLIPS [2] [3].....	66
4.1.2.1	Compensación de fase.....	68
	➤ Determinación de las constantes de tiempo .....	70
4.1.2.2	DETERMINACIÓN DE LA GANANCIA.....	71
4.1.3	SISTEMA DE PRUEBA.....	72
4.1.3.1	SNI interconectado con una red equivalente de Colombia. ....	73
4.1.3.1.1	Determinación de los parámetros de la red equivalente de Colombia.....	73
4.1.3.1.2	Análisis ante una perturbación .....	74
4.1.3.1.3	Sintonización de los estabilizadores de potencia de las principales unidades de generación del sistema. ....	78
4.1.3.2	SNI interconectado con Colombia con sus PSS fuera de servicio .....	81
4.1.3.2.1	Todos los PSS sintonizados activados.....	84
4.1.3.3	S.N.I. interconectado con Colombia con sus PSS activados .....	87
4.1.4	ANÁLISIS DE PEQUEÑA SEÑAL DEL SISTEMA .....	90
4.2	APLICACIÓN DEL ALGORITMO DE OPTIMIZACIÓN MVMO [6].....	92
4.2.1	APLICACIÓN CON GENERADORES INDIVIDUALES.....	93
4.2.2	APLICACIÓN CON GENERADORES EQUIVALENTES .....	94
4.2.2.1	Modelos con tres bloques de compensación.....	95
4.2.2.2	Modelos con dos bloques de compensación .....	97
4.2.3	BASE DE DATOS FINAL .....	97
4.2.3.1	Análisis dinámico .....	99

CAPÍTULO 5 .....	102
5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	102
5.1 CONCLUSIONES.....	102
5.2 RECOMENDACIONES .....	103
6 BIBLIOGRAFIA.....	104
7 ANEXOS.....	105

## **RESUMEN**

El objetivo principal del proceso de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica es brindar el mejor servicio a los usuarios. El presente trabajo se ha desarrollado buscando mejorar la estabilidad de pequeña señal y la estabilidad transitoria de sistemas de potencia, mediante la sintonización de estabilizadores de potencia PSS utilizando dos metodologías.

Una base de datos del sistema eléctrico de potencia ecuatoriano es implementada en DigSILENT Power Factory y se realiza la sintonización de los parámetros de sus estabilizadores de potencia (PSS). Posteriormente se realiza un estudio de estabilidad, verificándose el efecto que produce la sintonización de estos dispositivos en la estabilidad del sistema.

## PRESENTACION

Con el objetivo de mejorar las condiciones de estabilidad de un sistema de potencia mediante la utilización de Estabilizadores de Potencia. Este trabajo ha sido desarrollado en 5 capítulos en los que se detalla la aplicación de dos metodologías utilizadas en la sintonización de PSS.

En el Capítulo 1 se encuentra los objetivos general y específicos, el alcance y justificación del presente proyecto.

En el Capítulo 2 se presenta la estructura de un sistema de potencia, los problemas de estabilidad que se pueden presentar, además de los controladores estabilizadores de potencia (Power systems stabilizers, PSS), su estructura, clasificación y los beneficios que brinda en un sistema de potencia. Finalmente se realiza una introducción a la teoría de algoritmos evolutivos.

En el Capítulo 3 se presenta un análisis de las metodologías de sintonización de PSS escogidas, así como el procedimiento que se debe llevar a cabo para su respectiva aplicación.

En el capítulo 4 se aplica la metodología Generador - Barra infinita para la sintonización de PSS de las principales unidades del sistema de potencia escogido. Una vez obtenidos estos parámetros para los PSS se procede a realizar el análisis de estabilidad de pequeña señal y estabilidad transitoria en el sistema. En base a los resultados obtenidos se procede a aplicar el algoritmo de optimización mapeo de media-varianza (Mean-Variance Mapping Optimization Algorithm, MVMO) para la parametrización de los PSS de las unidades de generación con mayor factor de participación en los modos oscilatorios problema. Finalmente se analiza los resultados obtenidos verificando los beneficios brindados por los PSS sintonizados en la estabilidad del sistema.

En el capítulo 5 se presenta las conclusiones y recomendaciones del trabajo realizado.

## GLOSARIO DE TÉRMINOS

$M$	Constante de inercia, 2H.
$\Delta P_m$	Cambio en la potencia mecánica de entrada
$\Delta P_e$	Cambio en la potencia eléctrica de salida.
$\Delta \omega_{eq}$	Equivalente de la desviación de velocidad.
$K_s$	Coefficiente de torque sincronizante en pu torque/rad.
$K_D$	Coefficiente de torque de amortiguamiento en pu torque/pu desviación de velocidad.
$H$	Constante de inercia en MW*s/MVA
$\Delta \omega_r$	Desviación de la velocidad en pu= $(\omega_r - \omega_0) / \omega_0$ .
$\Delta \delta$	Desviación del ángulo del rotor en radianes eléctricos.
$s$	Operador de Laplace.
$\omega_0$	Velocidad medida en radianes eléctricos/s= $2\pi f_0$ .
$\psi$	Concatenaciones de flujo.
$E_B$	Voltaje en la barra infinita.
$V_{ref}$	Voltaje de referencia
$L_{ads}$	Inductancia de saturación en eje directo.
$L_{fd}$	Inductancia de campo.
$x_d'$	Reactancia transitoria
$T_d'$	Constante de tiempo transitorio.
$D$	Amortiguamiento.
$X_d$	Reactancia en eje directo.
$X_q$	Reactancia en eje de cuadratura.
$X_{Tq}$	Reactancia total de cuadratura.
$X_{Td}$	Reactancia total de eje directo.
$R_T$	Resistencia total.
$SNI$	Sistema nacional interconectado ecuatoriano

# CAPÍTULO 1

## 1 INTRODUCCIÓN

Dada la importancia que tiene la energía eléctrica en las actividades económicas que se desarrollan en un país es indispensable controlar adecuadamente los procesos de producción, transmisión y distribución de energía eléctrica, brindando las mejores condiciones de estabilidad en su operación con el objetivo de ofrecer el mejor servicio posible a los usuarios.

### 1.1 OBJETIVOS

#### 1.1.1 OBJETIVO GENERAL

Realizar una revisión de las diversas técnicas de sintonización de PSS en sistemas de potencia con la finalidad de determinar una aplicación práctica que permita el mejoramiento del amortiguamiento de los modos oscilatorios presentes en los sistemas de potencia.

#### 1.1.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Realizar una revisión bibliográfica de diversas técnicas de sintonización de PSS, evaluando su aplicabilidad en redes ejemplo.
- Efectuar un análisis de diagnóstico de redes ejemplo para determinar necesidades de calibración de PSS.
- Realizar la sintonización de PSS aplicando la técnica seleccionada y verificar en redes ejemplo el incremento de amortiguamiento de los modos oscilatorios problema.
- Verificar el efecto que causa la sintonización de los PSS en las redes ejemplo ante grandes perturbaciones.

## 1.2 ALCANCE

Se realizará un análisis de las técnicas más utilizadas en la parametrización de PSS, determinando cuál de estas metodologías presenta las mejores condiciones para su aplicación práctica y brinda los mejores resultados en sistemas de potencia.

Mediante el uso del software Digsilent Power Factory se realizará el análisis de diagnóstico de redes ejemplo para conocer los modos problema de dichos sistemas.

Con la metodología seleccionada se determinarán las constantes de tiempo y ganancias de los PSS y se verificará su efecto en el amortiguamiento de los modos oscilatorios problema.

Se verificará en las redes ejemplo el beneficio que brinda la correcta sintonización de los PSS ante grandes perturbaciones que se pueden producir en el sistema.

## 1.3 JUSTIFICACIÓN

Las continuas variaciones de carga son contrarrestadas mediante el control automático de generación, sin embargo la actuación de los sistemas de control de velocidad de los generadores pueden ocasionar el apareamiento de modos de oscilación propios del intercambio de carga entre máquinas.

El método más comúnmente aplicado en Sistemas de Potencia es la utilización de PSS, equipos que permiten agregar amortiguamiento a las oscilaciones del rotor del generador sincrónico controlando el torque eléctrico mediante la variación de su excitación.

Una adecuada sintonización de los Estabilizadores de Potencia (PSS) de los generadores sincrónicos de un sistema, permite mejorar su respuesta

aumentando el amortiguamiento de los modos oscilatorios y mejorando las condiciones de seguridad en la operación.

Este trabajo enfoca la problemática de sintonización de estabilizadores de potencia debido a que estos elementos brindan grandes beneficios, pero una mala parametrización ocasiona un efecto contraproducente en la estabilidad de un sistema.



## **CAPÍTULO 2**

### **2 MARCO TEÓRICO**

#### **2.1 INTRODUCCIÓN**

En el presente capítulo se realiza una descripción básica de un sistema de potencia, se analiza su estructura y los sistemas de control presentes en las unidades de generación y sistemas de transmisión. Se realiza también una introducción a los problemas de estabilidad que se presentan en un sistema de potencia, determinando cuáles son sus causas y consecuencias así como sus posibles soluciones.

#### **2.2 ESTRUCTURA DE UN SISTEMA DE POTENCIA [1] [2]**

Los sistemas eléctricos de potencia independientemente de su tamaño o de sus componentes poseen las siguientes características:

- Sistemas trifásicos A.C. operados a voltaje constante. Tanto en la generación como en la transmisión se utilizan equipos trifásicos.
- El sistema trifásico es balanceado.
- En la generación se utiliza por lo general máquinas sincrónicas, se transforman las formas de energía primaria (combustibles fósiles, recursos hidráulicos) en energía mecánica y esta a su vez en energía eléctrica mediante generadores eléctricos.
- La transmisión de la energía producida en las centrales de generación se realiza mediante el uso de redes conformadas por líneas de transmisión, transformadores y elementos de maniobra y protección, de esta forma se entrega esta energía a los usuarios distribuidos en distintas zonas del sistema.

El sistema de transmisión interconecta los puntos de generación con los grandes centros de consumo, este a su vez se subdivide en:

- Sistema de transmisión.
- Sistema de subtransmisión.
- Sistema de distribución.

En la Figura 2.1 se observa la estructura de un sistema de potencia, identificándose los subsistemas de generación, transmisión y distribución de energía.

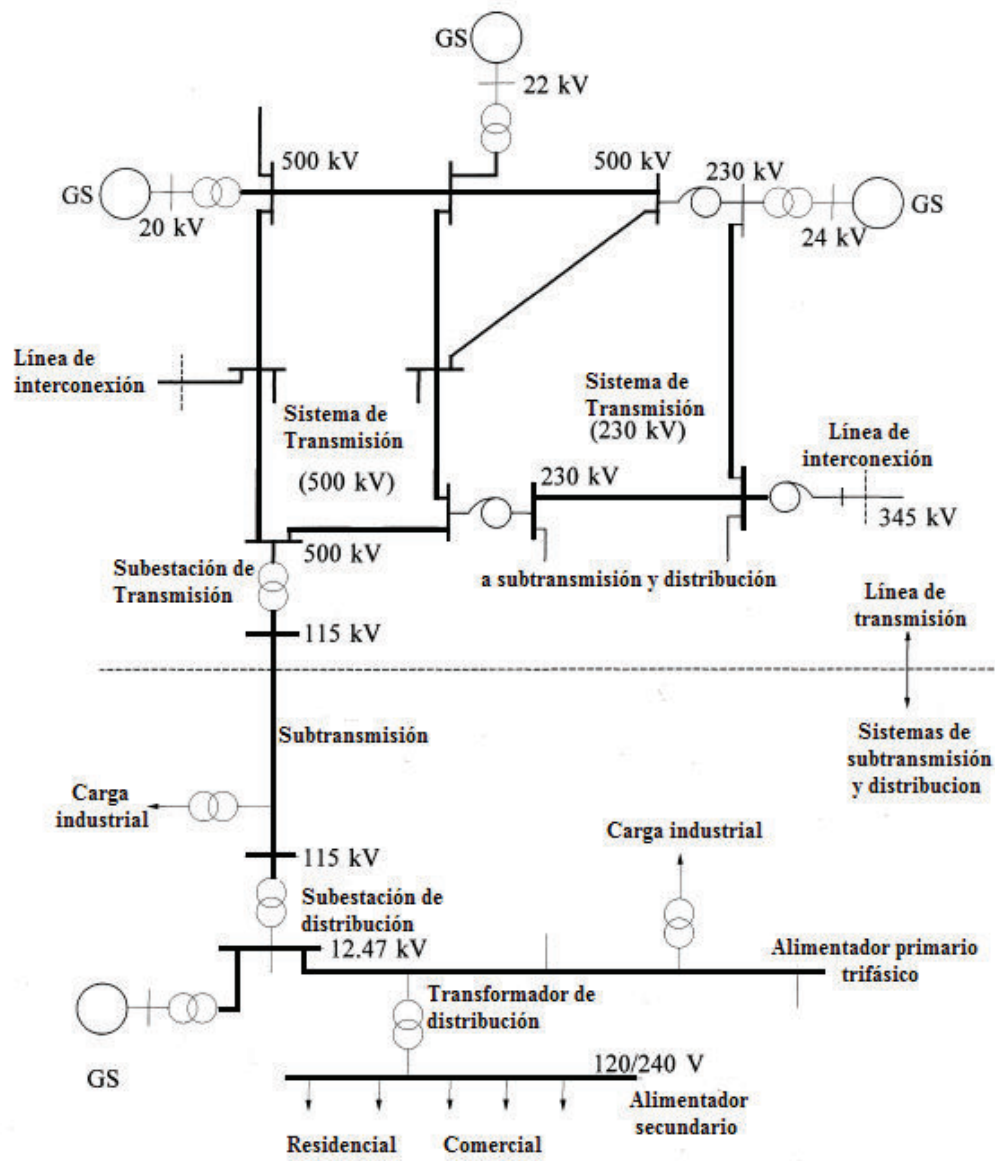


Figura 2.1 Estructura básica de un sistema de potencia [1]

### 2.3 SISTEMAS DE CONTROL EN UN SISTEMA DE POTENCIA [1]

La función de un sistema de potencia es producir energía eléctrica y transportarla a los puntos de consumo, donde a su vez es transformada en otros tipos de energía como luz, calor, energía mecánica. La ventaja de la energía eléctrica es que puede ser transportada y controlada con relativa facilidad con un alto nivel de eficiencia y confiabilidad. Para una adecuada operación de un sistema de potencia se deben cumplir los siguientes requerimientos de desempeño:

- El sistema debe tener la capacidad de afrontar y adaptarse a los continuos cambios de demanda de potencia activa y reactiva que se producen, incrementado o disminuyendo su generación, debido a que no se puede almacenar en grandes cantidades la energía eléctrica.
- El sistema debe suministrar la energía a costo mínimo y con el menor impacto ambiental posible.
- La calidad de energía debe cumplir estándares mínimos:
  - Onda sinusoidal.
  - Voltaje constante.
  - Frecuencia constante.
  - Nivel de confiabilidad.

Para cumplir estos requerimientos es necesario el uso de varios subsistemas de control, estos controladores operan directamente en elementos del sistema. En una unidad de generación los principales sistemas de control son los que manejan la fuerza motriz y la excitación. El control de fuerza motriz está relacionado con el regulador de velocidad y el control de suministro de energía. Mediante el control de excitación se regula el voltaje en terminales del generador así como también la potencia reactiva suministrada.

Los controladores deben contribuir a una operación segura manteniendo el voltaje y la frecuencia en valores nominales en un sistema de potencia incluyendo otras variables dentro de límites aceptables. El efecto que producen en la dinámica del

sistema es evidente al producirse una perturbación, estos controladores actúan y restauran al sistema a condiciones normales de operación. En la Figura 2.2 se observa los principales controladores utilizados en la operación de un sistema de potencia.

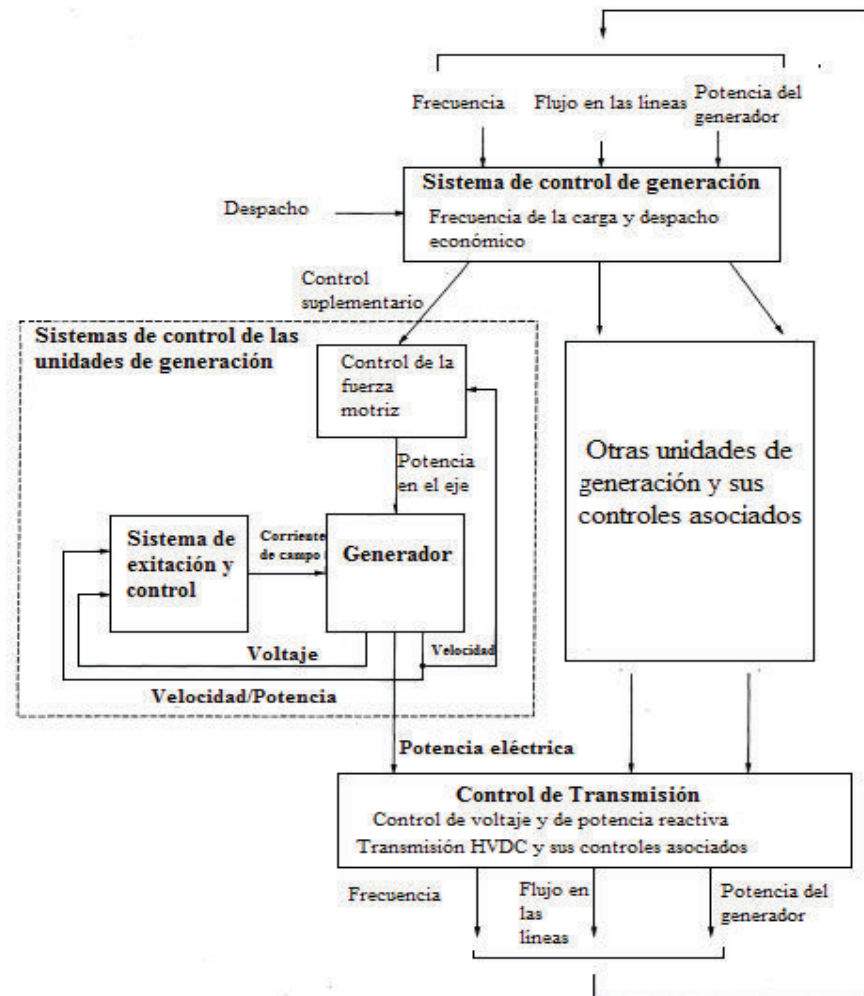


Figura 2.2 Controladores de los subsistemas de un sistema de potencia [1]

### 2.3.1 ESTABILIDAD EN UN SISTEMA DE POTENCIA [1] [2] [3]

La estabilidad de un sistema de potencia es la capacidad que posee para alcanzar un punto de equilibrio aceptable una vez que ha sido sometido a una perturbación, sin modificar sus condiciones de generación o carga.

Desde que la generación de energía eléctrica se realiza mediante maquinas eléctricas se deben operar en condiciones satisfactorias de tal manera que dichas unidades estén en sincronismo. La estabilidad del sistema está relacionada con la dinámica del generador, el ángulo del rotor y la relación potencia ángulo.

Se puede llegar a la inestabilidad en un sistema sin pérdida de sincronismo, como en el caso de un generador alimentando a un motor de inducción a través de una línea de transmisión, este sistema puede volverse inestable debido al voltaje de la carga, en este caso mantener el sincronismo no es el principal problema, en lugar de aquello la preocupación es la estabilidad y el control de voltaje. Esta forma de inestabilidad puede hacerse presente con cargas ubicadas en extensas áreas de un gran sistema.

La estabilidad de un sistema se analiza en función de su comportamiento transitorio cuando es sometido a perturbaciones de pequeña o gran magnitud. Los cambios de carga constituyen pequeñas perturbaciones y ocurren continuamente, el sistema debe ser capaz de operar satisfactoriamente en estas circunstancias y abastecer la cantidad de energía requerida, además debe poseer la capacidad de recuperarse ante eventos de naturaleza mucho más severa, tales como corto circuitos en líneas de transmisión, pérdidas de generación o carga, o pérdida de sincronismo entre dos subsistemas.

La respuesta de un sistema ante una perturbación está conformada por el conjunto de respuestas individuales sus elementos o equipos. Las variaciones de voltaje producirán la actuación de los reguladores de voltaje de generadores y las variaciones de velocidad ocasionarán la actuación de los reguladores de velocidad. En conclusión, los dispositivos de control de elementos individuales actúan ante variaciones de las variables del sistema, siendo su respuesta importante en la respuesta total del sistema ante una perturbación.

### 2.3.2 CLASIFICACIÓN DE LA ESTABILIDAD DE UN SEP

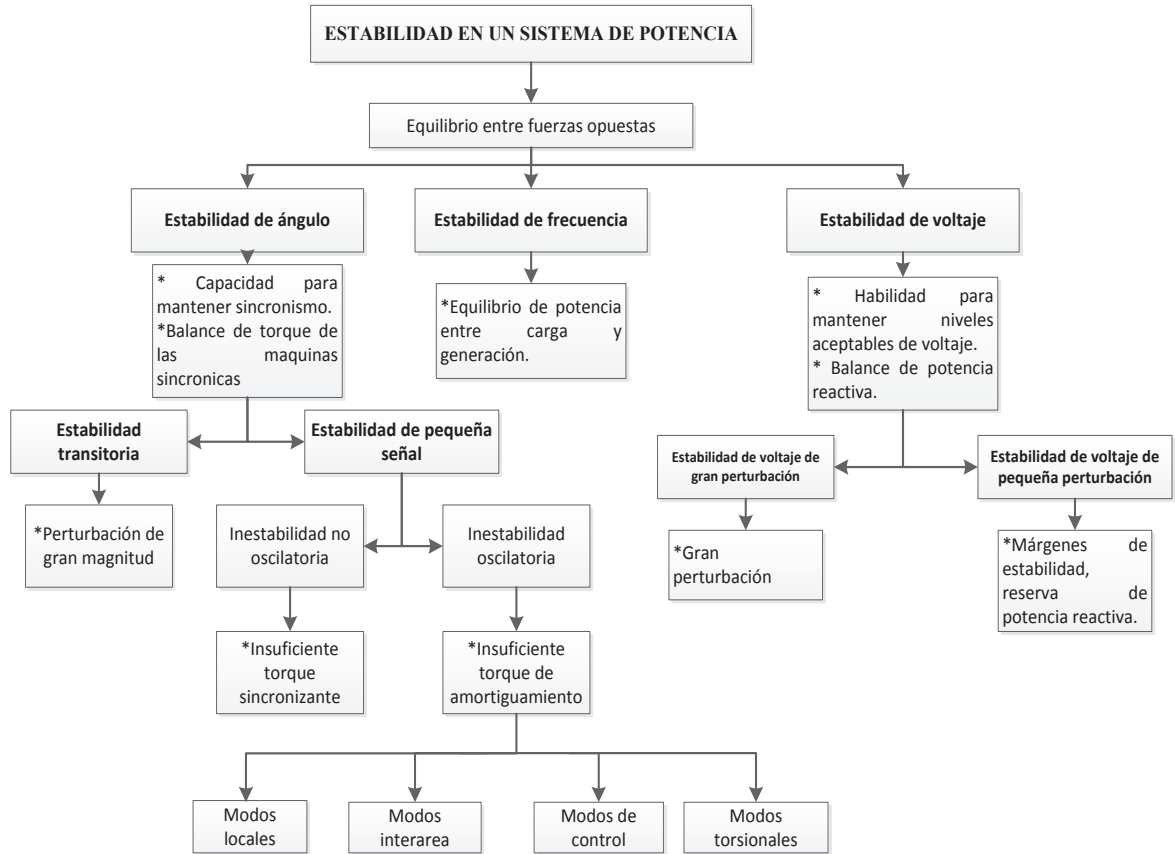
Para poder comprender y analizar la estabilidad de un sistema es conveniente su clasificación en varias categorías para facilitar su estudio, identificándose las propiedades fundamentales de cada una.

El análisis de problemas de estabilidad constituye la identificación de los factores que ocasionan o contribuyen a que se produzca inestabilidad en el sistema, además el desarrollo de métodos que permitan mejorar la operación del sistema se facilita mediante la clasificación de la estabilidad en categorías. Para desarrollar una clasificación se toman en cuenta los siguientes factores:

- La naturaleza física de la inestabilidad.
- La magnitud de la perturbación.
- Los elementos, procesos y rangos de tiempo.
- El método más apropiado para el cálculo y predicción de estabilidad.

Mientras que la clasificación de la estabilidad de un sistema de potencia es un medio efectivo y conveniente para acotar la complejidad del problema, la estabilidad total del sistema debe tomarse en cuenta, es decir la solución para el problema de estabilidad de una categoría no necesariamente está a expensas de otro. Es importante analizar todos los puntos de vista de un fenómeno de estabilidad y cada aspecto debe observarse desde varios puntos de vista, esto requiere el desarrollo y utilización de diferentes herramientas de análisis.

En la Figura 2.3 se detallan los tipos de estabilidad en un sistema de potencia.



**Figura 2.3** Clasificación de la estabilidad en un sistema de potencia [1]

### 2.3.2.1 Estabilidad de ángulo del rotor [1] [3]

Es la capacidad de las máquinas síncronas de un sistema de potencia para mantener el sincronismo cuando se somete ante una perturbación, constituye el estudio de las oscilaciones electromecánicas propias de un sistema. El factor crucial que requiere ser analizado es la variación de la potencia suministrada por la máquina síncrona producida por las oscilaciones de ángulo de su rotor.

El circuito de campo en el rotor y la armadura en el estator son los dos componentes principales de una máquina síncrona. El circuito de campo es alimentado por corriente continua, dado que el rotor gira mediante una turbina el campo magnético del devanado de campo, induce un voltaje alterno en los devanados trifásicos de la armadura. La frecuencia del voltaje inducido y las

corrientes resultantes que fluyen en los devanados del estator cuando se conecta carga depende de la velocidad del rotor. Al interconectar varias máquinas sincrónicas en un sistema, el voltaje de sus estatores debe tener la misma frecuencia.

El equilibrio entre fuerzas opuestas constituye el concepto básico de estabilidad. La capacidad de un grupo de máquinas sincrónicas para mantener el sincronismo se refleja a través de una serie de fuerzas restauradoras, las cuales actúan en el momento en que otras fuerzas aceleran o desaceleran a una o varias máquinas respecto a otras. En condiciones de estado estable este equilibrio se presenta entre el torque mecánico de entrada y el torque eléctrico de salida de cada máquina, manteniéndose de esta forma la velocidad constante. En caso de producirse una perturbación en el sistema este equilibrio es alterado dando como resultado la aceleración o desaceleración de los rotores de las máquinas. En caso de que un generador tenga una velocidad mayor que otro su correspondiente posición angular respecto al generador más lento se incrementa dando como resultado una transferencia de parte de la carga de la máquina más lenta a la más rápida. Esta es la razón por la que se busca reducir la diferencia de velocidad entre máquinas manteniéndose de esta forma la separación angular. La relación potencia - ángulo es altamente no lineal, un incremento en la separación angular se traduce en una disminución de la transferencia de potencia. Para cualquier situación la estabilidad del sistema depende de las desviaciones angulares debido a que esto se traduce en el torque restaurador necesario.

Una máquina sincrónica pierde el sincronismo o está fuera de paso respecto al sistema cuando la velocidad de su rotor es mayor o menor a la necesaria para generar voltajes a la frecuencia del sistema dando como resultado grandes fluctuaciones de potencia de salida de la máquina, voltaje y corriente, haciéndose necesario que el sistema de protección aisle a este generador.

La variación de torque eléctrico de una máquina sincrónica debido a una perturbación puede expresarse de la siguiente forma:



$$\Delta T_e = T_s \Delta \delta + T_D \Delta \omega \quad (2.1)$$

Dónde:

$T_s \Delta \delta$  = Componente de torque sincronizante.

$\Delta \delta$  = Cambio del ángulo del rotor.

$T_s$  = Coeficiente de torque sincronizante.

$T_D \Delta \omega$  = Es la componente de torque amortiguante.

$\Delta \omega$  = Desviaciones de velocidad.

$T_D$  = Coeficiente de torque de amortiguamiento.

Para que la estabilidad no se vea comprometida es necesaria la existencia de estas componentes de torque amortiguante y sincronizante en cada máquina, en caso contrario se producen los siguientes efectos:

- Insuficiente torque sincronizante deriva en inestabilidad no periódica del ángulo del rotor.
- Insuficiente torque de amortiguamiento ocasiona inestabilidad oscilatoria.

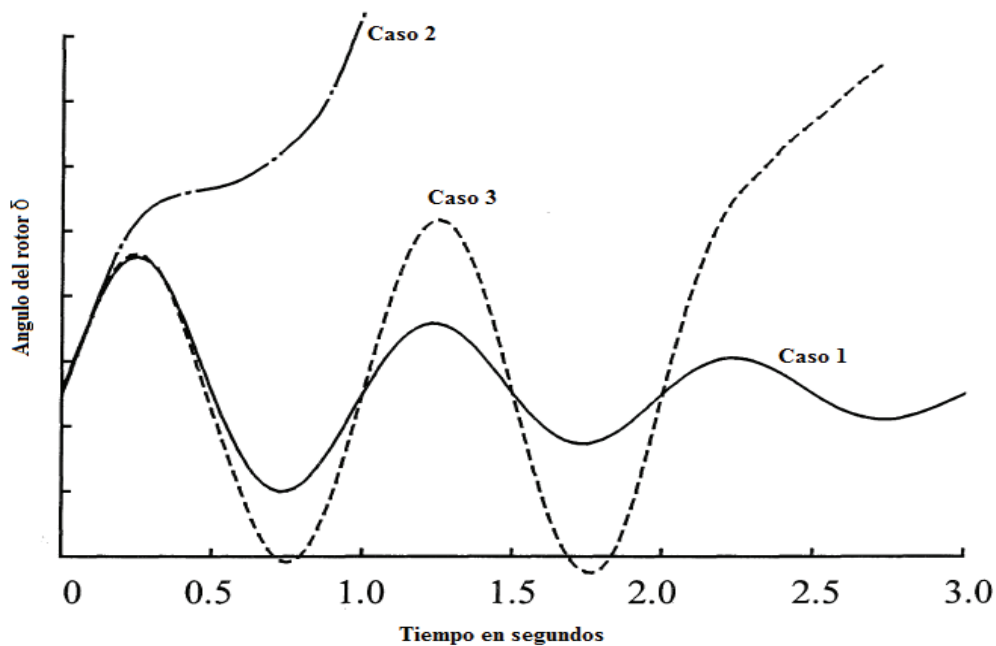
#### 2.3.2.1.1 *Estabilidad transitoria*

Es la capacidad de un sistema de potencia de sobreponerse y mantener el sincronismo cuando éste es sometido a una perturbación transitoria de gran magnitud. La respuesta del sistema incluye grandes variaciones de ángulo de los rotores de los generadores influenciados por la relación no lineal potencia-ángulo. La estabilidad depende de las condiciones iniciales de operación del sistema así como de la severidad de la perturbación. Usualmente el sistema es modificado por lo que el análisis en estado estable después de la perturbación difiere del estado antes de la misma.

Las perturbaciones a las que puede ser sometido el sistema poseen diferentes grados de severidad así como diferentes probabilidades de ocurrencia. De todos modos el sistema está diseñado para ser operado en estado estable ante un conjunto de contingencias. Las contingencias generalmente son consideradas

como corto circuitos clasificados de varios tipos como: fase a tierra, fase fase a tierra, fase a fase, o trifásicos, se asume que estas fallas generalmente ocurren en líneas de transmisión y ocasionalmente en barras o en transformadores. El despeje de falla se realiza mediante la apertura apropiada de disyuntores para aislar al elemento en falla.

En la Figura 2.4 se representa el comportamiento del ángulo del rotor de una maquina sincrónica para dos casos inestables (Casos 2 y 3) en los que se observa el crecimiento de las oscilaciones de ángulo y uno estable (Caso 1) en el que el ángulo del rotor alcanza un máximo y paulatinamente disminuye la amplitud de las oscilaciones.



**Figura 2.4** Respuesta de ángulo del rotor de una maquina sincrónica ante una perturbación [1]

#### 2.3.2.1.2 Estabilidad de pequeña señal

Se produce cuando el sistema es sometido a perturbaciones de pequeña magnitud, dichas perturbaciones se producen por pequeñas variaciones de carga y generación. Se alcanza condiciones de inestabilidad en dos casos:

- Incremento constante del ángulo del rotor debido al insuficiente torque sincronizante
- Se incrementa la amplitud de las oscilaciones de rotor debido al insuficiente torque amortiguante.

La respuesta natural del sistema ante pequeñas perturbaciones depende de varios factores tales como las condiciones iniciales de operación, la robustez del sistema de transmisión y el tipo de controladores del sistema de excitación del generador. Para un generador conectado radialmente a un sistema de potencia de gran tamaño sin regulador automático de voltaje (voltaje de campo constante), se observa en la Figura 2.5 (a) el caso estable del comportamiento del ángulo del rotor cuando se tiene un coeficiente sincronizante positivo, mientras que en la Figura 2.5 (b) se observa el caso inestable debido a la falta de torque sincronizante.

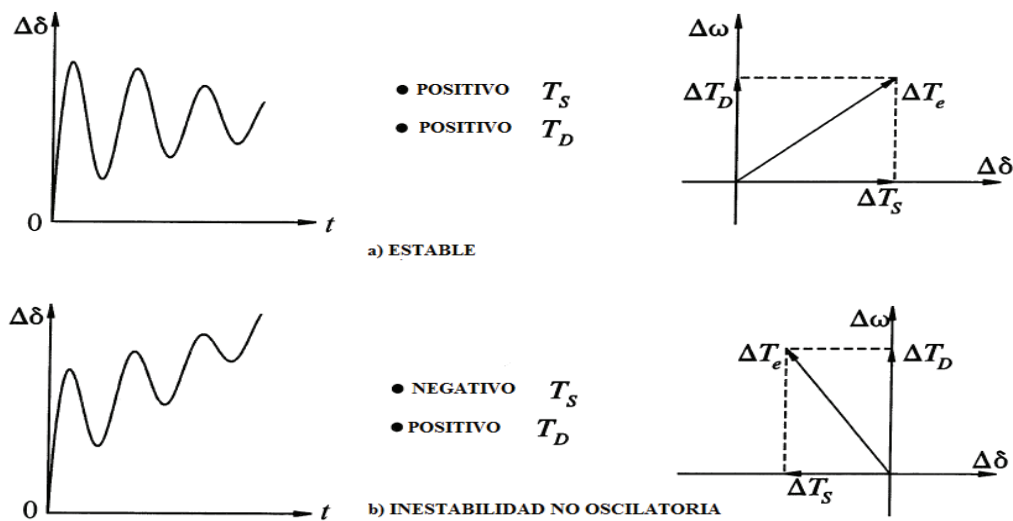


Figura 2.5 Comportamiento del ángulo del rotor de un generador con voltaje de campo constante [1]

Con la utilización de reguladores de voltaje en el generador el problema de estabilidad ante una pequeña perturbación es asegurar el amortiguamiento necesario para las oscilaciones del sistema, la inestabilidad se presenta cuando se incrementa la amplitud de estas oscilaciones debido a la falta de torque amortiguante tal como se puede observar en la Figura 2.6.

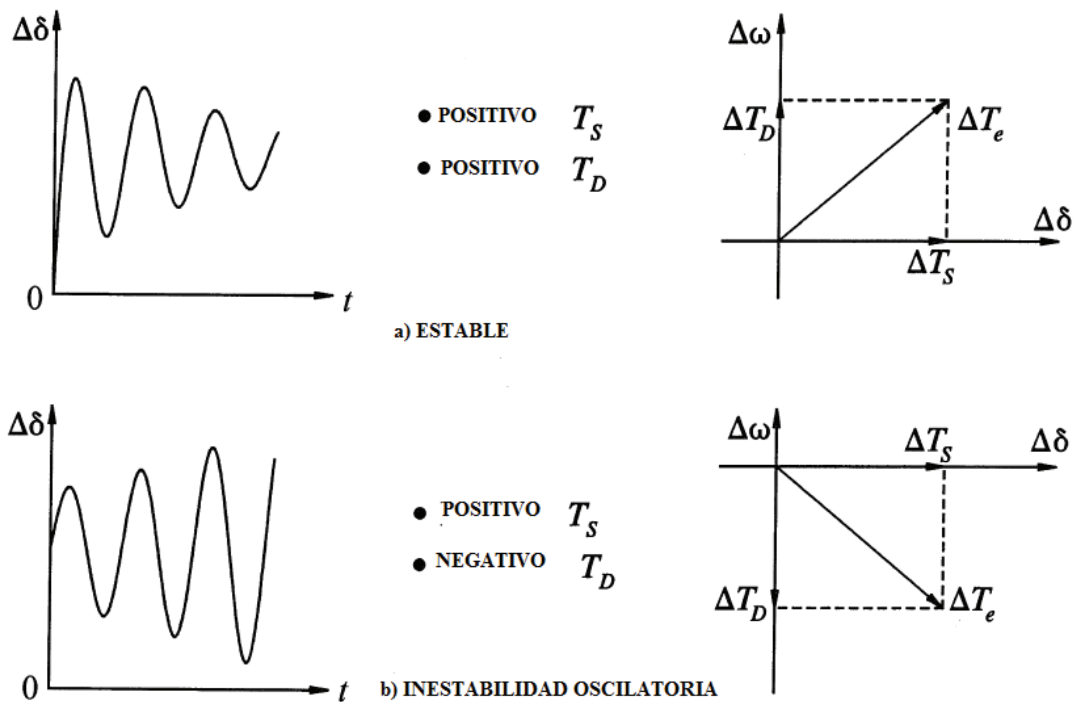


Figura 2.6 Comportamiento del ángulo del rotor de un generador con sistema de control de excitación [1]

El estudio de estabilidad de pequeña señal permite identificar las oscilaciones que poseen insuficiente amortiguamiento. Las oscilaciones han sido divididas en las siguientes categorías:

- Modos locales o entre máquinas (0,8 Hz - 1,8 Hz), se producen cuando las unidades de una central de generación oscilan en contra del sistema. Se denominan modos locales debido a que su ubicación está dentro de la central o en una parte pequeña del sistema.
- Modos interárea (0,2 Hz – 0,7 Hz) cuando algunas máquinas en una parte del sistema oscilan en contra de otro grupo de máquinas, localizados en otras áreas, son ocasionados cuando dos o más grupos de máquinas están interconectadas por vínculos débiles.
- Modos de control (Frecuencias mayores a 4 Hz) dependen de las unidades de generación y sus controladores. Sistemas de excitación mal parametrizados, reguladores de velocidad, HVDC convertidores y

compensadores estáticos son las principales causas de inestabilidad en estos modos.

- Modos torsionales (10 Hz – 46 Hz) están asociados con el generador-turbina y las componentes del sistema del eje. La inestabilidad de modos torsionales puede ser ocasionada por la interacción con el control del sistema de excitación, reguladores de velocidad, controles HVDC.

#### 2.3.2.2 Estabilidad de voltaje [1]

La estabilidad de voltaje es la capacidad del sistema de potencia de mantener niveles aceptables de voltaje en todas sus barras bajo condiciones normales de operación y después de que el sistema haya sido sometido a una perturbación. Cuando una perturbación ocasionada por un incremento de la demanda o por una variación de las condiciones de operación del sistema produce una caída incontrolable del voltaje, el sistema se encuentra en condiciones de inestabilidad de voltaje debido a que es incapaz de abastecer la demanda de potencia reactiva. La raíz del problema de caída de voltaje es el flujo de potencia activa y reactiva a través de las reactancias inductivas características del sistema de transmisión. Se podría concluir que la incapacidad del sistema de mantener el balance de potencia reactiva constituye la base para que el sistema experimente inestabilidad de voltaje.

La magnitud de voltaje de cada barra se incrementa proporcionalmente con la potencia reactiva inyectada a dicha barra. Un sistema tiene inestabilidad de voltaje si en una de sus barras el voltaje disminuye mientras se inyecta potencia reactiva. La caída de voltaje puede también estar asociada a la pérdida gradual de sincronismo de las máquinas cuando el ángulo del rotor entre dos grupos de máquinas excede aproximadamente los  $180^\circ$  dando como resultado caídas de voltaje en puntos intermedios de la red.

La inestabilidad de voltaje se considera como un fenómeno local, pero se puede extender en el sistema. Una secuencia de eventos acompañada por inestabilidad de voltaje que ocasiona bajos perfiles de voltaje en un sector importante de sistema, puede ocasionar un colapso de voltaje, siendo sus consecuencias mucho más importantes que una simple inestabilidad de voltaje. La inestabilidad de voltaje produce pérdida de carga en la barra cuyo voltaje alcanza niveles inferiores al límite establecido.

En sistemas complejos varios factores contribuyen al proceso de colapso de voltaje, entre los que se puede mencionar están la fortaleza de los sistemas de transmisión, niveles de transferencia de potencia, características de las carga, límites de capacidad de potencia reactiva del generador y las características de los compensadores de potencia reactiva. En algunos casos la causa del colapso de voltaje radica en la acción descoordinada de los sistemas de control y los sistemas de protección.

Para un adecuado análisis, es necesario clasificar a la estabilidad de voltaje en:

- *Estabilidad de voltaje de gran perturbación.*- se basa en la capacidad de controlar los voltajes ante grandes perturbaciones tales como fallas en el sistema, pérdida de generación u otras contingencias. Las características de las cargas y las interacciones entre los sistemas de control continuo y discreto determinan dicha capacidad. Para determinar la estabilidad de voltaje ante grandes perturbaciones es necesario analizar el rendimiento de la dinámica no lineal del sistema en un periodo de tiempo, lo suficientemente grande para observar las interacciones de dispositivos tales como ULTCs y los limitadores de corriente de campo en generadores. El periodo de interés puede extenderse de unos pocos segundos a decenas de minutos, entonces es necesario realizar simulaciones a largo plazo para su análisis. Un criterio para esta estabilidad consiste en que dada una perturbación incluyendo las acciones de los sistemas de control, el voltaje en todas las barras adquiera niveles estables y aceptables.

- *Estabilidad de voltaje de pequeña perturbación* consiste en la habilidad del sistema para controlar los niveles de voltaje ante pequeñas perturbaciones tales como incremento de la carga del sistema. Este tipo de estabilidad depende de las características de la carga así como también del control continuo y discreto. Con esto se determina en cualquier instante de tiempo la respuesta del voltaje del sistema ante estas pequeñas perturbaciones. Realizar un análisis estático es útil para determinar los márgenes de estabilidad, identificar los factores que influyen la estabilidad y para examinar el amplio rango de condiciones del sistema y el gran número de escenarios de contingencia.

La inestabilidad de voltaje no siempre ocurre en estado puro, a menudo va acompañada de la inestabilidad de ángulo. Una puede conducir a la otra y la distinción entre ambas podría no ser clara. Poder distinguir a cada una de ellas conlleva gran importancia para determinar las causas de los problemas y desarrollar apropiados procesos operativos para contrarrestarlos.

#### 2.3.2.3 Estabilidad de frecuencia [2]

Para una operación satisfactoria de un sistema de potencia, la frecuencia debería mantenerse constante. Relativamente el control de frecuencia asegura que los motores sincrónicos y de inducción tengan velocidad constante. La velocidad constante de motores (cargas) es particularmente importante para el rendimiento satisfactorio de las unidades de generación debido a que tienen alta dependencia de los elementos auxiliares encargados de la inyección de combustible y del suministro de aire en máquinas térmicas o de la alimentación de agua en turbinas hidráulicas. En la red, considerables caídas de frecuencia pueden ser consecuencia de altas corrientes de magnetización en motores de inducción y transformadores.

La frecuencia de un sistema depende del balance de potencia activa. Como la frecuencia es una variable global del sistema, un cambio de la demanda de potencia activa en algún punto se refleja en el sistema por un cambio de la

frecuencia. La estabilidad de frecuencia constituye la capacidad de mantener la frecuencia en un rango aceptable, cuando una perturbación ocasiona una importante diferencia entre la carga y la generación. Debido a que hay muchos generadores en el sistema abasteciendo potencia al sistema, algunos deberán proveer los medios para asignar el cambio de la demanda de los generadores. Un regulador de velocidad en cada unidad generadora provee la función de control primario de velocidad.

En un sistema interconectado con dos o más áreas independientemente controladas, además del control de frecuencia, la generación en cada área debe ser controlada para mantener el intercambio de potencia programado. El control de generación frecuencia es comúnmente llamado control de frecuencia - carga (load- frequency control, LFC).

#### **2.4 ESTABILIZADORES DE POTENCIA (PSS) [1] [2] [3]**

Los estabilizadores de potencia utilizan señales estabilizantes para controlar el sistema de excitación y de esta forma mejorar el rendimiento de la dinámica del sistema de potencia. Generalmente se utilizan como señales de entrada a la velocidad del eje, la frecuencia en los terminales y la potencia, el rendimiento dinámico del sistema de potencia es mejorado por el amortiguamiento de las oscilaciones del sistema, siendo este método efectivo para mejorar la estabilidad de pequeña señal y estabilidad transitoria.

El estabilizador de potencia añade amortiguamiento a las oscilaciones del rotor del generador controlando su excitación usando señales auxiliares estabilizantes, para añadir este amortiguamiento el estabilizador provee una componente de torque eléctrico proporcional con las desviaciones de velocidad del rotor.

En caso de que se utilice solo el AVR, las oscilaciones de ángulo producidas por variaciones de la velocidad del rotor no pueden ser debidamente amortiguadas. Estas oscilaciones debido a cambios de velocidad se relacionan con los cambios



en la corriente de campo, la misma que varía proporcionalmente con dichos cambios en la velocidad del rotor.

En la Figura 2.7 se puede observar el modelo de un estabilizador de potencia cuya señal de salida se suma a las señales de voltaje de referencia y voltaje medido.

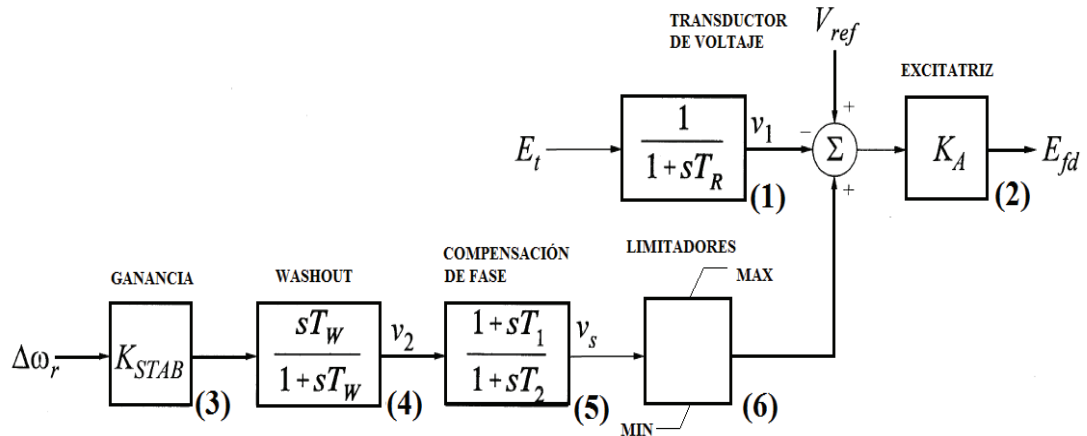


Figura 2.7 Sistema de excitación con AVR y PSS [1]

#### 2.4.1 TRANDUCTOR DE VOLTAJE

Censa el voltaje en los terminales del generador, compara este valor de voltaje con un valor de referencia el cual representa el voltaje deseado en los terminales.

#### 2.4.2 EXCITATRIZ

Provee la potencia de corriente continua al arrollamiento de campo de la máquina síncrona.

#### 2.4.3 BLOQUE DE GANANCIA

La ganancia del estabilizador  $K_{STAB}$  determina la cantidad de amortiguamiento introducido por el PSS. Idealmente la ganancia debe tener el valor

correspondiente al máximo amortiguamiento requerido, pero generalmente es limitada por otras consideraciones. El objetivo es determinar el valor de ganancia para obtener las mejores condiciones operativas, incrementado el amortiguamiento de los modos oscilatorios poco amortiguados e inestables sin afectar a otros y evitando incrementos en las oscilaciones producidas por perturbaciones transitorias de gran magnitud.

#### 2.4.4 FILTRO WASHOUT

El filtro washout es del tipo pasa altos y con la constante de tiempo  $T_W$  lo suficientemente alta, permitiendo a señales asociadas con oscilaciones de  $\omega_r$  pasar sin modificación. Este filtro permite al PSS responder solo ante cambios de velocidad sin que estos modifiquen el voltaje en terminales del generador. Desde el punto de vista de las funciones del filtro washout, el valor de  $T_W$  no es crítico y puede estar en un rango comprendido entre 1 y 20 segundos. La principal consideración para determinar el valor de  $T_W$  es que debe ser lo suficientemente grande para permitir el paso de señales estabilizantes a la frecuencia de interés sin alteraciones, pero lo suficientemente pequeño para evitar cambios indeseables del voltaje del generador.

#### 2.4.5 BLOQUE DE COMPENSACION DE FASE

El bloque de compensación provee el apropiado adelanto de fase para compensar el atraso entre la entrada de la excitación y el torque eléctrico del generador. Generalmente el rango de frecuencias de interés es de 0,1 a 2,0 Hz, el adelanto de fase debe generar compensación para este rango de frecuencias. La fase que debe ser compensada cambia con las condiciones del sistema, es por eso que se escoge una compensación que brinde características aceptables para las diferentes condiciones de operación. Generalmente una sub compensación es deseable en los PSS, además un incremento significativo del torque de amortiguamiento resulta en un ligero incremento del torque sincronizante.

#### **2.4.6 LIMITADORES DEL ESTABILIZADOR**

Ante posibles efectos negativos ocasionados en la estabilidad del sistema ante una gran perturbación por la utilización de PSS, es necesario el uso de límites con los que se controla que el voltaje de excitación no alcance valores demasiado altos. Este voltaje puede ser llevado por la señal de salida del PSS a valores límite muy rápido ante una perturbación. Limitando la excitación se controla también las fluctuaciones del voltaje en los terminales del generador ante un estado transitorio.

### **2.5 MEJORAMIENTO DE LA ESTABILIDAD DE PEQUEÑA SEÑAL [1]**

Los problemas de estabilidad de pequeña señal se suscitan debido al insuficiente amortiguamiento de las oscilaciones, el uso de estabilizadores de potencia para controlar los sistemas de excitación de generadores es el método más económico y efectivo para el mejoramiento de esta estabilidad en un sistema de potencia.

Los controles utilizados para mejorar la estabilidad de pequeña señal también brindan resultados satisfactorios ante severas perturbaciones transitorias.

#### **2.5.1 UTILIZACIÓN DE ESTABILIZADORES DE POTENCIA**

La función de un PSS es añadir amortiguamiento a las oscilaciones del rotor, este objetivo se alcanza por la modulación de la excitación del generador de tal manera que se desarrolle una componente de torque eléctrico proporcional a las desviaciones de la velocidad del rotor. La velocidad del rotor, la integral de la potencia y la frecuencia son comúnmente utilizadas como señales de entrada del PSS.

### 2.5.1.1 Estabilizador con señal de entrada de velocidad del eje

La velocidad del eje del generador es utilizada como señal de entrada para este PSS. Este estabilizador de potencia ha sido implementado satisfactoriamente en unidades hidráulicas. La consideración más importante en el diseño de equipos para medición de desviaciones de velocidad es la minimización del ruido, el nivel admisible de ruido depende de su frecuencia. Para ruidos de frecuencia inferior a 5 Hz, el nivel admisible debe ser menor a 0,02%, cambios significativos de voltaje de los terminales pueden ser producidos por cambios de baja frecuencia en el voltaje de campo.

Cuando estabilizadores basados en la medición directa de la velocidad del rotor son utilizados en varias unidades térmicas, se presentan varias limitaciones, siendo la primera de ellas la necesidad de utilizar un filtro torsional. En la atenuación de componentes torsionales de la señal estabilizante, el filtro también introduce un retraso de fase a bajas frecuencias, esto tiene un efecto desestabilizante en el modo de excitación que impone un límite máximo al valor de la ganancia del estabilizador. En varios casos este límite es demasiado restrictivo y trunca la efectividad general del estabilizador en el amortiguamiento de las oscilaciones del sistema. Además los estabilizadores deben ser específicamente diseñados para cada tipo de unidad generadora dependiendo de sus características torsionales.

### 2.5.1.2 Estabilizador con señal de entrada de potencia de aceleración [1] [4]

El principio de este estabilizador está ilustrado por la siguiente expresión que muestra como la señal que es proporcional a la desviación de la velocidad del rotor puede ser derivada de la potencia acelerante.

$$\Delta\omega_{eq} = \frac{1}{M} \int (\Delta P_m - \Delta P_e) dt \quad (2.2)$$

Dónde:

$M = \text{constante de inercia, } 2H.$

$\Delta P_m = \text{cambio en la potencia mecánica de entrada.}$

$\Delta P_e = \text{cambio en la potencia eléctrica de salida.}$

$\Delta \omega_{eq} = \text{equivalente de la desviación de velocidad.}$

El objetivo es derivar el equivalente correspondiente a la señal de variaciones velocidad  $\Delta \omega_{eq}$ , siendo necesaria la implementación de un filtro para reducir la contribución de los modos torsionales. Las componentes torsionales son atenuadas en la integral de la señal  $\Delta P_e$ . El problema radica en la medición de la integral  $\Delta P_m$  libre de modos torsionales.

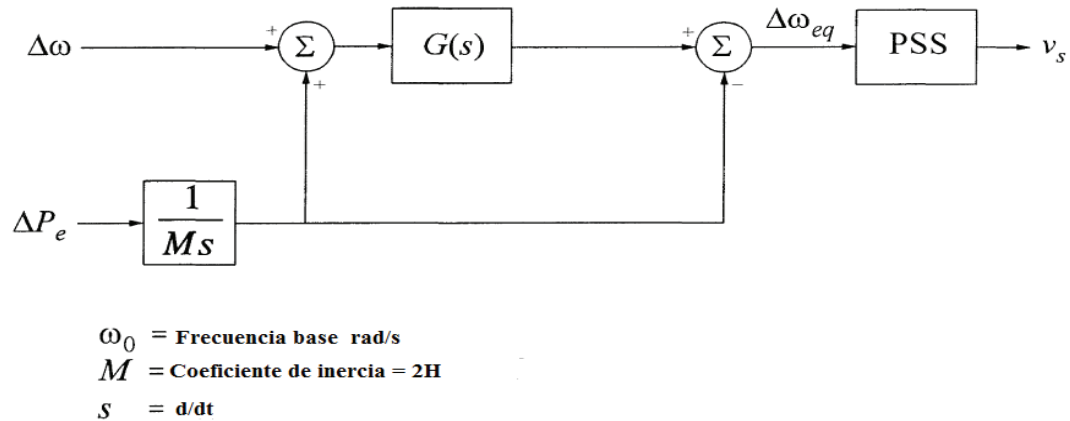
La integral de la potencia mecánica está relacionada con la velocidad del rotor y la potencia eléctrica como a continuación se indica:

$$\int \Delta P_m dt = M\Delta\omega + \int \Delta P_e dt \quad (2.3)$$

Este estabilizador hace uso de la relación anterior para simular una señal proporcional a la integral del cambio de la potencia mecánica mediante la adición de señales proporcionales al cambio de la velocidad del rotor y la integral de la potencia eléctrica. Esta señal puede contener oscilaciones torsionales a menos que un filtro sea utilizado. Debido a que los cambios de potencia mecánica son relativamente lentos ante movimientos rápidos de la válvula, la integral de la señal de la potencia mecánica puede ser condicionada con un filtro pasa bajos para remover las frecuencias torsionales. La expresión general de la función de transferencia del equivalente de la señal de variación de la velocidad del rotor en base de la velocidad del eje y las mediciones de la potencia eléctrica es la siguiente:

$$\Delta \omega_{eq}(s) = -\frac{\Delta P_e(s)}{Ms} + G(s) \left[ \frac{\Delta P_e(s)}{Ms} + \Delta \omega(s) \right] \quad (2.4)$$

Donde  $G(s)$  es la función de transferencia correspondiente al filtro torsional. En la Figura 2.8 se observa el diagrama de bloques de un estabilizador con señal de entrada de potencia de aceleración.



**Figura 2.8** Diagrama de bloques del estabilizador con señal de entrada de potencia de aceleración [1]

Este estabilizador presenta las siguientes ventajas:

- La señal  $\Delta P_e$  tiene un alto grado de atenuación torsional y generalmente no necesita un filtro torsional para mejorar la estabilización. Esto elimina el problema del modo de excitación, permitiendo tener una mayor ganancia que da como resultado un mejor amortiguamiento de las oscilaciones del sistema.
- Un sensor de velocidad al extremo del eje con un filtro torsional pueden ser utilizados con la potencia eléctrica para derivar la señal de la potencia mecánica, Esto permite el uso de un diseño estándar para todas las unidades independientemente de sus características torsionales.

En la Figura 2.9 se presenta el diagrama de bloques completo de un PSS de doble entrada.

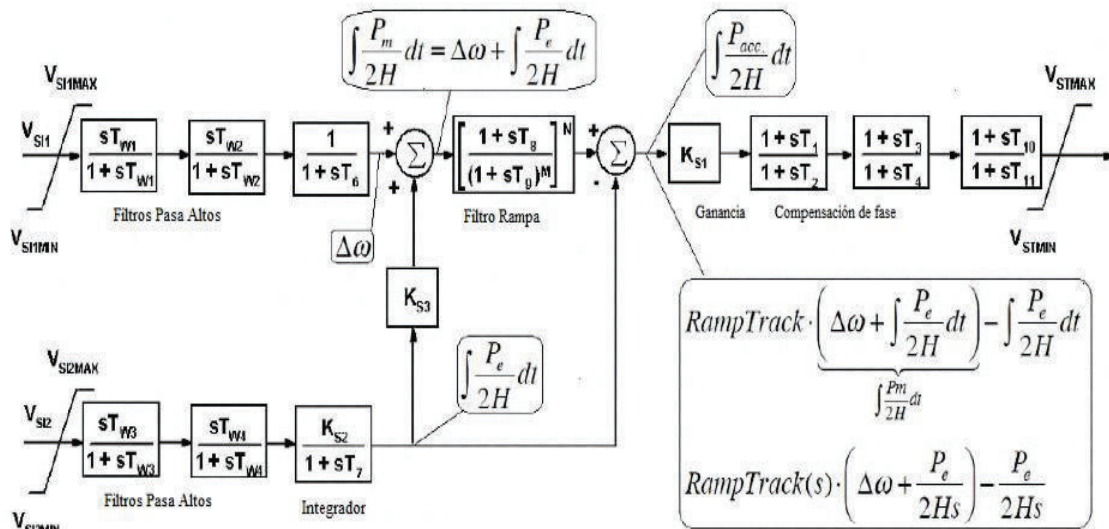


Figura 2.9 Modelo de un PSS doble entrada [4]

### 2.5.1.3 Estabilizadores de frecuencia

Este tipo de estabilizador posee la misma estructura que un estabilizador que utiliza la velocidad como señal de entrada. La señal de frecuencia es más sensible a modos oscilatorios entre grandes áreas. Por lo tanto es posible obtener mejores contribuciones de amortiguamiento con modos oscilatorios interárea antes que el amortiguamiento obtenido con estabilizadores que posean como señal de entrada a la velocidad.

Los estabilizadores de frecuencia presentan las siguientes deficiencias:

- Durante un transitorio, el terminal de la señal de frecuencia se someterá a un repentino desplazamiento de fase. Esto da como resultado un pico en el voltaje de campo que se refleja en las salidas del generador.
- La señal de frecuencia a menudo contiene ruido causado por grandes cargas industriales como hornos de arco. En muchos casos esto ha impedido el uso de la frecuencia como una señal de entrada para estos estabilizadores.

- Se requiere de filtros torsionales. A partir de que el estabilizador de frecuencia tiene las mismas limitaciones básicas que un estabilizador de potencia de aceleración.

## 2.6 ALGORITMOS EVOLUTIVOS [5] [6]

La computación evolutiva es el término utilizado para identificar a todos los algoritmos evolutivos basados en principios darwinianos utilizados en la solución de problemas de optimización. Sus ventajas son múltiples incluyendo su simplicidad de enfoque, una respuesta robusta ante circunstancias cambiantes, su flexibilidad y muchas otras.

Las técnicas tradicionales de optimización inician con una solución candidata y buscan iterativamente la solución óptima mediante la aplicación de técnicas heurísticas, el algoritmo genético se enfoca en el uso de una población de soluciones candidatas para la búsqueda de varias áreas en un espacio de solución, simultáneamente y adaptivamente.

Los algoritmos genéticos operan en una población de individuos, cada individuo corresponde a una posible solución para un problema determinado, por lo general se lo codifica como una cadena binaria de longitud fija la que representa una analogía con respecto a un cromosoma real. Después de que una población inicial es generada aleatoriamente, el algoritmo evoluciona a la población a través de la secuencial aplicación de tres operadores: selección, cruce y mutación. Una nueva generación se forma al final de cada iteración.

Para un problema de optimización de gran escala, la población inicial puede incorporar un conocimiento previo acerca de sus soluciones. Este procedimiento no debe restringir drásticamente la diversidad de la población ya que podría ocasionar una prematura convergencia.



La ejecución de una iteración de un algoritmo genético se produce básicamente de la siguiente forma: se inicia con una población actual y la selección es aplicada para crear una población intermedia. Después el cruce y mutación son aplicados a la población intermedia para crear la siguiente generación de soluciones potenciales. Aunque se ha enfatizado en los tres operadores mencionados, el esquema de código y la función de aptitud son los aspectos más importantes de cualquier algoritmo genético.

### 2.6.1 CODIFICACIÓN

Para la aplicación de un algoritmo genético a un problema definido es fundamental definir el tipo estructura del mismo, basado en la necesidad del problema. Esto significa que se debe escoger la forma adecuada en la que los parámetros del problema serán organizados en arreglos análogos a los cromosomas, es decir la forma en la que serán codificadas las posibles soluciones al problema. La selección de una representación apropiada es fundamental para desarrollar el proceso de búsqueda de la solución óptima al problema planteado.

### 2.6.2 FUNCIÓN APTITUD

Cada miembro de una población (grupo de posibles soluciones) es evaluado asignándole su correspondiente valor de aptitud. Es importante distinguir la diferencia entre la función objetivo y la función aptitud usada por un algoritmo genético. La función objetivo provee una medición del rendimiento de cada posible solución independientemente de otro miembro de la población. La función aptitud transforma esa medición de rendimiento en una oportunidad de reproducción (la aptitud de una posible solución se define con respecto a otros miembros de la población actual). Los valores de aptitud son utilizados para organizar las posibles soluciones de la población. La determinación de una adecuada función aptitud es crucial para la correcta operación de un algoritmo genético.

Los principales inconvenientes asociados con la especificación de la función aptitud son los siguientes:

- Depende si el problema está asociado a una maximización o minimización.
- La función de aptitud puede cambiar dinámicamente cuando el algoritmo es ejecutado.
- La función de aptitud debe asignar valores diferentes a los arreglos, para hacer que el trabajo del operador de selección sea más fácil.
- Debe considerar las restricciones del problema

Al inicio del proceso iterativo de búsqueda, los valores de aptitud de los miembros de la población inicial son usualmente definidos aleatoriamente.

#### 2.6.2.1 **Convergencia prematura**

Un problema con la aplicación de algoritmos genéticos se produce cuando algunos miembros poseen alta aptitud (pero no óptima), rápidamente dominan la población ocasionando que converja rápidamente o se estanque en algún lugar del espacio de búsqueda. Una vez la población ha convergido, la habilidad de un algoritmo para buscar una mejor solución es prácticamente nula. El cruce de miembros de la población idénticos produce similares descendencias. Solo la mutación con su mecanismo aleatorio permite explorar nuevas regiones en el espacio de búsqueda. La convergencia prematura ocurre debido a que la población no es infinita.

#### 2.6.2.2 **Lentitud en el proceso**

Es el proceso opuesto a la convergencia prematura, después de muchas iteraciones la población no ha convergido, pero aún es posible que el máximo global aun no haya sido encontrado. La aptitud media es alta y la diferencia entre

la mejor y el promedio de los individuos es mínima, es por ello que hay insuficiente variación en los valores de aptitud para localizar el óptimo.

### 2.6.3 OPERADORES BÁSICOS

Los operadores básicos en un algoritmo genético son selección, cruce y mutación. La selección implementa la supervivencia del más apto de acuerdo a la función aptitud predefinida, entonces individuos con gran aptitud tienen mejores posibilidades de reproducirse mientras que los que poseen baja aptitud tienden a desaparecer, a su vez los operadores de cruce y mutación son utilizados para explorar el espacio de solución.

#### 2.6.3.1 Selección

Es el operador responsable de determinar las características para la convergencia del algoritmo. El grado de selección expresa el nivel con el que los mejores individuos son favorecidos. La intensidad de selección de un algoritmo genético es el cambio esperado de la aptitud promedio en una población una vez que se ha producido el proceso de selección.

El grado de convergencia de un algoritmo genético está determinado principalmente por el grado de selección. Mayor presión de selección implica rangos altos de convergencia, en caso de que la presión de selección sea baja, el rango de convergencia será lento e innecesariamente el algoritmo tardará más tiempo en encontrar una solución de calidad. Si esta presión es muy alta puede ocasionar una rápida convergencia a una solución errónea.

#### 2.6.3.2 Mutación

El operador de mutación es utilizado cuando los individuos de una generación presentan cualidades similares. Su objetivo es la modificación de los individuos

mediante alteraciones aleatorias de sus componentes. La tasa de mutación es indispensable en la eficiencia del proceso de búsqueda.

En el caso de codificación binaria la mutación se lleva a cabo por el movimiento aleatorio de bits. Si la codificación se realiza con valores reales se intercambia un valor con otro aleatorio. Otra opción es añadir, sustraer o multiplicar una cantidad al valor.

## 2.7 MVMO [6]

El algoritmo evolutivo de optimización MVMO posee un mecanismo que se lleva a cabo en un rango normalizado del espacio de búsqueda para todas las variables de optimización adoptando un enfoque único de parent- offspring (padres - descendencia).

La idea principal del MVMO se basa en una función especial de mapeo aplicada a la mutación de la descendencia en base de la media y la variancia del conjunto que comprende las mejores soluciones encontradas y que son almacenadas en un archivo de continua actualización. Gracias a la estrategia de control de la forma de la función de mapeo a través del proceso de búsqueda, el algoritmo logra un balance adecuado entre diversificación e intensificación de la búsqueda, lo que se traduce en un comportamiento con mínimo riesgo de convergencia prematura.

El algoritmo general es representado el diagrama de flujo representado en la Figura 2.10.

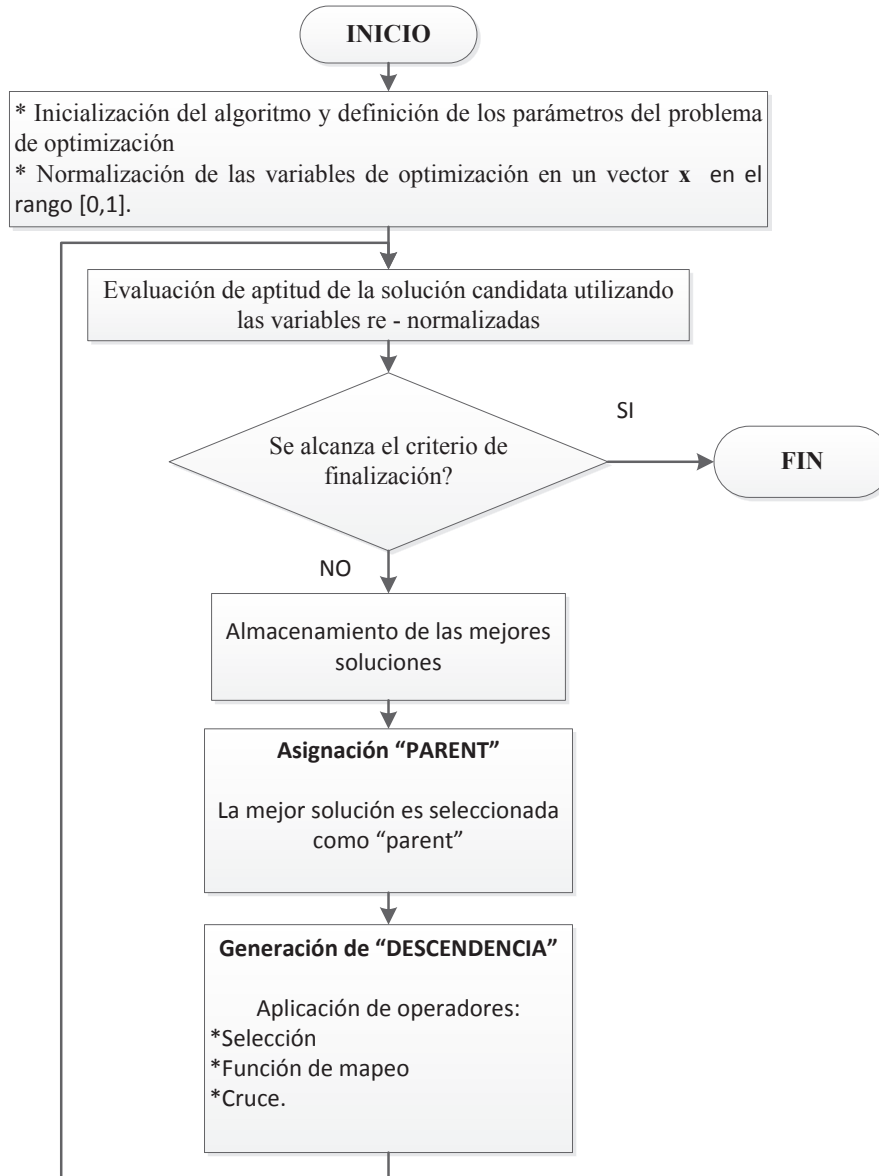


Figura 2.10 Diagrama de flujo del algoritmo de optimización MVMO [6]

El proceso comienza con un nivel de inicialización, donde los parámetros del algoritmo son definidos, la solución inicial es generada por muestreo aleatorio de las variables de decisión/optimización dentro de sus límites [min; max], estas variables de decisión son normalizadas entre los límites [0; 1]. A continuación se inicia con el bucle iterativo, que comprende la evaluación de la aptitud de la solución candidata, llenado y actualización del archivo solución (inclusión o exclusión de las soluciones candidatas de acuerdo a su aptitud en el archivo

solución), asignación del parent (basado en la mejor solución obtenida) y la creación de nuevas soluciones candidatas (aplicación de los operadores de cruce y mutación). El proceso iterativo finaliza una vez se ha alcanzado el objetivo predeterminado.

Las características principales del algoritmo son descritas a continuación:

- El rango del espacio de búsqueda para las variables de optimización están limitadas entre [0; 1]. Esta es una condición para la utilización de la función de mapeo asegurándose también que la descendencia este siempre dentro de los límites de búsqueda. La evaluación de la aptitud es desarrollada con la dimensión física original (la transformación de los valores normalizados en el rango [0; 1] a sus valores originales en el rango [min; max]) es llevada a cabo en este nivel.
- Un archivo de solución compacto y de actualización dinámica es utilizado para básicamente guiar la dirección del proceso de búsqueda. Las mejores soluciones individuales que han sido encontradas por el algoritmo son almacenadas en el archivo y ordenadas descendientemente de acuerdo a su aptitud.
- La función de mapeo es utilizada para la mutación de los genes de la descendencia basados en la media y la variancia del archivo solución.

### 2.7.1 INICIALIZACIÓN

Los parámetros utilizados en las diferentes operaciones del algoritmo MVMO se muestran en la Tabla 3.1, estos valores son referenciales para la aplicación del algoritmo MVMO en varios problemas de optimización.

**Tabla 2.1** Parámetros referenciales utilizados en el algoritmo MVMO

NOMBRE	SIMBOLO	VALOR
Tamaño de archivo	$A_{sz}$	[2; 5]
Factor de escalamiento	$f_s$	[0,9; 10]
Factor de asimetría	$AF$	[1; 10]
-----	$s_d$	[10; 75]
-----	$k_d$	0,0505/D+1
<b>D: Número de las variables de decisión</b>		

Estos valores pueden ser modificados para una aplicación específica y se pueden determinar mediante un análisis de sensibilidad. La solución candidata inicial es generada por muestreo al azar de las variables de decisión con sus límites de la siguiente forma:

$$x_i^{ini} = x_i^{min} + rand(x_i^{max} - x_i^{min}), \quad i = 1 \dots D \quad (2.5)$$

Alternativamente, los valores iniciales de las variables de decisión pueden ser definidos por valores específicos, los cuales pueden ser conocidos de antemano. Cada variable de decisión  $x_i$  es normalizada en el rango [0; 1].

#### 2.7.1.1 EVALUACIÓN DE APTITUD Y CRITERIO DE FINALIZACIÓN [6]

Las variables de decisión son normalizadas a sus rangos originales [min; max] y subsecuentemente son introducidas al modelo matemático del problema de optimización para su evaluación en las ecuaciones, determinando de esta forma los valores de la función objetivo y sus correspondientes restricciones. En caso de que no existan restricciones en el problema de optimización, la función  $f^*$  corresponde al valor de la función objetivo asociado a la solución candidata que es evaluada, en el caso de que existan pueden ser calculadas mediante el uso

una estrategia para el manejo de restricciones. Para ilustrar este punto  $f^*$  es aproximada con la siguiente expresión, la cual constituye un enfoque estático:

$$f^*(x) = f(x) + \sum_{i=1}^{N_{ic}} Y_i * \max\{0, g_i(x)\} + \sum_{j=1}^{N_{ec}} \vartheta_j * \max\{0, |h_j(x)| - \varepsilon\} \quad (2.6)$$

Donde  $x$  es el vector solución candidato,  $f(x)$  es la función objetivo,  $g_i(x)$  es la  $i$ -th restricción de desigualdad,  $h_j(x)$  es la  $j$ -th restricción de igualdad y  $\varepsilon$  es el valor de tolerancia.  $Y_i$  y  $\vartheta_j$  constituyen los coeficientes de penalización, donde  $N_{ic}$  y  $N_{ec}$  muestran el número de restricciones.

El proceso de búsqueda del algoritmo finaliza cuando se alcanza un criterio de terminación, el cual es usualmente definido previamente como un número en la evaluación de aptitud. Alternativamente, se puede terminar el proceso si no hay mejora en la aptitud de las soluciones candidatas después de varias evaluaciones sucesivas.

### 2.7.2 ARCHIVO SOLUCIÓN

El archivo solución constituye la base del MVMO, cuya información es crucial para guiar la dirección de búsqueda. Básicamente las mejores soluciones que el algoritmo ha encontrado hasta un momento determinado son almacenadas en un archivo conjuntamente con su aptitud. El tamaño del archivo se determina para todo el proceso y debe ser definido por el usuario previamente. El archivo se llena progresivamente con cada iteración, mientras que las soluciones se almacenan en orden descendente de acuerdo a su aptitud, es por eso que la primera solución rankeada constituye la mejor solución encontrada. Una vez el archivo se llena, se realiza una actualización solo si la aptitud de la nueva solución generada es mejor que las que se encuentran en el archivo, de esta manera si la aptitud mejora en cada iteración, los miembros del archivo se mantienen en constante



cambio. La media y la forma de las variables son calculadas después de cada actualización del archivo para cada variable de optimización  $x_i$  usando la siguiente expresión:

$$\bar{x}_i = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n x_i(j) \quad (2.7)$$

$$s_i = -\ln(v_i) * fs \quad (2.8)$$

Donde  $v_i$  es calculada mediante:

$$v_i = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n [x_i(j) - \bar{x}_i]^2 \quad (2.9)$$

Al inicio,  $\bar{x}_i$  corresponde con el valor inicializado de  $\bar{x}_i$  y  $v_i$  es definida en 1. La variable forma  $s_i$  es una de las entradas de la función de mapeo, con una importante influencia de la característica geométrica de la forma, este es el motivo del uso del factor de escalamiento  $fs$ , el que permite controlar la forma de la función de mapeo y por consiguiente del proceso de búsqueda.

### 2.7.3 SELECCIÓN PARENT, CRUCE Y MUTACIÓN

La posible solución que ocupa la primera posición en el archivo solución es escogida como  $x^{parent}$  para que la solución child sea creada. Para la siguiente generación (iteración), el vector solución child  $x^{child} = [x_1, x_2, x_3, \dots, x_D]$  es creada por combinación de  $D-m$  dimensiones directamente heredados de  $x^{parent}$  (cruce) y  $m$  dimensiones seleccionadas que se someten a la operación de mutación a través de la función de mapeo basada en los valores actuales de  $\bar{x}_i$  y  $s_i$ . El valor de  $m$  es un problema dependiente, mientras que la selección de las  $m$  variables a ser mutadas se realiza mediante una estrategia de selección aleatoria.

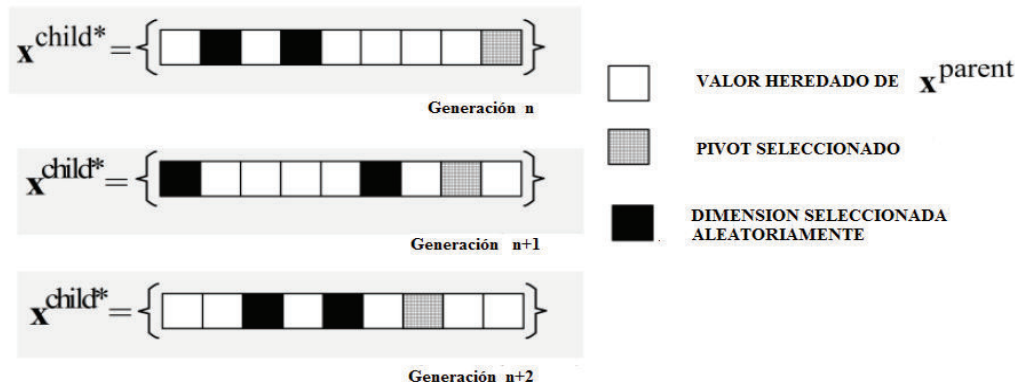


Figura 2.11 Estrategia de selección secuencial aleatoria [6]

En la Figura 2.11 se muestra una estrategia de selección en que los individuos poseen una dimensión  $D$  igual a 9,  $m$  (variables a ser mutadas) es igual a 3 y se analizan 3 sucesivas generaciones. De una generación a otra la estrategia se desarrolla por selección secuencial (pivot) de las  $m$  variables a ser mutadas, donde  $m-1$  variables son seleccionadas aleatoriamente.

El nuevo valor de cada dimensión seleccionada  $x_i$  se determina mediante:

$$x_i = h_x + (1 - h_1 + h_0) * x_i^* - h_0 \quad (2.10)$$

Donde  $x_i^*$  es la variable modificada al azar con una distribución entre  $[0,1]$  y  $h$  hace referencia a la función de mapeo la cual se define con:

$$h(\bar{x}_i, s_1, s_2, x) = \bar{x}_i * (1 - e^{-x s_{i1}}) + (1 - \bar{x}_i) * e^{-(1-x) s_{i2}} \quad (2.11)$$

Donde  $h_x$ ,  $h_1$  y  $h_0$  son salidas de la función de mapeo, las cuales son determinadas por:

$$h_x = h(x = x_i^*) \quad h_0 = h(x = 0), \quad h_1 = h(x = 1) \quad (2.12)$$

Tanto entrada y salida de la función de mapeo siempre son definidas en el intervalo  $[0,1]$  la forma de la función de mapeo es determinada por la media  $\bar{x}_i$  y los factores de forma  $s_{i1}$  y  $s_{i2}$ . En términos generales la variación de  $\bar{x}_i$  implica

un cambio en la curva de mapeo entre los límites inferior y superior del rango de búsqueda normalizado, donde las variaciones de  $s_{i1}$  y  $s_{i2}$  afectan su grado de doblado, el cual es crucial para poner más énfasis ya sea en la exploración (alta forma de doblado) o explotación (forma plana) en diferentes niveles del proceso de búsqueda. Por lo tanto la siguiente estrategia es utilizada en el algoritmo MVMO para la asignación estratégica de los valores de  $s_{i1}$  y  $s_{i2}$  con el fin de explotar la propiedad asimétrica de la función de mapeo lo que conduce a un mejor rendimiento con un equilibrio adecuado entre exploración y explotación.

$$\begin{aligned}
 & \text{si } x_i^{best} < \bar{x}_i \\
 & s_{i1} = s_i ; \quad s_{i2} = s_i * AF \\
 & \text{también si } x_i^{best} > \bar{x}_i \\
 & s_{i2} = s_i ; \quad s_{i1} = s_i * A \quad \text{FIN}
 \end{aligned} \tag{2.13}$$

Mientras avance la optimización y  $m$  haya sido definida con un pequeño valor con respecto a  $D$ , esto puede hacer que prematuramente todos los individuos almacenados en el archivo solución no difieran con respecto a las variables particulares de optimización. Esto se traduce a  $v_i$  (ver ecuación 3.24) que toma valores de 0 o cerca de 0, entonces la variable de forma  $s_i$  tiende a tener un valor muy alto (ver ecuación 3.23), lo que se refleja en el curva de mapeo plana lo que implica que la optimización no está progresando, es por esto que la siguiente estrategia es adoptada para prevenir un estancamiento prematuro en el proceso de búsqueda, considerándose entonces a  $v_i$  distinto de cero y utilizandola para calcular  $s_i$ :

$$\begin{aligned}
 & s_{i1} = s_{i2} = s_i \\
 & \text{si } s_i < s_d \\
 & s_d = s_d * k_d \quad ; \quad s_{i1} = s_d \\
 & \text{también si } s_i > s_d \\
 & s_d = s_d/k_d \quad ; \quad s_{i1} = s_d \quad \text{FIN}
 \end{aligned} \tag{2.14}$$

Es importante destacar que  $\bar{x}_i$ ,  $v_i$ ,  $s_{i1}$  y  $s_{i2}$  asociados a una solución candidato son calculadas antes que un número de soluciones candidatas estén disponibles en el archivo solución. Estas pueden ser calculadas inmediatamente después de que dos soluciones hayan sido almacenadas en el archivo. En este punto la búsqueda se desarrolla con  $s_{i1} = s_{i2} = 0$ , el cual corresponde a una línea entre cero y la forma de la función de mapeo. En este caso el valor medio no produce ningún efecto en la función de mapeo.

## **CAPÍTULO 3**

### **3 PLANTEAMIENTO METODOLÓGICO**

Una adecuada sintonización de estabilizadores de potencia permite mejorar la estabilidad del sistema ante perturbaciones de gran o pequeña magnitud. Si no se realiza una correcta parametrización se puede obtener un resultado contrario al esperado, ocasionando que ante una perturbación, el sistema adquiera un comportamiento inestable.

El estabilizador de potencia tiene como objetivo generar un amortiguamiento a las oscilaciones del rotor del generador, mediante una señal que ingresa directamente al regulador automático de voltaje, controlando de esta manera el torque eléctrico en el rotor, el cual debe ser proporcional a dichas oscilaciones produciéndose de esta forma el amortiguamiento deseado. Las oscilaciones sostenidas cuyas frecuencias corresponden al rango entre 0,1 y 3 Hz, afectan al sistema limitando la transferencia de potencia y la operación a plena carga de sus generadores aun cuando dicho sistema sea considerado robusto. Por esta razón es necesario que estas oscilaciones tengan un amortiguamiento superior a un límite prefijado haciéndose necesario la sintonización de los PSS's existentes y la implementación de estos sistemas de control en generadores que no los posean de acuerdo al análisis de pequeña señal del sistema.

En el presente capítulo se analizan algunas metodologías utilizadas en la sintonización de PSS, evaluando su aplicabilidad mediante la realización de pruebas en un sistema real.

#### **3.1 METODO DE SINTONIZACIÓN GENERADOR BARRA INFINITA [1] [2] [3]**

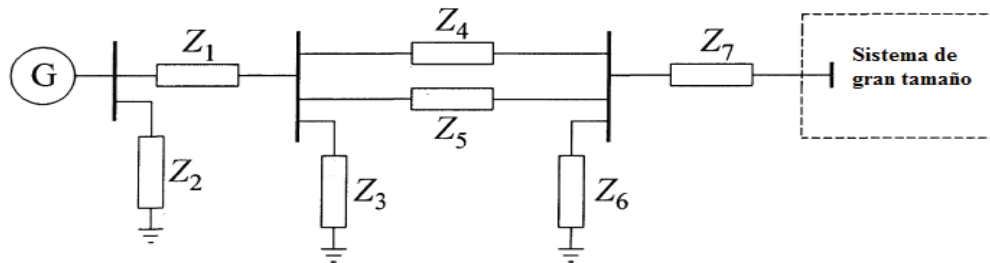
Esta metodología consiste en dos etapas, la primera se basa en la compensación de fase requerida para los atrasos de fase ocasionados por el sistema y por el generador con su sistema de excitación. La segunda fase consiste en determinar

la ganancia adecuada para el estabilizador, que permita generar el amortiguamiento deseado a las oscilaciones existentes.

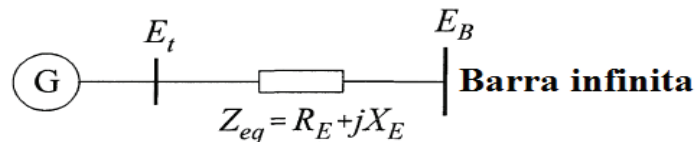
### 3.1.1 MODELO GENERADOR BARRA INFINITA [1]

El análisis de sistemas que posean una configuración simple es muy útil en el estudio de los efectos y conceptos básicos indispensables para analizar el comportamiento de sistemas más grandes y complejos. Para describir el comportamiento que tienen la velocidad y el ángulo del rotor cuando un sistema es sometido a pequeñas perturbaciones se utilizan diagramas de bloque que representan dicho comportamiento para poder analizar la estabilidad de pequeña y gran señal en un sistema de potencia. El desarrollo detallado de los modelos presentados a continuación se encuentra en la referencia [1].

En la figura 3.1 se representa a un generador conectado a un sistema de gran tamaño en su configuración general, el mismo que por el uso del equivalente de Thévenin de la red externa, se representa como una barra infinita.



(a) Configuración General



(b) Sistema equivalente

Figura 3.1 Sistema generador conectado a un sistema de gran tamaño [1]

Debido al tamaño de la máquina en comparación al sistema externo, la dinámica de la misma no ocasiona ningún efecto en este sistema, por lo que se considera tanto al voltaje como la frecuencia del mismo como constantes. Se inicia el análisis con el modelo clásico y paulatinamente se añadirá detalles correspondientes a los efectos de la dinámica del circuito de campo, sistema de excitación y amortiguamientos.

### 3.1.1.1 Representación del generador mediante el modelo clásico [1]

El análisis inicia con la representación del generador por el modelo clásico despreciando todas las resistencias, esto se puede observar en la Figura 3.2.

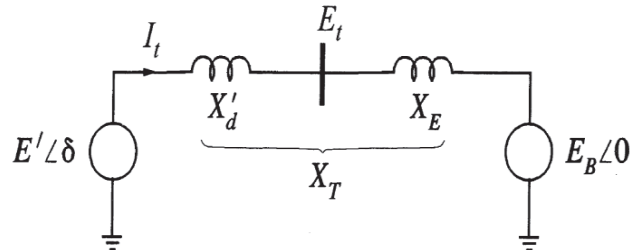


Figura 3.2 Modelo clásico del generador [1]

El estudio del modelo clásico del generador permite determinar el modelo básico generador barra infinita representada en la Figura 3.3

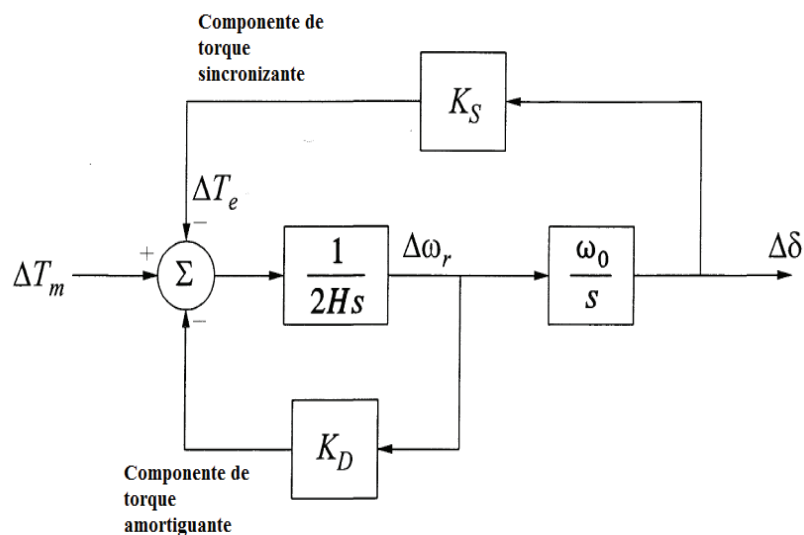


Figura 3.3 Diagrama de bloques del modelo generador barra infinita – modelo clásico [1]

Siendo:

- $K_s$  = Coeficiente de torque sincronizante en pu torque/rad.
- $K_D$  = Coeficiente de torque de amortiguamiento en pu torque/pu desviación de velocidad.
- $H$  = Constante de inercia en MW\*s/MVA.
- $\Delta\omega_r$  = Desviación de la velocidad en pu =  $(\omega_r - \omega_0) / \omega_0$ .
- $\Delta\delta$  = Desviación del ángulo del rotor en radianes eléctricos.
- $s$  = Operador de Laplace.
- $\omega_0$  = Velocidad medida en radianes eléctricos/segundo =  $2\pi f_0$

### 3.1.1.2 Efecto de la dinámica del circuito de campo

En este caso se considera el desempeño del sistema añadiendo el efecto producido por las variaciones del flujo de campo. Los efectos de amortiguamiento serán despreciados y el voltaje de campo se considerará de magnitud constante.

En la Figura 3.4 se observa el diagrama fasorial del modelo en el que el eje de cuadratura se adelanta a  $E_B$  con un ángulo  $\delta$ .

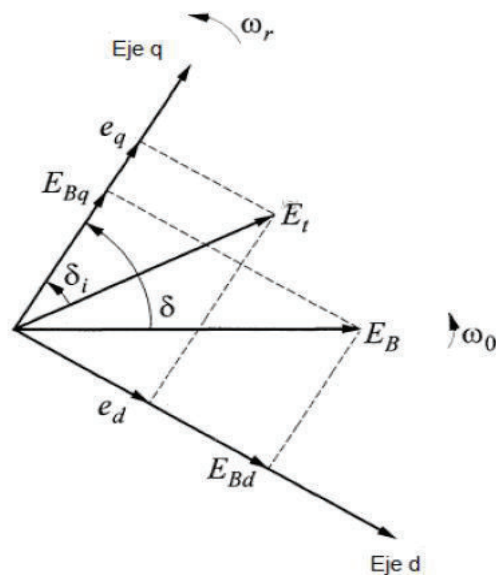


Figura 3.4 Diagrama fasorial del modelo [1]



En la Figura 3.5 Se representa el diagrama de bloques del sistema considerando el efecto que produce el circuito de campo.

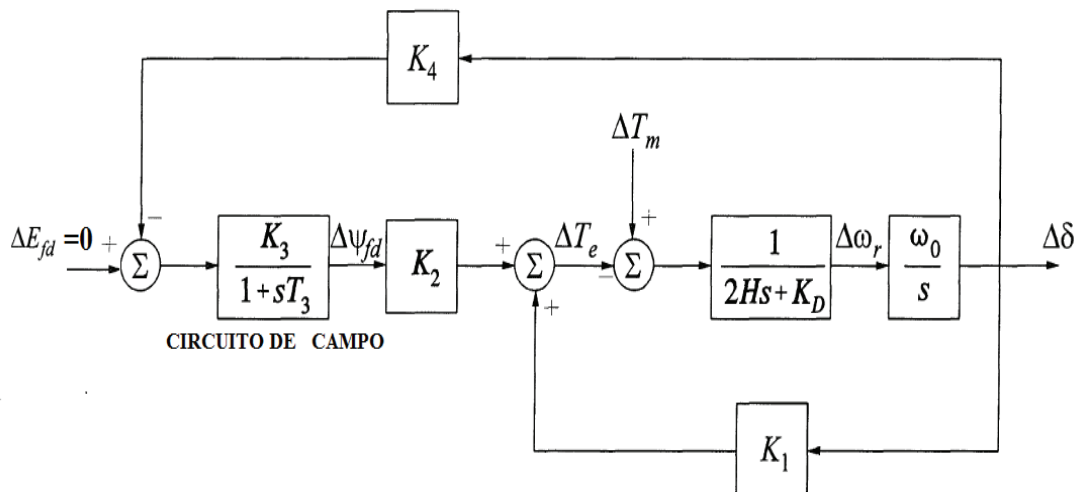


Figura 3.5 Representación en diagrama de bloques considerando el efecto del circuito de campo [1]

### 3.1.1.3 Sistema de excitación

En base a los modelos previamente analizados se considera ahora al sistema de excitación y el efecto que produce este en la estabilidad de pequeña señal del sistema generador barra infinita.

En la Figura 3.6 se representa el modelo del sistema de excitación a base de tiristores.

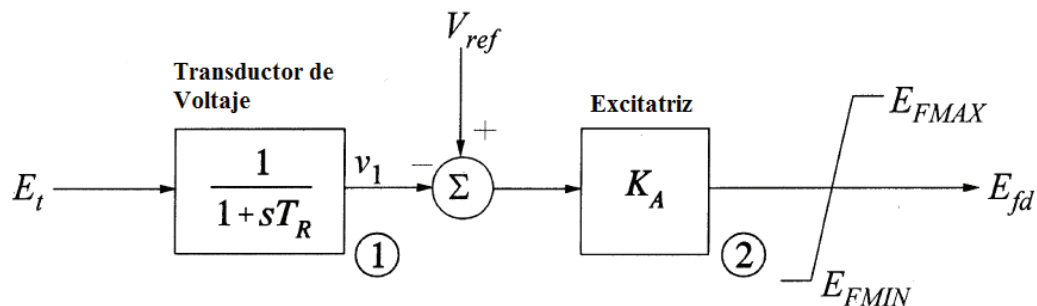


Figura 3.6 Sistema de excitación [1]

En la Figura 3.7 se puede observar el diagrama de bloques completo del sistema obtenido con la inclusión del transductor de voltaje y los bloques correspondientes al AVR.

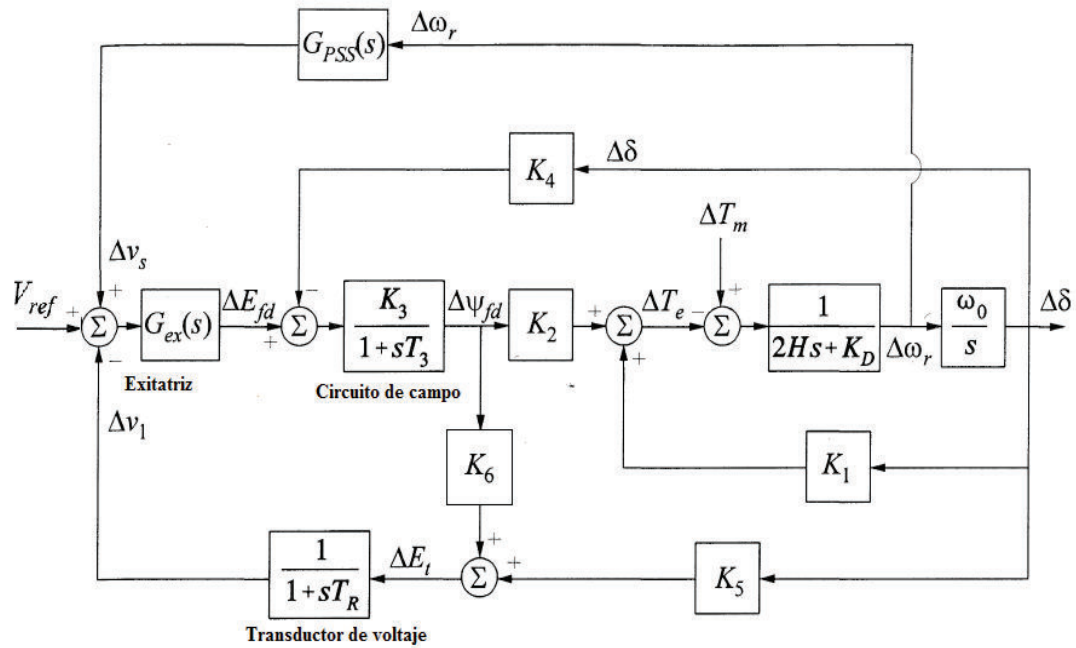


Figura 3.7 Diagrama de bloques del modelo Generador - Barra infinita [1]

#### 3.1.1.4 Modelo Heffron Phillips [1] [2] [3]

El análisis de pequeña señal de las ecuaciones fundamentales del generador síncrono, permite determinar las constantes  $K_1$  a  $K_6$  del modelo, las mismas que son funciones del generador, la carga y la impedancia del vínculo con la red externa. Para lo cual no se toma en cuenta el efecto de amortiguamiento que producen los arrollamientos  $K_D = 0$  ni el amortiguamiento producido por las cargas.

Para determinar las constantes de este modelo es necesario analizar varios estados operativos del sistema, para determinar en cuál de estos presenta las condiciones que podrían ocasionar inestabilidad en el sistema. Cada estado operativo posee una característica de fase diferente que debe ser compensada.

Factores que se consideran para el cálculo de las constantes del modelo:

- Fortaleza de la conexión con la red del sistema externo, considerando que los valores de la impedancia  $X_E$  de la red son los siguientes 0,25; 0,5; 0,75; y 1.
- Condiciones de carga de los generadores, para la potencia activa se considera el valor nominal de generador, mientras que para la potencia reactiva consideramos sus valores máximos y mínimos.
- Voltaje en los terminales del generador  $E_t$ , se realiza el análisis considerando los siguientes valores de voltaje en por unidad 0,95; 1; 1,05.
- Voltaje en la barra infinita  $E_B$  se analiza con los siguientes valores de voltaje 0,9; 0,95; 1; 1,05; 1,1 para obtener varios estados de operación

A continuación se presentan las ecuaciones que permiten el cálculo de las constantes mencionadas:

- Cambio de torque eléctrico ante cambio en el ángulo del rotor:

$$K_1 = \frac{E_B E_{q0}}{D} (R_T \text{sen} \delta_0 + X_{Td} \text{cos} \delta_0) + \frac{E_B i_{q0}}{D} (X_q - X'_d) (X_{Tq} \text{sen} \delta_0 - R_T \text{cos} \delta_0) \quad (3.1)$$

- Cambio en el torque eléctrico ante cambio en el flujo concatenado en el eje directo con el ángulo del rotor constante:

$$K_2 = \frac{L_{ads}}{L_{ads} + L_{fd}} \left[ \frac{R_T}{D} E_{q0} + \left( \frac{X_{Tq} (X_q - X'_d)}{D} + 1 \right) i_{q0} \right] \quad (3.2)$$

- Factor de impedancia:

$$K_3 = \frac{L_{ads}}{L_{ads} + L_{fd}} \left( 1 + \frac{X_{Tq}}{D} * (X_q - X'_d) \right)^{-1} \quad (3.3)$$

- Efecto desmagnetizante de cambio en el ángulo del rotor:

$$K_4 = \frac{E_B}{D} (X_d - X'_d) (X_{Tq} \text{sen} \delta_0 - R_T \text{cos} \delta_0) \quad (3.4)$$

- Cambio en el voltaje en terminales ante cambios en el ángulo:

$$K_5 = \frac{e_{d0}}{E_{t0}} [-R_a m_1 + L_l n_1 + L_{ads} n_1] + \frac{e_{d0}}{E_{t0}} [-R_a n_1 - L_l m_1 - L'_{ads} m_1] \quad (3.5)$$

- Cambio en el voltaje en terminales ante cambios en el flujo:

$$K_6 = \frac{e_{d0}}{E_{t0}} [-R_a m_2 + L_l 2 + L_{ads} n_2] + \frac{e_{d0}}{E_{t0}} [-R_a n_2 - L_l m_2 - L'_{ads} \left( \frac{1}{L_{fd}} - m_2 \right)] \quad (3.6)$$

Para poder realizar el cálculo de las constantes correspondientes, se debe tomar en cuenta dos condiciones, que permitan simplificar las ecuaciones observadas:

- No se toma en cuenta el efecto de saturación del hierro.
- Se considera intrascendente el efecto producido por los devanados de amortiguamiento.

$$K_1 = \frac{E_B E_{q0}}{D} (X_{Td} \text{cos} \delta_0) + \frac{E_B i_{q0}}{D} (X_q - X'_d) (X_{Tq} \text{sen} \delta_0 - R_T \text{cos} \delta_0) \quad (3.7)$$

$$K_2 = \left( \frac{X_{Tq} (X_q - X'_d)}{D} + 1 \right) i_{q0} \quad (3.8)$$

$$K_3 = \left( 1 + \frac{X_{Tq}}{D} * (X_q - X'_d) \right)^{-1} \quad (3.9)$$

$$K_4 = \frac{E_B}{D} (X_d - X'_d) (X_{Tq} \text{sen} \delta_0 - R_T \text{cos} \delta_0) \quad (3.10)$$

$$K_5 = \frac{X_q E_{td0}}{X_{Tq} E_t} E_B * \cos \delta_0 + \frac{X_d E_{tq0}}{X_{Td} E_t} E_B * \sin \delta_0 \quad (3.11)$$

$$K_6 = \frac{X_E E_{q0}}{X_{Td} E_t} \quad (3.12)$$

Las constantes del modelo se calculan para cada una de las condiciones operativas planteadas lo que permite determinar el máximo y mínimo atraso de fase mediante la relación  $K_2/K_6$ . En la Figura 3.8 se observa el diagrama de bloques del modelo *Heffron Phillips*.

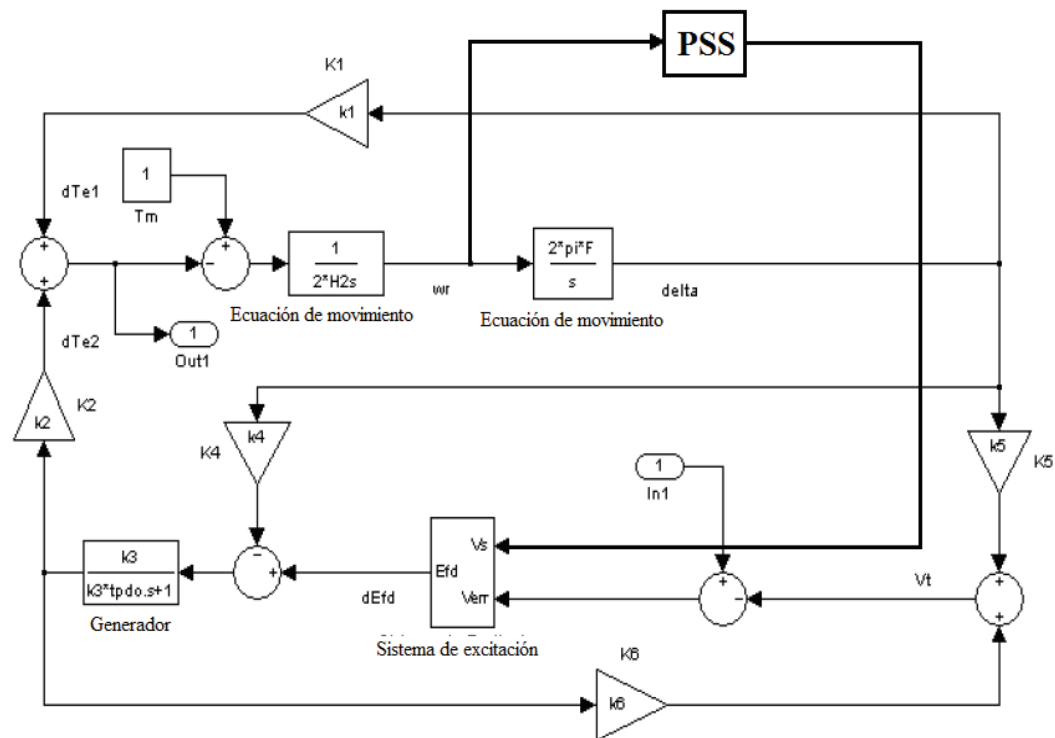


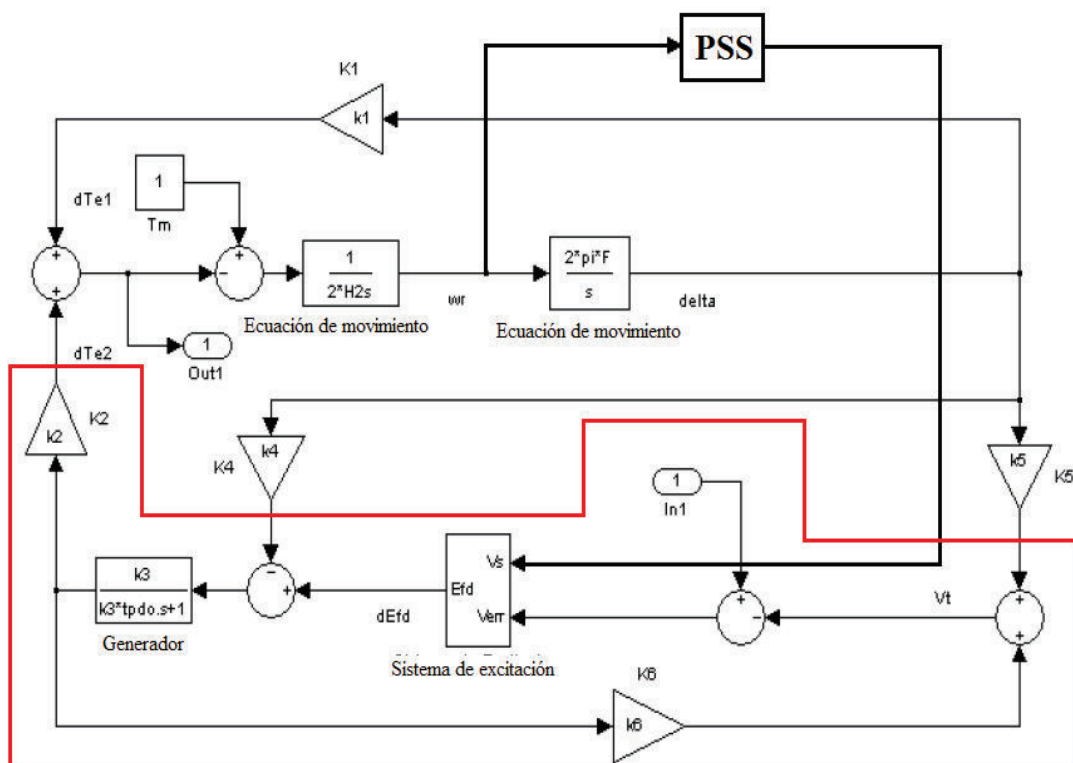
Figura 3.8 Modelo Heffron Phillips [2]

### 3.1.1.5 Compensación de fase [2] [3]

Para determinar la compensación de fase necesaria es fundamental analizar la función de transferencia en lazo abierto que representa al sistema de excitación, al generador y al sistema de potencia GEP(s) la misma que depende del estado

de carga del generador, la firmeza de la conexión con la red y del regulador automático de voltaje permitiendo establecer el ajuste necesario que debe tener el estabilizador de potencia para tener una adecuada compensación a los atrasos de fase generados por el generador, el sistema de excitación y el sistema de potencia.

En la Figura 3.9 se presenta el modelo previamente analizado, identificando los bloques que corresponden a la función de transferencia GEP y el PSS con señal de entrada de velocidad.



**Figura 3.9** Función de transferencia GEP correspondiente al modelo Heffron Phillips con el estabilizador de potencia [2]

Sea cual sea la señal de entrada del estabilizador este debe compensar los retrasos de fase ocasionados por el generador y su sistema de excitación y el sistema representados por la función de transferencia GEP. El análisis de la

respuesta de frecuencia (diagrama de bode) de esta función de transferencia permite identificar estos atrasos de fase.

Se prevé contrarrestar oscilaciones correspondientes a modos locales y modos interarea cuyo rango de frecuencia oscila entre 0,1 y 2 Hz.

#### 3.1.1.5.1 *Determinación de las constantes de tiempo*

El valor de las constantes de tiempo determina la respuesta de frecuencia del PSS basándose en dos aspectos, la frecuencia central y la relación entre las constantes de tiempo. La primera condición determina el desplazamiento de la curva, mientras que la segunda determina el grado de compensación a proporcionar.

La expresión 3.15 permite determinar la frecuencia central:

$$f_c = \frac{1}{2\pi} * \frac{1}{\sqrt{T_1 T_2}} \quad (3.13)$$

La expresión 3.16 muestra la razón entre las constantes de tiempo:

$$\frac{T_1}{T_2} = \frac{T_3}{T_4} = n \quad (3.14)$$

De esta última expresión se puede concluir que la relación  $n$  es directamente proporcional con el grado de compensación, como se indicó un excesivo nivel en compensación ocasiona un efecto contrario al esperado.

El adecuado ajuste de las constantes de tiempo del PSS permite tener una adecuada compensación a los atrasos de fase antes mencionados.

### 3.1.1.6 DETERMINACIÓN DE LA GANANCIA

El paso a seguir en esta metodología es la determinación de la ganancia. Una vez compensado los respectivos retrasos de fase se requiere determinar los valores propios del sistema mediante el análisis de la gráfica del lugar geométrico de sus raíces.

La ganancia del estabilizador tiene una relación directa con la ganancia crítica que produce inestabilidad en el sistema, para determinarla se analiza el desplazamiento de los autovalores progresivamente de acuerdo al incremento de la ganancia del estabilizador hasta llegar al plano real positivo. Al alcanzar los autovalores esta ubicación, se determina que el sistema al excitar ese modo tendrá un comportamiento inestable. La ganancia óptima del estabilizador tiene relación directa con la ganancia crítica, dependiendo del tipo de señal de entrada del estabilizador se deben utilizar las siguientes expresiones:

Si la señal de entrada del estabilizador corresponde a variaciones de velocidad la relación es la siguiente:

$$K_{Estabilizador} = \frac{K_{crítica}}{3} \quad (3.15)$$

En caso de que la señal sea de potencia la relación corresponde a:

$$K_{Estabilizador} = \frac{K_{crítica}}{8} \quad (3.16)$$

El proceso de sintonización correspondiente a los estabilizadores de potencia duales o de doble entrada es igual a la utilizada con los PSS con señal de entrada de velocidad:



$$K_{Estabilizador} = \frac{K_{critica}}{3} \quad (3.17)$$

### 3.2 METODO DE SINTONIZACIÓN DE PSS MEDIANTE EL USO DEL ALGORITMO MVMO [6]

La implementación del algoritmo MVMO fue desarrollada en el lenguaje de programación de DIgSILENT PowerFactory (DPL), este DPL se encuentra en los anexos de la cita bibliográfica [6]. Las principales características de DPL lo hacen similar al lenguaje de programación C++, ofreciendo funciones aritméticas disponibles, así como otras funciones típicas de programación (funciones lógicas, bucles y condicionales) incluyendo el manejo de vectores y matrices.

El objeto comando de un DPL constituye el elemento central de enlace, este permite la conexión de diferentes parámetros, variables u objetos de varias funciones o elementos internos con el objetivo de brindar resultados o cambiar parámetros.

Como entradas de un código DPL pueden ser predefinidos los parámetros de elementos, objetos de un diagrama unifilar de un sistema o elementos de una base de datos. La información de entrada puede ser evaluada mediante funciones o variables internas del código DPL.

El código DPL está diseñado de tal manera que permite ejecutar un conjunto de operaciones comunicándose con la base de datos para leer o realizar ajustes de parámetros directamente en los objetos de la base de datos. Estas características permiten la implementación del algoritmo MVMO con el fin de desarrollar un número de rutinas de optimización en el sistema de potencia, que requiere un funcionamiento sistemático de comandos específicos como flujos de carga, simulaciones en el dominio del tiempo o análisis modal del sistema.

El DPL script principal del algoritmo MVMO ha sido estructurado de la siguiente forma para su aplicación:

- Primer nivel.- Definición de parámetros y del espacio de memoria; el objetivo de esta rutina es proveer al algoritmo los parámetros requeridos para su implementación.
- Segundo Nivel.- Inicialización de parámetros; la solución candidata inicial es generada tomando muestras al azar de acuerdo a sus límites previamente normalizados en el rango de [0,1].
- Tercer nivel.- Bucle principal de optimización; el lazo principal está compuesto por un conjunto de rutinas que permiten el control del procedimiento de optimización, la ejecución de la función de evaluación, el manejo de restricciones así como las mutaciones y el desarrollo de nuevas generaciones de posibles soluciones.
- Cuarto nivel.- Una vez el proceso de optimización se ha completado (cuando el máximo número de evaluaciones ha sido alcanzado), se obtienen los valores de la función objetivo vs. el número de iteraciones.

### 3.2.1 APLICACIÓN DEL ALGORITMO MVMO EN LA SINTONIZACIÓN DE PSS [6]

El algoritmo MVMO implementado en DPL permite resolver cualquier problema de optimización en DlgSILENT PowerFactory.

Este algoritmo se enfoca en la parametrización coordinada de elementos mediante su función objetivo. Para la aplicación específica de sintonización de PSS las soluciones candidatas generadas por el algoritmo corresponden a los parámetros de ganancias y constantes de tiempo de los modelos de PSS implementados en un sistema.

El criterio de finalización del algoritmo es definido por el número de iteraciones. Las soluciones candidatas son evaluadas en cada iteración mediante la función objetivo del algoritmo. Estas posibles soluciones son seteadas en los PSS y mediante el análisis modal del sistema se determinan los modos oscilatorios poco amortiguados e inestables. La evaluación radica en la comparación del valor de amortiguamiento del modo oscilatorio de menor amortiguamiento con un valor predefinido. Esta comparación se realiza mediante la diferencia de estos, si el amortiguamiento se incrementa progresivamente en cada iteración, el valor de esta diferencia disminuirá gradualmente hasta aproximarse a cero. Este es un indicador de que el proceso de optimización converge.

De acuerdo al análisis modal del sistema de cada iteración, las soluciones candidatas que brinden los mejores resultados, incrementando el amortiguamiento de los modos oscilatorios sobre un límite predefinido son almacenadas y utilizadas para generar nuevas posibles soluciones de tal forma que permitan mejorar la estabilidad de pequeña señal de un sistema.

## CAPÍTULO 4

### 4 APLICACIÓN PRÁCTICA Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

Determinar los parámetros adecuados del estabilizador de potencia consiste el principal objetivo con el que se logrará incrementar el amortiguamiento de los modos oscilatorios poco amortiguados sin producir un efecto negativo en otros, además de no contrarrestar la capacidad de recuperación del sistema cuando se ha producido una perturbación de gran magnitud.

Los modelos de PSS implementados en la base de datos son reales, las metodologías de sintonización aplicadas en esta capítulo se enfocan en la determinación de los parámetros de tiempo correspondientes a los bloques de compensación de fase y el valor de ganancia. Los demás parámetros del modelo corresponden a bloques de procesamiento de las señales de entrada, al ser modelos debidamente validados, estos parámetros se conservan.

Con la aplicación de la metodología Generador Barra infinita se busca tener una base fiable, previa para la aplicación del algoritmo MVMO.

Una vez sintonizados los PSS del sistema con la primera metodología, se procederá a verificar su efecto ante una gran perturbación mediante la simulación de cortocircuitos trifásicos en puntos críticos del sistema, en varios escenarios operativos del SNI ecuatoriano, interconectado con un equivalente estático del sistema colombiano, con el sistema colombiano con sus PSS desactivados y finalmente interconectado con el sistema colombiano con sus PSS activados.

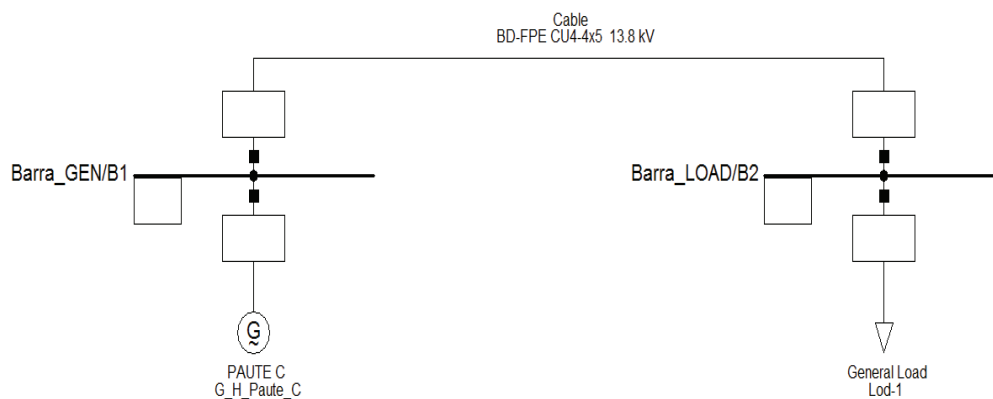
El análisis modal del sistema, permitirá reconocer los modos oscilatorios poco amortiguados e inestables, para posteriormente con la aplicación del algoritmo MVMO incrementar el amortiguamiento de estos modos problema, mejorando de

esta forma la estabilidad de pequeña señal del sistema. Finalmente se comprobará el efecto de los PSS ante grandes perturbaciones.

#### 4.1 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE SINTONIZACIÓN GENERADOR BARRA INFINITA [1] [2] [3]

A manera de ejemplo práctico de aplicación de esta metodología, se ha escogido a uno de los generadores de la central hidroeléctrica Paute etapa C incluyendo los modelos de sus controladores. El proceso de sintonización de su PSS inicia con la identificación del modelo de su AVR y el tipo de estabilizador de potencia implementado en dicha unidad. De acuerdo a las características del generador y a las condiciones operativas a las que podría estar sometido se calculan las constantes correspondientes al modelo, teniendo como objetivo determinar las necesidades de máxima y mínima compensación de fase gracias a un análisis en el dominio de la frecuencia del sistema. Como punto final se procede a determinar la ganancia del estabilizador, alcanzando el amortiguamiento óptimo para las oscilaciones, sin afectar negativamente a otros modos oscilatorios del sistema.

En la Figura 4.1 se presenta un sistema simple generador – carga, conectados mediante un cable, en el que se identifica a una unidad perteneciente a la central hidroeléctrica Paute etapa C.



**Figura 4. 1** Generador de la central Hidroeléctrica de Paute etapa C

En la Figura 4.2 se puede observar el modelo del regulador automático de voltaje implementado en esta unidad de Paute C, mientras que en la Tabla 4.1 se muestran los parámetros utilizados en este modelo.

VCO\_Paute\_C: (IEEE ST1A)

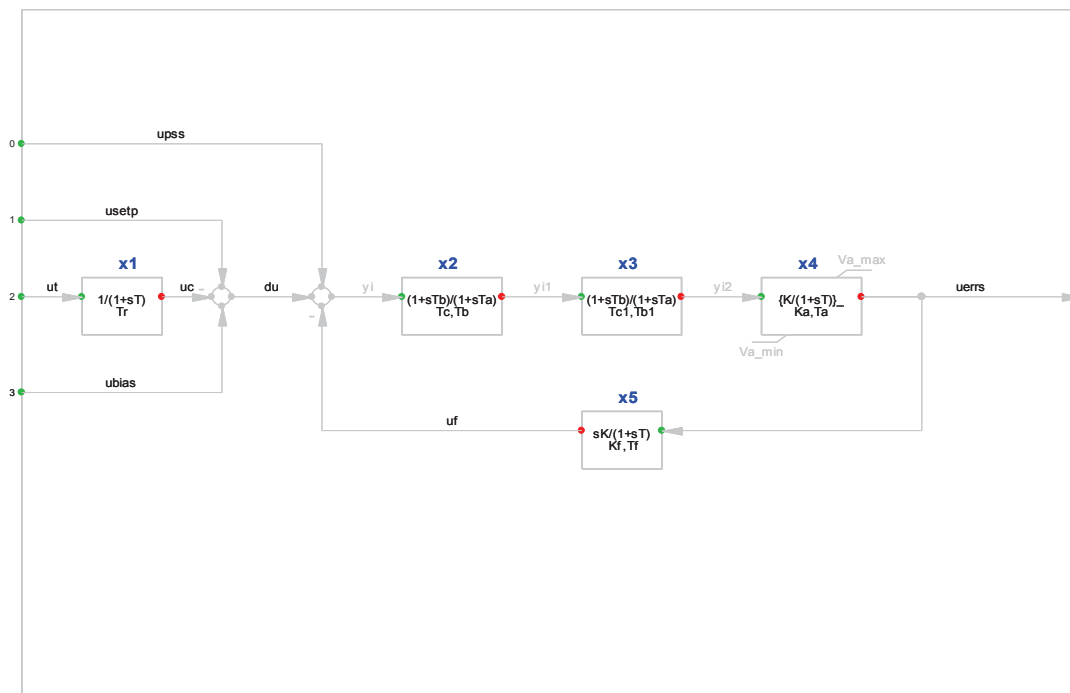


Figura 4. 2 Diagrama de bloques del modelo del AVR implementado en Paute C

Tabla 4. 1 Parámetros del AVR de Paute C

PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD	DESCRIPCIÓN
Tr	0.02	[s]	Retraso de la medición
Tc	0	[s]	Constante de tiempo del filtro derivativo
Tb	0	[s]	Retraso de tiempo del filtro
Tc1	0	[s]	Constante de tiempo del filtro derivativo
Tb1	0	[s]	Retraso de tiempo del filtro
Ka	110	[pu]	Ganancia del controlador
Ta	0.19	[s]	Constante de tiempo del controlador
Kf	0.039	[pu]	Ganancia de estabilización
Tf	1.9	[s]	Constante de tiempo de estabilización
Va_min	-3	[pu]	Salida mínima del controlador
Va_max	4.9	[pu]	Salida máxima del controlador

El modelo de PSS con el que cuenta esta unidad se presenta en la Figura 4.3.

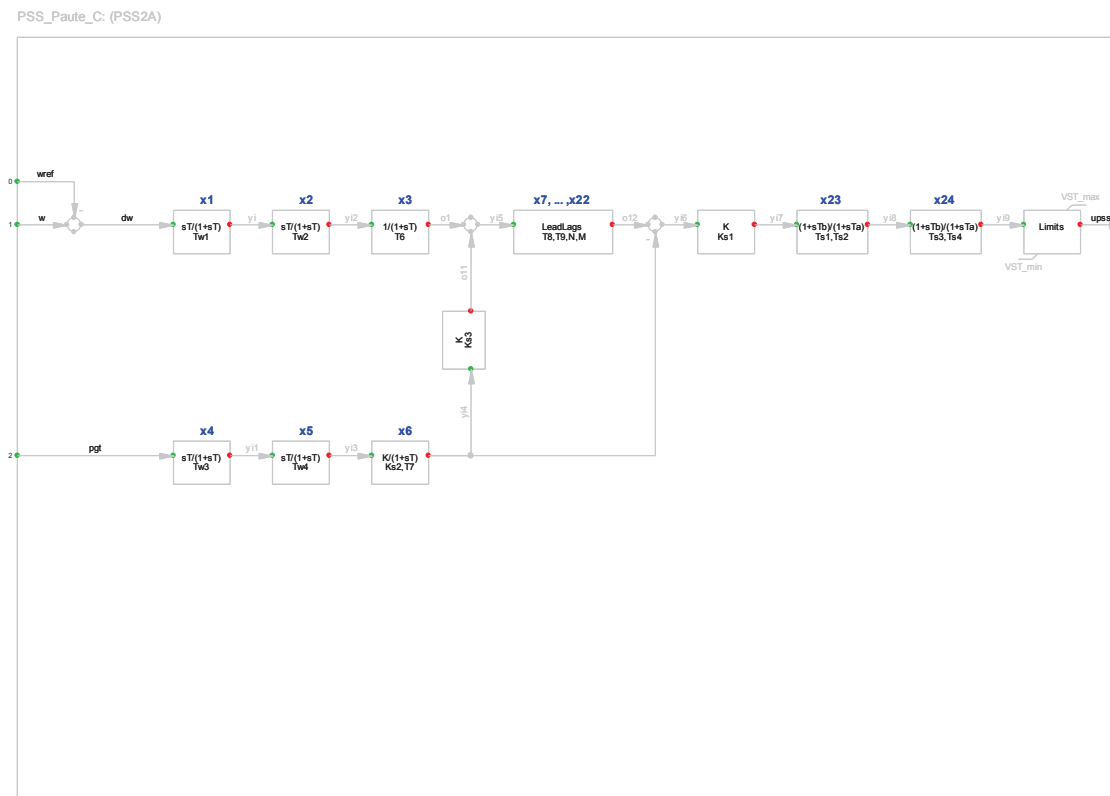


Figura 4. 3 Diagrama de bloques del modelo del PSS implementado en Paute C

Tabla 4. 2 Parámetros del PSS de Paute C

PARÁMETRO	UNIDAD	DESCRIPCIÓN
Tw1	[s]	1st Washout 1th Constante de tiempo
Tw2	[s]	1st Washout 2th Constante de tiempo
T6	[s]	1st Constante de tiempo del transductor de señal
Tw3	[s]	2nd Washout 1th Constante de tiempo
Tw4	[s]	2nd Washout 2th Constante de tiempo
Ks2	[pu]	2nd Factor del transductor de señal
T7	[s]	2nd Constante de tiempo del transductor de señal

Ks3	[pu]	Washouts factor de acoplamiento
T8	[s]	Constante de tiempo del filtro rampa derivativo
T9	[s]	Constante de tiempo de retraso del filtro rampa
N	[-]	Filtro rampa
M	[-]	Filtro rampa
Ks1	[pu]	PSS Ganancia
Ts1	[s]	1 <sup>st</sup> constante de tiempo derivativo
Ts2	[s]	1st constante de tiempo de atraso
Ts3	[s]	2nd constante de tiempo derivativo
Ts4	[s]	2nd constante de tiempo de atraso
VST_min	[pu]	Mínima salida del controlador
VST_max	[pu]	Máxima salida del controlador

#### 4.1.1 MODELO GENERADOR BARRA INFINITA [1]

El desarrollo de este modelo busca describir cómo se comporta un generador conectado a una barra infinita (Sistema muy grande) ante pequeñas y grandes perturbaciones. Como se señaló previamente en el Capítulo 3, para la aplicación de esta metodología se deben calcular las constantes de dicho modelo para poder configurarlo y realizar su posterior análisis. En la Figura 3.7 del capítulo anterior se muestra al modelo generador barra infinita con los diagramas de bloques correspondientes al AVR y al PSS.

#### 4.1.2 MODELO HEFFRON PHILLIPS [2] [3]

El modelo Heffron Phillips es una representación del modelo generador barra infinita, utilizado para la sintonización de parámetros del PSS. Como se indicó en el capítulo anterior las expresiones con las que se calculan las constantes del modelo dependen de las características propias del generador y de las condiciones operativas del sistema. El análisis del modelo permite determinar las condiciones de mayor y menor requerimiento de compensación de fase.



En la figura 4.4 se muestra el modelo generador barra infinita Heffron Phillips implementado en Matlab, en el que se identifica la función de transferencia en lazo abierto GEP (Generador, sistema de excitación y sistema de potencia).

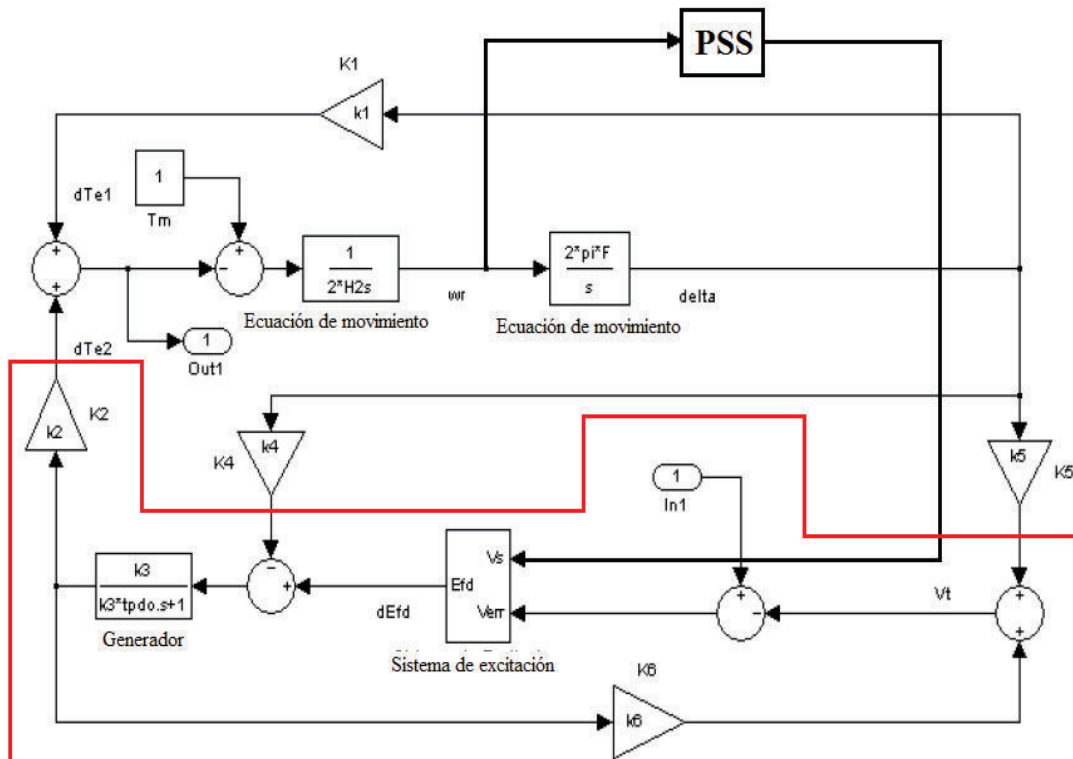


Figura 4. 4 Modelo Heffron Phillips [2]

En la Tabla 4.2 se presentan los parámetros de la unidad de generación escogida en este caso Paute C, necesarios para el cálculo de las constantes del modelo:

Tabla 4. 3 Parámetros de una unidad de Paute C

Parámetro			
Potencia nominal aparente	S	127,7	MVA
Voltaje nominal	V	13,8	kV
Factor de potencia	<i>fp</i>	0,92	
Reactancias sincrónicas	<i>Xd</i>	1,0225	p.u.

Reactancia transitoria	$Xq$	0,6334	p.u.
Constante de inercia	$Xd'$	0,2805	p.u.
Amortiguamiento mecánico	H	6,810869	S
Constante de tiempo transitorio	D	0	p.u.
	$Td'$	1,906577	S

En la Tabla 4.3 se muestra el valor de las constantes del modelo calculadas de acuerdo a los parámetros de la unidad de Paute C.

**Tabla 4. 4** Constantes del modelo

CONSTANTE	VALOR
$K_1$	0,5725
$K_2$	0,4700
$K_3$	0,6331
$K_4$	0,3488
$K_5$	-0,0709
$K_6$	0,7614

#### 4.1.2.1 Compensación de fase

Para realizar una adecuada compensación es necesario analizar la respuesta de frecuencia de la función de transferencia en lazo abierto GEP (Generador, sistema de excitación y sistema de potencia) del modelo Generador Barra infinita, determinando de esta forma la compensación de fase necesaria que el PSS debe brindar.

En la Figura 4.5 se muestra el diagrama de bloques perteneciente a la función de transferencia en lazo abierto GEP, implementado en MATLAB para su posterior análisis.

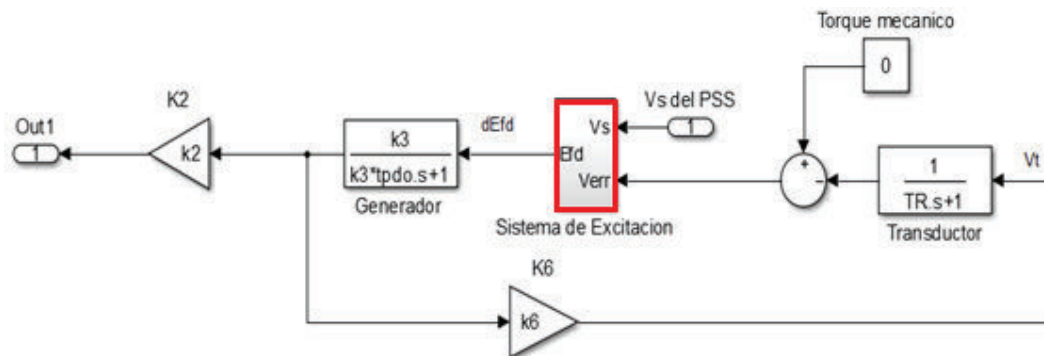


Figura 4. 5 Función de transferencia en lazo abierto GEP

En el diagrama de bloques GEP se analiza el bloque correspondiente al sistema de excitación, implementándose en este el regulador automático de voltaje perteneciente al generador escogido, cuyo modelo se presentó previamente. En la Figura 4.6 se muestra el modelo del AVR de Paute C, implementado en MATLAB tomando en cuenta el valor de sus parámetros para realizar las simplificaciones correspondientes, incluyendo también a los parámetros de su transductor.

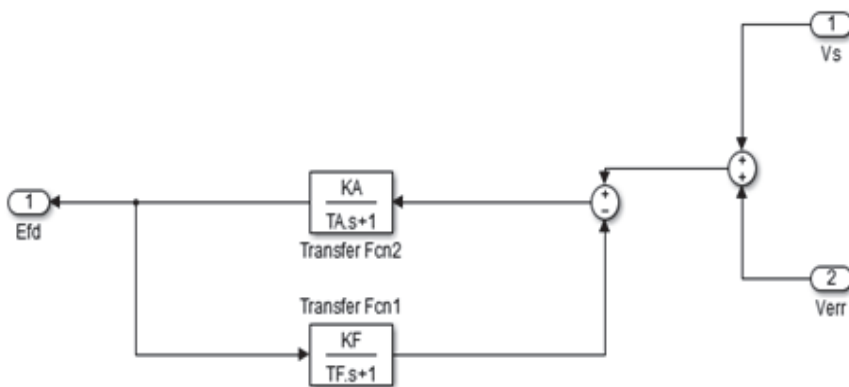
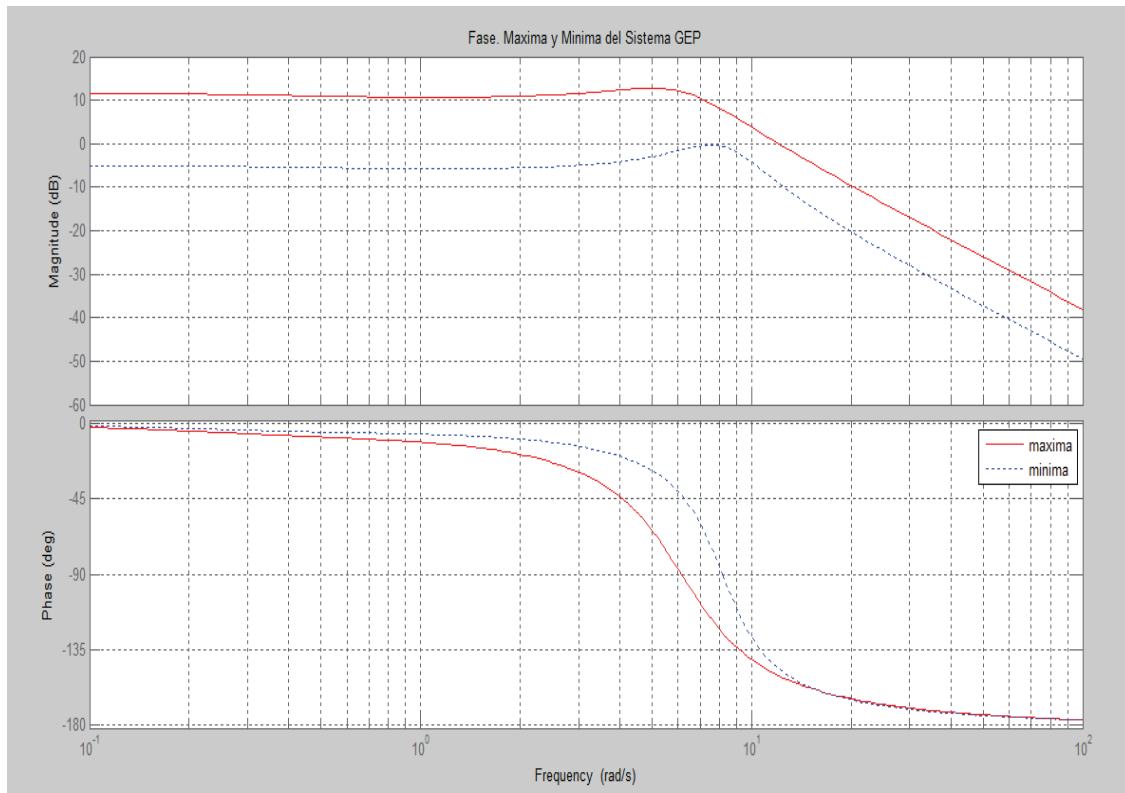


Figura 4. 6 AVR de Paute C

Continuando con el proceso se analiza la respuesta de frecuencia de la función de transferencia GEP, identificando la máxima y mínima compensación de fase requerida, determinada por la relación  $K2/K6$ .

En la figura 4.7 se representa la respuesta de frecuencia de la función de transferencia en lazo abierto GEP(s), para el máximo y mínimo requerimiento de compensación de fase.



**Figura 4. 7** Respuesta de frecuencia de GEP

➤ *Determinación de las constantes de tiempo*

Para proporcionar la compensación de fase requerida se ajustan las constantes de tiempo del estabilizador de potencia, de tal forma que el PSS actúe y brinde resultados satisfactorios ante oscilaciones de distintas frecuencias características para los diversos estados operativos del sistema. El programa utilizado para determinar dichas constantes analiza el requerimiento de fase máxima y mínima determinada por la relación  $K_2/K_6$  de tal forma que calcula los valores adecuados de  $T_1, T_2, T_3$  y  $T_4$  correspondientes a los bloques de compensación del estabilizador, obteniéndose el adelanto de fase adecuado. En la Tabla 4.4 se

muestran los valores de las constantes de tiempo para el estabilizador de potencia de Pauta C.

**Tabla 4. 5** Constantes de tiempo para el PSS de Pauta C

<b>Constantes de tiempo</b>	
$T_1$	0,5117 s
$T_2$	0,0569 s
$T_3$	0,5117 s
$T_4$	0,0569 s

#### 4.1.2.2 DETERMINACIÓN DE LA GANANCIA

Para determinar la ganancia se analiza el lugar geométrico de las raíces, incrementando la ganancia del estabilizador hasta el punto en que los valores propios del sistema se desplacen hasta el plano real positivo representando así la inestabilidad del sistema.

Como el PSS es del tipo dual se lo analiza como en el caso de un PSS simple con señal de entrada de velocidad, dada esta condición la ganancia a ser seteada en el estabilizador corresponde a un tercio de la ganancia crítica que previamente se encontró.

$$K_{Estabilizador} = \frac{K_{crítica}}{3}$$

En la Figura 4.8 se presenta el lugar geométrico de las raíces, con la ganancia del estabilizador incrementada hasta que sus autovalores se han desplazado al plano real positivo, siendo esta ganancia igual a 40.

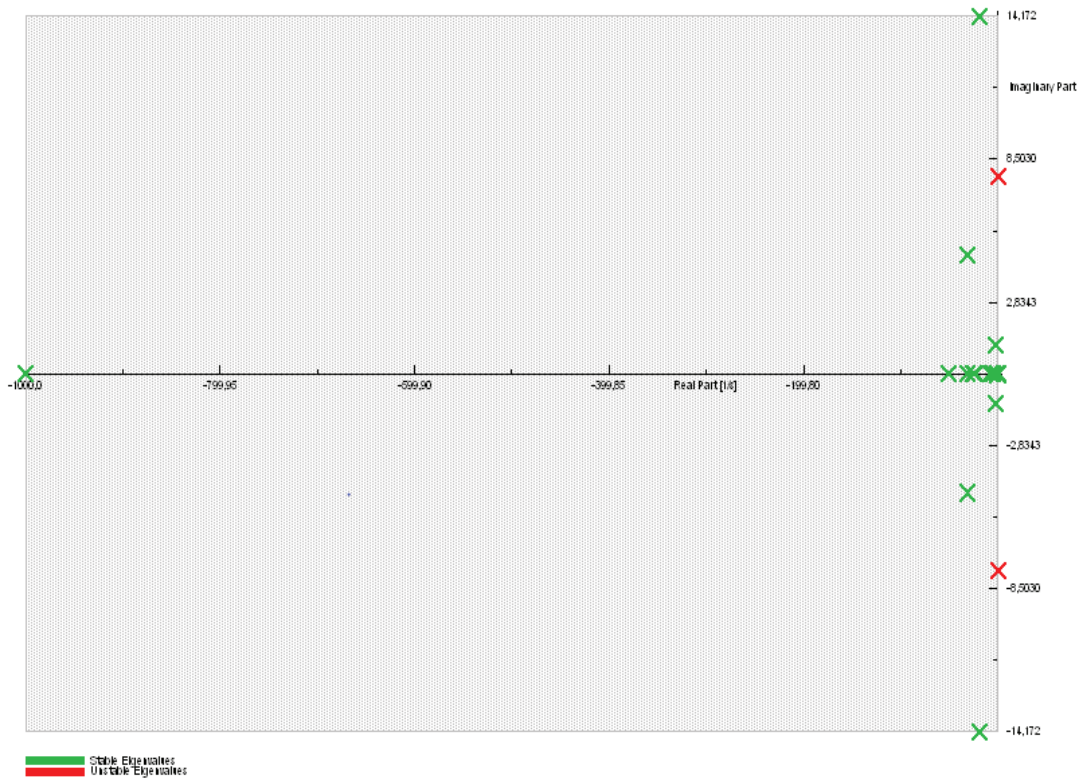


Figura 4. 8 Valores propios del sistema con ganancia del estabilizador  $K=40$

Con esta ganancia se alcanza la condición de inestabilidad del sistema y con la relación anteriormente mencionada se concluye que la ganancia del estabilizador debe establecerse en  $K_{Estabilizador} = 13$ .

#### 4.1.3 SISTEMA DE PRUEBA

Para la verificación del efecto producido por el estabilizador de potencia PSS, es necesario incorporar el modelo al sistema de prueba que en este caso corresponde al Sistema Nacional Interconectado para distintos escenarios debiéndose analizar la actuación del PSS en mejora de la estabilidad del sistema.

Para poder observar dicho efecto por parte de los PSS se simula una falla severa en el sistema y se observa la respuesta dinámica del mismo con y sin PSS.

El estabilizador de potencia bajo diagnóstico no es un modelo de librería y su sintonización ha determinado sus constantes de tiempo y su ganancia, los demás

parámetros corresponden a valores típicos y a valores proporcionados por fabricantes. Los parámetros de sintonización fueron ingresados a las 5 unidades correspondientes a la etapa C de la central Paute.

La simulación de la perturbación se realiza en una línea importante del sistema, y se observa el comportamiento de las variables del generador y de las barras más cercanas a dicha falla. En el caso de esta unidad se simula la falla en la línea Molino – Pascuales.

#### 4.1.3.1 SNI interconectado con una red equivalente de Colombia

Para la implementación de la red equivalente de Colombia es necesario realizar un estudio en estado estable del sistema de tal forma de obtener los parámetros necesarios para la implementación de esta red externa.

##### 4.1.3.1.1 *Determinación de los parámetros de la red equivalente de Colombia.*

El proceso para determinar los parámetros de la red equivalente corresponde a un análisis en estado estable en el que se debe simular un flujo de potencia de tal manera que se obtienen los valores de potencia activa y voltaje en la barra Jamondino. A su vez se debe simular corto circuitos trifásicos y monofásicos en la barra de frontera con el objetivo de obtener el rango de impedancias para el análisis de fallas.

Se procede a desconectar las líneas de transmisión, reconectándolas a la barra ficticia creada, en la misma se conecta el elemento red externa y se procede a ingresar los parámetros previamente calculados, la red equivalente debe ser definida como PV, lo que permite ingresar los datos de potencia activa y de voltaje calculados en el flujo de potencia.

En la Figura 4.9 se observa los datos de la red equivalente de Colombia obtenidos mediante el estudio de flujos de potencia en el sistema completo.

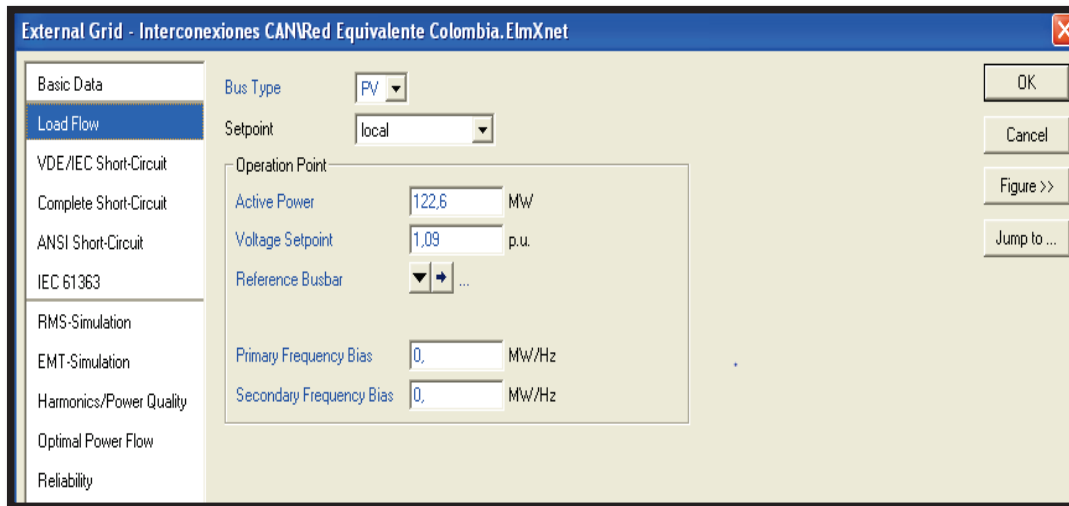


Figura 4. 9 Datos del flujo de carga para la red equivalente Colombia

En la Figura 4.10 se muestra los datos obtenidos mediante el estudio de cortocircuitos en el sistema completo.

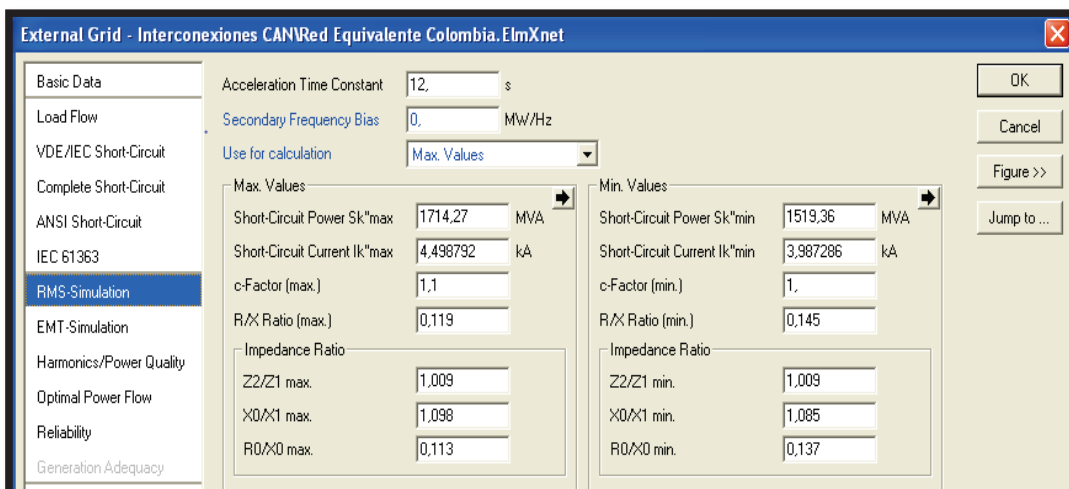


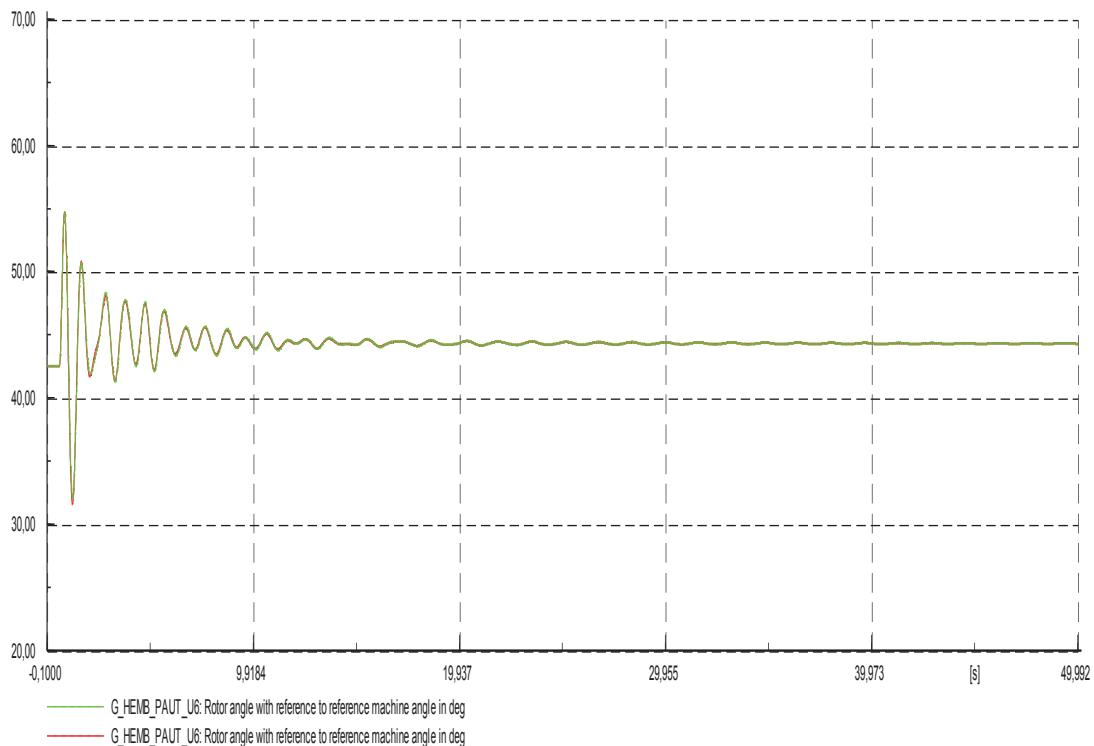
Figura 4. 10 Datos de la simulación RMS de la red equivalente Colombia

#### 4.1.3.1.2 Análisis ante una perturbación

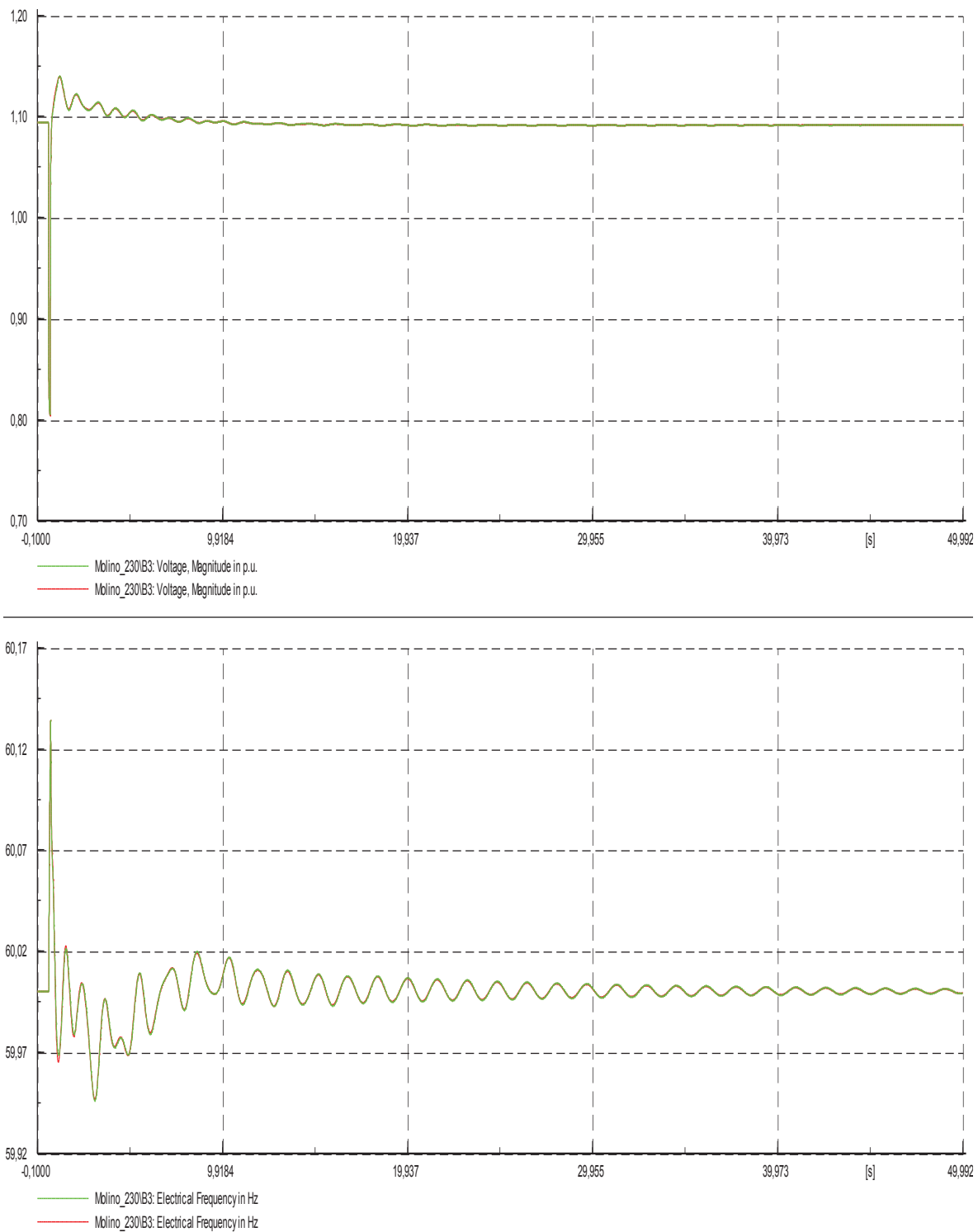
La simulación de la perturbación en el sistema se realiza en la línea Molino Pascuales en la condición de demanda máxima. La ganancia teórica del estabilizador establecida previamente  $K=13$ , produce un efecto adverso en la estabilidad del sistema tal como se desprende de los resultados obtenidos cuando



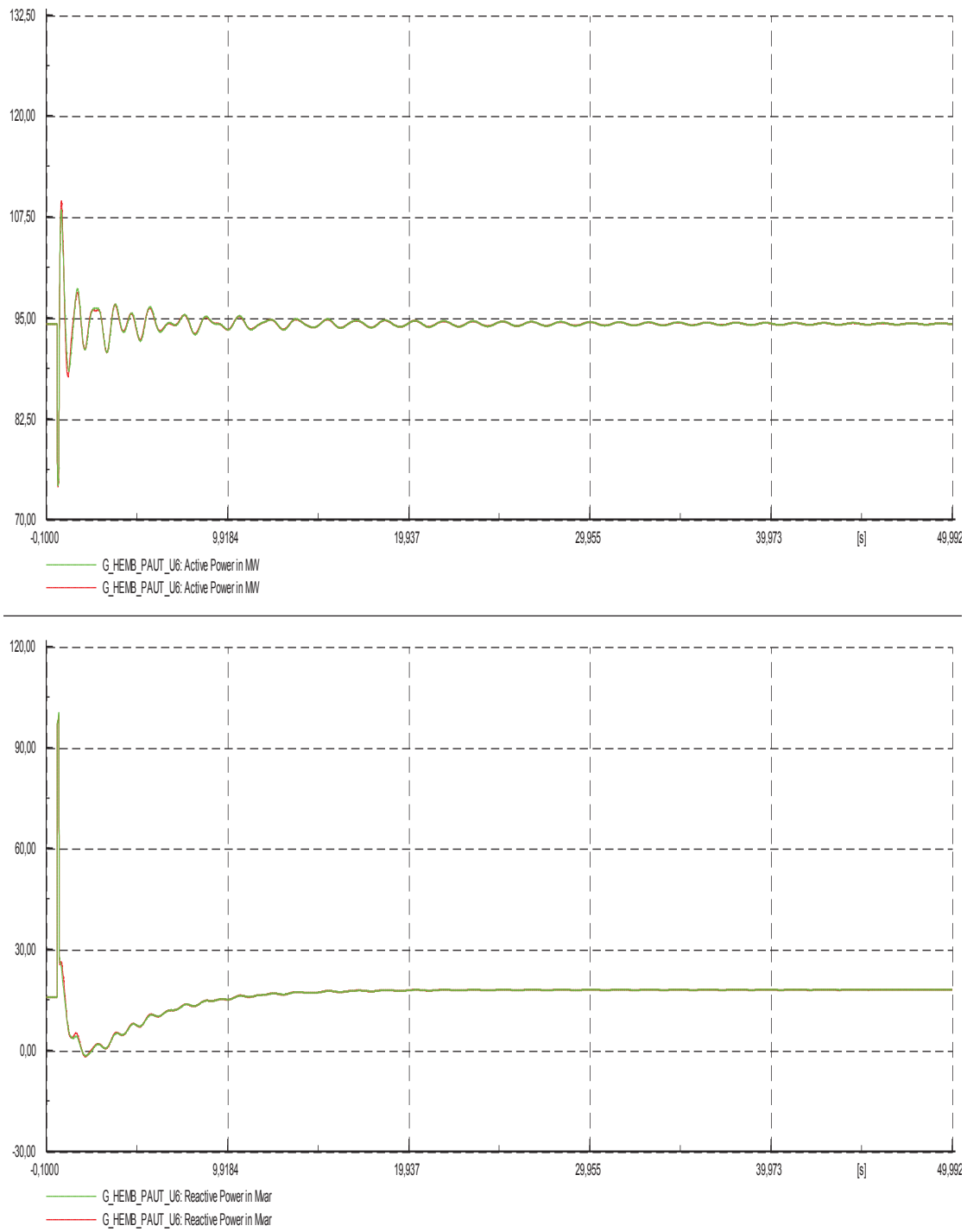
se activan los PSS de las unidades de generación escogidas. Las oscilaciones ocasionadas por la perturbación son poco amortiguadas, estabilizándose el sistema en un tiempo mayor al observado cuando este es sometido a la misma perturbación con los PSS desactivados. Se procede a disminuir dicha ganancia a un valor tal que la estabilidad del sistema no sea perjudicada. Es así que el valor de ganancia designada para estos estabilizadores es de  $Ks1 = 0,1$ . Las gráficas que se presentan a continuación corresponden a la respuesta del sistema ante la perturbación señalada, la gráfica verde corresponde al sistema con los estabilizadores de potencia de las unidades de Paute C sintonizados y activados, mientras que la gráfica roja corresponde a la respuesta del sistema sin PSS, considerándose el estado operativo de demanda máxima. En las Figuras 4.11, 4.12 y 4.13 se observan las respuestas de ángulo del generador de Paute C U6, voltaje y frecuencia en la barra Molino\_230\B3 y potencia activa y reactiva de generador más cercano al punto de falla ante la perturbación en la línea Molino-Pascuales.



**Figura 4. 11** Respuesta de ángulo de Paute C U6 – Falla L/T Molino\_Pascuales - Red equ. Colombia



**Figura 4. 12** Respuesta de Voltaje y Frecuencia barra Molino\_230\B3 – Falla L/T Molino\_Pascuales - Red equivalente Colombia



**Figura 4. 13** Respuesta de Potencia activa y Reactiva Paute C U6 – Falla L/T Molino\_Pascuales - Red equ. Colombia

#### 4.1.3.1.3 *Sintonización de los estabilizadores de potencia de las principales unidades de generación del sistema*

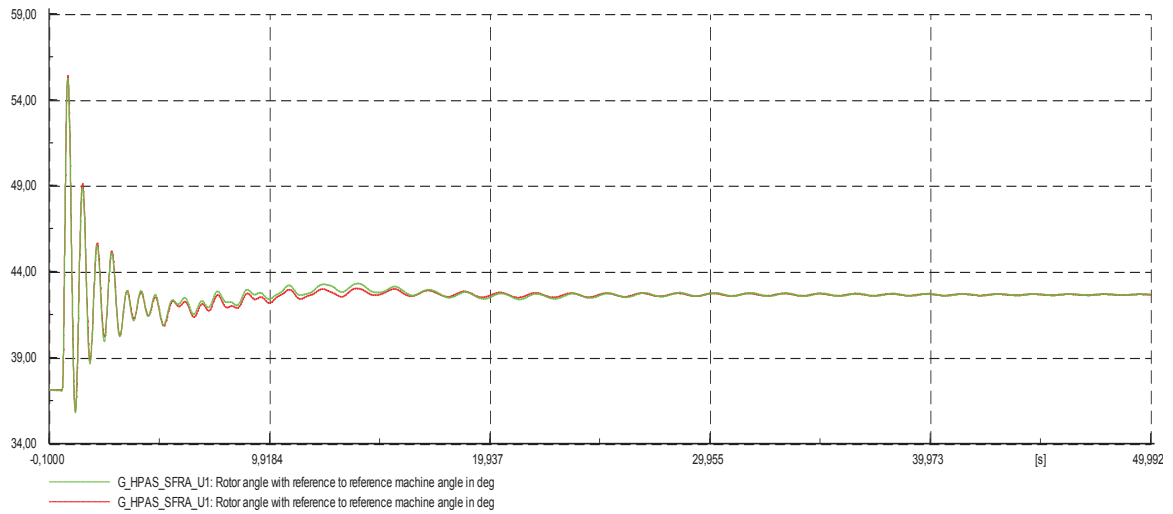
Aplicando la metodología de sintonización de PSS analizada, se procede a sintonizar los PSS de las unidades correspondientes a las siguientes centrales de generación:

- Paute etapa AB
- Mazar
- Agoyán
- Daule Peripa

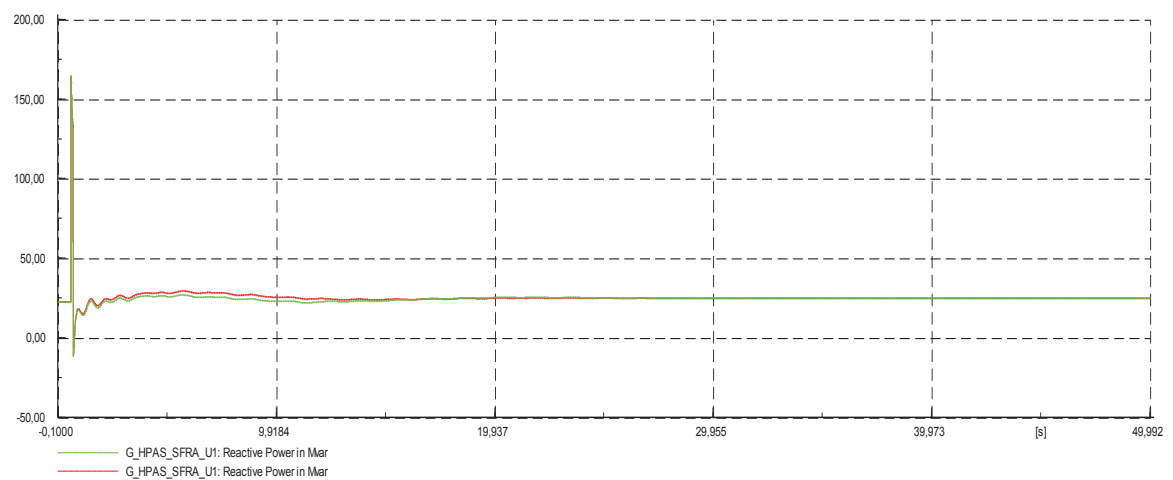
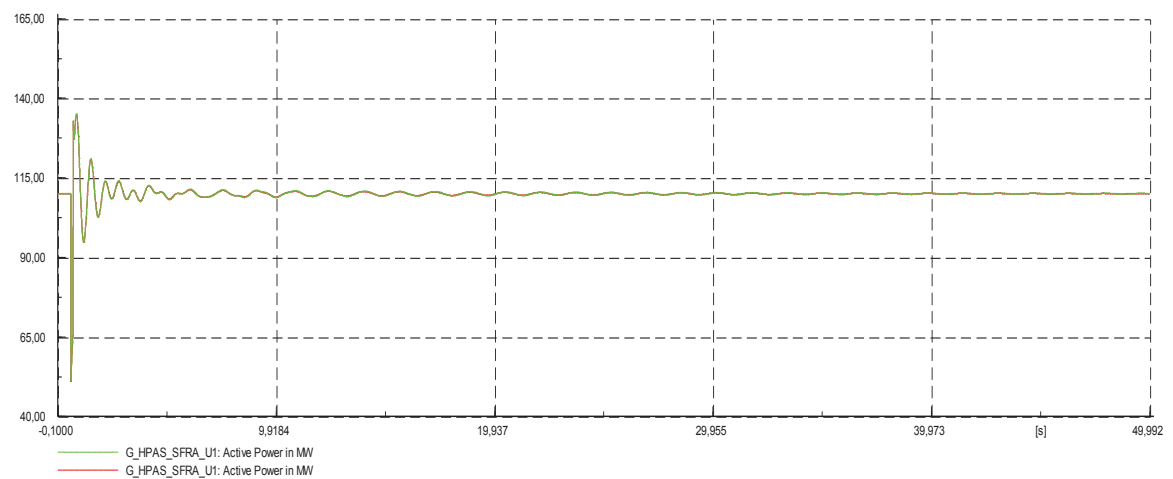
Los diagramas de bloque de modelos de PSS pertenecientes a estas centrales se presentan en el Anexo1.

Para determinar el efecto producido por los PSS sintonizados de dichas centrales en la estabilidad del sistema, se simula una perturbación en la línea Santa Rosa – Totoras, con los PSS parametrizados; cabe destacar que como en el caso de la sintonización del estabilizador de potencia de Paute C se siguió el mismo proceso mostrado para cada uno de los PSS de las centrales señaladas, al realizar las pruebas individuales para comprobar el efecto producido por los PSS se observa el mismo efecto adverso en la mitigación de oscilaciones, debido a esto el valor de ganancia de los PSS de la unidades señaladas se disminuye de tal forma que la estabilidad del sistema no sea comprometida.

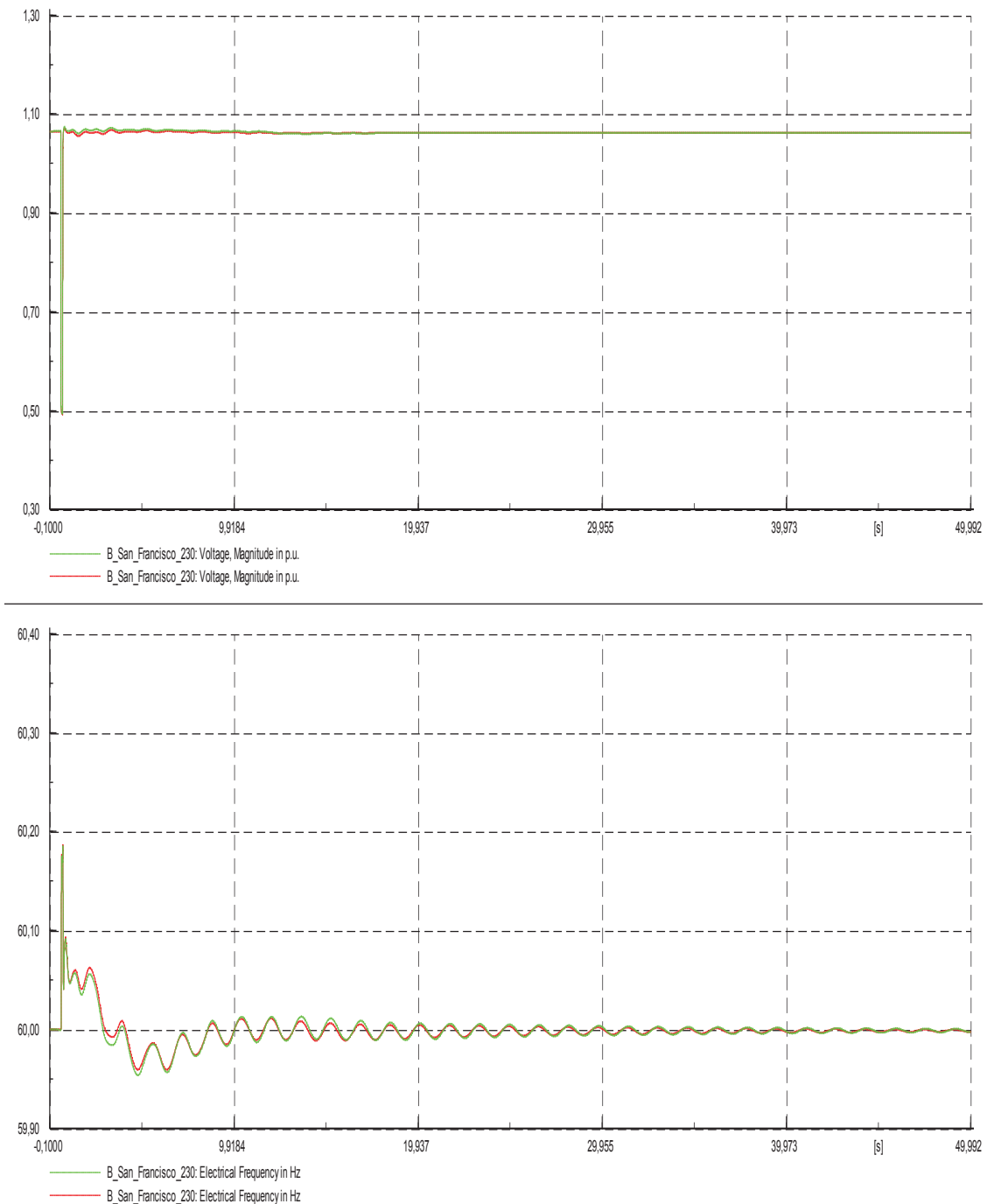
En las Figuras 4.14, 4.15 se observa la respuesta de ángulo, potencia activa y reactiva del generador San Francisco U1 ante la falla en la línea de transmisión Santa Rosa - Totoras. La respuesta de frecuencia y voltaje en la barra B\_San\_Francisco\_230 ante esta perturbación se presenta en la Figura 4.16. Todos PSS sintonizados han sido activados.



**Figura 4. 14** Respuesta de ángulo de San Francisco U1– Falla L/T Sta. Rosa\_Totoras - Red equ. Colombia



**Figura 4. 15** Respuesta de Potencia activa y Reactiva de San Francisco U1 – Falla L/T Sta. Rosa\_Totoras - Red equ. Colombia



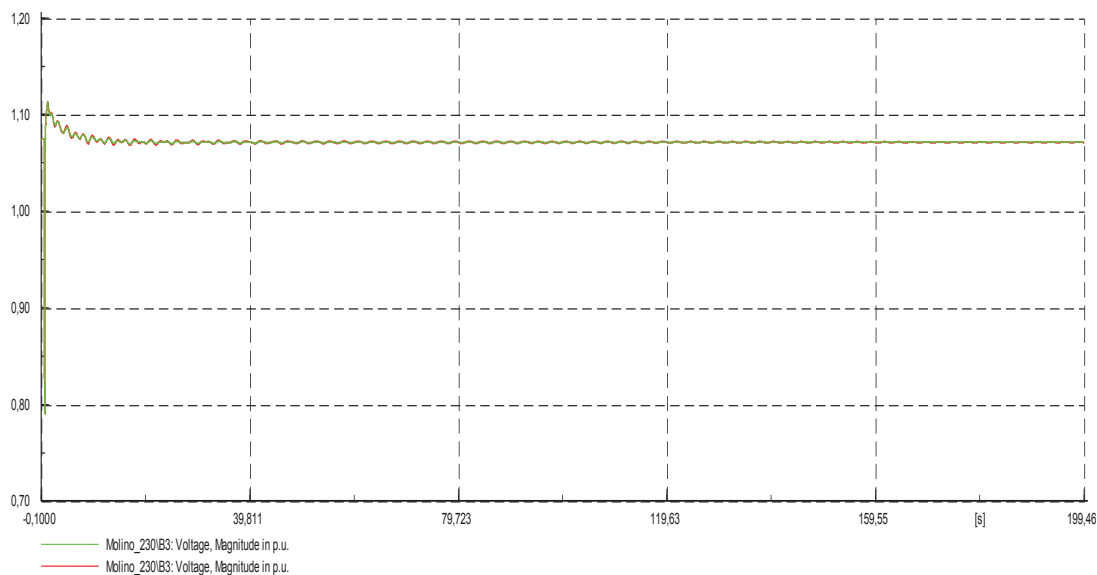
**Figura 4. 16** Respuesta de Voltaje y Frecuencia B\_San\_Francisco\_230 – Falla L/T Sta. Rosa\_Totoras - Red equ. Colombia

En las gráficas resultantes se puede observar que el efecto producido por los estabilizadores de potencia es mínimo, llegándose a la conclusión de que el equivalente estático del sistema colombiano, no presenta las características

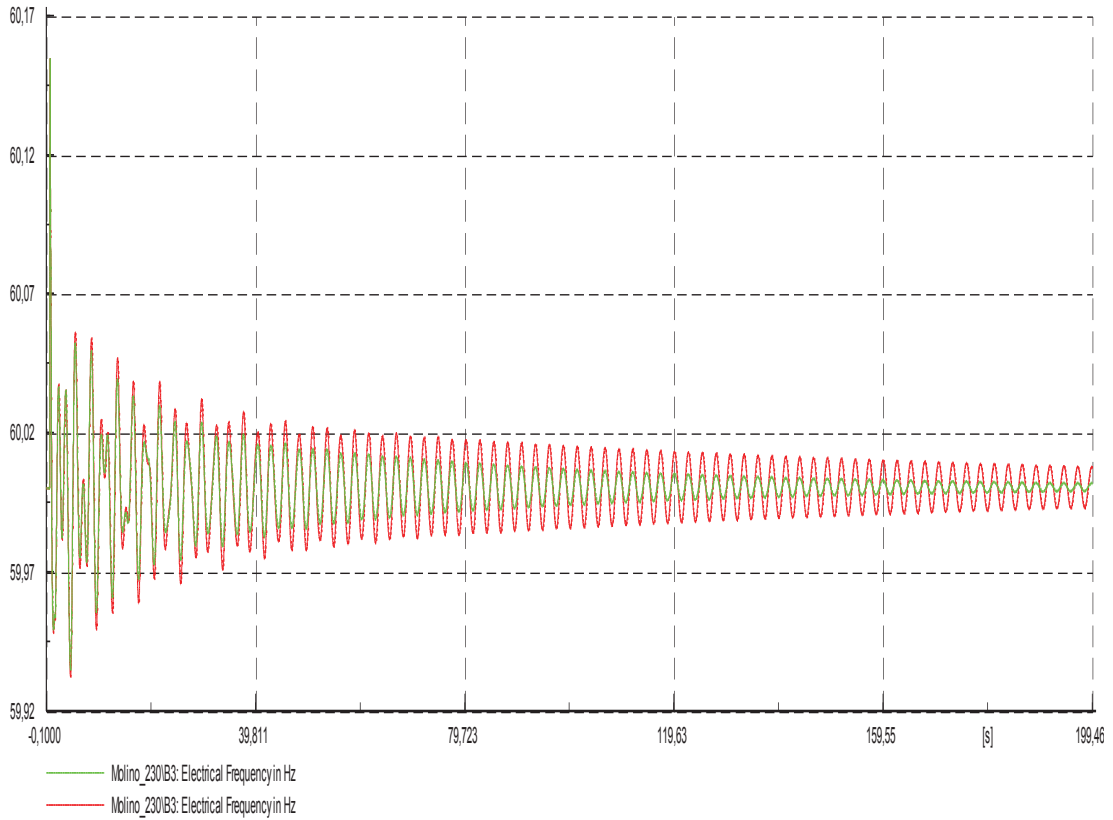
adecuadas para realizar el análisis, se observa que este equivalente amortigua a las oscilaciones del sistema completo ante una gran perturbación por lo que los parámetros obtenidos en este caso de estudio se descartan.

#### 4.1.3.2 SNI interconectado con Colombia con sus PSS fuera de servicio

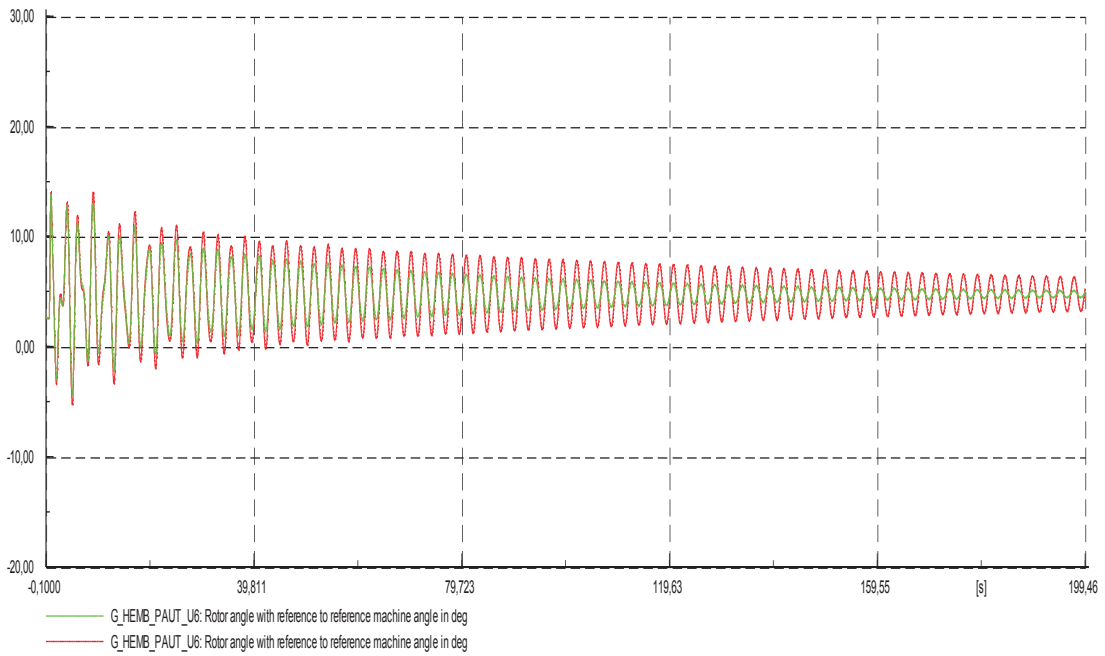
Como en el caso anterior se procede a incorporar los PSS de las unidades de Paute C y a comprobar su efecto mediante la simulación de una perturbación en la línea Molino Pascuales en la condición operativa de demanda máxima en el sistema. En este caso de análisis se han deshabilitado los estabilizadores de potencia de Colombia. A diferencia del caso de análisis anterior, la ganancia asignada al PSS se incrementó a un valor considerable, debido a que se observó que no influía negativamente en la estabilidad del sistema. En el caso del PSS de Paute C la ganancia establecida es  $K=5$ . Los parámetros utilizados en el PSS de Paute C se presentan en el Anexo 2. En la Figuras 4.17 y 4.18 se observa la respuesta de la frecuencia y el voltaje en la barra Molino\_230\B3. Mientras que en las Figuras 4.19, 4.20 se tiene la respuesta de ángulo, potencia activa y reactiva del generador Paute U6 ante la perturbación Molino - Pascuales. Grafica verde (PSS activos), grafica roja (PSS desactivados).



**Figura 4. 17** Respuesta de Voltaje en Molino\_230\B3 – Falla L/T Molino\_Pascuales – Colombia (sin PSS)

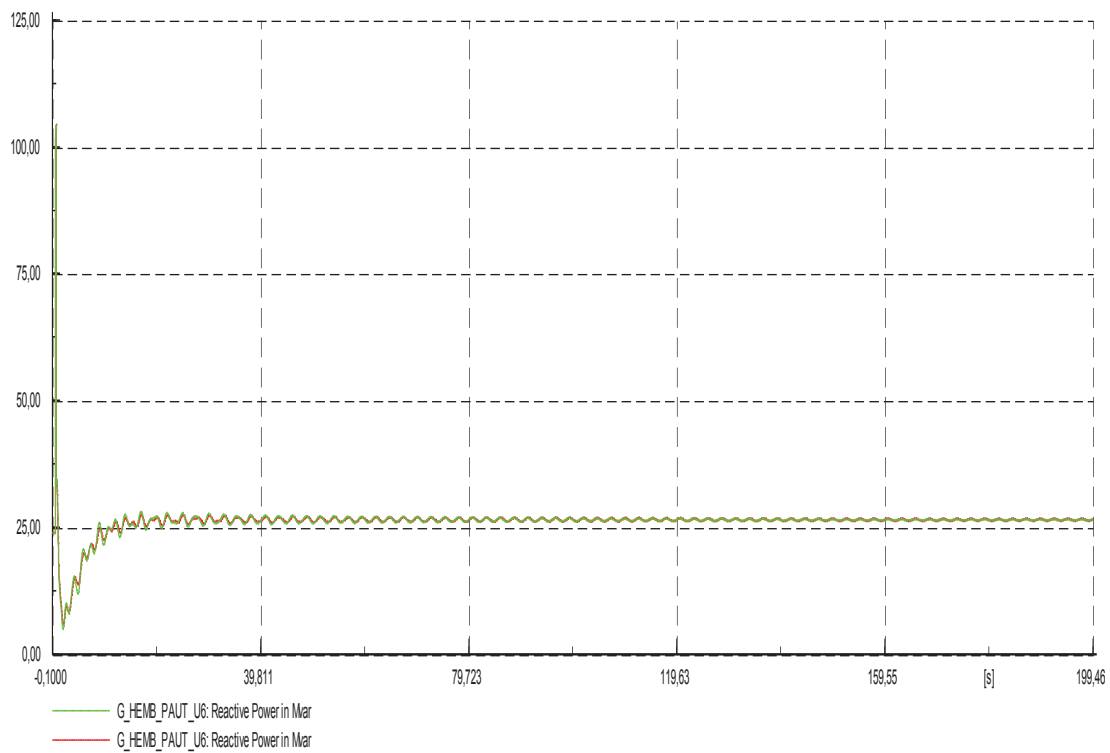
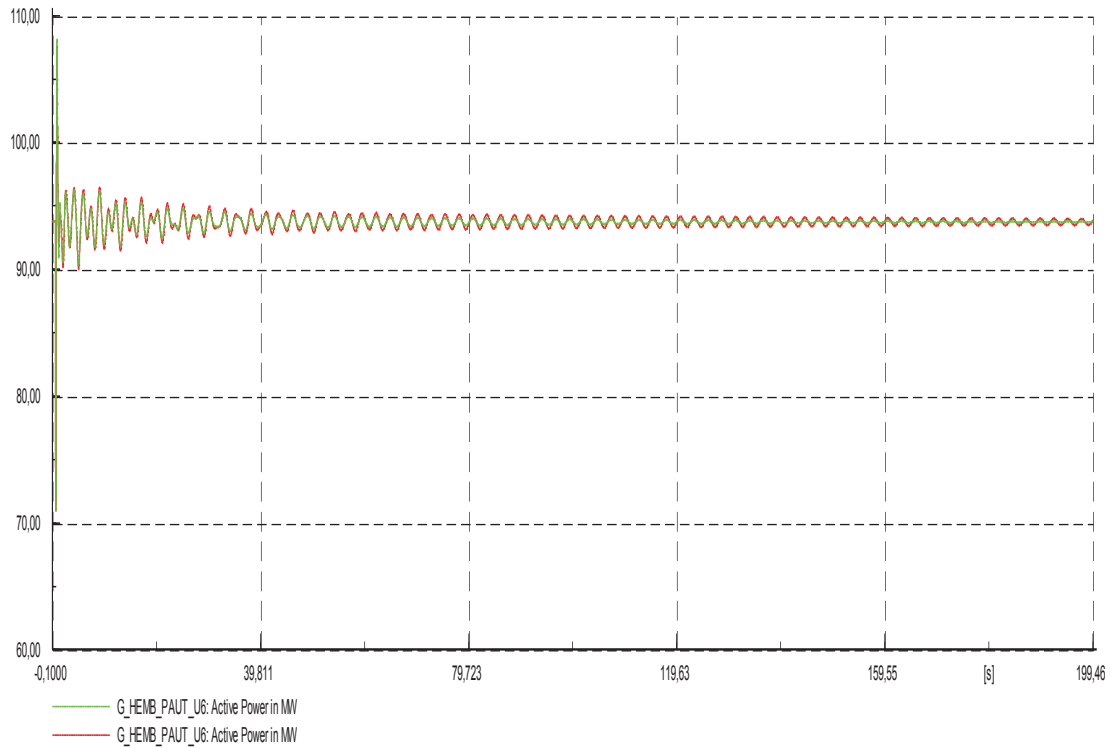


**Figura 4. 18** Respuesta de Frecuencia barra Molino\_230\B3 – Falla L/T Molino\_Pascuales – Colombia (PSS desactivados)



**Figura 4. 19** Respuesta de ángulo de Pauta U6 – Falla L/T Molino\_Pascuales – Colombia (PSS desactivados)



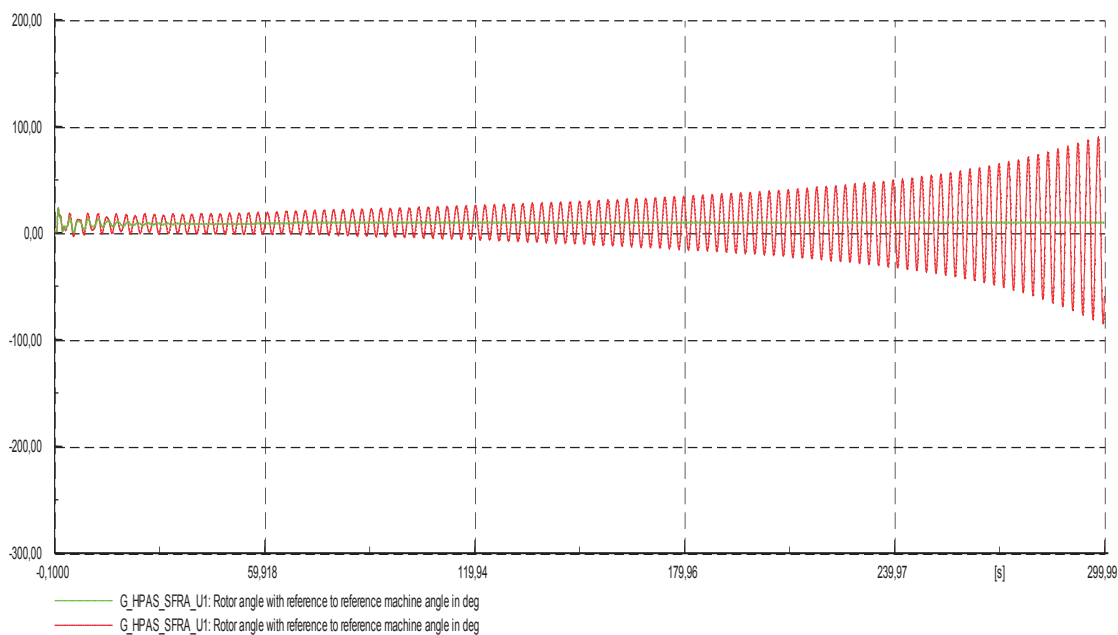


**Figura 4. 20** Respuesta de Potencia activa y Reactiva Paute U6 – Falla L/T Molino\_Pascuales – Colombia (PSS desactivados)

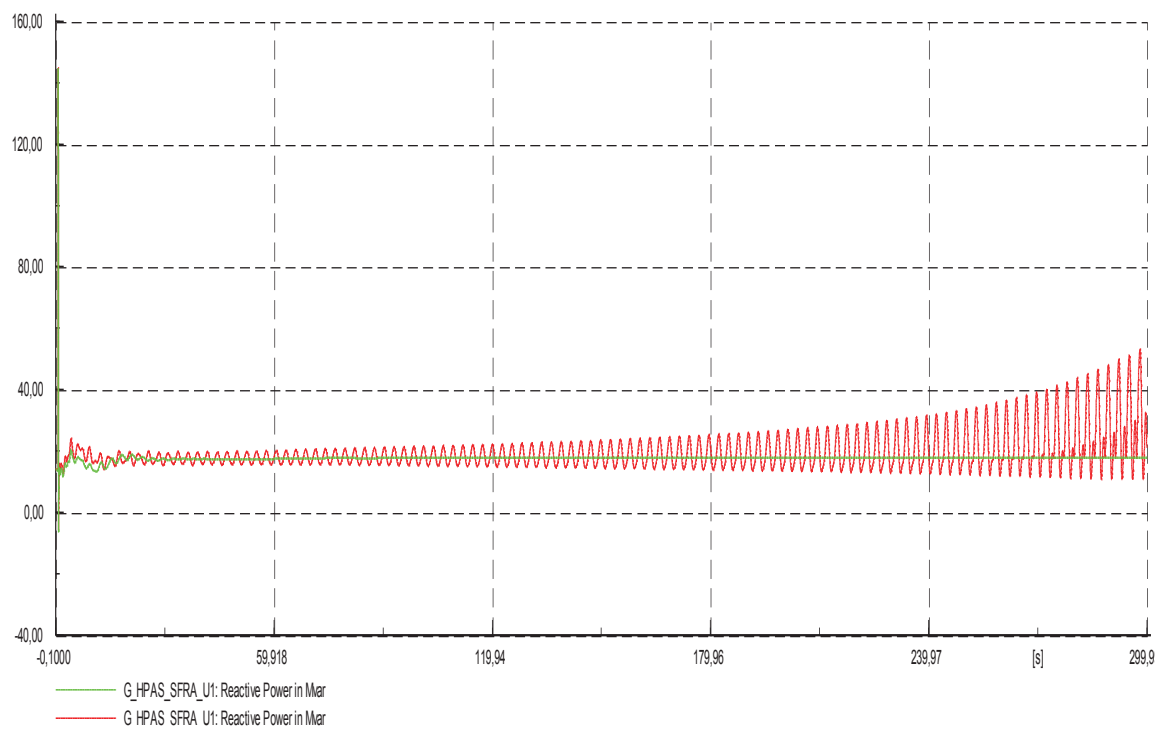
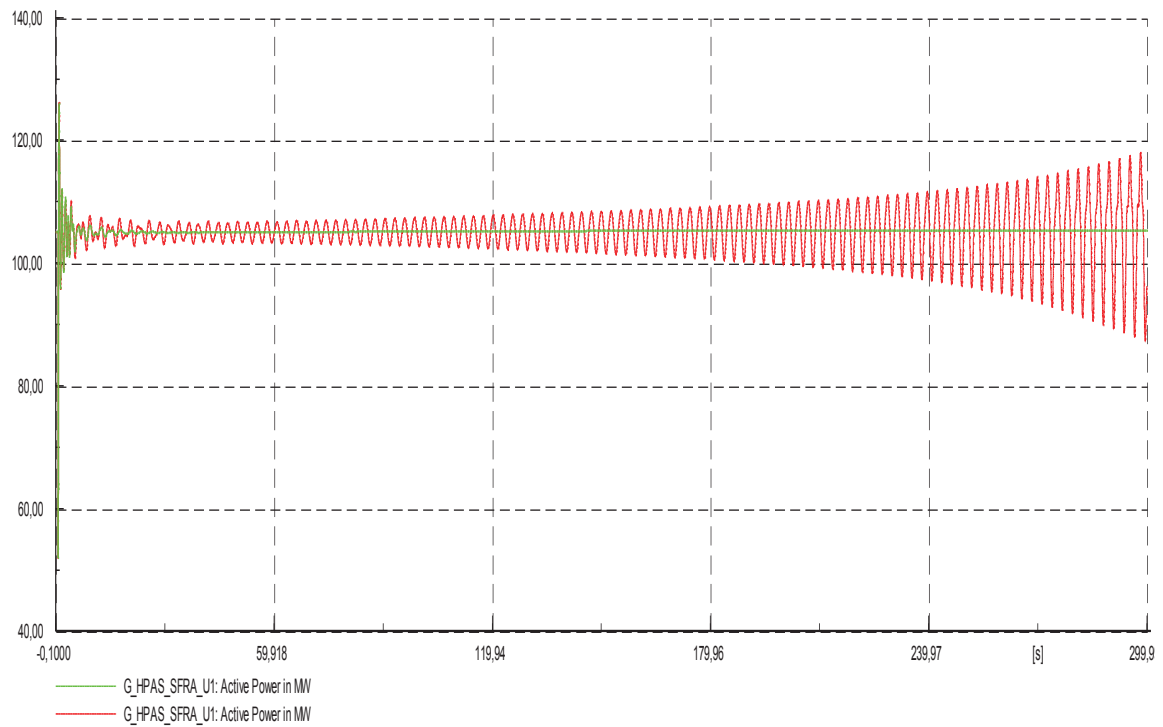
#### 4.1.3.2.1 Todos los PSS sintonizados activados

Finalmente se parametrizaron los PSS de Paute AB, Mazar, Agoyán, Daule Peripa, la falla con la que se verifica el efecto de amortiguamiento que los estabilizadores de potencia brindan al sistema será en este caso en la línea Santa Rosa - Totoras. Se escogió específicamente esta falla debido a que se observa un alto grado de inestabilidad en el sistema. En este caso para mejorar al máximo la estabilidad del sistema se reajustaron las ganancias de los estabilizadores de potencia. Los parámetros obtenidos para la sintonización de todos los PSS con la metodología Generador Barra Infinita se encuentran en el Anexo 2.

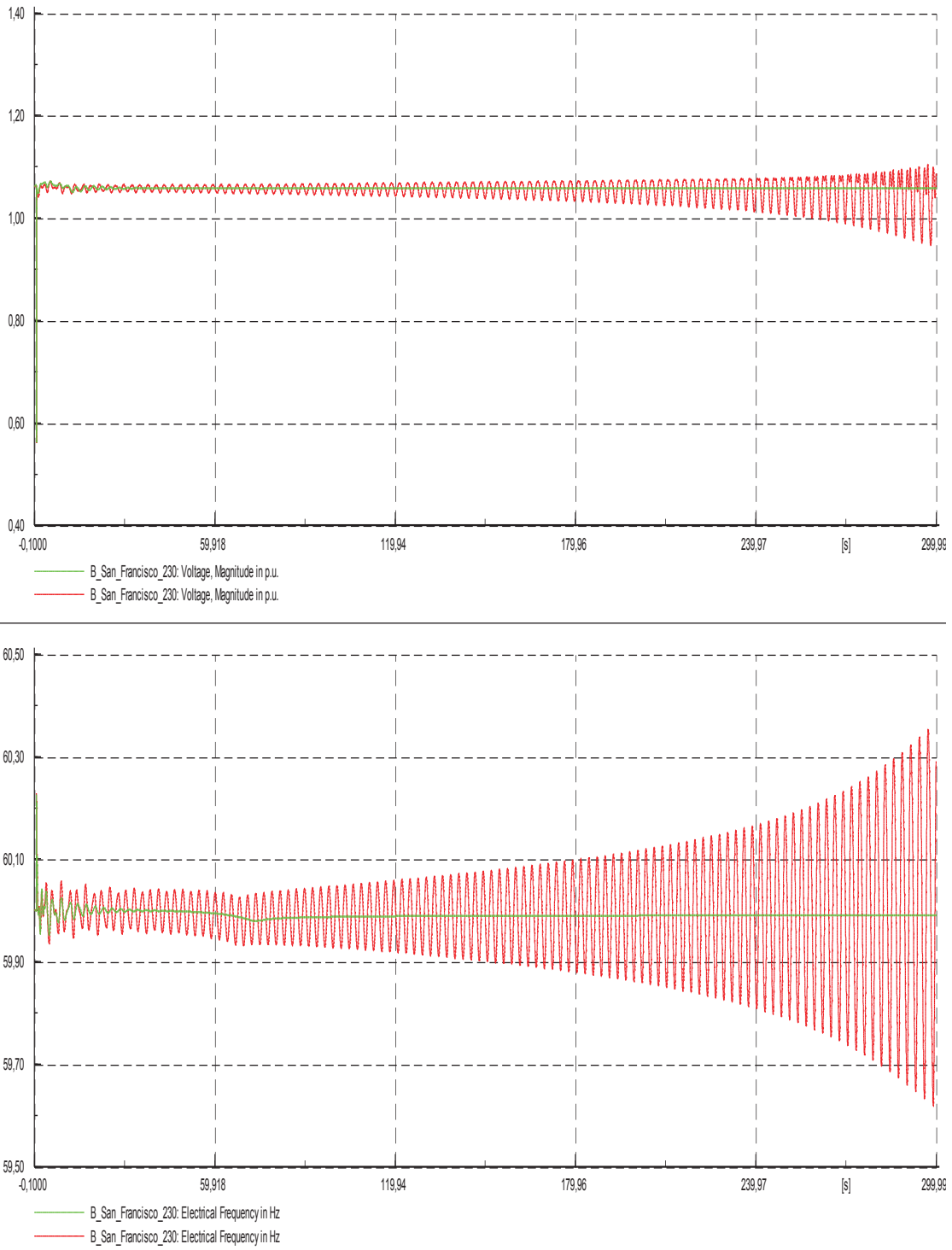
En las Figuras 4.21, 4.22 con los PSS de Colombia desactivados se observa las respuestas ángulo, potencia activa y reactiva del generador San Francisco U1. En la Figura 4.23 se observa las respuestas de frecuencia y voltaje en la barra B\_San\_Francisco\_230. Las gráficas de color rojo representan la respuesta del sistema con todos los PSS desactivados. Con la activación de los PSS de Ecuador (gráficas de color verde) se observa una gran mejora en la estabilidad del sistema ante esta falla ya que se amortiguan las oscilaciones analizadas.



**Figura 4. 21** Respuesta de ángulo de San Francisco U1 – Falla L/T Sta. Rosa\_Totoras – Colombia (PSS desactivados)



**Figura 4. 22** Respuesta de potencia Activa y Reactiva de San Francisco U1– Falla L/T Sta. Rosa\_Totoras – Colombia (PSS desactivados)

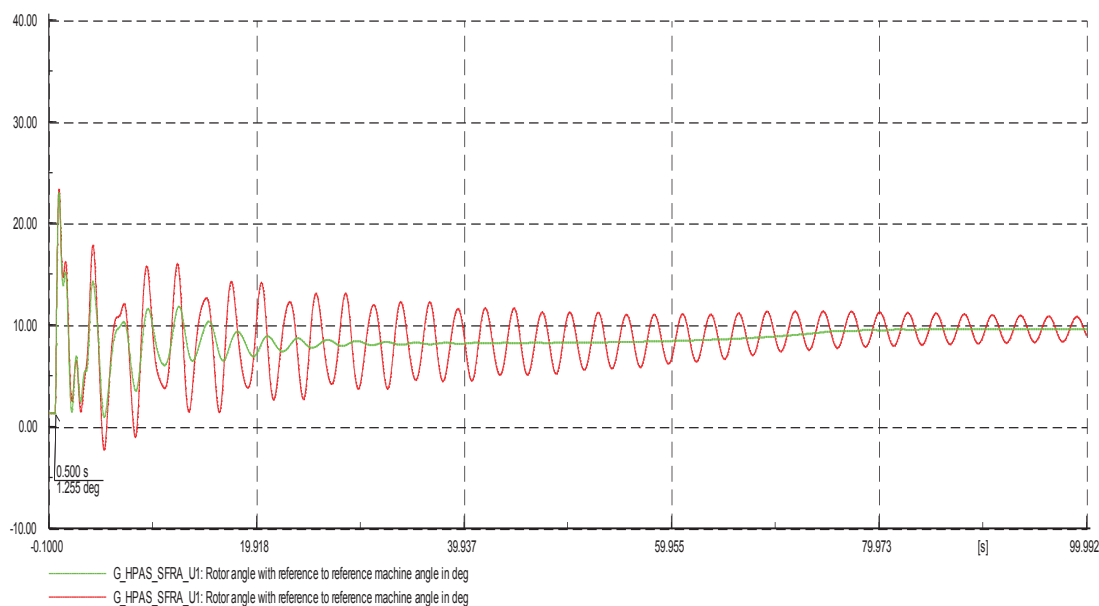


**Figura 4. 23** Respuesta de Voltaje y Frecuencia de la barra B\_San\_Francisco\_230 – Falla L/T Sta. Rosa\_Totoras – Colombia (PSS desactivados)

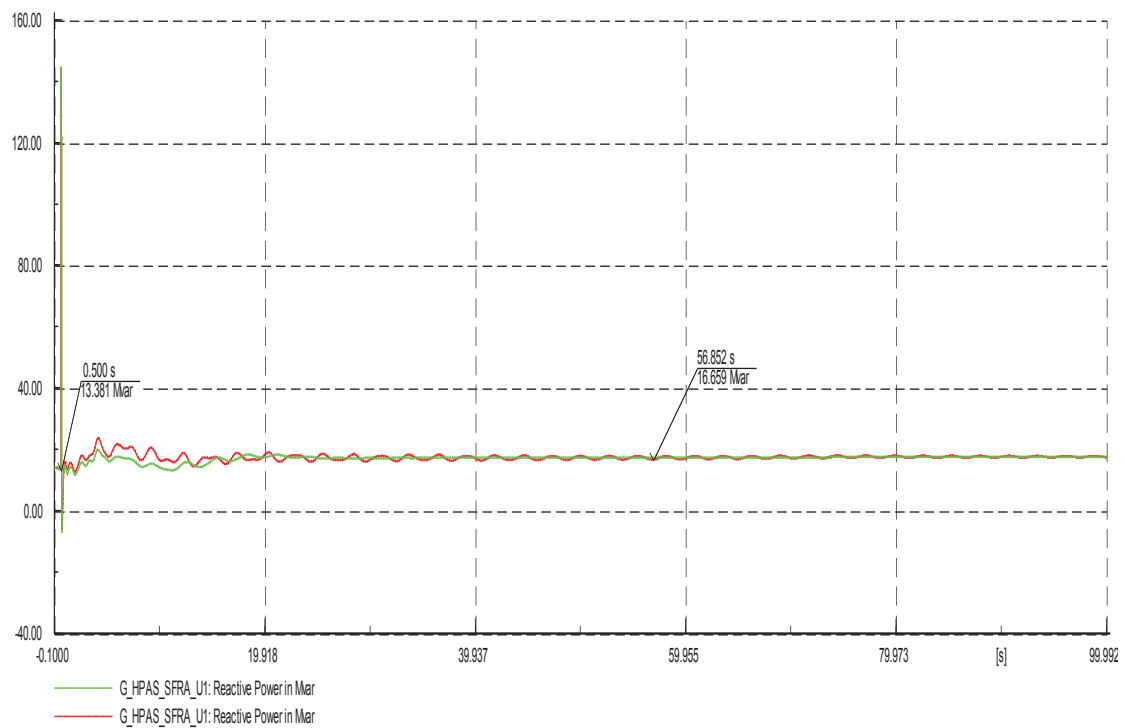
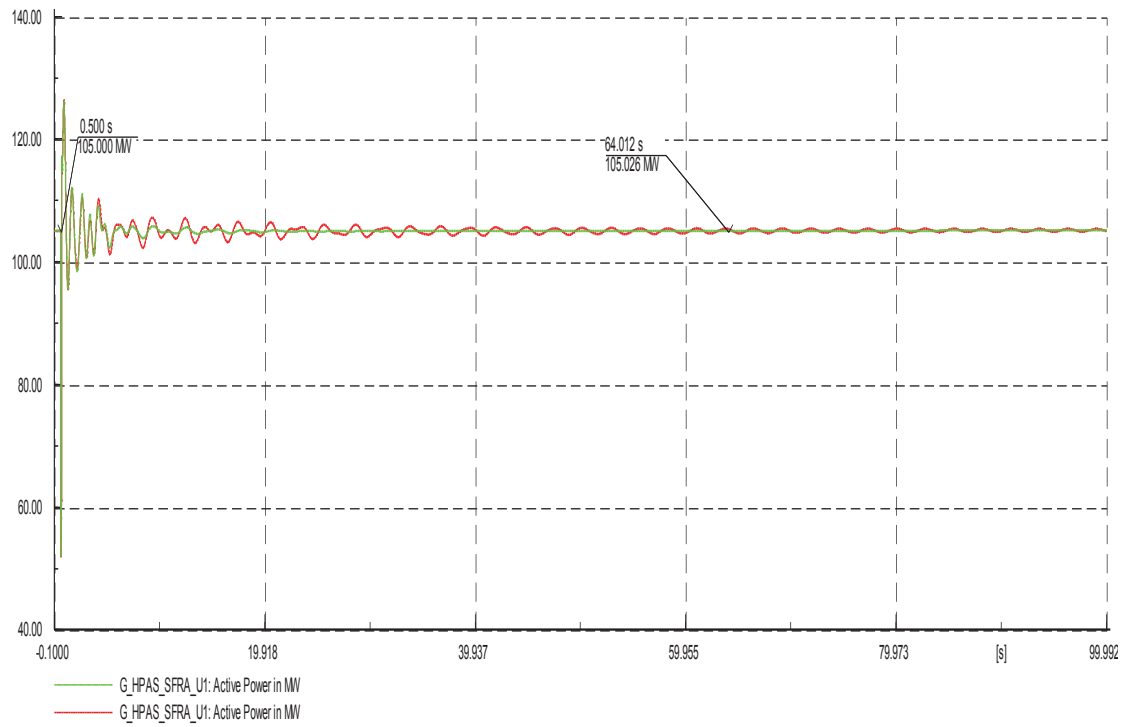
#### 4.1.3.3 S.N.I. interconectado con Colombia con sus PSS activados

Como último caso de prueba en demanda máxima, se activaron los PSS de Colombia y se conservaron los valores con los que se sintonizaron los PSS de Ecuador debido a que se observó que tiene un efecto positivo en el sistema, así mismo se escogió la falla Santa Rosa- Totoras, que presenta las condiciones más críticas en el S.N.I.

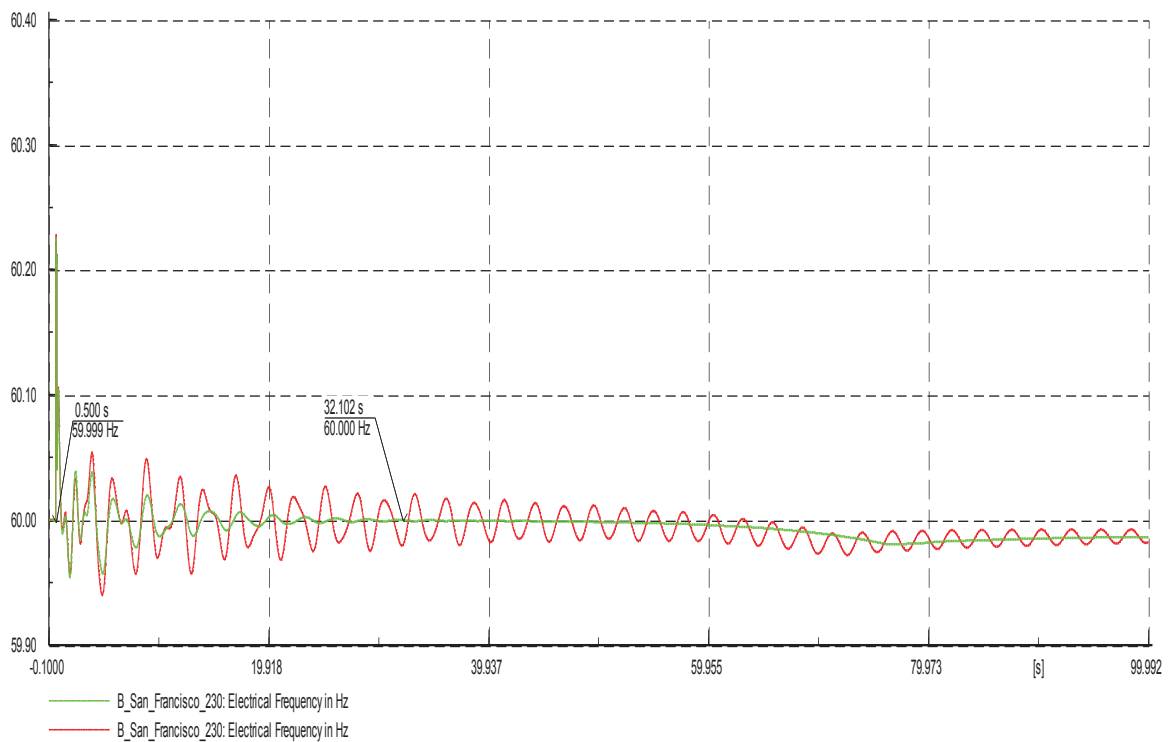
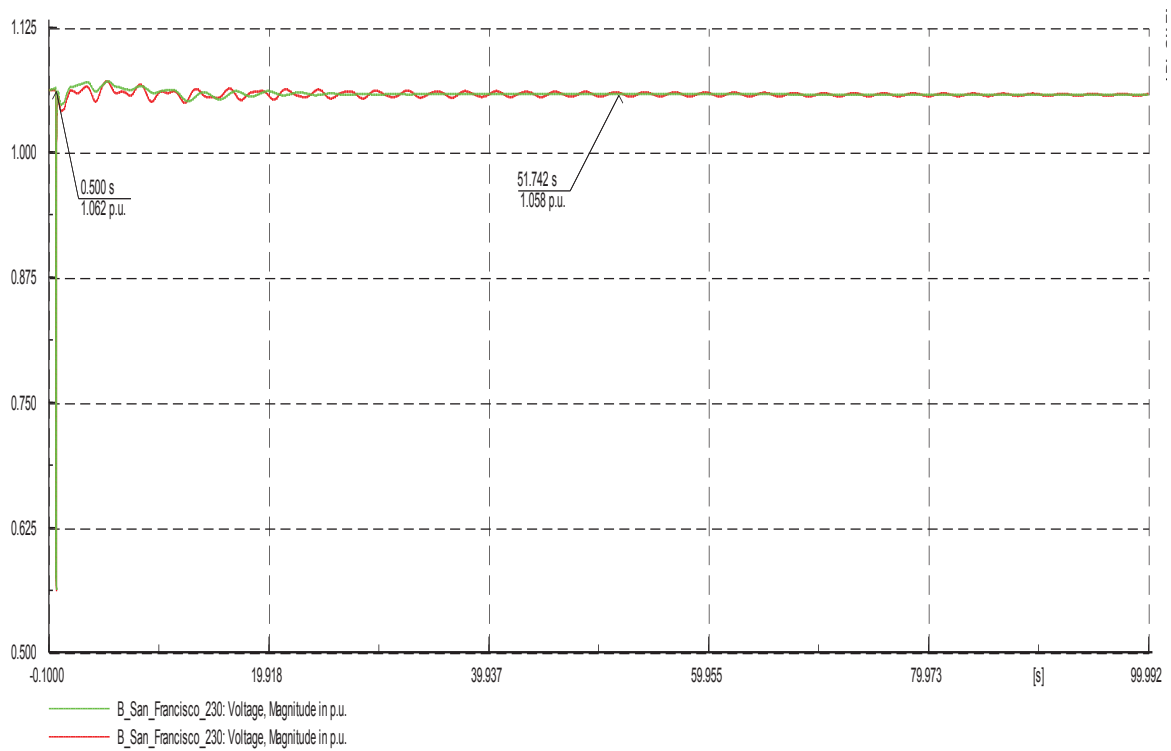
En la Figuras 4.24 y 4.25, se observa las respuestas de ángulo, potencia activa y reactiva del generador San Francisco U1, comprobándose el efecto producido por los PSS en el amortiguamiento de estas oscilaciones. En la Figura 4.26 se observa las respuestas de voltaje y frecuencia en la barra B\_San\_Francisco\_230. Las gráficas presentadas en color rojo muestran la respuesta del sistema ante la falla solo con los PSS de Colombia activados, mientras que las gráficas en color verde son el resultado del efecto producido por los los PSS de Ecuador conjuntamente con los de Colombia.



**Figura 4. 24** Respuesta de ángulo de San Francisco U1 – Falla L/T Sta. Rosa\_Totoras – Colombia (PSS activados)



**Figura 4. 25** Respuesta de potencia Activa y Reactiva de San Francisco U1– Falla L/T Sta. Rosa\_Totoras – Colombia (PSS activados)



**Figura 4. 26** Respuesta de Voltaje y Frecuencia en la barra B\_San\_Francisco\_230 – Falla L/T Sta. Rosa\_Totoras –Colombia (PSS activados)

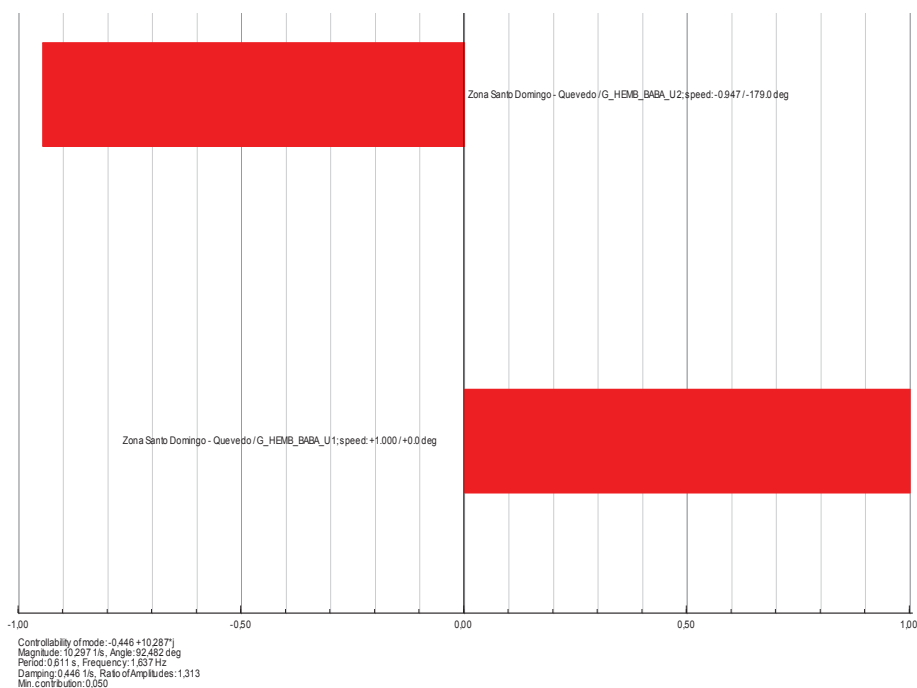
#### 4.1.4 ANÁLISIS DE PEQUEÑA SEÑAL DEL SISTEMA

El análisis de pequeña señal permite determinar todos los modos oscilatorios (autovalores) del sistema facilitando la identificación de los modos poco amortiguados e inestables. Para este estudio se considera un límite mínimo de amortiguamiento igual a 5%.

Al realizarse este análisis se identificó un modo poco amortiguado de frecuencia igual a 1,63Hz, en el cual tienen mayor factor de participación las unidades de la central de generación BABA (ver Figura 4.27). Los valores característicos se presentan en la Tabla 4.5.

**Tabla 4. 6** Valores característicos del modo oscilatorio poco amortiguado de frecuencia 1.63Hz.

Parte real	Parte imaginaria	Magnitud	Ángulo	Frecuencia	Periodo	Amortiguamiento
1/s	rad/s	1/s	Deg	Hz	s	
-0,4459252	-10,287295	10,29695	-92,482	1,637273	0,610771	0,043306



**Figura 4. 27** Factores de participación del modo oscilatorio de frecuencia 1,63 Hz



Se procede a realizar la correspondiente parametrización de los PSS de las unidades de BABA, incrementándose el amortiguamiento del modo, tal como se verifica en la Tabla 4.6.

**Tabla 4. 7** Valores del modo oscilatorio de frecuencia 1.63 Hz (PSS de BABA sintonizados).

Parte real	Parte imaginaria	Magnitud	Ángulo	Frecuencia	Periodo	Amortiguamiento
1/s	rad/s	1/s	Deg	Hz	S	
-0,5635670	10,23681	10,2523167	93,1511215	1,62923978	0,61378	0,05496972

Con el objetivo de mejorar la estabilidad del sistema, se procede a identificar el modo entre áreas del sistema Ecuador-Colombia, determinándose los factores de participación de unidades.

Cabe destacar que el modo típico entre Ecuador y Colombia, tiene un amortiguamiento mayor al límite especificado del 5%. Los valores de este modo se presentan en la Tabla 4.7.

**Tabla 4. 8** Valores del modo oscilatorio entre área de Ecuador y Colombia.

Parte real	Parte imaginaria	Magnitud	Ángulo	Frecuencia	Periodo	Amortiguamiento
1/s	rad/s	1/s	Deg	Hz	S	
-0,14757648	2,24482797	2,24967363	93,76125	0,357275	2,798960	0,06559906

En la Figura 4.28 se observa a las unidades de Colombia y Ecuador con mayor factor de participación en el modo típico entre estos dos sistemas. Del sistema ecuatoriano se identifican a las unidades las centrales de Daule Peripa, San Francisco, Agoyán, Paute y Mazar.

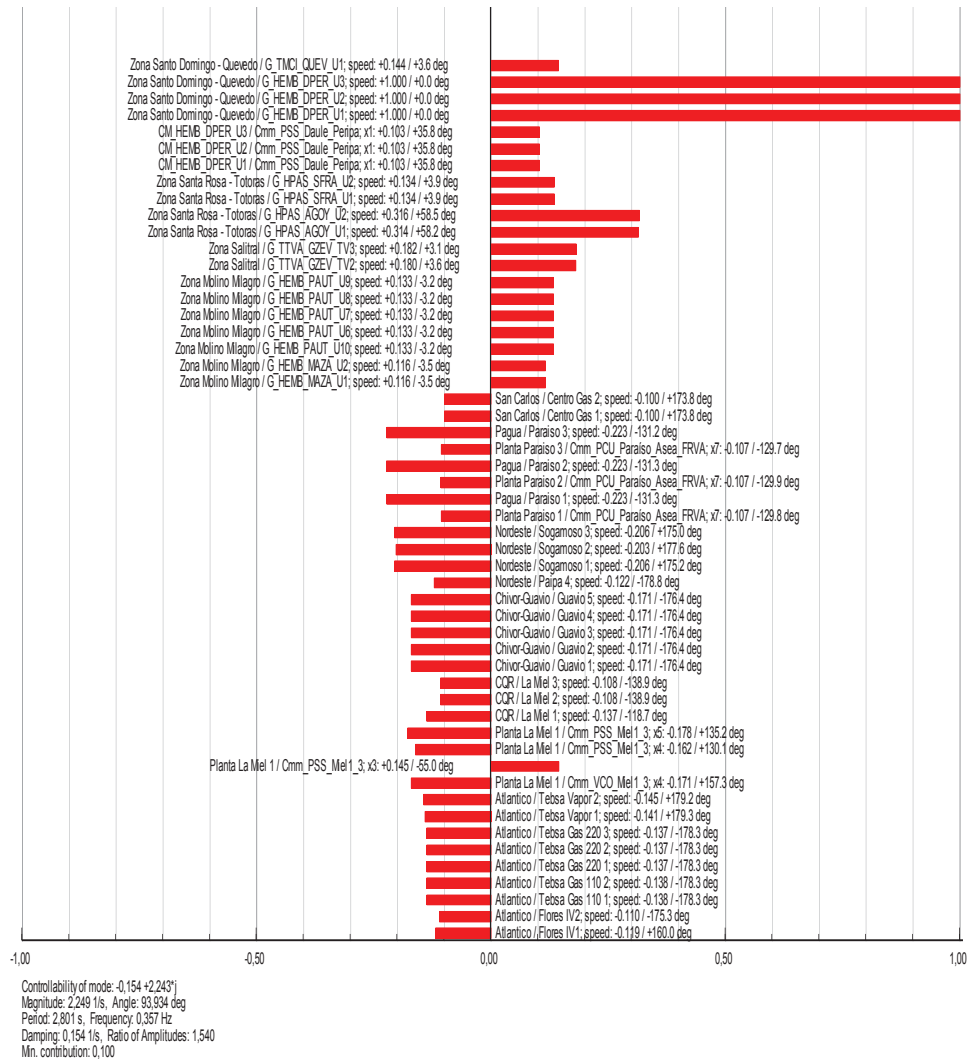


Figura 4. 28 Factores de participación del modo entre áreas del sistema Ecuador Colombia

## 4.2 APLICACIÓN DEL ALGORITMO DE OPTIMIZACIÓN MVMO

[6]

El algoritmo ha sido modificado para que en cada iteración se obtengan los resultados de su correspondiente análisis modal, en un archivo tipo .txt, así mismo se obtienen dos archivos correspondientes a la función objetivo y a los parámetros de los PSS correspondientes a las constantes de tiempo y a las ganancias.

#### 4.2.1 APLICACIÓN CON GENERADORES INDIVIDUALES

Se parte de la base de datos del S.N.I., con los estabilizadores de potencia activados y sintonizados con la metodología antes aplicada.

En una primera aproximación se procedió a escoger 16 generadores del S.N.I. ecuatoriano, tomándose en cuenta las unidades pertenecientes a las centrales más importantes por su capacidad de generación, siendo estas PAUTE AB (5 unidades), PAUTE C (5 unidades), MAZAR (2 unidades), SAN FRANCISCO (2 unidades), una unidad de la central DAULE PERIPA y una de la central ESMERALDAS 2.

Para esta prueba inicial, se considera como variables del proceso de optimización los parámetros de ganancias y de 4 constantes de tiempo de los PSS de las unidades escogidas, en concordancia con la metodología generador barra infinita. El número máximo de iteraciones seleccionado para esta prueba fue de 1000.

Los resultados obtenidos de esta primera aproximación, se evaluaron de dos formas: primero se realizó un análisis dinámico del sistema, simulando las mismas perturbaciones analizadas previamente en la metodología generador barra infinita. Las simulaciones reflejaron resultados positivos, lográndose buena amortiguación de oscilaciones que se presentan ante estas fallas. El segundo método de evaluación consistió en realizar un análisis modal con todos los controladores activos, encontrándose modos oscilatorios poco amortiguados e inestables que no se observaron en el análisis con los PSS parametrizados con la primera metodología y llegándose a la conclusión que no se alcanza el objetivo de mejorar la estabilidad de pequeña señal del sistema. La principal causa de estos resultados se atribuye a los PSS de las unidades pertenecientes a una misma central, sean seteados (por el algoritmo) con parámetros totalmente distintos a pesar de encontrarse conectadas al mismo nodo.

## 4.2.2 APLICACIÓN CON GENERADORES EQUIVALENTES

Analizando al modo oscilatorio típico del entre Ecuador y Colombia, se identifica que las unidades con mayor factor de participación son las pertenecientes a las centrales:

- PAUTE AB
- PAUTE C
- SAN FRANCISCO
- DAULE PERIPA

Basándose en los resultados hasta este punto obtenidos, en la base de datos se procede a representar a las centrales identificadas mediante un generador equivalente haciendo uso de las facilidades del software. Para corroborar que la nueva base de datos nos brinda los mismos resultados, se realiza el análisis modal correspondiente. Se localiza nuevamente el modo típico entre áreas y se verifica que sus valores de frecuencia y amortiguamiento sean los mismos. En la Figura 4.29 se observa las unidades de Colombia que oscilan contra los equivalentes de las unidades de Ecuador para el modo entre áreas típico, mientras que en la Tabla 4.8 se presentan sus valores característicos.

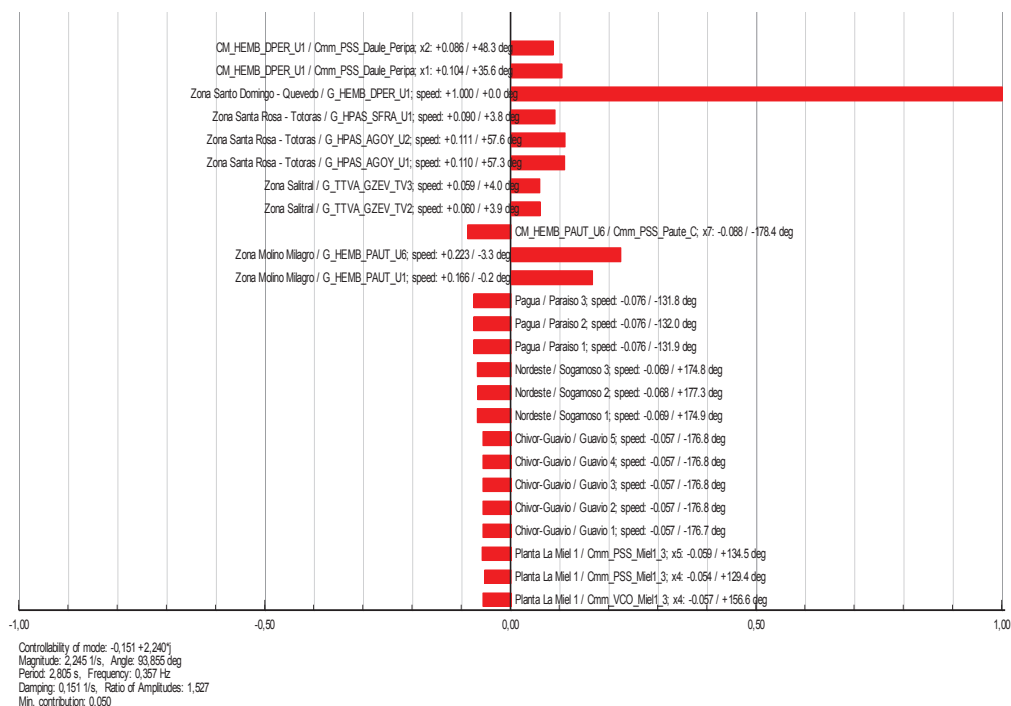


Figura 4. 29 Factores de participación en el modo entre áreas de Ecuador (centrales equ.) y Colombia

**Tabla 4. 9** Valores del modo oscilatorio entre áreas de Ecuador (centrales equivalentes) y Colombia

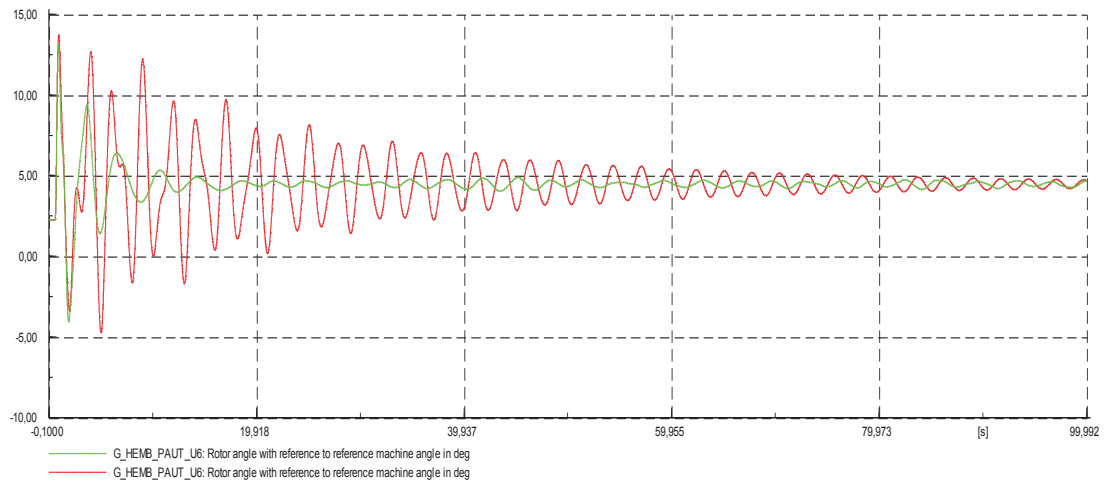
Parte real	Parte imaginaria	Magnitud	Ángulo	Frecuencia	Periodo	Amortiguamiento
1/s	rad/s	1/s	deg	Hz	S	
-0,15095792	2,24015882	2,24523937	93,855171	0,35653235	2,80479457	0,06723467

#### 4.2.2.1 MODELOS CON TRES BLOQUES DE COMPENSACIÓN

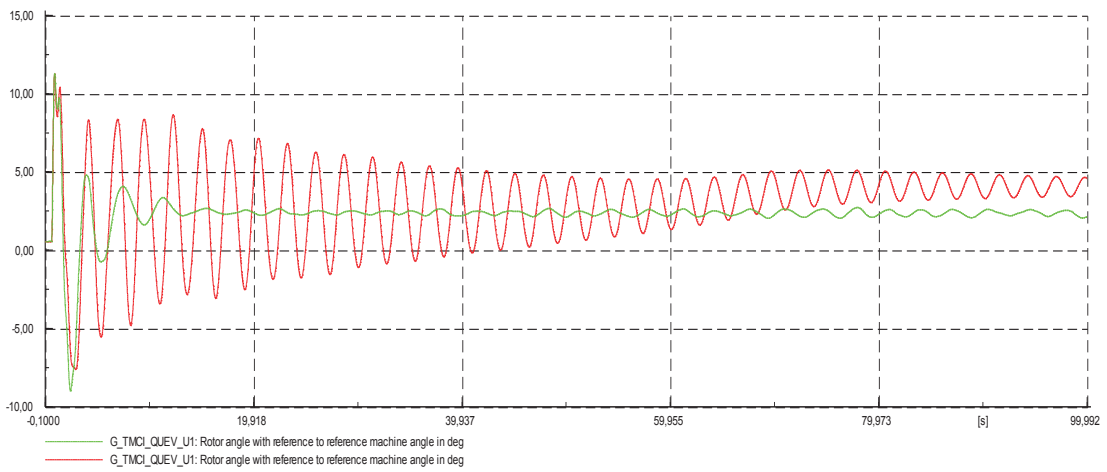
Los PSS de los generadores equivalentes correspondientes a las seleccionadas, (ver Anexo 1), se establece que los pertenecientes a PAUTE AB y SAN FRANCISCO poseen un bloque extra de compensación de fase, motivo por el cual se procede a realizar los correspondientes ajustes al algoritmo, de tal manera que permita la parametrización de las dos nuevas constantes de tiempo. Para esta aplicación del algoritmo se determina que el número máximo de iteraciones sea 100, debido al extenso tiempo de simulación que conlleva la ejecución de este.

Para la verificación de los parámetros resultantes, se realiza el análisis modal del sistema, encontrándose dos modos poco amortiguados, que no estaban presentes en los resultados del análisis modal realizado en la base de datos original. Adicionalmente al analizar la respuesta del sistema ante grandes perturbaciones se observa que las oscilaciones de algunas señales no se amortiguan rápidamente en el tiempo.

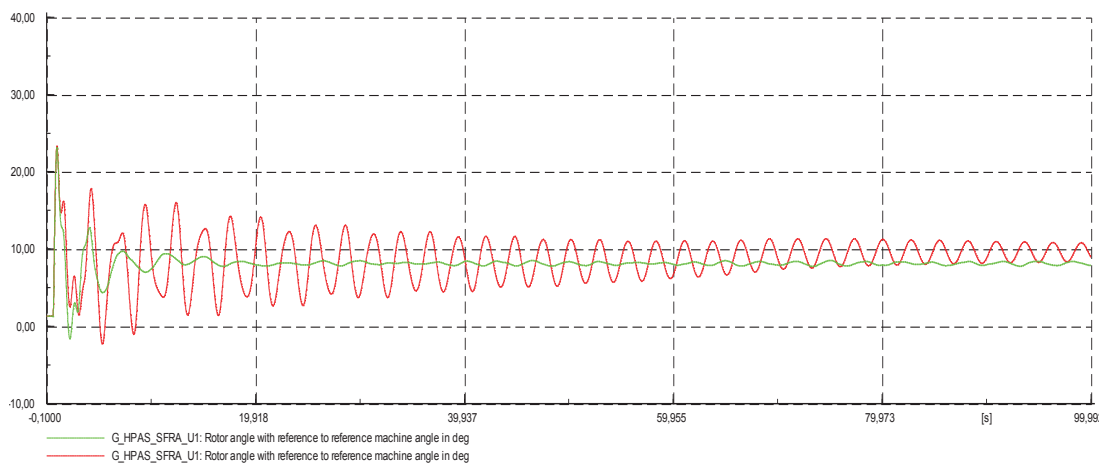
De los resultados de las simulaciones de fallas trifásicas en las líneas Santa Rosa - Totoras, Santa Rosa - Pomasqui, Santo Domingo - Quevedo, Molino - Milagro, Molino - Zhoray, se observa que principalmente la señal correspondiente al ángulo del rotor de la maquina sincrónica más cercana al punto de falla oscila levemente durante todo el periodo de simulación. En las Figuras 4.30, 4.31 y 4.32 se observa la respuesta de esta señal ante las perturbaciones especificadas.



**Figura 4. 30** Respuesta de ángulo de Pauta U6 – Falla L/T Molino\_Milagro



**Figura 4. 31** Respuesta de ángulo del rotor de Quevedo U1 – Falla L/T Quevedo\_Sto. Domingo



**Figura 4. 32** Respuesta de ángulo de San Francisco U1 – Falla L/T Sta. Rosa\_Totoras

#### 4.2.2.2 MODELOS CON DOS BLOQUES DE COMPENSACIÓN

Basándose en los resultados obtenidos en el punto anterior se procede a limitar el número de variables que intervienen en el proceso de optimización, facilitándose de esta forma el proceso de búsqueda de una respuesta óptima al problema de optimización mediante el algoritmo MVMO. Para la aplicación del algoritmo con los generadores equivalentes utilizados se realizan los correspondientes ajustes para considerar los parámetros correspondientes a 4 constantes de tiempo y la ganancia de cada PSS. En los PSS de Paute AB y San Francisco, en el bloque extra de compensación de fase se utilizaron parámetros de fabricante.

Por efecto de prueba se realizó la simulación de 100 iteraciones verificándose el efecto de los PSS mediante análisis modal, al escogerse las centrales cuyo factor de participación era alto en el modo oscilatorio de interés, se verifica nuevamente el amortiguamiento del modo inter área de Ecuador y Colombia, comprobándose que el amortiguamiento se incrementó hasta el 12% lo que se observa en la Tabla 4.9.

**Tabla 4. 10** Valores del modo entre áreas de Ecuador y Colombia.

Parte real	Parte imaginaria	Magnitud	Ángulo	Frecuencia	Periodo	Amortiguamiento
1/s	rad/s	1/s	deg	Hz	S	
-0,2300809	1,87806124	1,8921023	96,984492	0,2989027	3,3455699	0,1216007

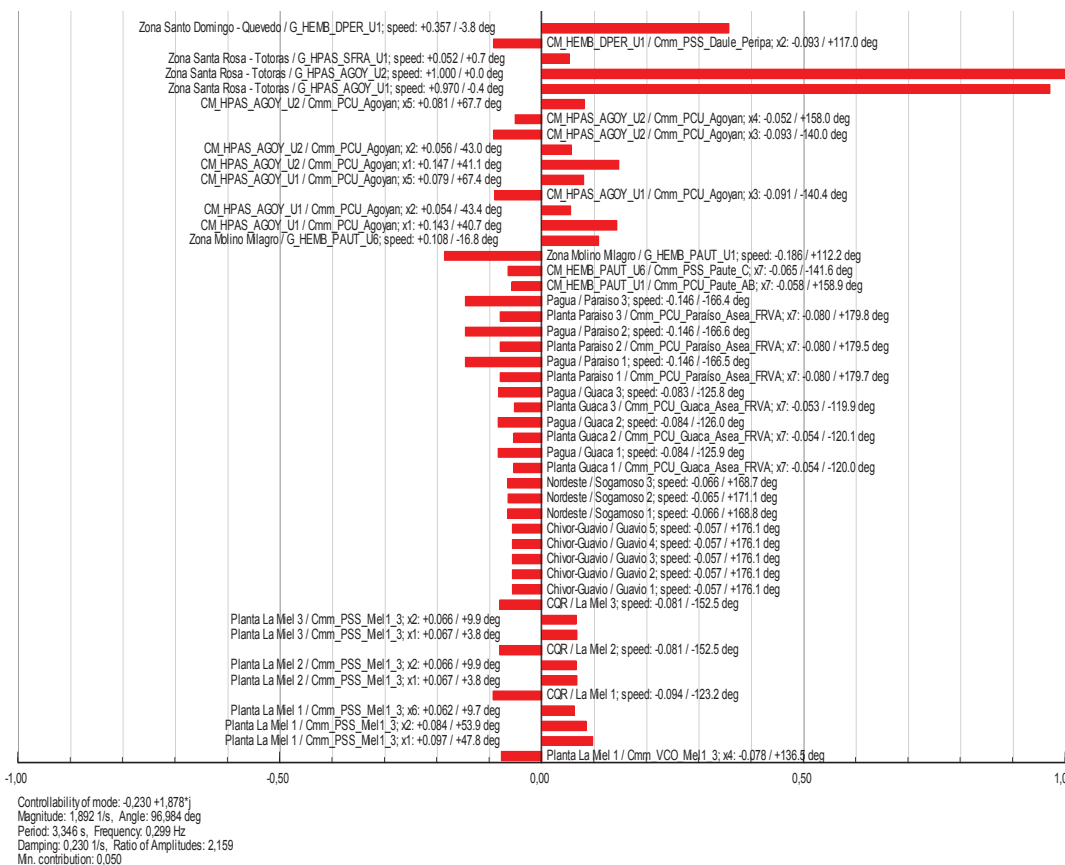
#### 4.2.3 BASE DE DATOS FINAL

Una vez se obtuvieron los parámetros de los PSS de los generadores equivalentes, se restituyen en la base de datos las unidades individuales de las centrales de generación seleccionadas y al igual que en casos anteriores, se verifican los resultados mediante el análisis modal del sistema, tomando en cuenta el modo oscilatorio entre áreas Ecuador Colombia. Los parámetros para los PSS finalmente obtenidos mediante la aplicación del algoritmo MVMO se presentan en el Anexo 3. Con los parámetros de los estabilizadores de potencia determinados por el algoritmo MVMO y considerando los parámetros de los PSS

que fueron seteados con la metodología generador barra infinita, se logra incrementar el amortiguamiento de todos los modos oscilatorios en los que participan unidades del sistema ecuatoriano. En la Figura 4.33 se muestran nuevamente las unidades que mayor participación presentan en el modo oscilatorio entre áreas, verificándose que las unidades cuyos PSS fueron sintonizados disminuyeron su factor de participación. En la Tabla 4.10 se observan los valores característicos de este modo.

**Tabla 4. 11** Valores del modo típico entre áreas Ecuador Colombia.

Parte real	Parte imaginaria	Magnitud	Ángulo	Frecuencia	Periodo	Amortiguamiento
1/s	rad/s	1/s	deg	Hz	s	
-0,23054792	1,87841127	1,8925066	96,9972359	0,29895844	3,34494656	0,12182146

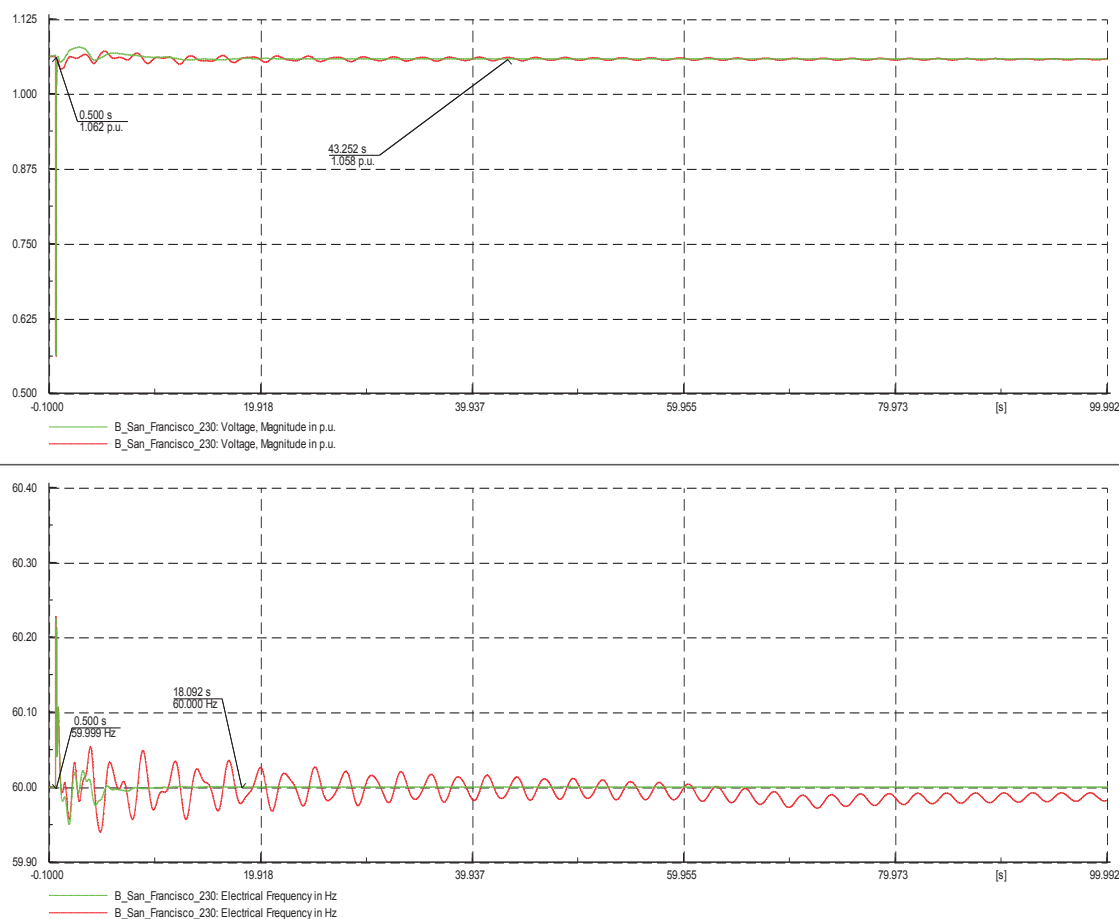


**Figura 4. 33** Factores de participación del modo entre áreas Ecuador Colombia



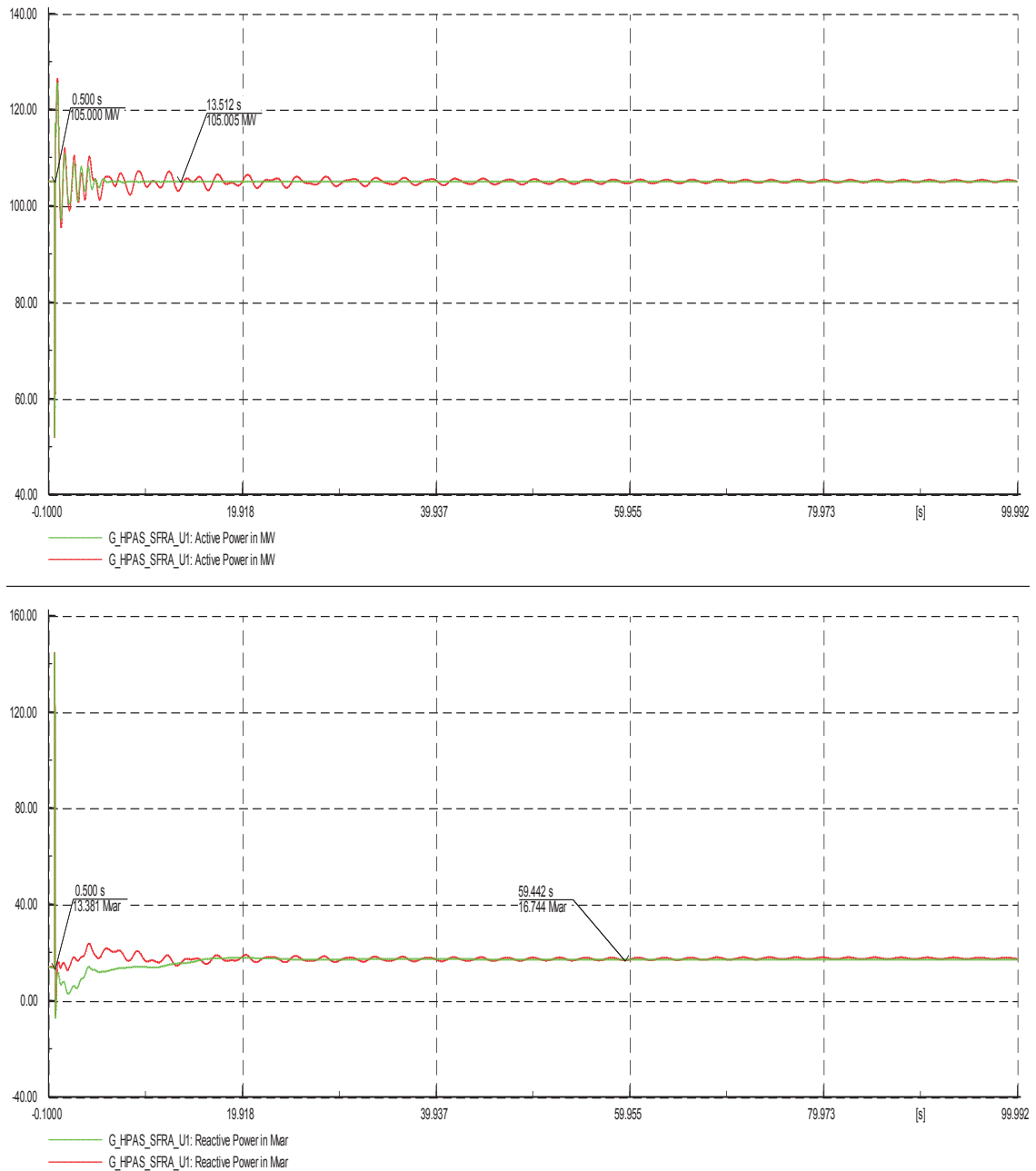
### 4.2.3.1 Análisis dinámico

Para la comprobación del efecto producido por los PSS en la estabilidad del sistema, se simulan nuevamente perturbaciones electromecánicas en el anillo de 230 kV del SNI ecuatoriano. Los parámetros implementados para los generadores pertenecientes a las centrales PAUTE AB, PAUTE C, DAULE PERIPA, SAN FRANCISCO, corresponden a los obtenidos mediante la aplicación del algoritmo MVMO, mientras que para las centrales AGOYÁN, BABA y MAZAR se utilizan los parámetros obtenidos con el método generador barra infinita. Con el objetivo de mostrar el efecto de los PSS se presentan a continuación los resultados de simular la perturbación en la línea Santa Rosa – Totoras en condiciones de demanda alta, considerada como falla crítica. En la Figura 4.34 se puede observar la respuesta de frecuencia y voltaje en la barra B\_Sanfrancisco\_230 ante la perturbación señalada.

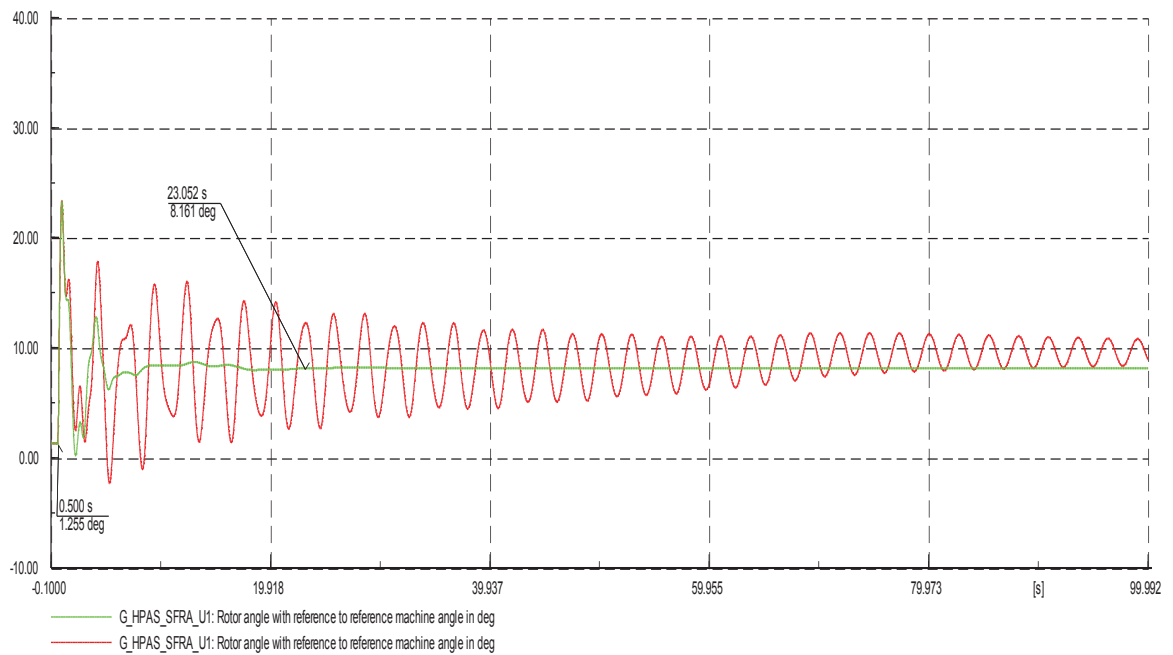


**Figura 4. 34** Respuesta de Voltaje y Frecuencia B\_San\_Francisco\_230– Falla L/T Sta. Rosa\_Totoras

En las Figuras 4.35 y 4.36 se observa la respuesta de potencia activa, potencia reactiva y ángulo del generador San Francisco U1.



**Figura 4. 35** Respuesta de potencia activa y reactiva de San Francisco U1– Falla L/T Sta. Rosa\_Totoras



**Figura 4. 36** Respuesta de ángulo de San Francisco U1 – Falla L/T Sta. Rosa\_Totoras

El correspondiente análisis dinámico para la esta perturbación en condiciones de demanda MÍNIMA Y MEDIA se presenta en el Anexo 4.

## CAPÍTULO 5

### 5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 5.1 CONCLUSIONES

- La utilización de PSS parametrizados con el método generador barra infinita permitió mejorar la estabilidad de pequeña señal incrementando el amortiguamiento de los modos oscilatorios poco amortiguados hasta un valor superior al límite del 5%. Para perturbaciones de gran magnitud, las oscilaciones de las señales analizadas incrementaron su amortiguamiento debido a la utilización de PSS parametrizados con la metodología generador barra infinita.
- Con los parámetros para los PSS obtenidos mediante la utilización del algoritmo de optimización MVMO se logró mejorar la estabilidad del sistema, incrementando el amortiguamiento de los modos oscilatorios, especialmente del modo oscilatorio entre áreas del sistema Ecuador-Colombia.
- En el sistema final con los PSS seteados con los parámetros obtenidos mediante el uso del algoritmo de optimización MVMO para las centrales Mazar, Paute AB, Paute C, Daule Peripa y San Francisco y con las centrales Agoyán, Baba y Mazar con PSS sintonizados con la metodología generador barra infinita, el análisis de estabilidad transitoria muestra que las oscilaciones ante las perturbaciones simuladas incrementan su amortiguamiento, llegando a la estabilidad en un menor tiempo.
- La metodología Generador Barra infinita, presentó limitaciones principalmente para determinar la ganancia de los estabilizadores de potencia, debido a ello se realizó un análisis de prueba y error para afinar estos valores. Los resultados mostraron que las ganancias definidas

brindan resultados satisfactorios en el análisis de estabilidad del sistema, pero no se puede concluir que correspondan a los valores óptimos.

- Se encontró la mejor solución de la aplicación del algoritmo MVMO reduciendo el número de variables que intervienen en la función objetivo del algoritmo, facilitándose de esta forma el proceso de búsqueda de la solución para este problema de optimización.
- La mejor respuesta del sistema ante perturbaciones de pequeña y gran magnitud se encontró mediante la sintonización de PSS combinando las metodologías estudiadas, aprovechando las características de cada una para su aplicación en casos específicos y de acuerdo a los análisis realizados.

## 5.2 RECOMENDACIONES

- El proceso que se llevó a cabo en este trabajo para la sintonización de PSS puede ser usado para la parametrización de los PSS de nuevas unidades que ingresen al sistema nacional interconectado.
- Para una mejor aplicabilidad del algoritmo de optimización MVMO, se recomienda realizar las respectivas modificaciones de tal manera que permita parametrizar PSS cuyas constantes sean de diferentes unidades a las analizadas en este trabajo, como en el caso del modelo de PSS implementado en las unidades de la central AGOYÁN.

## 6 BIBLIOGRAFIA

- [1] K. Prabha, Power System Stability and Control, McGraw- Hill, 1994.
- [2] D. G. Colomé, Estabilidad de pequeña señal y sintonización de dispositivos PSS, Argentina: IEE-UNXJ, 2012.
- [3] P. Verdugo, Metodología de Sintonización de Parámetros del Estabilizador de Sistemas de Potencia (PSS) utilizando el programa computacional DlgSILENT Power Factory, Quito, Marzo 2012.
- [4] A. Hammer, Analysis of IEEE Power System Stabilizer Models, Norwegian University of Science and Technology, 2011.
- [5] El-Sharkawi, Kwang Y. Lee y Mohamed A., Modern Heuristic Optimization Techniques, IEEE PRESS SERIES.
- [6] J. L. Rueda, Jaime Cepeda y Itsván Erlich, Power Factory Applications for Power System Analysis, Springer, 2014.
- [7] K. Ogata, Ingeniería de Control Moderna, Minnesota: Pearson Prentice Hall, 1995.
- [8] D. PowerFactory, User's Manual Version 15, Gomaringen, Germany: DlgSILENT GmbH, 2013.
- [9] J. J. Grainger y W. D. Stevenson Jr, Análisis de Sistemas de Potencia, México: McGraw - Hill/ Interamericana de México, 1996.

## **7 ANEXOS**

**ANEXO 1: DIAGRAMA DE LOS MODELOS DE ESTABILIZADORES DE POTENCIA**

PSS\_Paute\_AB: (IEE2ST)

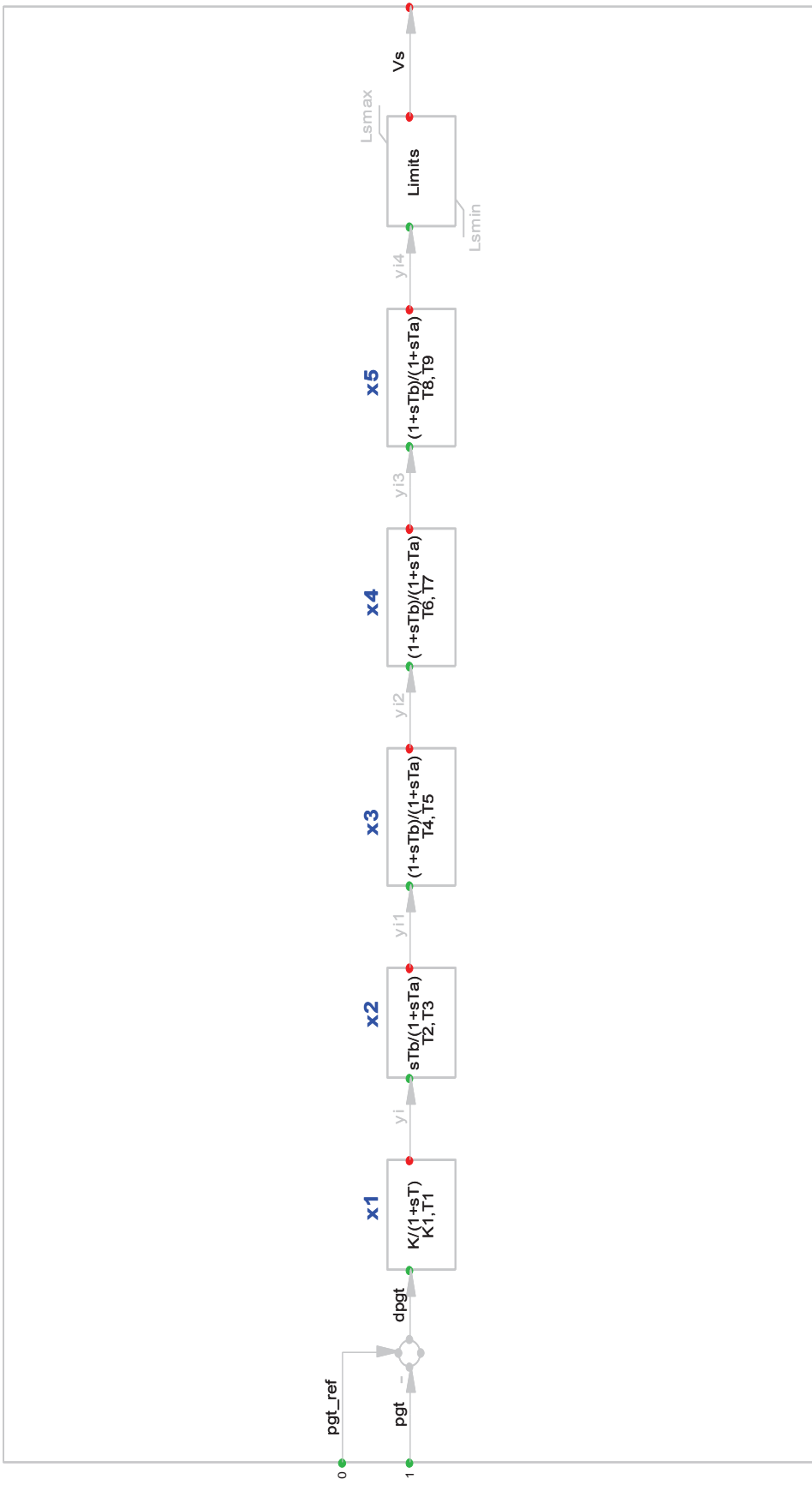


Figura A1. 1 Diagrama de bloques del modelo del PSS implementado en Paute AB



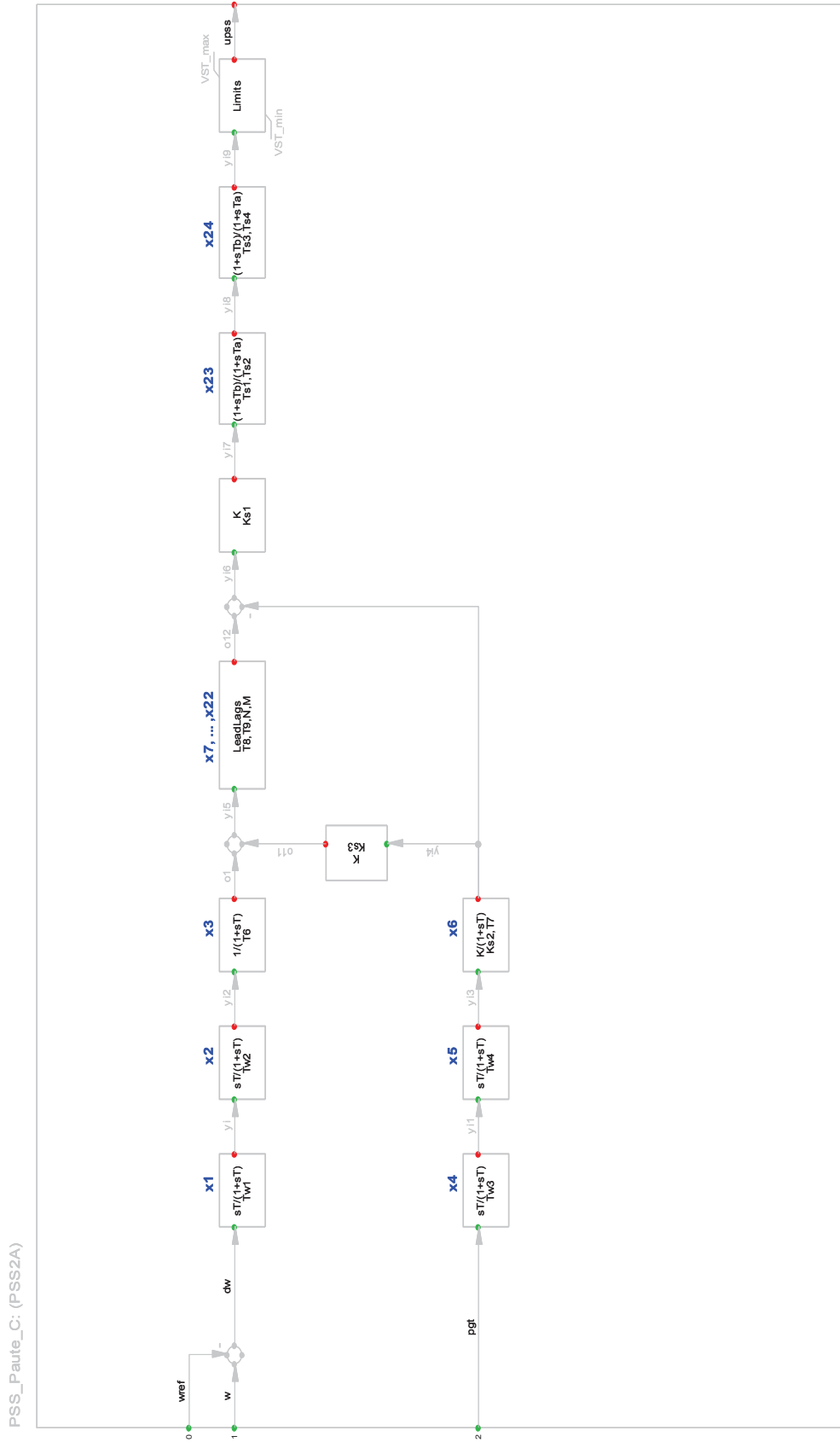


Figura A1. 2 Diagrama de bloques del modelo del PSS implementado en Paute C

PSS\_Mazar: PSS Mazar identificado

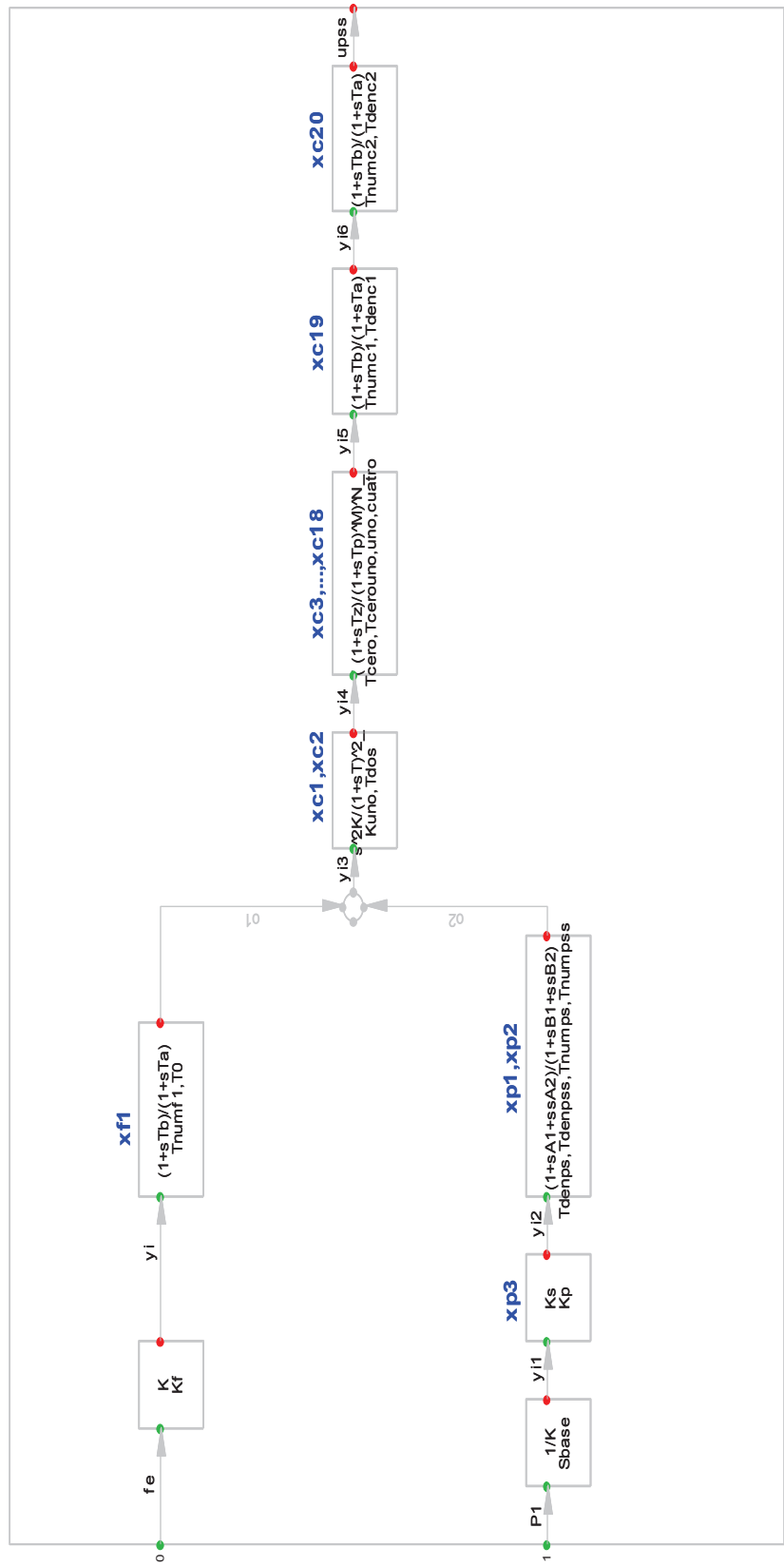


Figura A1. 3 Diagrama de bloques del modelo del PSS implementado en Mazar

PSS\_Daule\_Peripa:

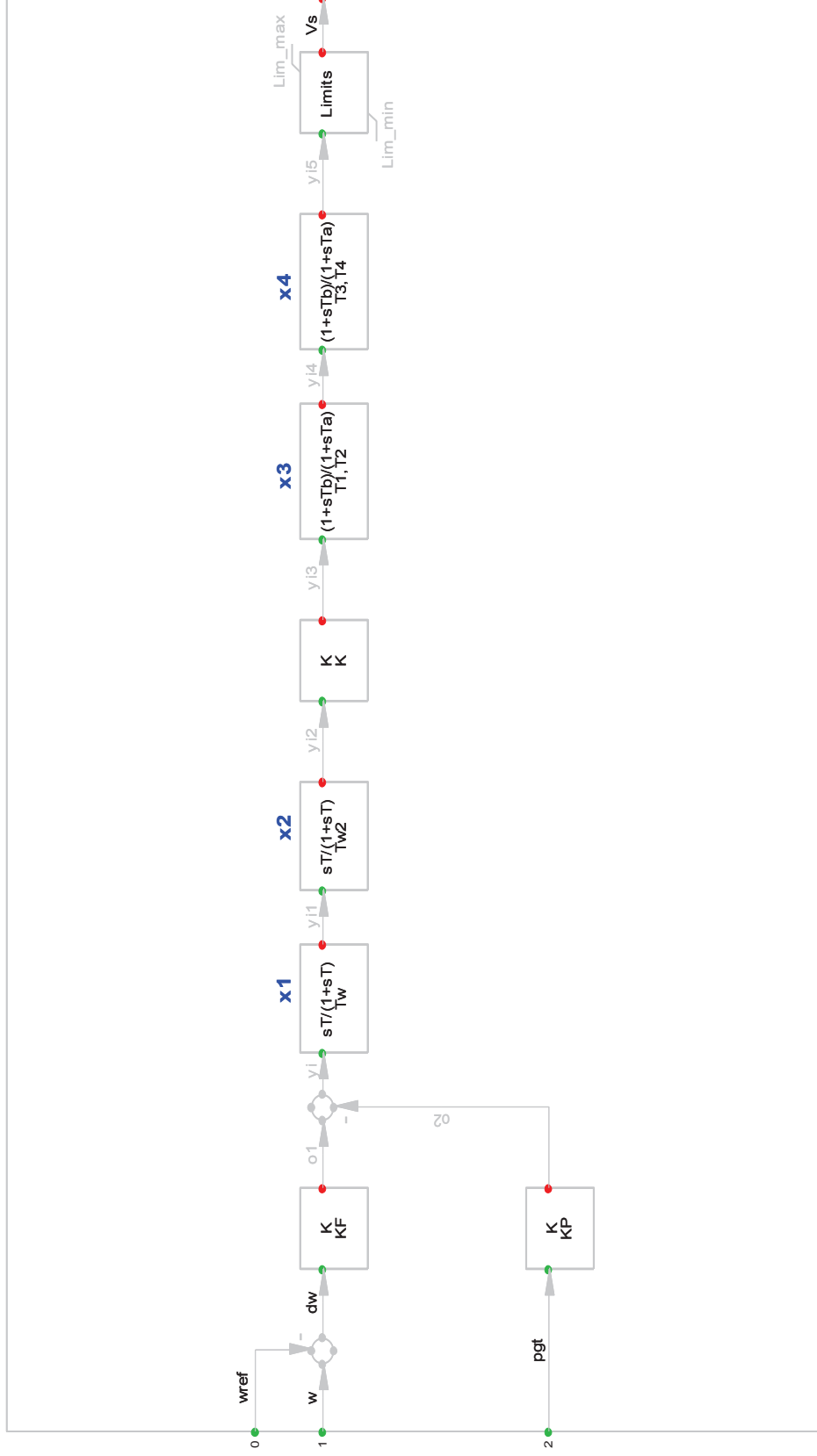


Figura A1.4 Diagrama de bloques del modelo del PSS implementado en Daule Peripa

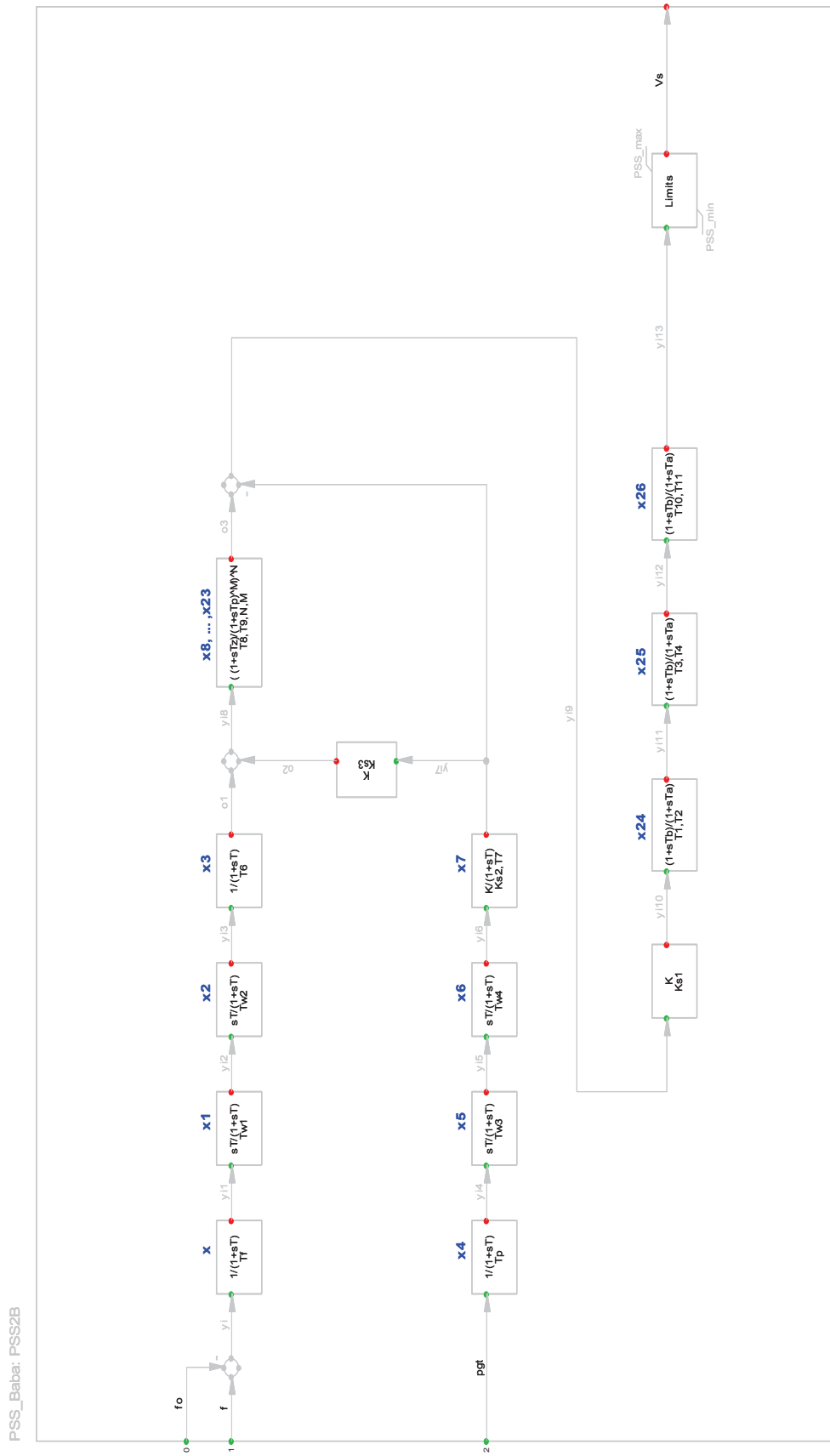


Figura A1. 5 Diagrama de bloques del modelo del PSS implementado en Baba

PSS\_San\_Francisco: PSS IEEE Tipo PSS2B

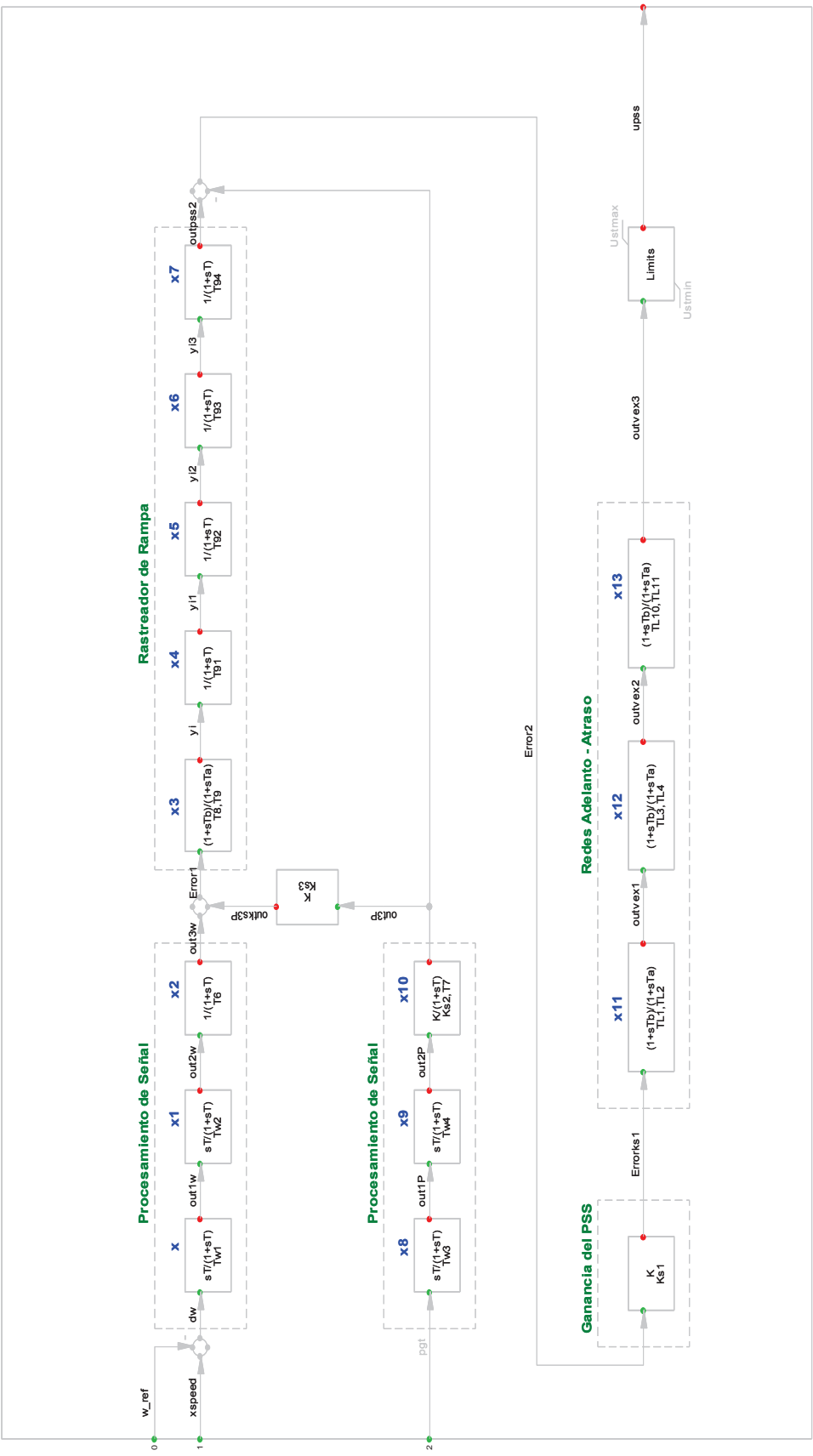


Figura A1. 6 Diagrama de bloques del modelo del PSS implementado en San Francisco

PSS\_Agoyan:

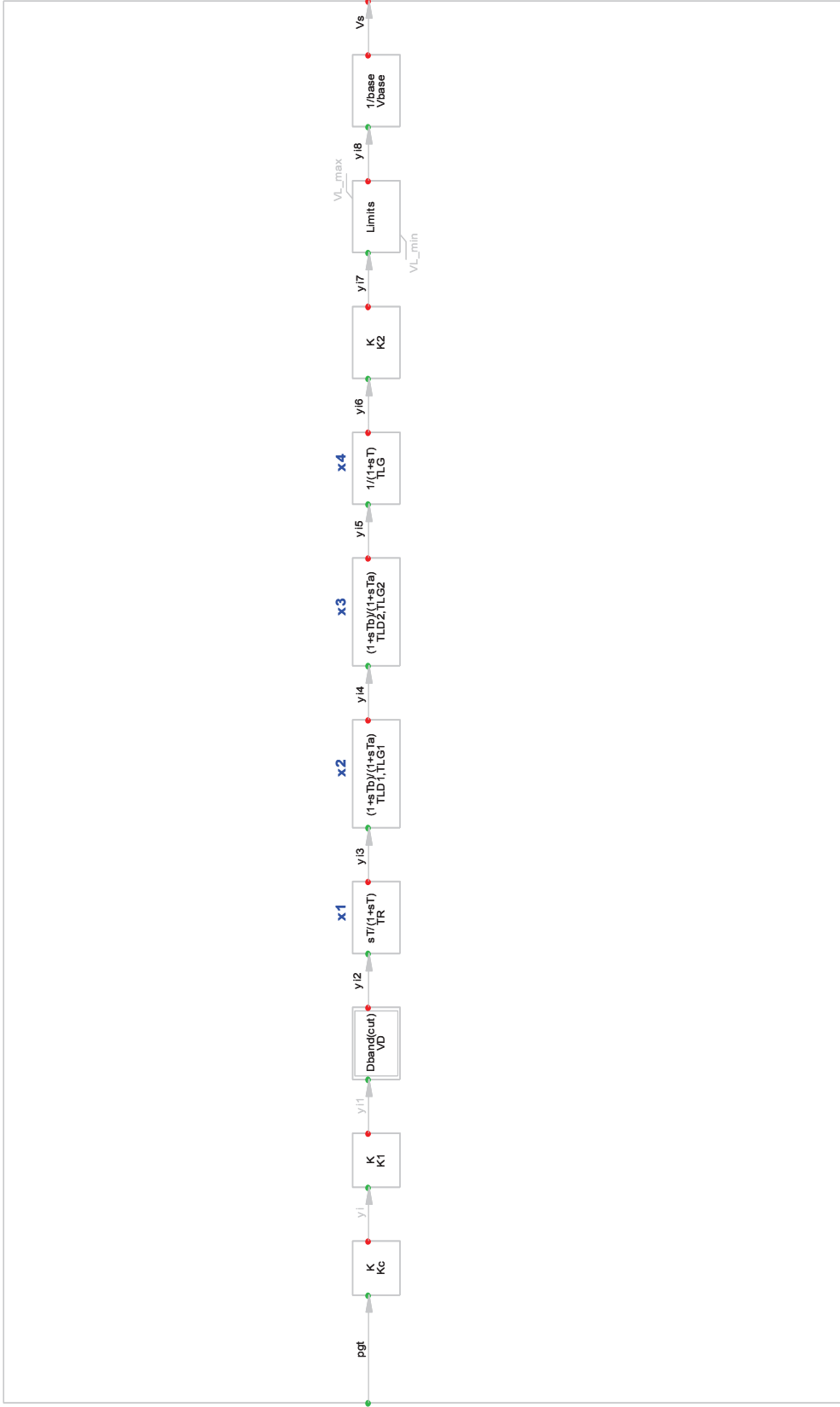


Figura A1. 7 Diagrama de bloques del modelo del PSS implementado en Agoyán

## ANEXO 2: PARAMETROS DE LOS PSS OBTENIDOS CON EL METODO GENERADOR BARRA INFINITA

Tabla A2. 1 Parámetros para el PSS de Agoyán

PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD	DESCRIPCIÓN
Kc	0,025	[V/pu]	Convertidor potencia en aire[0.02,0.03]
K1	300,	[V/V]	Ganancia circuito amplificador 1[150,300]
VD	5,	[V]	Valor absoluto banda muerta de 10V
TR	1,	[s]	Constante de tiempo de rearme[1,20]
TLD1	0,0793	[s]	Constante de tiempo de adelanto 1[0.2,2.2]
TLG1	0,7932	[s]	Constante de tiempo de atraso 1[0.1,1]
TLD2	0,0793	[s]	Constante de tiempo de adelanto 2[0.2,2.2]
TLG2	0,7932	[s]	Constante de tiempo de atraso 2[0.1,1]
TLG	0,9	[s]	Constante de tiempo de atraso 3[0.1,1]
K2	600,	[V/V]	Ganancia del circuito amplificador 2[5,605]
Vbase	120,	[V]	Valor de voltaje base
VL_min	-5,5	[V]	Limite inferior del limitador
VL_max	5,5	[V]	Limite superior del limitador

Tabla A2. 2 Parámetros de ajuste para el PSS de Mazar

PARÁMETRO	VALOR
Kf	40,
Tnumf1	0,4
T0	0,
Sbase	100,
Kp	-0,3
Tdenps	0,
Tdenpss	0,
Tnumps	0,0667
Tnumpss	0,001667
Kuno	1,
Tdos	2,
Tcero	0,
Tcerouno	0,1
uno	1,

cuatro	4,
Tnumc1	0,4918
Tdenc1	0,0615
Tnumc2	0,4918
Tdenc2	0,0615

**Tabla A2. 3** Parámetros para el PSS de Paute AB

PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD	DESCRIPCIÓN
K1	5,	[pu]	Ganancia del transductor
T1	0,	[s]	Constante de tiempo del transductor
T2	3,6	[s]	Const. de tiempo 1 <sup>st</sup> washout derivativo[0,4;16]
T3	3,6	[s]	Const. de tiempo 1 <sup>st</sup> washout integrador[0,4;16]
T4	0,1125	[s]	1 <sup>st</sup> Constante de tiempo derivativa[0;0.47]
T5	0,9003	[s]	1 <sup>st</sup> Constante de tiempo retraso [0,1;1]
T6	0,1125	[s]	2 <sup>nd</sup> Constante de tiempo derivativa
T7	0,9003	[s]	2 <sup>nd</sup> Constante de tiempo retraso
T8	0,2	[s]	3 <sup>rd</sup> Constante de tiempo derivativa
T9	1,	[s]	3 <sup>rd</sup> Constante de tiempo retraso
Lsmin	-0,05	[pu]	Señal de PSS mínima
Lsmax	0,05	[pu]	Señal de PSS máxima

**Tabla A2. 4** Parámetros el PSS de Paute C

PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD	DESCRIPCIÓN
Tw1	6,8	[s]	1st Washout 1th Constante de tiempo
Tw2	0,	[s]	1st Washout 2th Constante de tiempo
T6	0,04	[s]	1st Constante de tiempo del transductor de señal
Tw3	3,	[s]	2nd Washout 1th Constante de tiempo
Tw4	0,	[s]	2nd Washout 2th Constante de tiempo
Ks2	0,	[pu]	2nd Factor del transductor de señal
T7	0,04	[s]	2nd Constante de tiempo del transductor de señal
Ks3	0,	[pu]	Washouts factor de acoplamiento
T8	0,	[s]	Constante de tiempo del filtro rampa derivativo
T9	1,	[s]	Constante de tiempo de retraso del filtro rampa



N	1,	[-]	Filtro rampa
M	1,	[-]	Filtro rampa
Ks1	5,	[pu]	PSS Ganancia
Ts1	0,5117	[s]	1 <sup>st</sup> constante de tiempo derivativo
Ts2	0,0569	[s]	1st constante de tiempo de atraso
Ts3	0,5117	[s]	2nd constante de tiempo derivativo
Ts4	0,0569	[s]	2nd constante de tiempo de atraso
VST_min	-0,05	[pu]	Mínima salida del controlador
VST_max	0,05	[pu]	Máxima salida del controlador

**Tabla A2. 5** Parámetros para el PSS de Baba

PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD	DESCRIPCIÓN
Tf	0,02	[s]	Constante de tiempo del transductor de frecuencia
Tw1	3,	[s]	1st Washout 1th Constante de tiempo[0,1;20]
Tw2	3,	[s]	1st Washout 2th Constante de tiempo[0.1,20]
T6	0,	[s]	1st Constante de tiempo del transductor de señal[0,20]
Tp	0,02	[s]	Constante de tiempo del transductor de potencia
Tw3	3,	[s]	2nd Washout 1th Constante de tiempo [0,1;20]
Tw4	3,	[s]	2nd Washout 2th Constante de tiempo t[0,1;20]
Ks2	0,3	[pu]	2nd Factor del transductor de señal[0;50]
T7	3,	[s]	2nd Signal Constante de tiempo del transductor[0,1;20]
Ks3	1,	[pu]	Washouts Factor de acoplamiento[-1,1]
T8	0,4	[s]	Const. tiempo. Filtro rampa deriv.[0.001,20]
T9	0,1	[s]	Const. tiempo. Filtro rampa retraso.[0.001,20]
N	1,	[-]	Filtro rampa(1 or 2)
M	4,	[-]	Filtro rampa(1,2,3,4 or 5)
Ks1	10,	[pu]	PSS Ganancia[0,50]
T1	0,5341	[s]	1 <sup>st</sup> Constante de tiempo derivativa [0,001;20]
T2	0,0593	[s]	1 <sup>st</sup> Constante de tiempo retraso [0,001;20]
T3	0,5341	[s]	2 <sup>nd</sup> Constante de tiempo derivativa [0,001;20]
T4	0,0593	[s]	2 <sup>nd</sup> Constante de tiempo retraso [0,001;20]
T10	1,	[s]	3 <sup>rd</sup> Constante de tiempo derivativa [0,001;20]

T11	1,	[s]	3 <sup>rd</sup> Constante de tiempo retraso [0,001;20]
PSS_min	-0,05	[pu]	Mínima salida[-0,2;0]
PSS_max	0,05	[pu]	Máxima salida[0;0,2]

**Tabla A2. 6** Parámetros para el PSS de Daule Peripa

PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD	DESCRIPCIÓN
KF	1,	[pu]	Ganacia lazo de frecuencia [0,100]
KP	0,	[pu]	Ganacia lazo de potencia [0,5]
Tw	2,	[s]	Constante de tiempo filtro washout [0,10]
Tw2	2,	[s]	Constante de tiempo filtro washout 2 [0,10]
K	5,	[pu]	Ganancia del PSS [0,5]
T1	0,7797	[s]	Cosntante de tiempo adelanto1 [0,1]
T2	0,1299	[s]	Constante de tiempo atraso 1 [0,5]
T3	0,7797	[s]	Cosntante de tiempo adelanto2 [0,1]
T4	0,1299	[s]	Constante de tiempo atraso 2 [0,5]
Lim_min	-0,1	[pu]	Límite mínimo de salida PSS [-0.1,0]
Lim_max	0,1	[pu]	Límite máximo de salida PSS [0,0.1]

### ANEXO 3: PARAMETROS DE LOS PSS OBTENIDOS CON ALGORITMO MVMO

**Tabla A3. 1** Parámetros para el PSS de Paute AB

PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD	DESCRIPCIÓN
K1	46,34902	[pu]	Ganancia del transductor
T1	0	[s]	Constante de tiempo del transductor
T2	3,6	[s]	Const. de tiempo 1 <sup>st</sup> washout derivativo[0,4;16]
T3	3,6	[s]	Const. de tiempo 1 <sup>st</sup> washout integrador[0,4;16]
T4	0,033849	[s]	1 <sup>st</sup> Constante de tiempo derivativa[0;0.47]
T5	0,002365	[s]	1 <sup>st</sup> Constante de tiempo retraso [0,1;1]
T6	0,152282	[s]	2 <sup>nd</sup> Constante de tiempo derivativa
T7	0,014295	[s]	2 <sup>nd</sup> Constante de tiempo retraso
T8	0,2	[s]	3 <sup>rd</sup> Constante de tiempo derivativa
T9	1	[s]	3 <sup>rd</sup> Constante de tiempo retraso
Lsmin	-0,05	[pu]	Señal de PSS mínima
Lsmax	0,05	[pu]	Señal de PSS máxima

**Tabla A3. 2** Parámetros para el PSS de Paute C

PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD	DESCRIPCIÓN
Tw1	6,8	[s]	1st Washout 1th Constante de tiempo
Tw2	0	[s]	1st Washout 2th Constante de tiempo
T6	0,04	[s]	1st Constante de tiempo del transductor de señal
Tw3	3	[s]	2nd Washout 1th Constante de tiempo
Tw4	0	[s]	2nd Washout 2th Constante de tiempo
Ks2	0	[pu]	2nd Factor del transductor de señal
T7	0,04	[s]	2nd Constante de tiempo del transductor de señal

Ks3	0	[pu]	Washouts factor de acoplamiento
T8	0	[s]	Constante de tiempo del filtro rampa derivativo
T9	1	[s]	Constante de tiempo de retraso del filtro rampa
N	1	[-]	Filtro rampa
M	1	[-]	Filtro rampa
Ks1	15,43951	[pu]	PSS Ganancia
Ts1	0,128196	[s]	1 <sup>st</sup> constante de tiempo derivativo
Ts2	0,031171	[s]	1st constante de tiempo de atraso
Ts3	0,131573	[s]	2nd constante de tiempo derivativo
Ts4	0,009939	[s]	2nd constante de tiempo de atraso
VST_min	-0,05	[pu]	Mínima salida del controlador
VST_max	6,8	[pu]	Máxima salida del controlador

**Tabla A3. 3** Parámetros para el PSS de San Francisco

PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD	DESCRIPCIÓN
Tw1	2	[s]	1ra Constante de tiempo washout[0.1,30]
Tw2	2	[s]	2da Constante de tiempo washout[0.1,30]
T6	0,01	[s]	Constante de tiempo de transducción
T8	0	[s]	Constante tiempo ramp tracking[0,2.5]
T9	1	[s]	Constante tiempo ramp tracking[0,2.5]
T91	1	[s]	Replica de T9[0,2.5] => Tip. 1
T92	1	[s]	Replica de T9[0,2.5] => Tip. 1
T93	1	[s]	Replica de T9[0,2.5] => Tip. 1
T94	1	[s]	Replica de T9[0,2.5] => Tip. 1
Tw3	2	[s]	3ra Constante de tiempo washout[0.1,30]
Tw4	2	[s]	4ra Constante de tiempo washout[0.1,30]
Ks2	0,2	[s]	Factor de adaptación dp/dw[0,640]
T7	2	[s]	Constante de tiempo integral dp[0,45]
Ks1	46,98533	[pu]	Ganancia proporcional del PSS[0,1280]
TL1	0,055827	[s]	1ra Constante de tiempo adelanto[0,2.5]
TL2	0,007859	[s]	1ra Constante de tiempo atraso[0,2.5]
TL3	0,175013	[s]	2da Constante de tiempo adelanto[0,2.5]

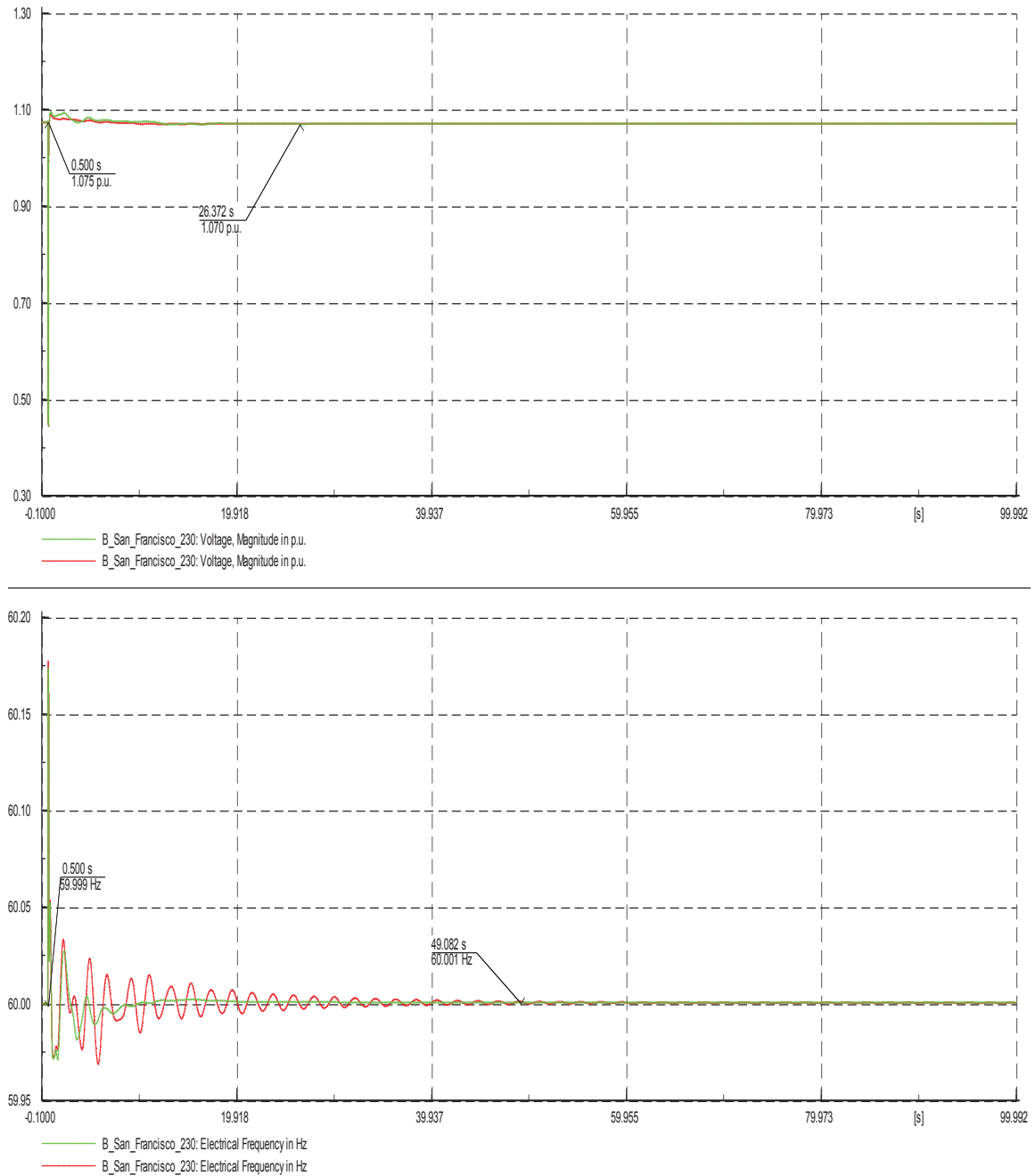
TL4	0,013605	[s]	2da Constante de tiempo atraso[0,2.5]
TL10	0,01	[s]	3ra Constante de tiempo adelanto[0,2.5]
TL11	0,01	[s]	3ra Constante de tiempo atraso[0,2.5]
Ks3	1	[pu]	Factor de adaptación[0,128]
Ustmin	-0,1	[pu]	Límite mínimo señal de salida[-1,0]
Ustmax	0,1	[pu]	Límite máximo señal de salida[0,1]

**Tabla A3. 4** Parámetros para el PSS de Daule Peripa

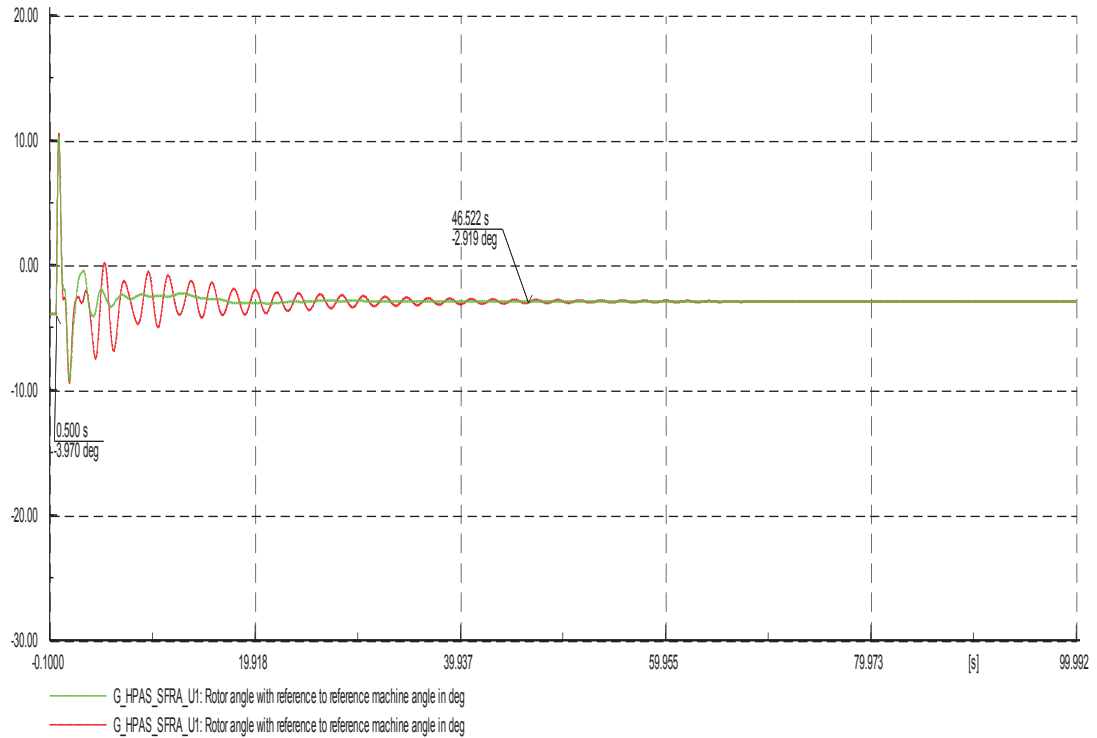
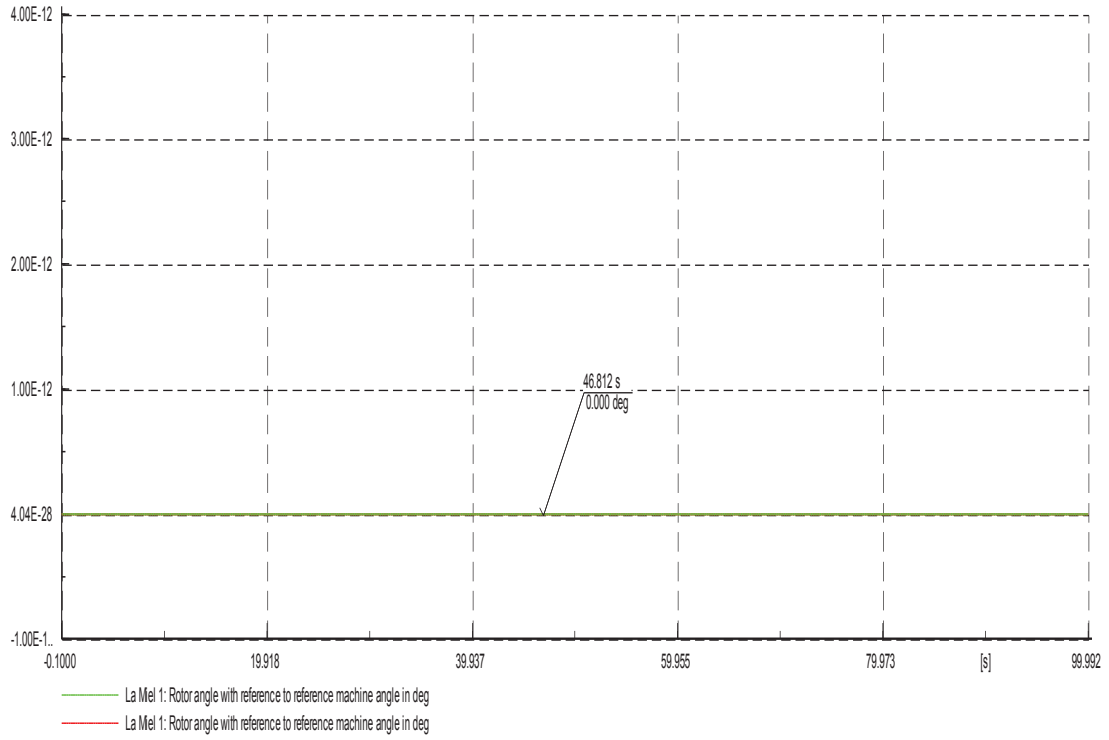
PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD	DESCRIPCIÓN
KF	1	[pu]	Ganacia lazo de frecuencia [0,100]
KP	0	[pu]	Ganacia lazo de potencia [0,5]
Tw	2	[s]	Constante de tiempo filtro washout [0,10]
Tw2	2	[s]	Constante de tiempo filtro washout 2 [0,10]
K	72,67309	[pu]	Ganancia del PSS [0,5]
T1	0,262249	[s]	Cosntante de tiempo adelanto1 [0,1]
T2	0,285028	[s]	Constante de tiempo atraso 1 [0,5]
T3	0,195812	[s]	Cosntante de tiempo adelanto2 [0,1]
T4	0,021156	[s]	Constante de tiempo atraso 2 [0,5]
Lim_min	-0,1	[pu]	Límite mínimo de salida PSS [-0.1,0]
Lim_max	0,1	[pu]	Límite máximo de salida PSS [0,0.1]

## ANEXO 4: ANÁLISIS DINAMICO DE LA PERTURBACION EN LA LINEA SANTA ROSA- TOTORAS EN CONDICIONES DE DEMANDA MEDIA Y MÍNIMA

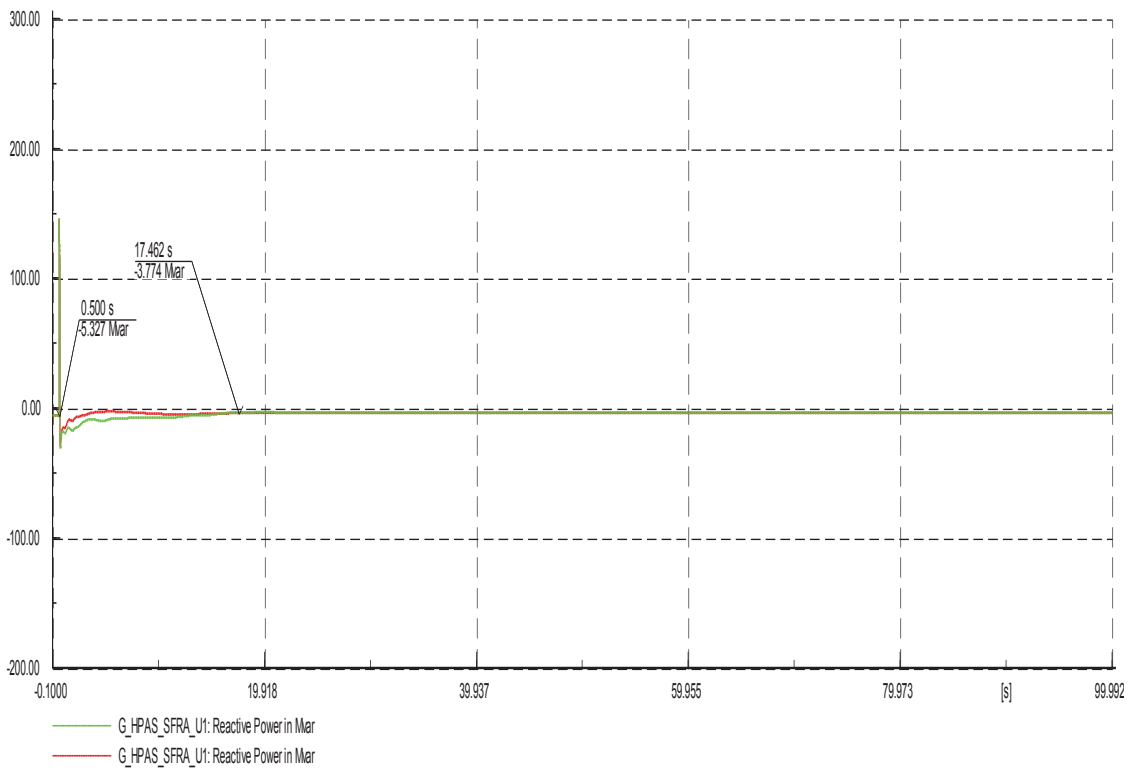
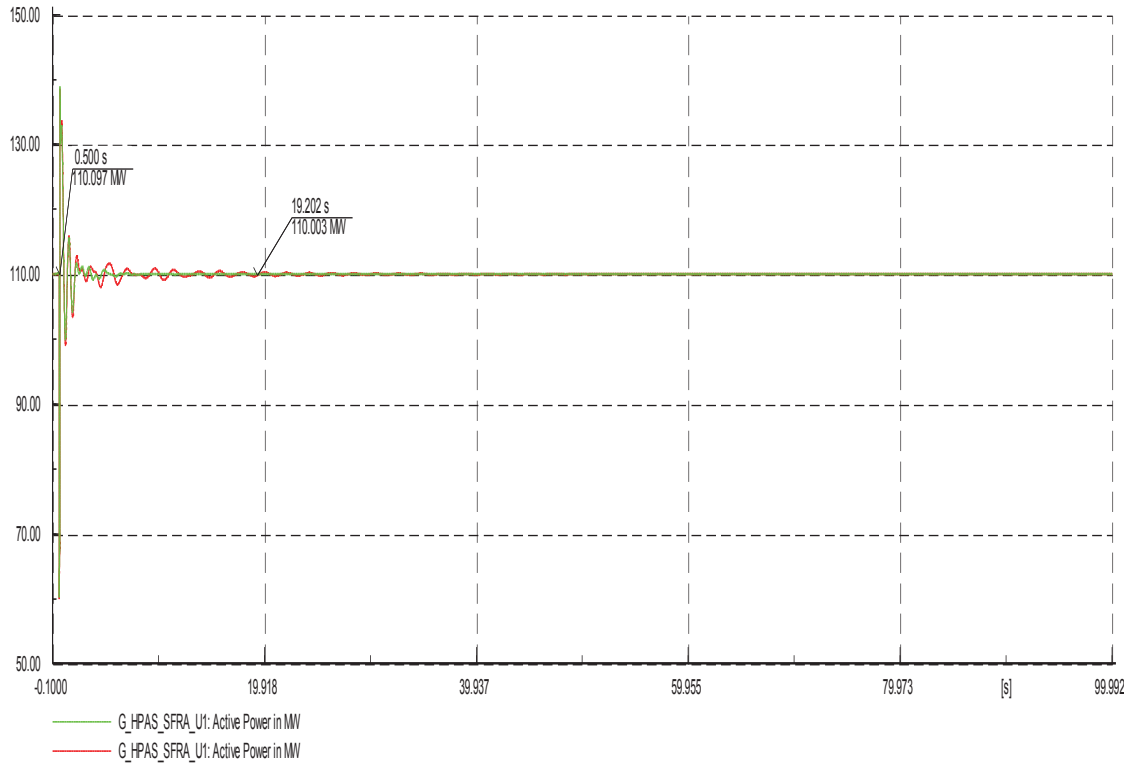
### DEMANDA MÍNIMA



**Figura A4. 1** Respuesta de Frecuencia y Voltaje de la barra B\_San\_Francisco\_230– Falla L/T Sta. Rosa\_Totoras



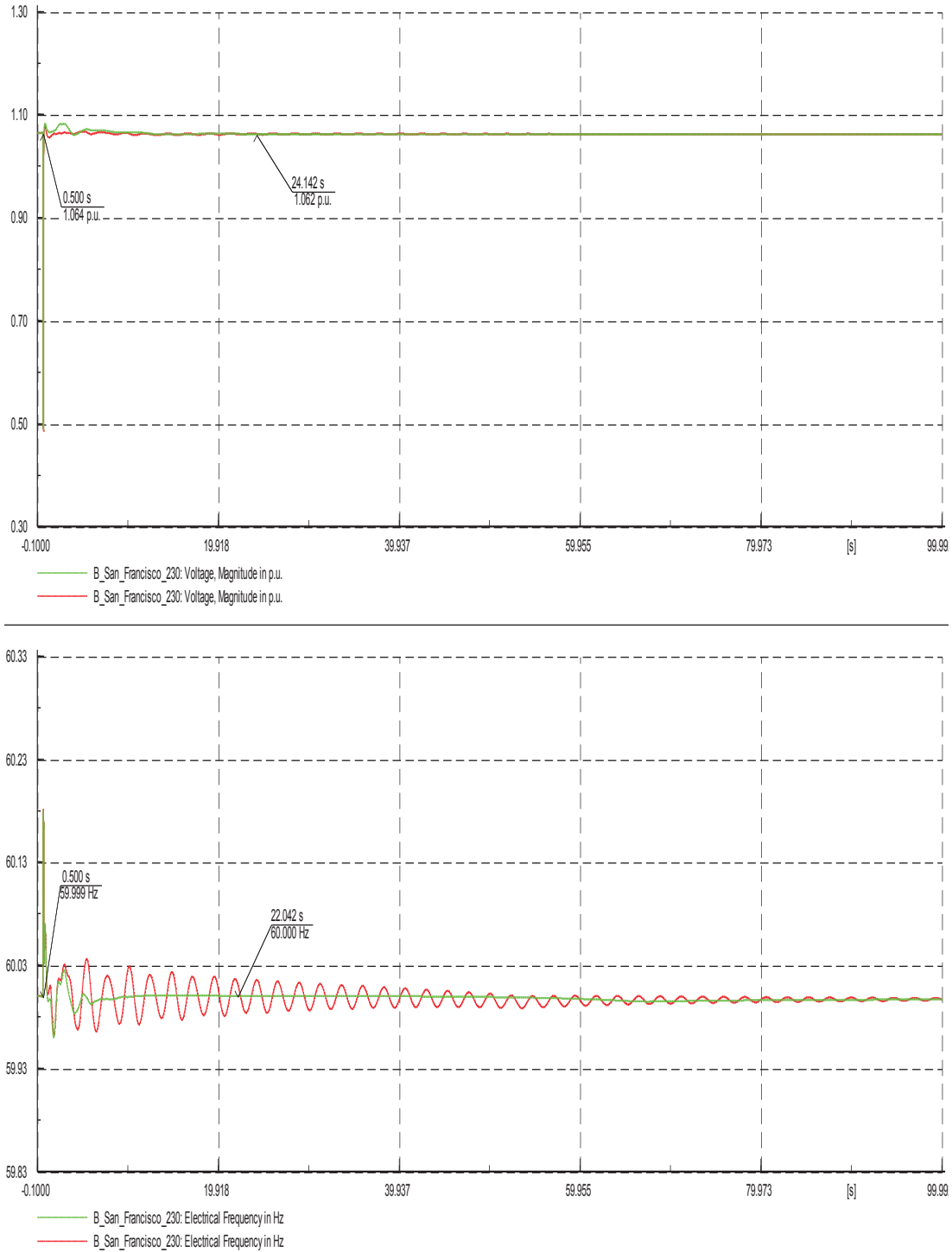
**Figura A4. 2** Respuesta de ángulo de la referencia (La Miel) respecto a si misma y de San Francisco U1 respecto a la referencia– Falla L/T Sta. Rosa\_Totoras



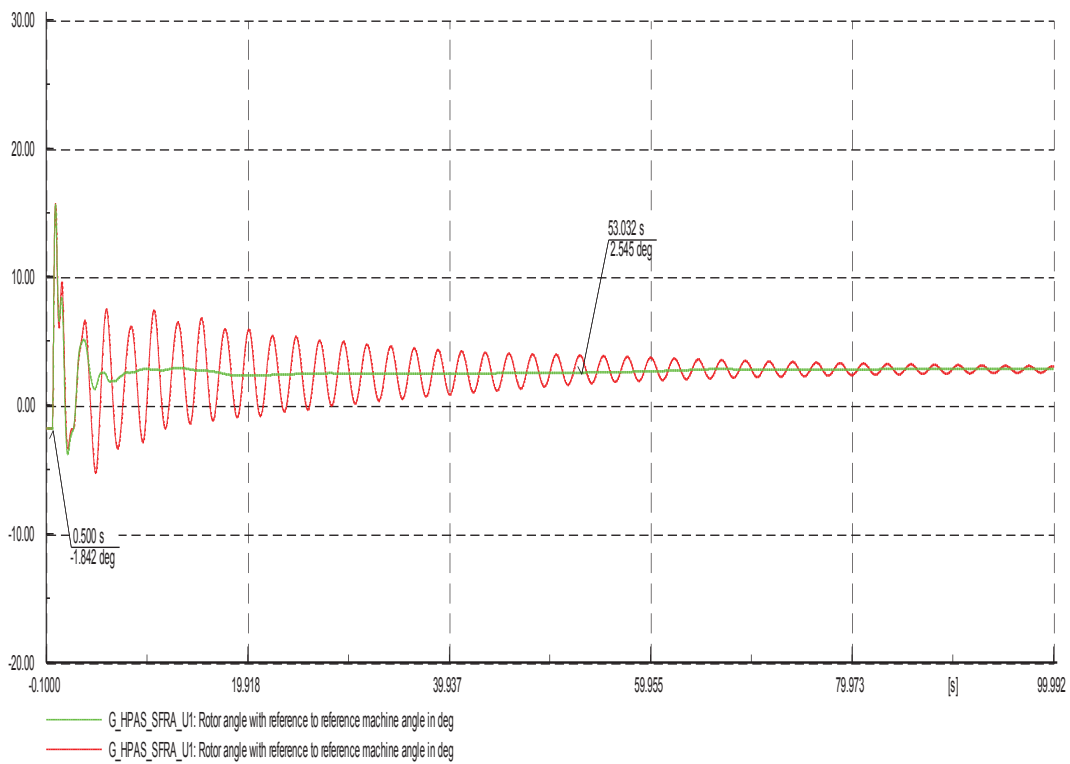
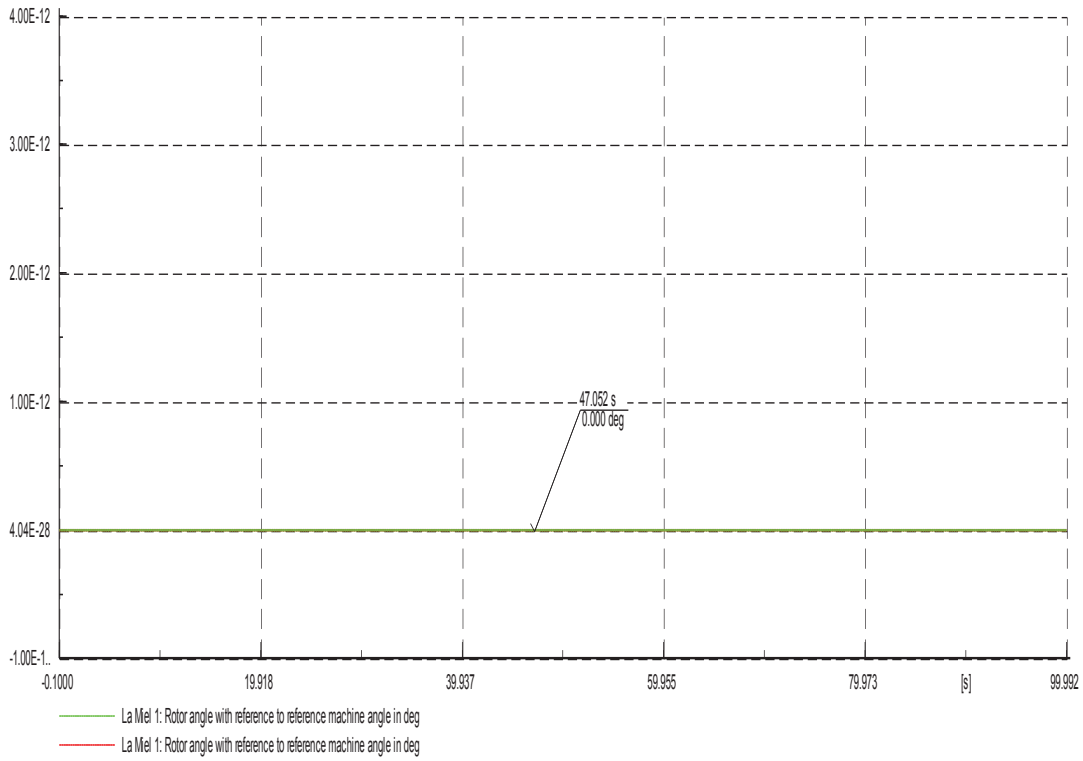
**Figura A4. 3** Respuesta de Potencia Activa y Reactiva de San Francisco U1– Falla L/T Sta. Rosa\_Totoras



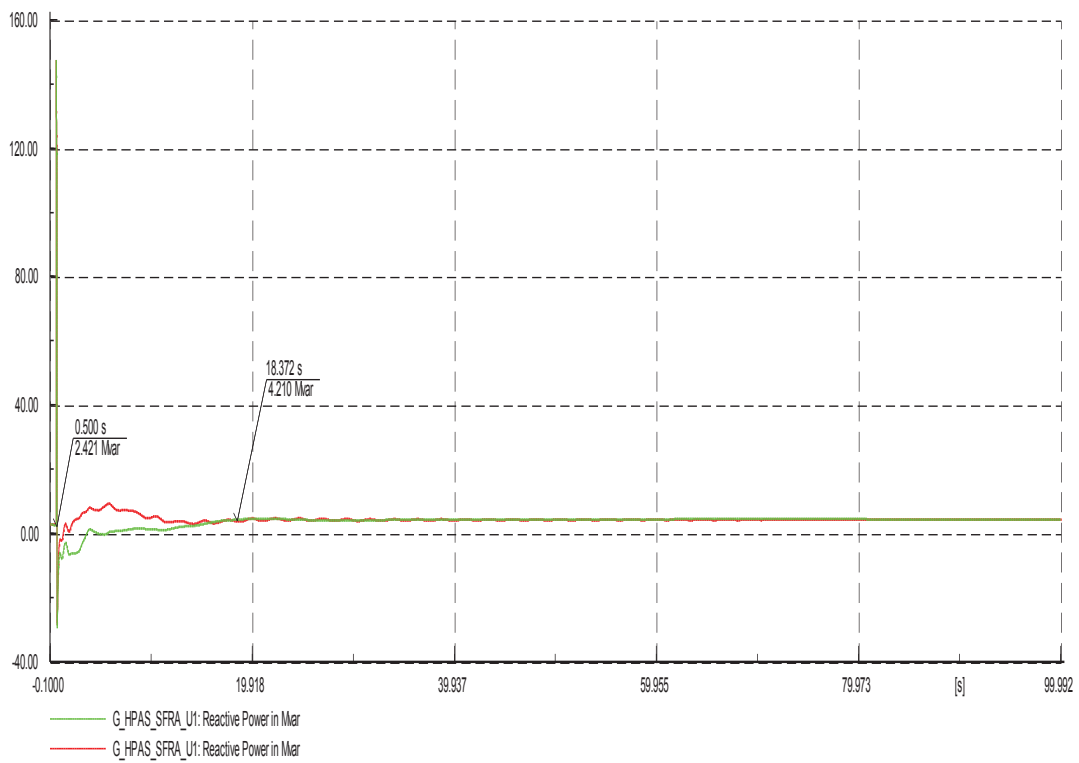
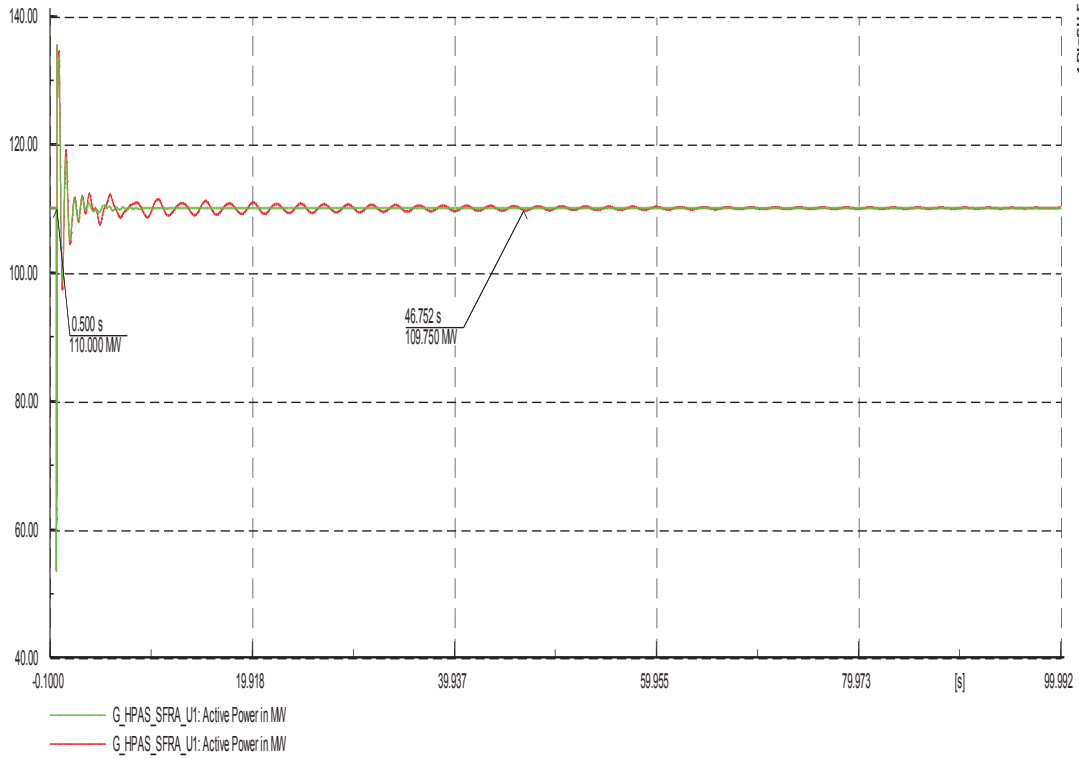
**DEMANDA MEDIA**



**Figura A4. 4** Respuesta de Frecuencia y Voltaje en la barra B\_San\_Francisco\_230– Falla L/T Sta. Rosa\_Totoras



**Figura A4. 5** Respuesta de ángulo de la referencia (La Miel) respecto a si misma y de San Francisco U1 respecto a la referencia— Falla L/T Sta. Rosa\_Totoras



**Figura A4. 6** Respuesta de Potencia activa y Reactiva de San Francisco U1– Falla L/T Sta. Rosa\_Totoras