

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DE OSCILACIONES
ELECTROMECAÑICAS DE BAJA FRECUENCIA EN LA CH
YAUPI**

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

PEDRO RAUL VEGA TORRES

**PROMOCIÓN
2003 - I**

**LIMA – PERÚ
2008**

**METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DE OSCILACIONES ELECTROMECÁNICAS
DE BAJA FRECUENCIA EN LA CH YAUPI**

A mis padres por su paciencia y apoyo incondicional en todo momento.

SUMARIO

En este trabajo se presenta una metodología para el analizar los problemas de estabilidad permanente en centrales hidroeléctricas. Cuando un sistema eléctrico de potencia es alterado debido al ingreso de nuevas centrales de generación, líneas de transmisión y otros cambios en su configuración, puede generar efectos positivos ó negativos en las instalaciones existentes, por lo cual es fundamental realizar los análisis correspondientes.

El año 2005 ingresó en operación la CH Yuncan como parte del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), para lo cual se alteró el sistema de transmisión eléctrico de la CH Yaupi. La nueva configuración para este sistema de transmisión se electrizo y contempló la puesta en servicio de un autotransformador 220/138 kV, 120 MVA en serie con la L-1701 de 138 kV Yaupi–Yuncan para permitir la conexión de la CH Yaupi al SEIN en 220kV. Posteriormente a estos cambios y bajo ciertas condiciones topológicas en el SEIN, se detectaron oscilaciones de potencia con amortiguamiento negativo en la CH Yaupi, razón por la cual la producción de energía de la CH Yaupi fue restringida a un valor menor que la nominal.

INDICE

INTRODUCCIÓN	1
CAPITULO I EVOLUCIÓN DEL SISTEMA ELECTRICO Y FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.....	2
1.1 Perspectiva Histórica del Problema de las Oscilaciones de Baja Frecuencia	2
1.2 Evolución del Sistema Eléctrico de Electroandes (CH Yaupi).....	3
1.3 Aparición de oscilaciones electromecánicas de baja frecuencia en la CH Yaupi.	9
1.4 Formulación del problema.	11
1.4.1 Estructura del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional	11
1.4.2 Características Estructurales del SEIN	12
1.4.3 Impacto de las Oscilaciones sobre el Funcionamiento del SEIN	13
1.5 Objetivo	14
CAPITULO II CONCEPTOS SOBRE ESTABILIDAD DE PEQUEÑA SEÑAL Y MODOS DE OSCILACIONES.	15
2.1 Definiciones.....	15
2.1.1 Sistemas Eléctricos de Potencia	15
2.1.2 Punto de Operación	15
2.1.3 Operación en estado estacionario	15
2.1.4 Perturbación.....	16
2.2 Estabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia	16
2.3 Tipos de Estabilidad	18
2.4 Oscilaciones Electromecánicas	25
2.4.1 Tipos de Oscilaciones Electromecánicas.....	26
2.4.2 Oscilaciones Electromecánicas Locales e Interárea.....	27
2.4.3 Oscilaciones interárea	29
2.4.4 Modos de Control y Torsión.....	30
2.5 Representación del Sistema Dinámico en Espacio de Estado.....	30
2.5.1 Estado de un Sistema Dinámico.....	31

2.5.2	Variables de Estado de un Sistema Dinámico	31
2.5.3	Vector de Estado.....	31
2.5.4	Espacio de Estado	31
2.5.5	Ecuaciones del Espacio de Estado.....	31
2.6	Respuesta Transitoria de Sistemas Lineales.....	35
2.7	Estabilizador de Sistemas de Potencia.....	38
2.7.1	Estructura Básica del PSS	39
2.7.2	Tipos de PSS	40

CAPITULO III INTRODUCCIÓN AL SISTEMA DE PRUEBA PROPUESTO PARA EL ANÁLISIS DE LAS OSCILACIONES ELECTROMECAÑICAS LOCALES EN LA CH YAUPI.....42

3.1	Estructura del Sistema Simplificado	42
3.1.1	Ecuaciones del Sistema Simplificado.....	44
3.1.2	Relación $x_{12} - \theta_{12}$	45
3.1.3	Sistema Serie Equivalente	46
3.2	Modelo Linealizado del Generador Síncrono.....	48
3.2.1	Modelo “d-q” del Generador Síncrono	48
3.2.2	Ecuaciones del Modelo Linealizado del Generador Síncrono	50
3.2.3	Sistemas de Coordenadas Generador - Red.....	51
3.3	Modelo Linealizado del Sistema de Transmisión.....	52
3.4	Modelo Linealizado del Sistema Equivalente.....	53
3.4.1	Ecuación del Torque Electromagnético	53
3.4.2	Ecuación Diferencial del Rotor	54
3.4.3	Ecuación de la Tensión en bornes del Generador.....	54
3.4.4	Ecuación del Transductor de Tensión	55
3.4.5	Diagrama de Bloques del Modelo Linealizado.....	56
3.4.6	Incorporación del Efecto del Estabilizador de Sistemas de Potencia.....	57

CAPITULO IV APLICACIÓN A LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA YAUPI.....59

4.1	Descripción general de la central	59
4.2	Especificaciones técnicas de los grupos de generación y principales equipos.....	61
4.2.1	Características de la planta	62
4.2.2	Generadores Sincronicos.....	62

4.2.3	Transformadores Elevadores	63
4.2.4	Sistema de Excitación	63
4.2.5	Regulador de voltaje (estado sólido)	63
4.2.6	Estabilizador de Sistemas de Potencia.....	64
4.3	Relaciones para el Cálculo de los Coeficientes de Estabilidad Permanente.....	64
4.4	Calculo de los Coeficientes de Estabilidad de Pequeña Señal de la CH Yaupi	67
4.4.1	Efecto de las Condiciones de Operación de la Central.....	67
4.4.2	Influencia de las Condiciones de Operación del SEIN.....	71
4.5	Resumen de Resultados	76
CAPITULO V ANÁLISIS DE LA ESTABILIDAD PERMANENTE DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA YAUPI		77
5.1	Método de Analisis de la Estabilidad Permanente.....	77
5.2	Análisis de Estabilidad Permanente del Sistema sin PSS	77
5.2.1	Cálculo de Eigenvalores.....	80
5.2.2	Análisis de la Respuesta en el Tiempo.....	84
5.3	Análisis de Estabilidad Permanente del Sistema con PSS	93
5.4	Resumen de Resultados	110
CONCLUSIONES		112
BIBLIOGRAFÍA		114

INTRODUCCIÓN

En éste trabajo se presenta una metodología para el análisis de oscilaciones electromecánicas de baja frecuencia (OBF) en Centrales Hidroeléctricas, la cual será aplicada a la CH Yaupi que forma parte del SEIN. A partir del año 2005 luego de alterarse el sistema de transmisión eléctrico de la CH Yaupi como consecuencia del ingreso en operación de la CH Yuncan, se detectaron oscilaciones de potencia bajo ciertas condiciones de operación en el SEIN, lo cual impide que la CH Yaupi pueda generar a plena carga.

Se exponen los conceptos básicos sobre estabilidad permanente y modos de oscilación

Se explica la teoría básica detrás del sistema de prueba propuesto para el análisis de las oscilaciones electromecánicas locales en la CH Yaupi, el cual permite verificar la estabilidad de la CH Yaupi para diversas condiciones de operación propias de la central (sobreexcitado y subexcitado) y para condiciones de operación asociadas al SEIN (condiciones topológicas del sistema de transmisión).

Se señala el problema de oscilaciones de potencia y se propone la inclusión de estabilizadores de potencia (PSS) que ayuda a contrarrestar las oscilaciones.

Para realizar las simulaciones se empleó el programa MATLAB 7.0, modelando la central hidroeléctrica Yaupi conjuntamente al sistema de prueba propuesto para el análisis de estabilidad permanente.

CAPITULO I

EVOLUCIÓN DEL SISTEMA ELECTRICO Y FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

1.1 Perspectiva Histórica del Problema de las Oscilaciones de Baja Frecuencia

El año 1997 luego de ponerse en servicio la línea Tintaya - Santuario, se detectaron oscilaciones con amortiguamiento negativo en la Central Hidroeléctrica Machupicchu, razón por la cual su producción fue restringida. El año 2001, aún cuando se incorpora la línea Moquegua - Puno (L-2030) y la central hidroeléctrica San Gabán II, la topología (reactancia externa vista en bornes por los grupos de generación) para la CH Machupicchu prácticamente no había variado.

Una situación similar ocurrió con la central hidroeléctrica San Gabán II, sin embargo, es importante destacar que esta central fue diseñada y construida para operar sin inconvenientes bajo las condiciones adversas presentes en sistema eléctrico existente, cuyas características topológicas constituían la principal restricción en el diseño de los controladores. Por ello a partir de la configuración del Sistema Sur con estas centrales, se explica la aparición de las oscilaciones de potencia detectadas cuando se presentan eventos que provocan la desconexión de las líneas de interconexión Tintaya - Callalli (L-1008), Azángaro - Juliaca (L-1011) o Moquegua - Puno (L-2030).

El 22/09/2000 se presentó un problema de estabilidad electromecánica, que originó la salida de la Central Hidroeléctrica de San Gabán II. Dicha oscilación se presentó cuando la potencia activa generada por la central superaba los 85 – 90 MW, con un solo circuito de la línea de transmisión de 138 KV San Gabán – Azángaro, y con una potencia mayor a 100 MW con ambos circuitos. Significó que no era posible la producción de la central en forma segura hasta su potencia nominal (110 MW).

En el Estudio de Rechazo de Carga/Generación del SEIN del año 2003 [2], la concepción del esquema de rechazo por mínima frecuencia fue condicionada a la existencia de un modo de oscilación interárea que se manifiesta cuando el flujo de potencia en la línea Chimbote - Paramonga (L-2215) supera los 160 MW. En el Estudio de Rechazo de Generación en las Centrales de San Gabán II y Machupicchu ante desconexiones de las líneas L-1008 o L-

1011 [3], se puso en evidencia una vez más las inestabilidades en el Sistema Sur y su interrelación con el Sistema Centro Norte.

Por lo tanto en el SEIN, por su topología (líneas largas) y porque las centrales de generación están muy alejadas de las cargas, es un sistema de potencia con presencia de oscilaciones electromecánicas de baja frecuencia.

1.2 Evolución del Sistema Eléctrico de Electroandes (CH Yaupi).

Hasta el año 2005 la CH Yaupi se conectaba al SEIN a través de líneas de transmisión de 138 kV Yaupi-Carhuamayo.

El año 2005 con el ingreso en operación la CH Yuncan como parte del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) se alteró el sistema de transmisión eléctrico de la CH Yaupi. La nueva configuración para este sistema de transmisión electrizo contempló la puesta en servicio de un autotransformador 220/138 kV, 120 MVA en serie con la L-1701 de 138 kV Yaupi–Yuncan para permitir la conexión de la CH Yaupi al SEIN en 220kV. Posteriormente a estos cambios y bajo ciertas condiciones topológicas en el SEIN, se detectaron oscilaciones de potencia con amortiguamiento negativo en la CH Yaupi, razón por la cual la producción de energía de la CH Yaupi fue restringida a un valor menor que la nominal.

Esta nueva configuración topológica (mayor reactancia externa vista en bornes por los grupos de generación) ha evidenciado los problemas de oscilaciones de potencia en la CH Yaupi.

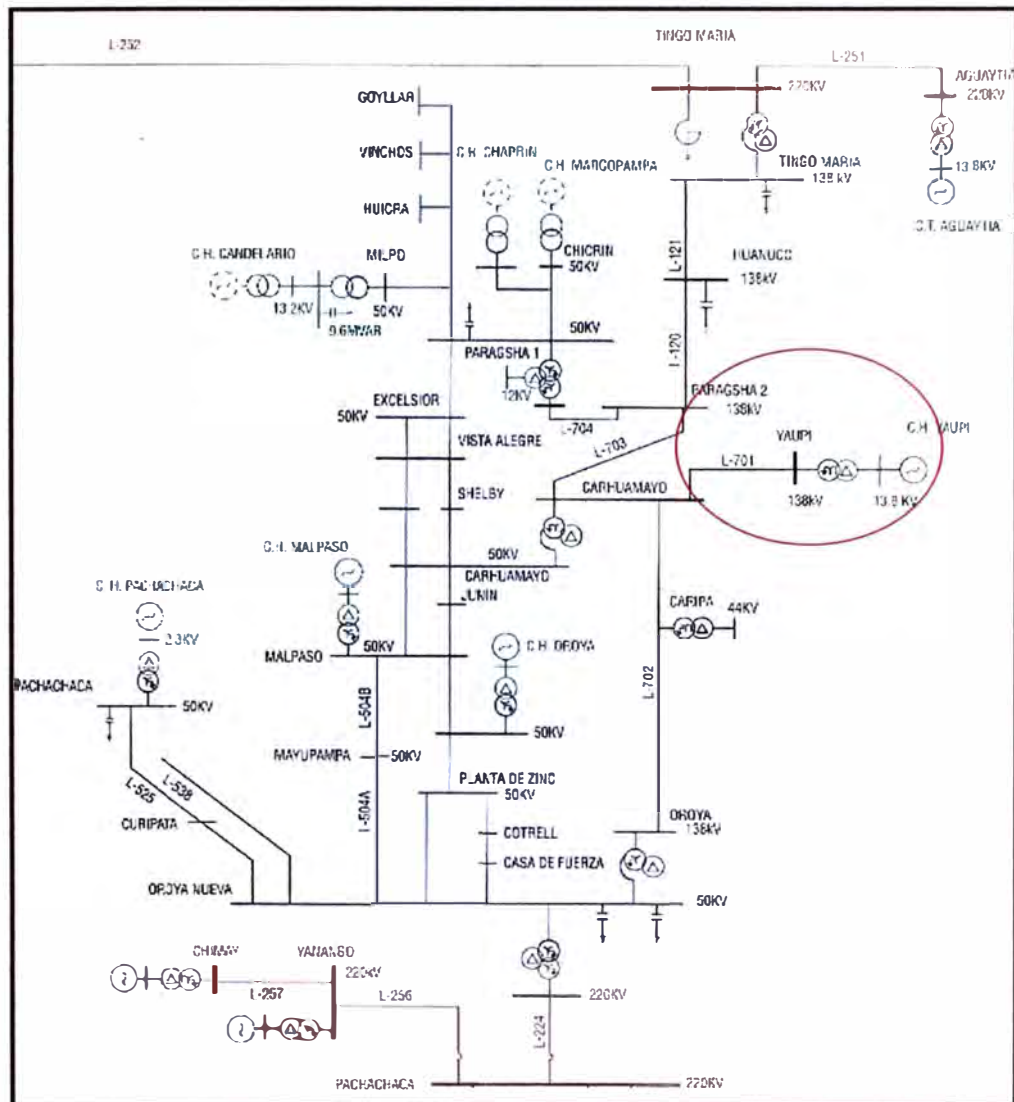


Fig. 1.1 Sistema Eléctrico Electroandes S.A. – Año 2000

Las figuras N° 1.2 y N° 1.3 muestran el sistema eléctrico antes del ingreso en operación de la Línea de Transmisión Oroya - Carhuamayo - Paragsha - Vizcarra de 220 KV.



Fig. 1.2 Sistema Eléctrico Año 2000

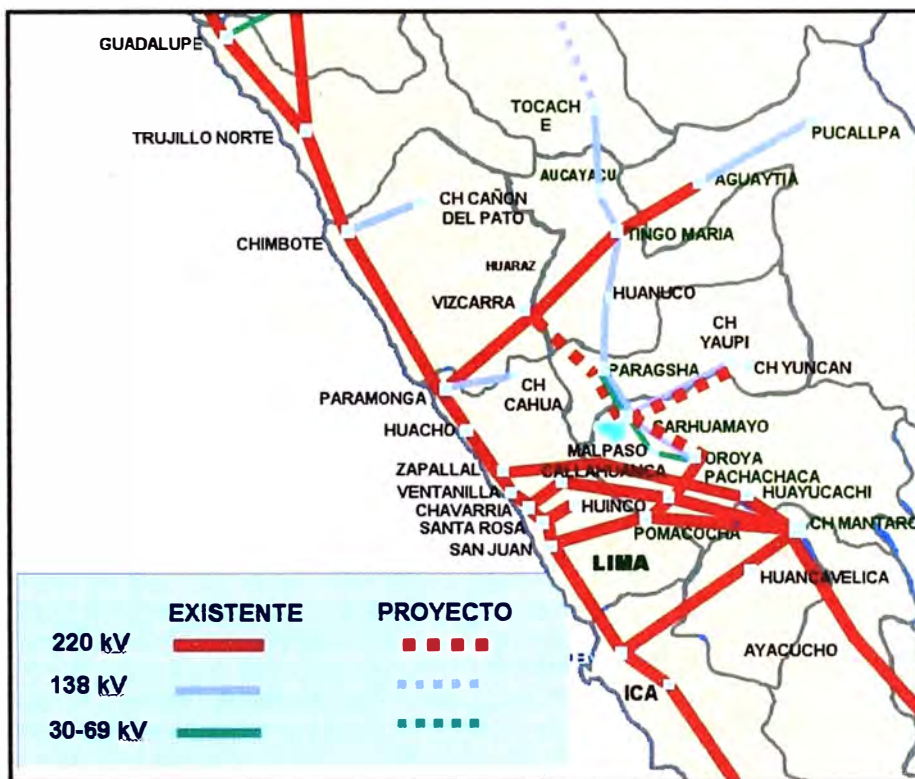


Fig. 1.3 Proyecto Interconexión de 220 KV – Año 2001

El año 2002 se puso en operación las Líneas de Transmisión Oroya - Carhuamayo - Paragsha - Vizcarra de 220 kV y Aguaytia - Pucallpa de 138 kV.



Fig. 1.4 Nuevas Líneas en 220 kV – ISA Perú

El año 1996, se autorizó a CENTROMIN, a constituir la Empresa Generadora de Energía Eléctrica del Centro S.A. (EGECEN), como su subsidiaria. Así mismo se autorizó a EGEN, a asumir la administración y ejecución del Proyecto de la Central Hidroeléctrica de Yuncán, con el financiamiento del Japan Bank for International Cooperation – JBIC, previéndose ponerla en operación a fines de junio de 2005 .

Como consecuencia de la ejecución del Proyecto de la CH Yuncan se instaló 3 grupos generadores, de 48.2 MVA cada uno. Para la captación de agua procedente del Río Paucartambo se construyó una presa para conformar el reservorio de control diario de Huallamayo con una capacidad de 1,8 millones de m³ y un volumen útil de 300,000 m³. El caudal captado de las aguas del río Paucartambo, mediante un sistema de túneles que tiene una longitud de 21 Km, llega al conducto forzado y luego a la casa de máquinas, en caverna, donde después de ser turbinadas las aguas son entregadas al desarenador de la CH Yaupi, que operará en cascada con la Central Hidroeléctrica de Yuncán. Así mismo en este proyecto se construyó la Línea de Transmisión 220 KV Yuncán–Carhuamayo de 50 km.

Realizado el Concurso Público Internacional PRI-71-2001 “Usufructo de la CH Yuncán”, el 06 de febrero de 2004, se adjudicó la buena pro a ENERSUR.

Paralelo a este proyecto se modificó el sistema de transmisión de la CH Yaupi, que inicialmente se conectaba al SEIN mediante una línea de transmisión de 138 kV hasta la SET Carhuamayo. Ahora se conectaría al SEIN mediante una Línea de 138 kV hasta la SET

Santa Isabel (CH Yuncán) mediante un auto transformador 138/220 kV y luego mediante las Líneas L-2265 y L-2266 de 220 kV Santa Isabel – Carhuamayo (REP).

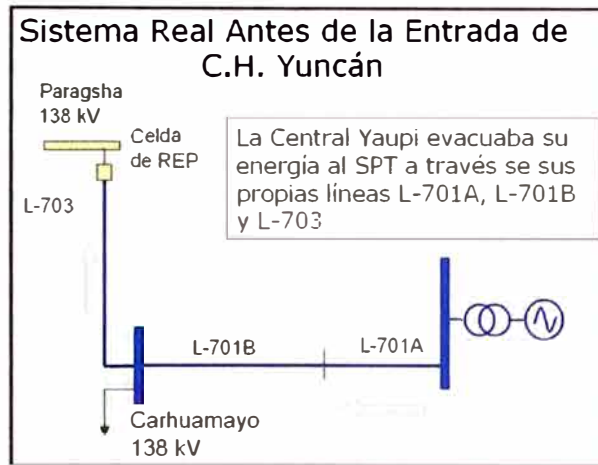


Fig. 1.5 Sistema Eléctrico Yaupi, antes de ingreso de la CH Yuncan

En agosto del 2005 entro en operación la CH Yuncán, y la nueva configuración a la actualidad es como se muestra a continuación.

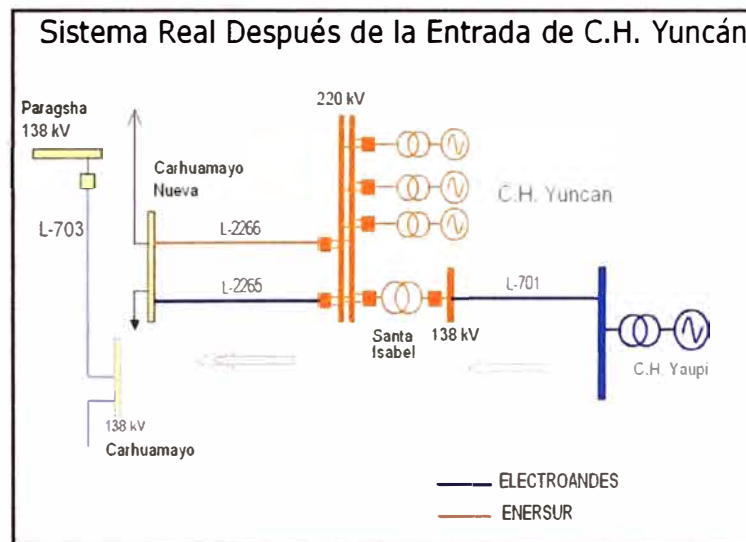


Fig. 1.6 Sistema Eléctrico Yaupi, después del ingreso de la CH Yuncan

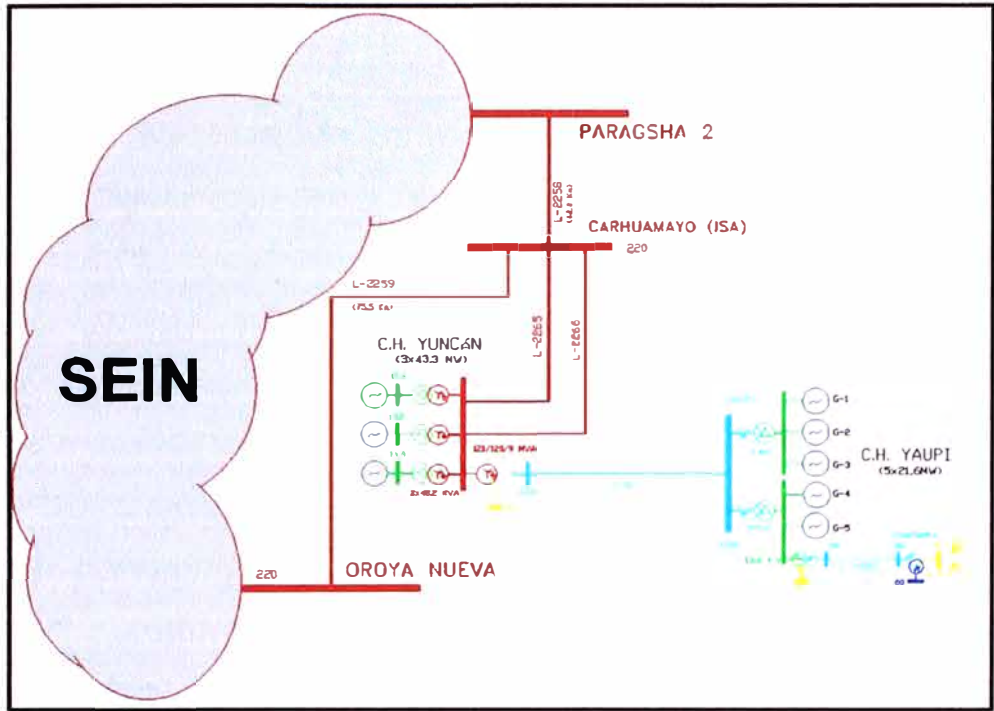


Fig. 1.7 Sistema Eléctrico Yaupi – Yuncan, Año 2005

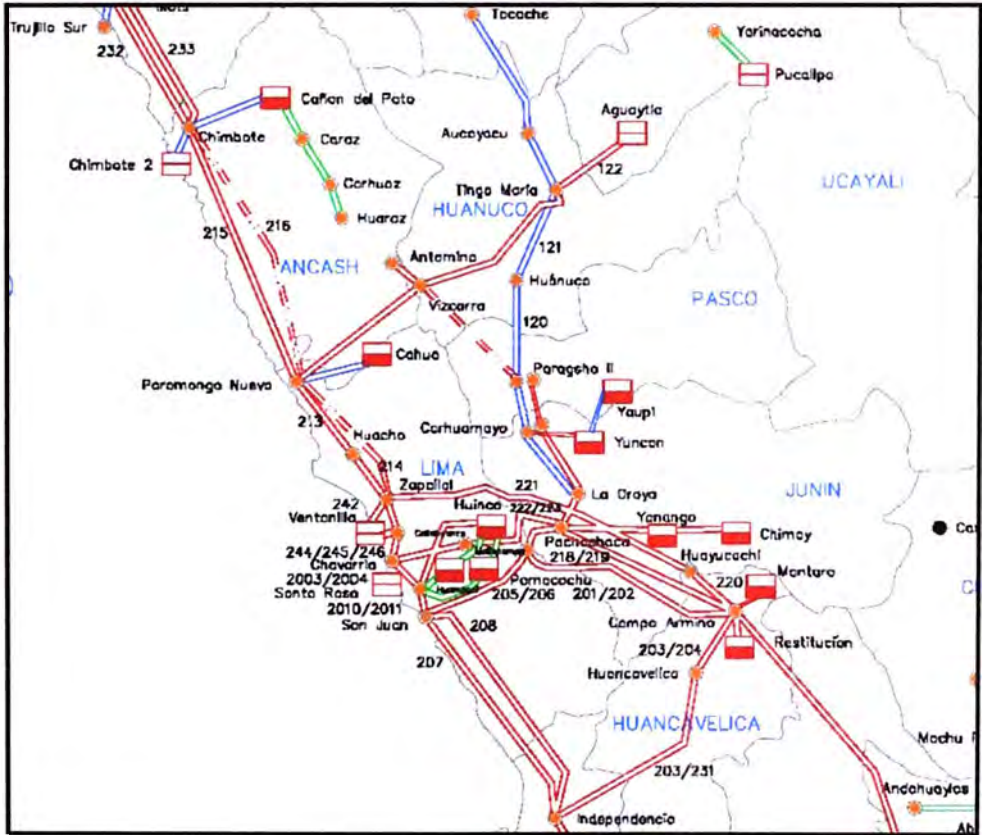


Fig. 1.8 SEIN Año 2005

1.3 Aparición de oscilaciones electromecánicas de baja frecuencia en la CH Yaupi.

Con la nueva configuración topológica en el sistema de transmisión, al efectuar la desconexión de ciertas líneas de transmisión principales se presentaron oscilaciones electromecánicas de baja frecuencia (OBF) en la CH Yaupi.

El bajo amortiguamiento de la CH Yaupi se ha evidenciado por el incremento de su reactancia externa, debido principalmente a la impedancia del autotransformador 220/138 kV, 120 MVA conectado en serie a la L-1701 de 138 kV.

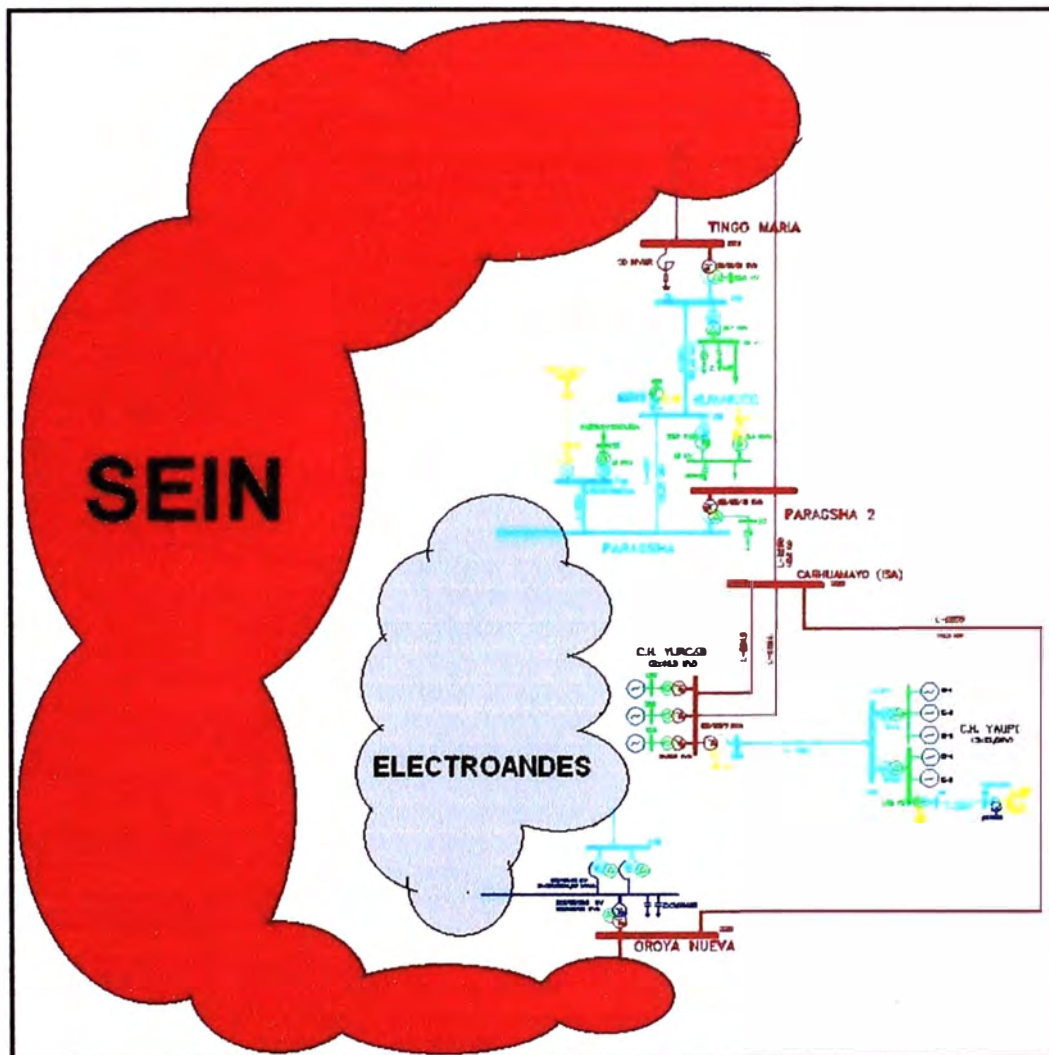


Fig. 1.9 CH Yaupi y CH Yuancan en el SEIN

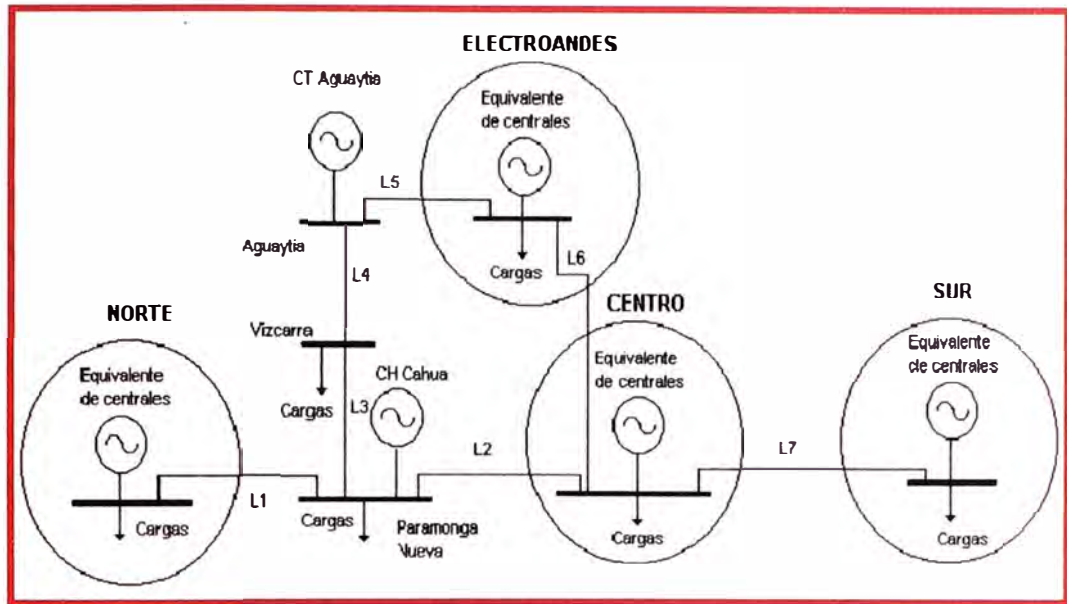


Fig. 1.10 Topología del Sistema Eléctrico Electroandes

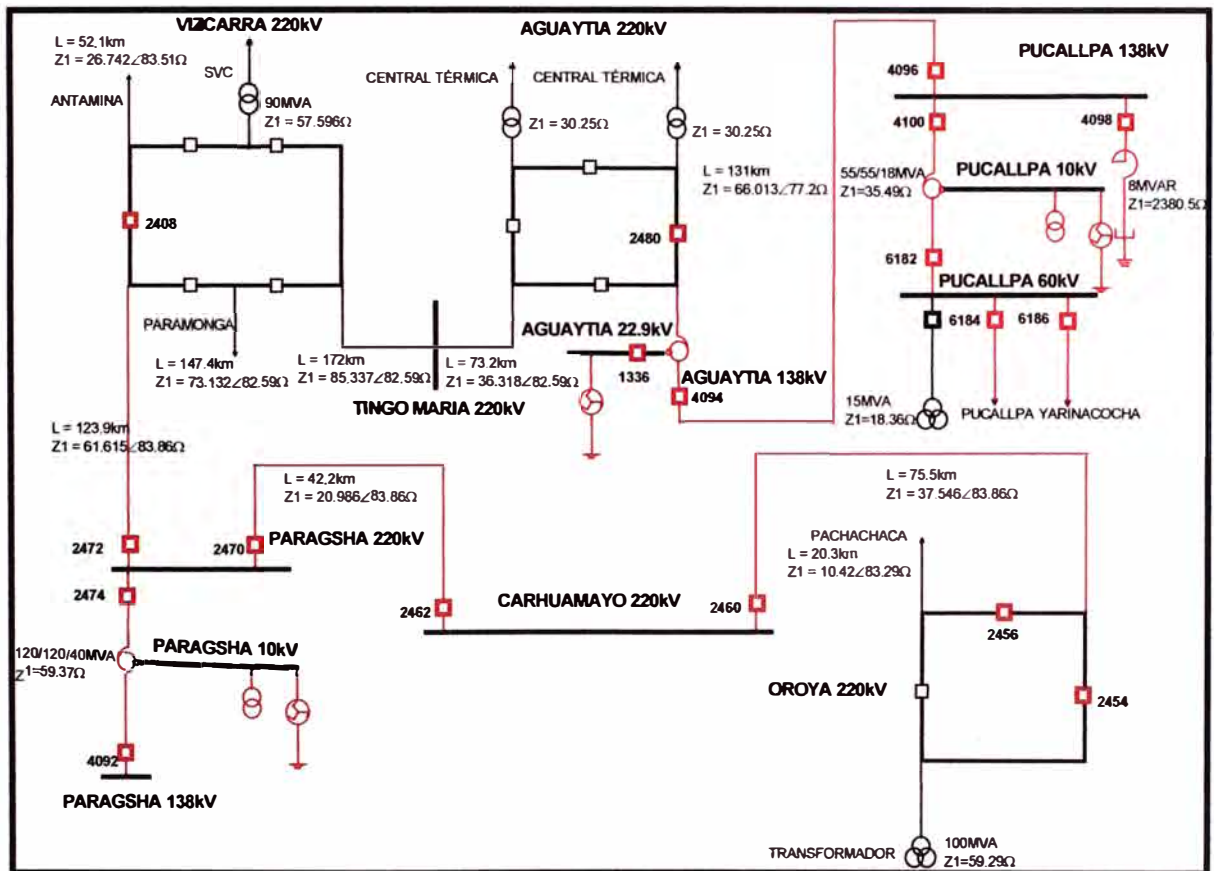


Fig. 1.11 Principales Impedancias que influyen en la Operación de la CH Yaupi

1.4 Formulación del problema.

En esta sección se desarrolla un modelo que describe el comportamiento de una Central de Generación Eléctrica conectado a un SEP, bajo distintas condiciones de operación. El modelo se muestra en la Figura 1.12 que ha sido tomada de la referencia [5]. Este conformado por dos barras (1 y 2), unidas por una reactancia variable X_{12} ; el generador esta conectado a la barra 1 y entregando una potencia $P_1 + jQ_1$ por sus bornes. En dicha barra se ha conectado una carga variable que consume una potencia $P_{sh} + jQ_{sh}$, el cual dependiendo de su valor condicionará la operación del generador como sobreexcitado ó subexcitado, finalmente la barra 2 se considera como una barra infinita con tensión $V_2 = 1 \angle 0^\circ$ p.u.

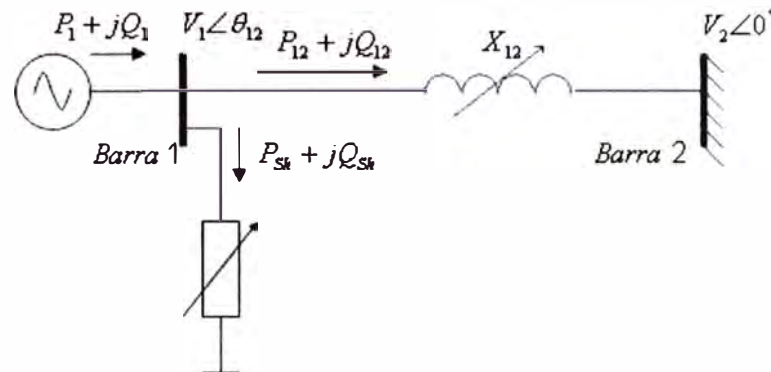


Fig. 1.12 Sistema simplificado

1.4.1 Estructura del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

a. Sistema de Transmisión

El SEIN tiene una estructura radial, con un sistema troncal de transmisión, conformado por líneas de 220kV y 138kV que está esparcido en gran parte de la geografía del país. El SEIN esta compuesto por áreas que dividen al sistema en Área Norte, Sur y Centro.

b. Unidades de Generación

Las características básicas que en principio condicionan los problemas de estabilidad de pequeña señal (ó permanente son: La ubicación de la central (reactancia externa) y la constante de inercia (turbina – generador).

c. La ubicación de la central

Es fundamental el efecto de la reactancia externa sobre la estabilidad del sistema eléctrico de potencia, ya que con valores grandes de reactancia, la respuesta de la central se vuelve inestable ante una pequeña perturbación.

En la Tabla 1.1 se muestra algunos valores de reactancias externas de algunas centrales del SEIN [1]

TABLA N° 1.1 Reactancias externas

Centrales de Generación	Reactancia Externa (p.u)
Yaupi	0.50 – 0.61
Malacas (TGN4)	0.40 – 0.56
Cañon del Pato	0.50 – 0.46
Aguaytía	0.79
Ilo2	0.38
San Gabán II	0.5
Machupicchu	0.45

En condiciones normales del SEIN la reactancia externa de la CH Yaupi es 0.50 p.u., con la desconexión de la L-2258 Carhuamayo Nuevo – Oroya Nueva esta se incrementa hasta 0.61 p.u.

d. La constante de inercia

Esta constante de inercia (H), interviene en el proceso de oscilación de las máquinas síncronas, limitando las variaciones de la velocidad del rotor cuando se rompe el equilibrio entre la potencia mecánica y la potencia eléctrica.

$$P_m - P_e = 2H \frac{dw}{dt} \quad (1.1)$$

El valor de la constante de inercia del grupo incide sobre la frecuencia del modo de oscilación, para el caso simplificado de una máquina frente a un sistema de gran potencia, se tiene:

$$w_n = \sqrt{\frac{K_s w_o}{2H}} \quad (1.2)$$

1.4.2 Características Estructurales del SEIN

Las características estructurales del SEIN que se han convertido en mecanismos de los problemas de estabilidad son:

- Unidades de generación presentan reactancias externas altas y bajas inercias.
- Unidades de generación que operan subexcitadas, como consecuencia presentan elevados ángulos rotóricos de operación, lo que provoca deficientes torques sincronizantes.

- Inadecuada selección de las señales de entrada de los estabilizadores de sistemas de potencia (PSS) de los reguladores de tensión.

1.4.3 Impacto de las Oscilaciones sobre el Funcionamiento del SEIN

Debido a las características estructurales del SEIN las oscilaciones de baja frecuencia (OBF) causan grandes problemas en el sistema eléctrico de potencia, restringiendo y limitando su operación. Dependiendo del amortiguamiento total (amortiguamiento del sistema eléctrico, de los generadores y de los sistemas de regulación) estas OBF pueden desaparecer o subsistir como oscilaciones de estado estacionario o bien presentar amplitudes crecientes. La presencia de estas OBF es nociva para el sistema eléctrico por las siguientes razones:

- Si las amplitudes son crecientes existe el peligro de la pérdida de estabilidad de estado estacionario.
- Las amplitudes crecientes pueden conducir a la partición del sistema eléctrico por efecto de la actuación de los sistemas de protección, con lo cual aumentan las probabilidades de efectuar cortes de carga y que el sistema evolucione hacia el colapso total.

Aparecen oscilaciones en todas las magnitudes eléctricas como potencias activas y reactivas, tensiones, corrientes, las cuales intranquilizan el estado de operación estacionario de la red, produciendo las siguientes restricciones:

- Limitación de la potencia generada de una central cuando existe un modo local inestable (oscilaciones de potencia de una central de generación con un sistema de potencia).
- Limitación de la potencia transmitida en una línea de interconexión como consecuencia de las oscilaciones de potencias modos de oscilación interárea (oscilaciones de potencia de una central con respecto a otras centrales ubicadas en otra parte de la red de un sistema de potencia).
- La activación de relés de frecuencia de los esquemas de rechazo de carga y desconexión de generación.
- La activación de los sistemas de protección de las líneas por pérdida de sincronismo que causan importantes separaciones de áreas provocando así sistemas aislados.
- Limitación de las grandes potencias transferidas entre áreas y al excederse el límite se puede desencadenar oscilaciones interárea.

1.5 Objetivo

El presente trabajo tiene como objetivo desarrollar una metodología para verificar la robustez de los controladores de una central utilizando un sistema equivalente, que conectado a la barra del generador permite simular diversas condiciones de operación requeridas para la determinación de los ajustes de estos controladores.

CAPITULO II

CONCEPTOS SOBRE ESTABILIDAD DE PEQUEÑA SEÑAL Y MODOS DE OSCILACIONES.

2.1 Definiciones

Dentro del marco teórico, que sustenta el presente trabajo, se debe tener en cuenta un conjunto de definiciones y conceptos fundamentales que se explican en este capítulo y que han sido tomadas de las referencias [4, 5].

2.1.1 Sistemas Eléctricos de Potencia

Las máquinas e instalaciones que sustentan los procesos tecnológicos de producción, transmisión, distribución y utilización de la energía eléctrica, juntamente con los dispositivos encargados de la regulación y el control de esos procesos constituyen un sistema eléctrico de potencia (SEP). Es decir un SEP esta constituido por el conjunto de unidades de generación con sus respectivos controladores, transformadores de potencia (de las subestaciones de generación, transformación y carga), líneas de transmisión, cargas, equipos de compensación reactiva, equipos de protección y maniobra. En ese sentido, la tarea fundamental del SEP es poner permanentemente la energía eléctrica a disposición de los consumidores en las cantidades y lugares que estos la requieren, al mas bajo costo posible y respetando las exigencias de calidad y confiabilidad, así como aquellas referidas a la preservación del medio ambiente.

2.1.2 Punto de Operación

Punto de operación o condición de operación de un SEP es un conjunto de magnitudes o variables físicas (tensión, corriente, frecuencia, potencia activa y reactiva) que son medidas o calculadas. Estas magnitudes permiten describir al SEP o caracterizarlo completamente.

2.1.3 Operación en estado estacionario

La condición de operación de estado estacionario de un SEP, es una condición de operación en la cual todas las magnitudes que caracterizan al sistema son consideradas constantes solo para propósitos de análisis

2.1.4 Perturbación

Una perturbación en un SEP es un cambio o secuencia de cambios en una o más variables de operación del sistema. Para propósitos de estudio de la estabilidad se identifican dos tipos, pequeñas y grandes perturbaciones:

- **Pequeñas Perturbaciones**

Son eventos de pequeña magnitud, que son consideradas como normales dentro la operación de estado estacionario del sistema. Asimismo, puede añadirse que es un evento para el cual linealizar las ecuaciones diferenciales permiten describir al SEP para propósitos de análisis.

- **Grandes Perturbaciones**

Son eventos de gran envergadura o de severa naturaleza, como por ejemplo: cortocircuitos, la salida intempestiva de una línea o transformador de potencia del sistema eléctrico, la pérdida de sistema de excitación en un generador de una central, la pérdida de un grupo de generación, la pérdida de un bloque importante de carga, etc. Son eventos para los cuales linealizar las ecuaciones diferenciales que describen al SEP no permite describir de manera precisa al SEP para propósitos de análisis.

2.2 Estabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia

La estabilidad de sistemas eléctricos de potencia se define en términos generales, como la propiedad o habilidad del sistema de operar en un punto de equilibrio estable en condiciones normales de operación y de recuperar otro punto de equilibrio después de haber sido sometido a una perturbación.

El objetivo de los estudios de la estabilidad, es conocer el comportamiento del sistema cuando esta sujeto a pequeñas o grandes perturbaciones. Como se ha mencionado, las pequeñas perturbaciones ocurren continuamente en forma de cambios de carga, generación o ajustes de los controles y las grandes perturbaciones están asociados a desconexiones intempestivas de elementos importantes del sistema (líneas de transmisión, transformadores, generadores o grandes bloques de carga).

En ese sentido, la respuesta del sistema eléctrico a una perturbación involucra a muchos equipos. Por ejemplo, si se presentara una falla en una determinada línea de transmisión, por la actuación de los sistemas de protección se despeja la falla mediante la apertura de los interruptores correspondientes y el elemento es separado del sistema. Lo cual se traduce

variaciones en las potencias transferidas, en la velocidad del rotor de las máquinas y en las tensiones de las barras.

- Las variaciones de tensión provocarán la actuación de los reguladores de tensión de los generadores y equipos de compensación reactiva de la transmisión.
- Las variaciones de velocidad provocarán la acción de los gobernadores de las turbinas de las centrales.
- Asimismo las variaciones de frecuencia y tensión afectarán a las cargas del sistema de acuerdo a sus características individuales.
- Adicionalmente, los dispositivos de protección de equipos individuales (motores importantes de plantas mineras) pueden actuar ante las variaciones en las variables del sistema y desconectarlos, afectando el comportamiento del sistema.

Como se aprecia el problema es complejo, es por ello que usualmente es necesario hacer supuestos para simplificarlo y de este modo focalizar el interés en los factores que influyen sobre el tipo específico de estabilidad. Por ello el entendimiento de los problemas de estabilidad en sistemas de potencia se ve facilitado mediante la clasificación de la estabilidad en categorías. Estas categorías se han asociado con el sincronismo de los rotores de la máquinas síncronas, la estabilización de la tensión y con los fenómenos del control de la frecuencia.

En la Figura 2.1, se muestra una vista general al problema de la estabilidad, identificando clases y subclases.

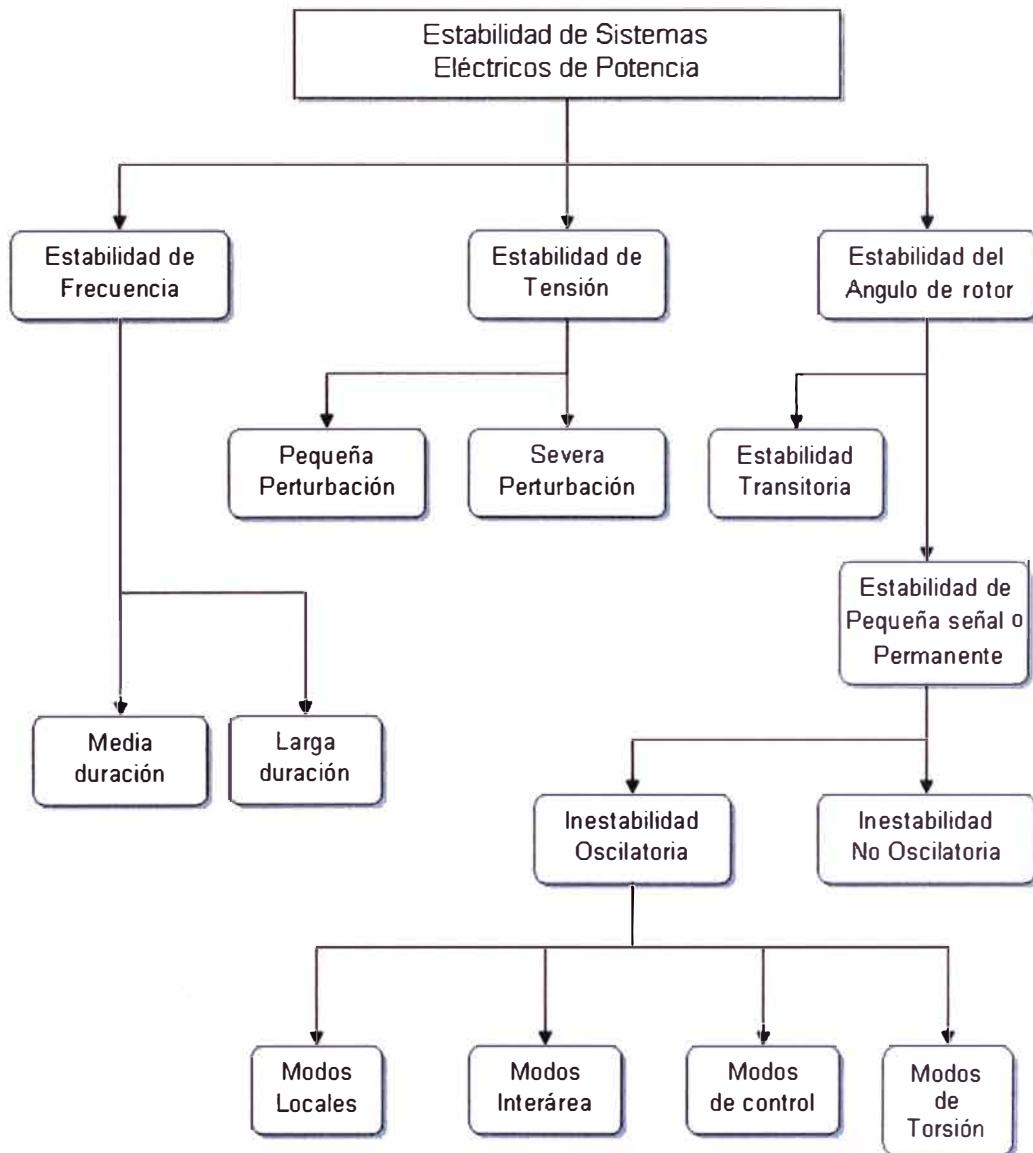


Fig. 2.1 Clasificación de la estabilidad en sistemas de potencia

2.3 Tipos de Estabilidad

2.3.1 Estabilidad del Ángulo del Rotor

La estabilidad del ángulo del rotor, también conocida como estabilidad angular, se refiere a la capacidad de las máquinas síncronas para mantener el sincronismo (mantener el ángulo de las máquinas relativo a una referencia) después de una perturbación (variaciones de carga, cambios en la topología en el sistema eléctrico). Esta estabilidad depende de la habilidad del sistema de potencia para mantener o restaurar el equilibrio entre el torque electromagnético y el torque mecánico de cada máquina síncrona.

Este tipo de estabilidad involucra el estudio de las oscilaciones electromecánicas (OE) presentes en los SEP cuando ocurren perturbaciones. Un factor importante en este problema es la manera como la potencia de salida de las máquinas síncronas varía con las oscilaciones del rotor. Por ello cuando una máquina síncrona pierde el sincronismo con respecto al resto del SEP, su rotor alcanza velocidades más altas ó bajas que la requerida para generar tensiones a la frecuencia nominal del SEP. Dependiendo del tiempo de duración de estas excursiones, el sistema de protección aislará a la máquina inestable del resto del sistema.

El cambio o la variación del torque eléctrico de una máquina síncrona debido a una perturbación en el sistema de potencia puede ser expresado mediante dos componentes [5]:

$$\Delta T_e = K_S \Delta \delta + K_D \Delta w \quad (2.1)$$

Donde:

- $K_S \Delta \delta$: Es la componente de torque conocida como el cambio del torque sincronizante. Esta componente de torque esta en fase con el cambio o variación del ángulo del rotor $\Delta \delta$.
- $K_D \Delta w$: Componente de torque denominada como el cambio del torque de amortiguamiento y que esta en fase con el cambio o variación de la velocidad Δw .
- $\Delta \delta$: Desviación del ángulo del rotor de la máquina síncrona respecto del valor inicial existente en el momento de producirse la perturbación.
- Δw : Desviación de la velocidad del rotor respecto de la velocidad síncrona.
- K_S : Coeficiente del torque sincronizante.
- K_D : Coeficiente del torque de amortiguamiento

En ese sentido la estabilidad de un SEP depende ó esta condicionada por la existencia de ambas componentes de torque en cada una de las máquinas síncronas.

La carencia o el insuficiente torque sincronizante provoca la inestabilidad que se expresa mediante una tendencia periódica en el ángulo del rotor.

Por otro lado, la carencia del torque de amortiguamiento provoca inestabilidad oscilatoria.

Para mejor visualización de la naturaleza de los problemas de estabilidad, es usual agrupar el fenómeno de estabilidad del ángulo del rotor en las siguientes dos categorías: estabilidad de pequeña señal y estabilidad transitoria.

a. Estabilidad de pequeña señal

La estabilidad permanente o de estado estacionario es llamada también estabilidad de pequeña señal o de pequeña perturbación. Es la habilidad del sistema de potencia de mantener el sincronismo frente a pequeñas perturbaciones normales durante su operación, es decir tiene la propiedad de retornar y alcanzar un nuevo punto de equilibrio ante cambios graduales (pequeños cambios) del estado; el nuevo punto de equilibrio esta caracterizado por las siguientes magnitudes: frecuencia, potencia activa y reactiva, tensión en bornes, corriente del generador y corriente de excitación. Comúnmente estos cambios o perturbaciones ocurren continuamente en el sistema por las variaciones en la carga. Las perturbaciones son consideradas lo suficientemente pequeñas para aceptar la linealización de las ecuaciones del sistema eléctrico de potencia que posibilitan el análisis, utilizando métodos de estudio para la estabilidad de sistemas lineales. Para saber si el punto de operación considerado en el sistema eléctrico de potencia es estable, es necesario realizar en ese punto las siguientes actividades:

- Linealizar las ecuaciones diferenciales de las máquinas sincrónicas y la de sus controladores.
- Linealizar las ecuaciones algebraicas de la red.
- Obtener el sistema de ecuaciones diferenciales de estado linealizado.
- Calcular los autovalores o eigenvalores de la matriz de estado del sistema linealizado. Si ningún eigenvalor tiene parte real positiva, entonces el sistema eléctrico es estable en el punto de operación analizado.

Se dice que un sistema eléctrico de potencia es estable durante su operación en estado estacionario, si al ser sometido en todo momento a las pequeñas perturbaciones logra amortiguarlas y mantener un escenario de régimen permanente.

La inestabilidad de pequeña señal ó permanente puede presentarse de dos formas:

1. Incremento sostenido en el ángulo del rotor debido al insuficiente torque sincronizante.
2. Inestabilidad oscilatoria del ángulo del rotor debido a la carencia de torque amortiguante.

La naturaleza de la respuesta del sistema a los pequeños cambios depende de factores que incluyen el punto de operación inicial del sistema, las impedancias de las líneas de transmisión, los tipos de controles usados en los sistemas de excitación, así como de sus ajustes.

Para un generador conectado radialmente a un gran sistema de potencia, con el regulador automático de tensión operando en modo manual (tensión de campo constante) la inestabilidad de pequeña señal o permanente se atribuye a la falta de torque sincronizante. Se explica la inestabilidad a través de un modo no oscilatorio, como se muestra en la Figura 2.2., tomada de la referencia [5].

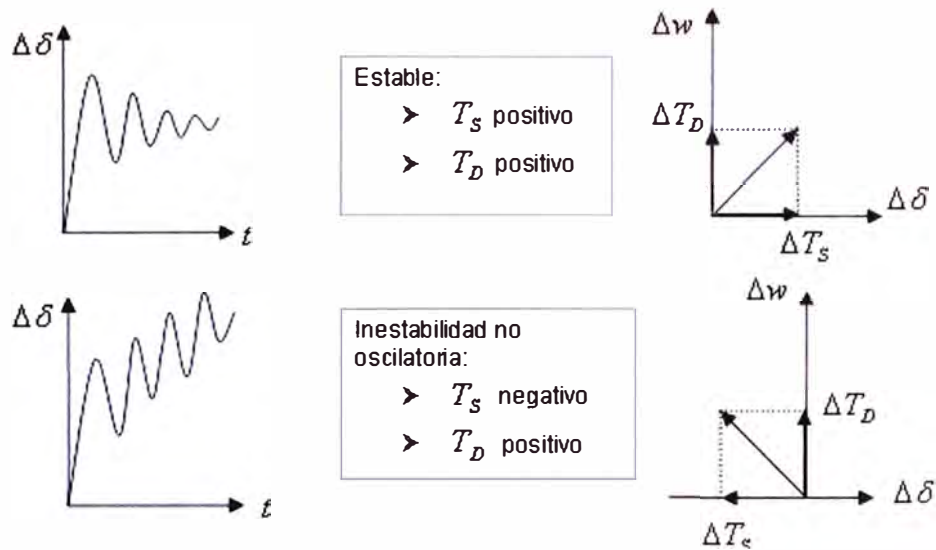


Fig. 2.2. Naturaleza de la inestabilidad a pequeñas perturbaciones, con tensión de campo constante

Con el regulador de tensión operando en automático, el problema de la inestabilidad de pequeña señal se manifiesta con oscilaciones de amplitud creciente, debido a la falta o insuficiente amortiguamiento, como se muestra en la Figura 2.3., tomada de la referencia [5].

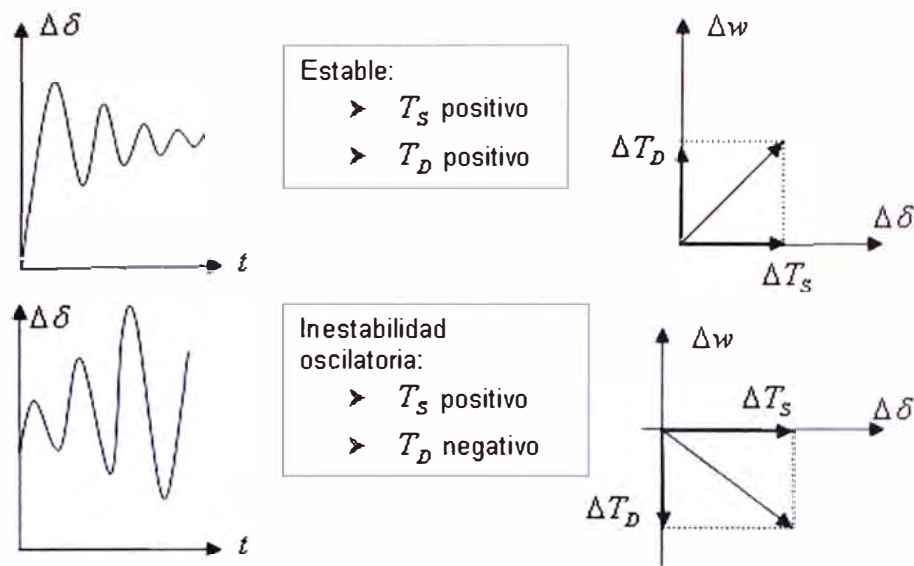


Fig. 2.3 Naturaleza de la inestabilidad a pequeñas perturbaciones, con tensión de campo controlado

Se debe remarcar que el problema de estabilidad permanente o de pequeña señal en sistemas eléctricos de potencia, se presenta en la actualidad principalmente por la falta de amortiguamiento para las oscilaciones del sistema.

b. Estabilidad transitoria

Es la habilidad del sistema de potencia de mantener el sincronismo cuando ha sido sometido a grandes o severas perturbaciones. Su origen puede ser un cortocircuito en algún punto del SEP o un cambio severo en su topología; por ejemplo, la desconexión de líneas de transmisión con cargas considerables (debido a fallas provocadas por fenómenos externos, tales como descargas atmosféricas) o la salida imprevista de unidades de generación o de un bloque importante de carga. Estas perturbaciones hacen que los rotores oscilen unos con respecto a otros, provocando variaciones de tensión que hacen actuar a los reguladores automáticos de tensión y a los estabilizadores de potencia.

El termino transitorio hace referencia al hecho de que en un corto periodo de tiempo (1 a 3 s), se podrá saber si el sistema esta en la capacidad de evolucionar a otro estado de equilibrio. Sin embargo, el sistema esta diseñado y operado para soportar un conjunto de contingencias (cortocircuitos de fase- tierra, bifásico-tierra o trifásicos).

En la Figura 2.4 tomada de la referencia [5], se muestra el comportamiento del ángulo del rotor (δ) de una máquina síncrona para un caso estable y dos situaciones inestables.

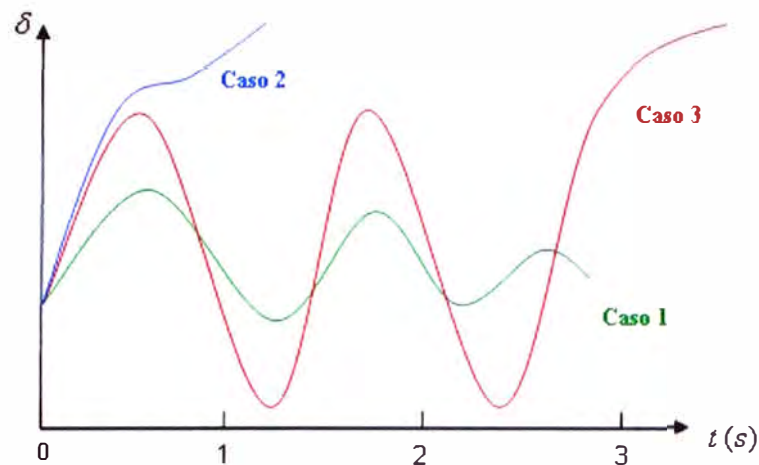


Fig. 2.4 Respuesta del ángulo del rotor a una perturbación transitoria

- **Caso 1:**(caso estable)

El ángulo del rotor δ aumenta hasta un máximo, luego disminuye y oscila con una amplitud decreciente hasta que alcanza una nueva condición de estado estacionario.

- **Caso 2:**

El ángulo del rotor δ continúa aumentando hasta que pierde el sincronismo, esta forma de inestabilidad es conocida como inestabilidad en la primera oscilación y es causado por insuficiente torque sincronizante.

- **Caso 3:**

El sistema es estable en la primera oscilación pero se hace inestable como un resultado del crecimiento de las oscilaciones. Esta forma de inestabilidad generalmente ocurre cuando el punto de operación postfalla es inestable y no como resultado de la perturbación transitoria, sino porque el sistema inicia una oscilación no amortiguada que lo hace inestable por falta de amortiguamiento.

2.3.2 Estabilidad de Tensión

La estabilidad de tensión es la habilidad del sistema de potencia de mantener magnitudes de tensión aceptables ($\pm 10\%$ tensión nominal) en todas las barras, en régimen permanente, bajo condiciones normales de operación y después de una perturbación. La inestabilidad de tensión es un proceso caracterizado por la disminución de los niveles de tensión del sistema, lenta al principio y cada vez mas acelerada hasta que se presenta una caída abrupta de la tensión (colapso de tensión), situación en la que el sistema no tiene condiciones para atender a la demanda.

El principal factor que causa la inestabilidad es la falta de capacidad del sistema de potencia para atender o suministrar la demanda de potencia reactiva necesaria para mantener los niveles de tensión apropiados. Un sistema presenta inestabilidad de tensión, si para al menos una barra del sistema, la magnitud de la tensión (V) disminuye cuando la potencia reactiva (Q) inyectada a la barra aumenta. Para propósitos de análisis, la estabilidad de tensión se clasifica en dos tipos: Estabilidad de tensión a pequeñas perturbaciones y Estabilidad de tensión a severas perturbaciones.

a. Estabilidad de tensión a pequeña perturbación

Esta relacionada con la capacidad del SEP de mantener las tensiones después de pequeñas perturbaciones asociados comúnmente a cambios de carga en el sistema eléctrico. Los estudios de este tipo son una herramienta importante para estudiar el colapso de tensión, que esta definido como la caída progresiva del perfil de tensión en una parte significativa del sistema, como resultado de una secuencia de eventos.

b. Estabilidad de tensión de severa perturbación

Esta relacionada con la capacidad del SEP de controlar las tensiones después de una perturbación severa (desconexiones intempestivas de elementos importantes del sistema eléctrico), es decir una falla, como la salida de un generador que suministra una magnitud importante de potencia reactiva, un equipo de compensación reactiva, una línea de transmisión importante, etc.

2.3.3 Estabilidad de Frecuencia

Esta relacionado con la capacidad del SEP para mantener frecuencias estacionarias luego de cambios súbitos de generación, carga o configuración de la red que provocan desequilibrio entre la generación y la carga del sistema. Depende de la habilidad para mantener o recobrar el equilibrio entre la generación y la carga, con un mínimo de pérdida de carga no intencional. La inestabilidad se presenta con oscilaciones sostenidas de la frecuencia que provocan la desconexión de unidades de generación y/o cargas, provocando la formación de sistemas aislados. Los problemas de inestabilidad de frecuencia están asociados con inadecuadas respuestas de los reguladores de velocidad, inadecuada coordinación de los equipos de protección o insuficiente reserva de generación en el sistema.

La estabilidad del control de la frecuencia se clasifica en: Estabilidad de media y larga duración.

a. **Estabilidad de media y larga duración**

Los términos estabilidad de media y larga duración fueron introducidos ante la necesidad de tratar con problemas asociados a la respuesta dinámica del sistema de potencia cuando es sometido a muchas perturbaciones. Estas perturbaciones son asociadas a la acción de procesos lentos, atribuidos a controles y sistemas de protección que no son modelados para los estudios convencionales de estabilidad transitoria, porque su respuesta en el tiempo puede ser de algunos segundos (controles de un generador y protecciones) hasta varios minutos (reguladores de velocidad y transformadores con regulación automática bajo carga). Normalmente estas simulaciones cubren entre 20 a 30 s, para verificar la regulación primaria de frecuencia, de ser necesario los periodos de simulación pueden extenderse a algunos minutos.

2.4 Oscilaciones Electromecánicas

Los sistemas de potencia en estado estacionario operan a una frecuencia de 60 Hz, algunos en 50Hz. Cuando se dice que el sistema esta oscilando, lo que se quiere denotar es la presencia no deseada de oscilaciones diferentes de 60Hz en las variables físicas del sistema (tensión, corriente, potencia, frecuencia, etc.). Las oscilaciones son iniciadas por cambios en la topología o en las condiciones operativas del sistema.

Las perturbaciones pueden ser pequeñas (cambios constantes en la carga) o severas (una falla determinada en una línea de transmisión ó central de generación y desconexiones intempestivas grandes bloques de carga). Las oscilaciones provocadas por cambios severos se denominan oscilaciones transitorias y son estudiados por la estabilidad transitoria.

Las oscilaciones provocadas por las pequeñas perturbaciones ocurren constantemente, ya que en todo momento se están haciendo ajustes en la generación como consecuencia de los cambios en la demanda. Estas oscilaciones son de baja frecuencia y se atribuyen al movimiento relativo de los rotores y a la respuesta de los controladores. Están relacionadas directamente con los modos de la estabilidad permanente o de pequeña señal, como se observa en la Figura 2.1 y Figura 2.5, tomadas de la referencia [5].

Es pertinente remarcar que un modo es una resonancia del sistema (frecuencia de oscilación natural del sistema), que es identificada por una combinación de su frecuencia de oscilación y amortiguamiento. De la misma forma que se habla de un modo o una frecuencia de

resonancia en un circuito LC, en un sistema de potencia se puede hablar de más de 200 o 300 modos de oscilación diferentes.

Cada modo de oscilación se representa por un número complejo (λ) denominado valor propio o eigenvalor, con la forma:

$$\lambda = \alpha \pm j\beta \quad (2.2)$$

La parte real (α) cuantifica el amortiguamiento del modo y la imaginaria (β) la frecuencia de oscilación. La frecuencia de oscilación (f) en Hz se puede calcular así:

$$f = \frac{\beta}{2\pi} \quad (2.3)$$

Mientras que el amortiguamiento (ζ) normalizado se calcula a partir de la parte real del eigenvalor, utilizando la siguiente relación:

$$\zeta = \frac{-\alpha}{\sqrt{\alpha^2 + \beta^2}} \quad (2.4)$$

2.4.1 Tipos de Oscilaciones Electromecánicas

Se puede mencionar que desde la mitad de los años 60 se han observado en redes de transmisión en diferentes países, en particular en líneas que interconectan sistemas eléctricos, oscilaciones de las magnitudes eléctricas de potencia, tensión, corriente y frecuencia. Por el rango de frecuencias (0,1 a 2,5Hz) con que se presentan estas oscilaciones, se les ha llamado también OBF. Estas oscilaciones, que reflejan interacciones entre el sistema de transmisión eléctrico y el sistema mecánico de impulso de los generadores, pueden ocurrir entre una maquina síncrona o una central eléctrica y el resto del sistema o entre grandes grupos de unidades generadoras. Las OBF pueden aparecer después de que el sistema eléctrico ha soportado con éxito un proceso transitorio originado por una perturbación.

Las oscilaciones de baja frecuencia se dividen en dos categorías:

- Oscilaciones Locales.
- Oscilaciones Interárea (entre sistemas).

En la Figura 2.5 que ha sido tomada de la referencia [5], se muestra las oscilaciones estudiadas por la estabilidad permanente o de pequeña señal.

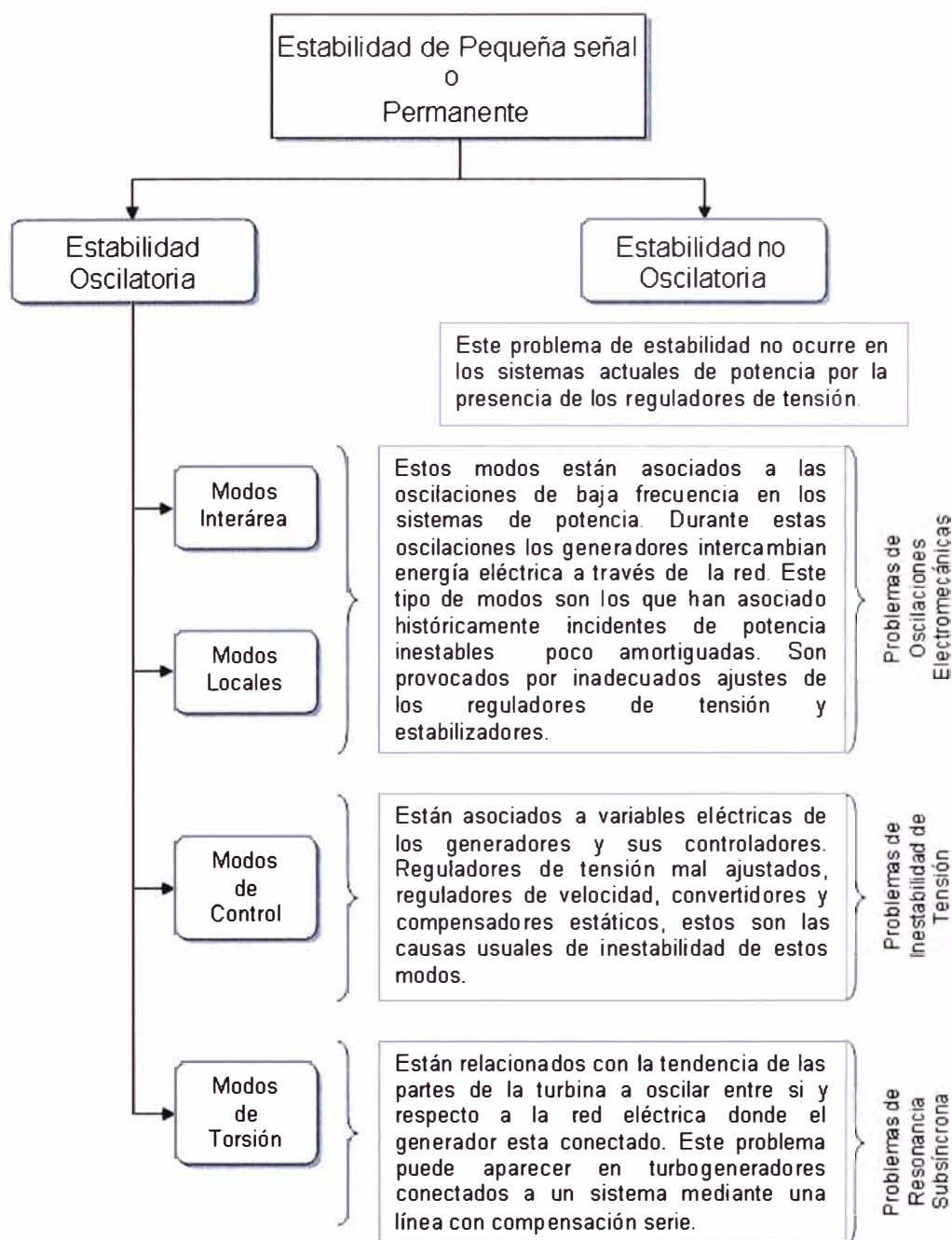


Fig. 2.5 Oscilaciones estudiadas por la estabilidad de pequeña señal

2.4.2 Oscilaciones Electromecánicas Locales e Interárea

Como se aprecia en la Figura 2.5 la dinámica de las OE esta determinada por los modos locales e interárea del sistema de potencia. Las OE que se manifiestan mediante oscilaciones de potencia y son imposibles de evitar y siempre están presentes en los sistemas de potencia; estas oscilaciones se originan por cambios pequeños y continuos en

los equipos, como por ejemplo los cambios en la carga de un SEP. Aunque las oscilaciones afectan muchas variables del sistema (tensión, corriente, frecuencia, etc.), la velocidad de los generadores y la potencia que fluye por la red son las más afectadas. Cuando se presentan estos cambios, los generadores en el intento de encontrar nuevos puntos de operación, responden con oscilaciones que pueden afectar a todo el SEP.

a. Oscilaciones locales

Los modos de oscilación local corresponden al escenario en el cual un generador o un grupo de generación oscilan frente al resto del sistema, al cual están conectados mediante un enlace débil. Esta forma de oscilación es la más común, y presenta un rango de frecuencia de 1,5 a 2,5Hz. Este tipo de oscilaciones son causadas generalmente por sistemas de excitación y reguladores automáticos de tensión, que se agudiza cuando los sistemas de excitación tienen alta velocidad de respuesta. El amortiguamiento de estos modos de oscilación denominados también máquina–sistema, se logra eficazmente con la incorporación de estabilizadores de sistemas de potencia.

También existen los modos de oscilación entre máquinas de una central eléctrica que son denominados modo intraplanta. Usualmente los modos intraplanta presentan rango de frecuencia de 0,8 a 1,5Hz. En las Figuras 2.6 y 2.7 que han sido tomadas de la referencia [5], se muestra la OE local máquina–sistema e intraplanta respectivamente.

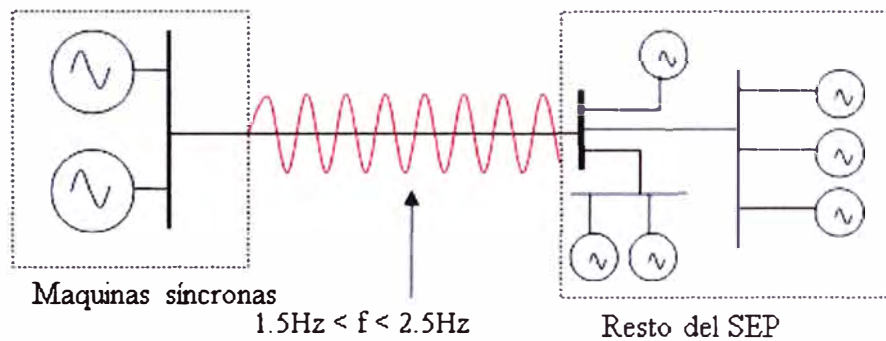


Fig. 2.6 Representación esquemática de las OE del tipo local, Máquina – Sistema

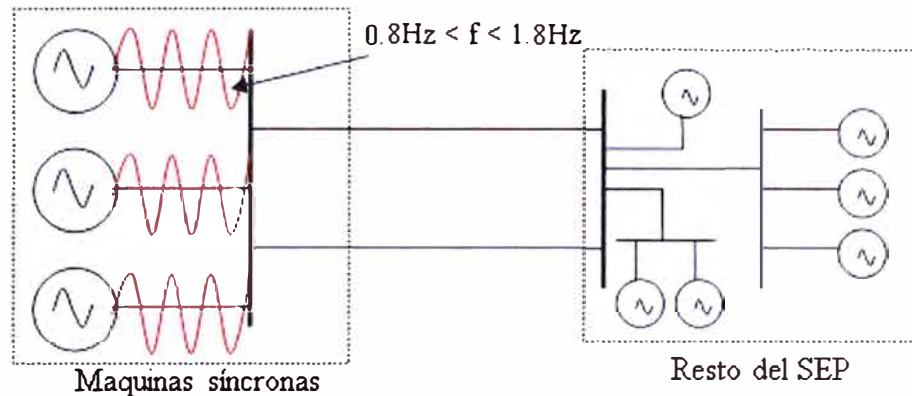


Fig. 2.7 Representación esquemática de la OE del tipo local, Intraplanta

2.4.3 Oscilaciones interárea

Las dos primeras formas de oscilación solo involucran una pequeña parte del sistema, lo cual representa un problema local. En los sistemas de potencia, las oscilaciones de mayor peligro son las asociadas a los modos interáreas, ya que tienen menor amortiguamiento y menor frecuencia, su aparición causa fluctuaciones en las tensiones del sistema y las variaciones de potencia suelen alterar las protecciones de los equipos e incluso causan su disparo. Las oscilaciones interárea, en forma muy general ocurren cuando se involucran generadores de dos sistemas unidos mediante sistemas de transmisión débiles.

Las oscilaciones interárea se presentan cuando un grupo de máquinas en una parte de la red funcionando prácticamente a igual frecuencia (comportamiento coherente) oscila con respecto a otro conjunto de máquinas ubicadas en otra parte de la red. Estas oscilaciones se manifiestan cuando dos áreas (sistemas eléctricos) están interconectados por una línea de enlace débil con una capacidad de transporte inferior al menor valor de potencia que surge de considerar las potencias de generación de cada una de las áreas vinculadas. Dichas oscilaciones se encuentran entre 0,1 a 1,5Hz. Las características de esta forma de oscilación son más complejas y tiene aspectos diferentes a las dos formas anteriores, tal como se observa en la Figura 2.8 que ha sido tomada de la referencia [5].

Es conveniente mencionar que en literaturas especializadas algunas veces se utiliza el termino “estudio de estabilidad de pequeña señal” para hacer referencia a la estabilidad de los modos locales e interáreas que determinan la estabilidad de las oscilaciones electromecánicas u oscilaciones de potencia.

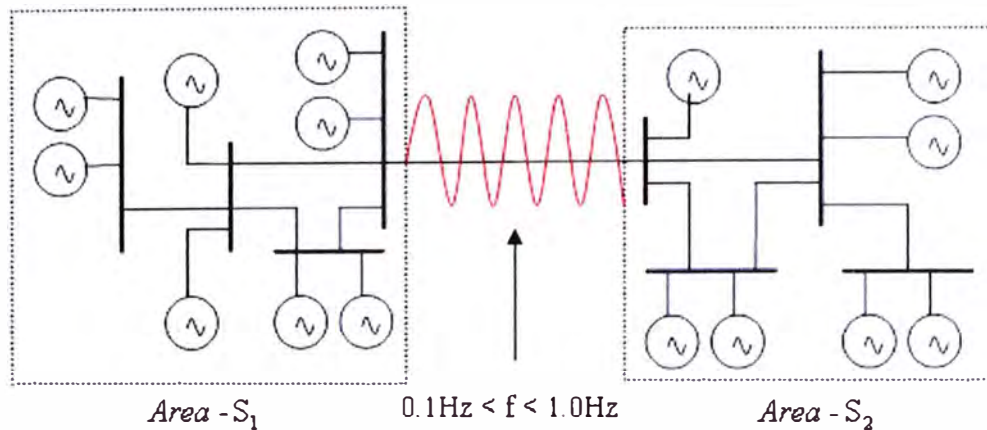


Fig. 2.8 Representación esquemática de la OE del tipo Interárea

2.4.4 Modos de Control y Torsión

En la Figura 2.1 y Figura 2.5 tomados de la referencia [5], se aprecia que la estabilidad de pequeña señal agrupa otros tipos de estudios (modos de torsión y de control), pero generalmente cuando se utiliza el término permanente o de pequeña señal se está haciendo solo referencia al estudio de modos interáreas y modos locales.

- **Modos de control**

Son asociados con los controladores del generador. Usualmente son originados por incorrectos ajustes en los sistemas de excitación y reguladores de velocidad. Estos modos tienen altas frecuencias (mayores a 2,5Hz) y alto amortiguamiento.

- **Modos de torsión**

Son asociados con los componentes de torque que se conjugan en el sistema turbina-generador. La inestabilidad de estos modos pueden ser causados por interacción entre los controles del sistema de excitación, regulador de velocidad y compensadores series capacitivos. Estos modos también se denominan modos oscilatorios subsíncronos y tienen frecuencias superiores a 5 Hz.

2.5 Representación del Sistema Dinámico en Espacio de Estado

El análisis de la estabilidad de pequeña perturbación (ó permanente) utilizando técnicas de linealización, provee información valiosa de las características dinámicas del sistema. Esta técnica [5] que se basa en el modelamiento de espacio de estado se describe a continuación.

2.5.1 Estado de un Sistema Dinámico

El estado de un sistema dinámico es el conjunto de variables de estado, tal que el conocimiento de esas variables en $t = t_0$ (condición inicial de operación), juntamente con la entrada (perturbación o excitación) para $t \geq t_0$, determina completamente el comportamiento del sistema para cualquier instante $t \geq t_0$.

2.5.2 Variables de Estado de un Sistema Dinámico

Las variables de estado de un sistema dinámico son aquellas que constituyen el menor conjunto de variables capaz de determinar o caracterizar el estado del sistema dinámico. En ese sentido, si por lo menos n variables $(x_1, x_2, x_3, \dots, x_n)$ son necesarias para describir todo el comportamiento del sistema dinámico, entonces esas n variables forman un conjunto de variables de estado del sistema.

2.5.3 Vector de Estado

El vector de estado es el vector que tiene como componentes n variables de estado necesarias para describir completamente el comportamiento de un sistema dado. Asimismo un vector de estado es aquel que determina únicamente el estado del sistema $x(t)$ para cualquier instante $t \geq t_0$, una vez dado el sistema en $t = t_0$, y especificada la entrada $u(t)$ para $t \geq t_0$.

2.5.4 Espacio de Estado

El espacio de estado es el espacio n -dimensional, cuyas coordenadas son formadas por los ejes de $x_1, x_2, x_3, \dots, x_n$, donde $x_1, x_2, x_3, \dots, x_n$ son las variables de estado del sistema.

2.5.5 Ecuaciones del Espacio de Estado

El análisis del espacio de estado envuelve tres tipos de variables que están presentes en el modelamiento del sistema dinámico:

- Variables de entrada " u ".
- Variables de salida " y ".
- Variables de estado " x ".

La presentación de un sistema dado en el espacio de estado no es única, sin embargo el número de variables de estado es el mismo para cualquiera de las diferentes representaciones posibles del mismo sistema, en el espacio de estado.

El sistema dinámico debe contener elementos que memoricen los valores de entrada para $t \geq t_1$. Una vez que los integradores en un sistema de control de tiempo continuo sirven como dispositivos de memoria, las salidas de esos integradores pueden ser consideradas variables que definen el estado interno del sistema dinámico. Por lo tanto, estas pueden ser escogidas como variables de estado. En ese sentido, el número de variables de estado que define completamente la dinámica de un sistema es igual al número de integradores existentes.

Si se tiene un sistema que incluye n integradores (es decir, n variables de estado $x_1, x_2, x_3, \dots, x_n$), que posee r entradas $u_1, u_2, u_3, \dots, u_r$ y m salidas $y_1, y_2, y_3, \dots, y_m$, entonces el sistema puede ser escrito en la forma:

$$\dot{\underline{x}} = \underline{f}(\underline{x}, \underline{u}, t) \quad (2.5)$$

$$\underline{y} = \underline{g}(\underline{x}, \underline{u}, t) \quad (2.6)$$

Donde:

$$\underline{x} = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \\ \vdots \\ x_n \end{bmatrix} \quad \underline{u} = \begin{bmatrix} u_1 \\ u_2 \\ u_3 \\ \vdots \\ u_n \end{bmatrix} \quad \underline{f} = \begin{bmatrix} f_1 \\ f_2 \\ f_3 \\ \vdots \\ f_n \end{bmatrix} \quad \underline{g} = \begin{bmatrix} g_1 \\ g_2 \\ g_3 \\ \vdots \\ g_n \end{bmatrix}$$

Para realizar un análisis ante pequeñas perturbaciones las ecuaciones (2.5) y (2.6) deben ser linealizadas alrededor de un punto de operación o punto de equilibrio (x_0, u_0) . En este punto de operación se cumple que la derivada de todas las variables de estado son simultáneamente iguales a cero, por lo tanto reemplazando en la ecuación (2.5) se obtiene:

$$\dot{\underline{x}}_0 = \underline{f}(\underline{x}_0, \underline{u}_0) = 0 \quad (2.7)$$

Si el sistema sufre un pequeño disturbio dado por: $\underline{x}_0 + \Delta \underline{x}$ y $\underline{u}_0 + \Delta \underline{u}$, el nuevo estado deberá satisfacer la expresión (2.5):

$$\dot{\underline{x}} = \dot{\underline{x}}_0 + \Delta \dot{\underline{x}} = \underline{f} \left[(\underline{x}_0 + \Delta \underline{x}), (\underline{u}_0 + \Delta \underline{u}) \right] \quad (2.8)$$

Como se asume una pequeña perturbación, la función no lineal $f(\underline{x}, u, t)$ puede ser expresada mediante su expansión en serie de Taylor acotado. Despreciando los términos de orden mayores a uno, se obtiene:

$$\dot{x}_i = \dot{x}_i + \Delta \dot{x}_i = f_i \left[(\dot{x}_0 + \Delta \dot{x}, u_0 + \Delta u) \right] \quad (2.9)$$

$$\dot{x}_i = f_i \left[(\dot{x}_0, u_0) \right] + \frac{df_i}{dx_1} \Delta x_1 + \dots + \frac{df_i}{dx_n} \Delta x_n + \frac{df_i}{du_1} \Delta u_1 + \dots + \frac{df_i}{du_r} \Delta u_r \quad (2.10)$$

Como $\dot{x}_{i,0} = f_i(\dot{x}_0, u_0)$, entonces se puede simplificar y se obtiene:

$$\Delta \dot{x}_i = \frac{df_i}{dx_1} \Delta x_1 + \dots + \frac{df_i}{dx_n} \Delta x_n + \frac{df_i}{du_1} \Delta u_1 + \dots + \frac{df_i}{du_r} \Delta u_r; \text{ para } i = 1, 2, \dots, n. \quad (2.11)$$

Análogamente, para el vector de salidas del sistema dado por la ecuación (2.6), se puede escribir:

$$\Delta y_j = \frac{dg_j}{dx_1} \Delta x_1 + \dots + \frac{dg_j}{dx_n} \Delta x_n + \frac{dg_j}{du_1} \Delta u_1 + \dots + \frac{dg_j}{du_r} \Delta u_r; \text{ para } j = 1, 2, \dots, m. \quad (2.12)$$

Por lo tanto, las ecuaciones (2.5) y (2.6) linealizadas alrededor de un punto de operación adoptan la siguiente forma:

$$\Delta \dot{x} = \mathbf{A} \Delta x + \mathbf{B} \Delta u \quad (2.13)$$

$$\Delta y = \mathbf{C} \Delta x + \mathbf{D} \Delta u \quad (2.14)$$

Donde:

Δx : Vector de estado de orden n

Δy : Vector de salida de orden m

Δu : Vector de entrada de orden r

\mathbf{A} : Matriz de estado de orden $n \times n$

\mathbf{B} : Matriz de entrada o de control de orden $n \times r$

\mathbf{C} : Matriz de salida de orden $m \times n$

\mathbf{D} : Matriz de transmisión directa $m \times r$

Las matrices A y B se calculan con las siguientes expresiones:

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \vdots & \dots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad \mathbf{B} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial u_r} \\ \vdots & \dots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial u_r} \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{C} = \begin{bmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial g_1}{\partial x_n} \\ \vdots & \dots & \vdots \\ \frac{\partial g_m}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial g_m}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad \mathbf{D} = \begin{bmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial g_1}{\partial u_r} \\ \vdots & \dots & \vdots \\ \frac{\partial g_m}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial g_m}{\partial u_r} \end{bmatrix}$$

Aplicando la transformada de Laplace a las ecuaciones (2.13) y (2.14), se obtiene las ecuaciones de estado en el dominio de la frecuencia:

$$s\Delta X_{(s)} - \Delta X_{(0)} = \mathbf{A} \Delta X_{(s)} + \mathbf{B} \Delta U_{(s)} \quad (2.15)$$

$$\Delta Y_{(s)} = \mathbf{C} \Delta X_{(s)} + \mathbf{D} \Delta U_{(s)} \quad (2.16)$$

Ordenando los términos de la ecuación (2.15), se obtiene:

$$(s\mathbf{I} - \mathbf{A})\Delta X_{(s)} = \Delta X_{(0)} + \mathbf{B} \Delta U_{(s)} \quad (2.17)$$

Asimismo,

$$\Delta X_{(s)} = \frac{\text{adj}(s\mathbf{I} - \mathbf{A})}{\det(s\mathbf{I} - \mathbf{A})} [\Delta X_{(0)} + \mathbf{B} \Delta U_{(s)}] \quad (2.18)$$

En forma similar para la ecuación (2.16):

$$\Delta Y_{(s)} = \mathbf{C} \frac{\text{adj}(s\mathbf{I} - \mathbf{A})}{\det(s\mathbf{I} - \mathbf{A})} [\Delta X_{(0)} + \mathbf{B} \Delta U_{(s)}] + \mathbf{D} \Delta U_{(s)} \quad (2.19)$$

En las ecuaciones (2.18) y (2.19) \mathbf{I} es la matriz identidad.

Los polos de ΔX y ΔY son las raíces de la denominada "Ecuación característica de la matriz A", definida por:

$$\det(s\mathbf{I} - \mathbf{A}) = 0 \quad (2.20)$$

De la expresión (20), su ecuación polinomial es del tipo: $a_0 + a_1s + a_2s^2 + \dots + a_ns^n = 0$, y sus raíces se denominan valores característicos (valores propios o eigenvalores) de la matriz de estado A .

Donde los eigenvalores tienen la forma:

$$\lambda_i = \alpha_i \pm \beta_i \quad (2.21)$$

Una condición necesaria y suficiente para que un sistema dinámico sea estable es que todos los valores propios o eigenvalores tengan parte real negativa.

Un sistema estable tiende a lo largo del tiempo a un punto de operación, independientemente de las perturbaciones originadas a lo largo del tiempo. Un sistema inestable es todo lo contrario, pues es imposible predecir el punto de operación a lo largo del tiempo.

En la Figura 2.9 tomada de la referencia [5], se observa la ubicación de los eigenvalores en el plano complejo y mostrando la respuesta típica en el tiempo que tendría el sistema de acuerdo a sus eigenvalores dados por el punto de operación, asimismo, se muestra si el modo de oscilación es estable o inestable.

2.6 Respuesta Transitoria de Sistemas Lineales

En el presente trabajo, además de calcular los eigenvalores (valores propios) de la matriz de estado "A" linealizada alrededor del punto de operación se va a obtener la respuesta transitoria del sistema, ante un escalón, como criterio adicional de verificación de la estabilidad. Al respecto, se ha preparado un resumen teórico tomado de la referencia [6, 7].

Ubicación de los eigenvalores en el plano	Respuesta típica en el tiempo	Modo de oscilación
		<p style="text-align: center;">Estable</p> <p style="text-align: center;">Oscilatorio amortiguado</p>

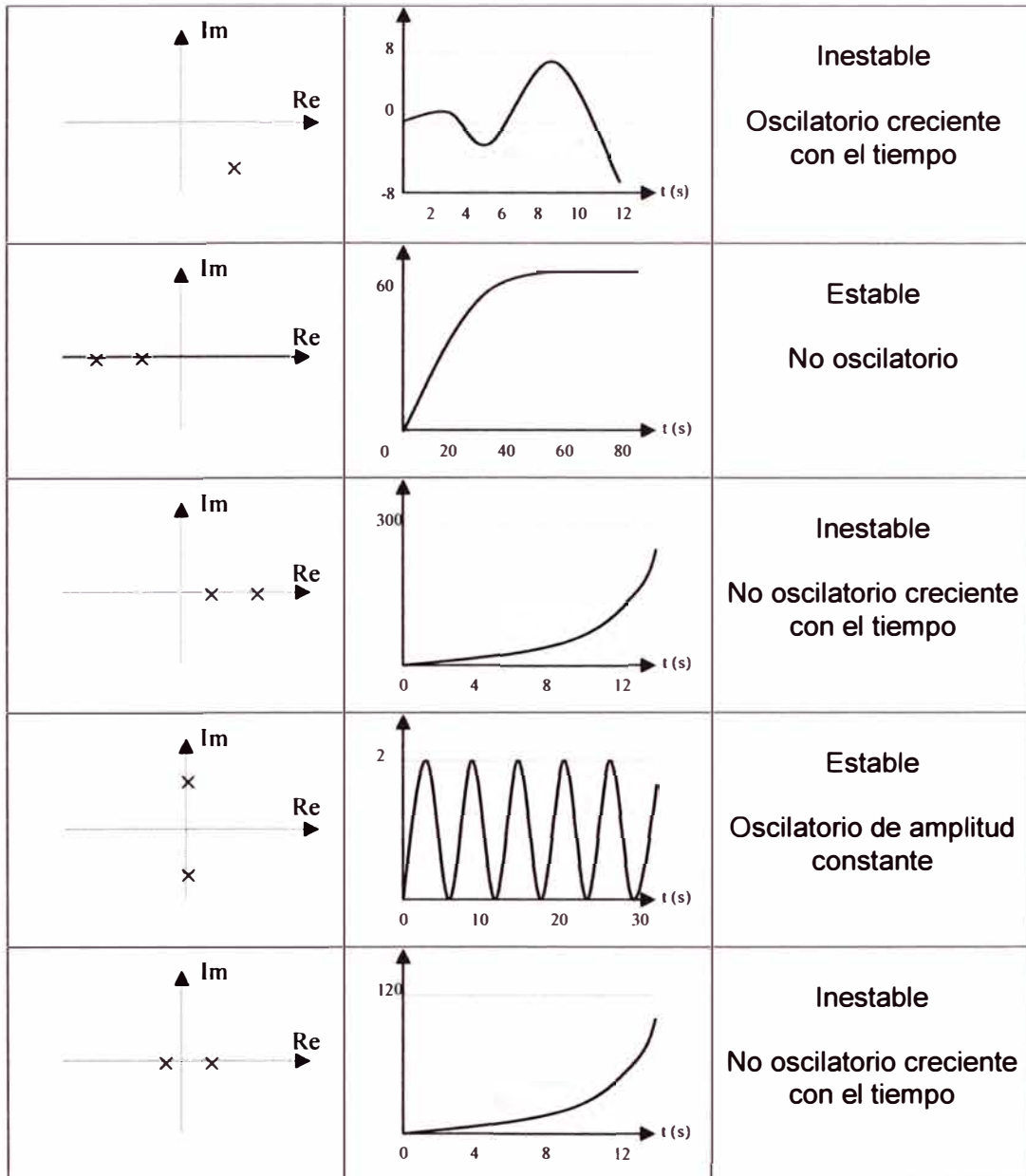


Fig. 2.9 Respuesta en el tiempo para diferentes eigenvalores

Se puede decir que si un sistema se encuentra en un determinado estado y recibe un estímulo exterior, se produce en él un cambio de estado, que se pone de manifiesto en la respuesta transitoria al estímulo aplicado.

Para verificar la respuesta transitoria es usual aplicar señales de entrada (Δu) conocidas y se obtiene las señales de respuesta o de salida (Δy). Como se requiere probar la respuesta ante pequeñas perturbaciones del sistema linealizado alrededor de un punto de operación, se ha utilizado señales de entrada del tipo escalón. De esa manera se ha examinado

indicadores del comportamiento de la respuesta transitoria, como por ejemplo el tiempo requerido para alcanzar otro estado estacionario, la calidad del transitorio y el valor final correspondiente.

Sea un determinado sistema linealizado de segundo orden, tal como se muestra en la Figura N° 2.10, con una función de transferencia dada por la siguiente expresión:

$$\frac{\Delta Y_{(s)}}{\Delta U_{(s)}} = \frac{K}{\frac{s^2}{\omega_n^2} + 2 \frac{\zeta}{\omega_n} s + 1} \quad (2.22)$$

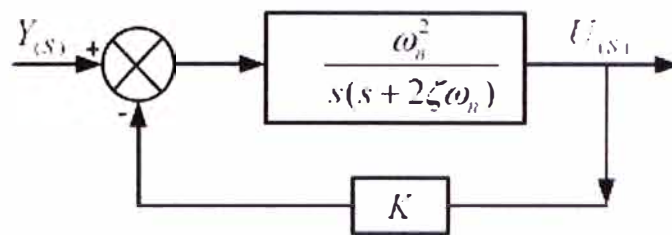


Fig. 2.10 Función de transferencia de lazo cerrado de un sistema de segundo orden

Donde:

ω_n : Frecuencia natural no amortiguada

ζ : Relación de amortiguamiento (efectivo/critico)

Si se aplicara un escalón unitario al sistema, entonces $\Delta U(s) = 1/s$, por lo tanto la salida queda expresada como:

$$\Delta Y_{(s)} = \frac{1}{s} \frac{K}{\left(\frac{s^2}{\omega_n^2} + 2 \frac{\zeta}{\omega_n} s + 1\right)} = \frac{K \omega_n^2}{(s - p_1)(s - p_2) s} \quad (2.23)$$

Donde: p_1 y p_2 son los polos o raíces de la ecuación característica de (2.22).

Por lo tanto, al resolver la ecuación (2.22) en el dominio del tiempo resulta:

$$\Delta y_{(t)} = K \left(1 + \frac{p_2}{(p_1 - p_2)} e^{p_1 t} - \frac{p_1}{(p_1 - p_2)} e^{p_2 t} \right) \quad (2.24)$$

Dependiendo de los polos (o valores característicos) p_1 y p_2 queda definida la naturaleza de la respuesta transitoria del sistema ante una perturbación del tipo escalón, que están graficados en la Figura 2.9.

2.7 Estabilizador de Sistemas de Potencia

Ante la aparición de fenómenos en los sistemas eléctricos de potencia y las consecuencias que esto trae (por ejemplo: restricción de transporte de potencia en líneas de transmisión), ha conllevado desde muchos años atrás a desarrollar nuevas tecnologías para superar estos inconvenientes de inestabilidad del sistema ante pequeños o grandes eventos.

La principal causa, en el caso del sistema eléctrico peruano, es la carencia o falta de torque amortiguante en los generadores síncronos, causado por valores de impedancias Generador-Carga grandes y sistemas de excitación de acción rápida. Es por ello, se ha buscado de alguna forma, adicionar torque eléctrico al generador síncrono, a través del regulador de excitación, a este control adicional se le denomina "Estabilizador de Sistema de Potencia (PSS)".

Se entiende como Estabilizador de Sistemas de Potencia a aquel Sistema de Control que tiene como objetivo detectar oscilaciones y añadir amortiguamiento suplementario al control de la excitación modulando la referencia del regulador de tensión con una señal estabilizante.

A lo largo de los años la tecnología de estos Sistemas de Control ha mejorado, y se puede diferenciar uno de otros por el tipo de entrada que utilizan para crear la señal de amortiguamiento, éstas son:

- PSS del tipo $\Delta\omega$ (desviación de velocidad),
- PSS del tipo ΔP_e (Potencia Eléctrica),
- PSS del tipo de la combinación de las señales $\Delta\omega$ y ΔP_e .
- PSS del tipo ΔP_{ac} (Potencia acelerante).

Los PSS tienen gran aplicación en el amortiguamiento de las oscilaciones de baja frecuencia, ya sean interáreas o locales con frecuencias características de 0,1 a 0,7 Hz y 0,8 a 2,0 Hz respectivamente. El origen de estas oscilaciones se debe principalmente a las nuevas tecnologías de controladores de excitación con respuesta rápida, a los enlaces débiles de los sistemas de potencia, generación alejada de las cargas, retraso en la construcción de nuevas centrales y líneas de transmisión, etc.

2.7.1 Estructura Básica del PSS

La estructura básica de un estabilizador de sistemas de potencia PSS mostrada en la Figura 2.11 consiste en tres etapas: compensador de fase, filtro pasa alto (Washout) y la etapa de ganancia.

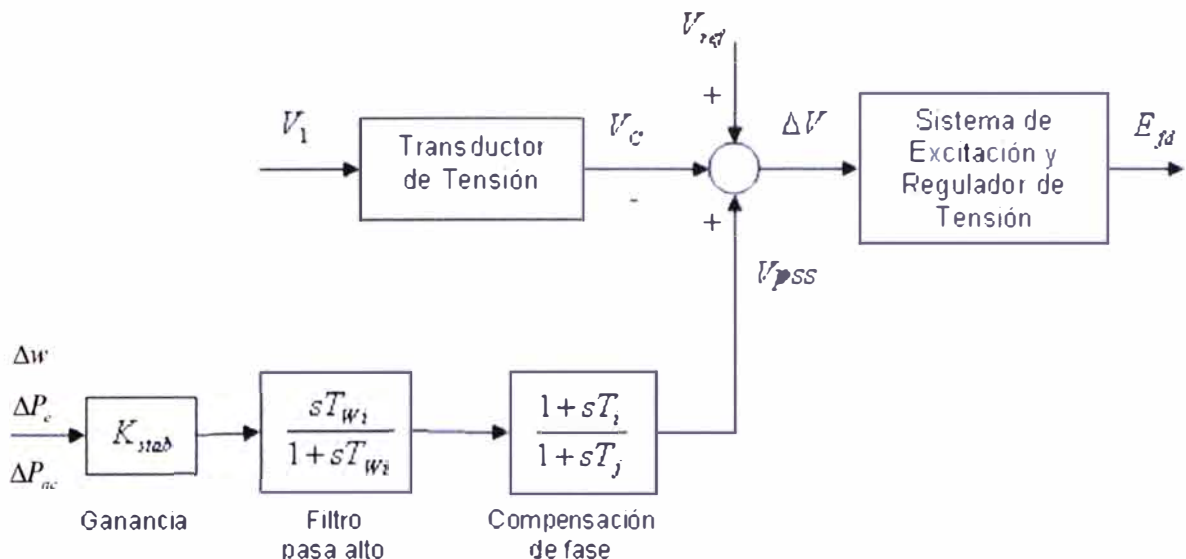


Fig. 2.11 Modelo Básico del PSS

A continuación se describe un resumen del funcionamiento de cada bloque del PSS:

a. Compensación de fase

Provee una apropiada característica de adelanto de fase para compensar el retraso de fase entre la señal de entrada del excitador y el torque eléctrico del generador. La Figura 2.11 muestra un simple bloque de primer orden, pero en la práctica dos o mas bloques de primer orden pueden ser utilizadas para lograr la compensación de fase. Los requerimientos de mayor grado de compensación dependen de T'_{do} , generadores hidráulicos con bajos valores de esta constante de tiempo requieren un bloque de primer orden. La característica de fase a ser compensada cambia con las condiciones del sistema, por consiguiente, un compromiso es producir y aceptar una característica para diferentes condiciones de operación del sistema.

b. Filtro pasa alto

Debe tener una constante de tiempo T_w lo suficientemente grande para que las señales asociadas con las oscilaciones de la velocidad del rotor pasen sin sufrir ningún cambio, y sin

provocar grandes cambios en la tensión del generador al operar en forma aislada. La constante de tiempo T_w puede asumir valores entre 1 y 20 segundos.

c. Ganancia del estabilizador

La ganancia del estabilizador, tiene un efecto importante sobre el amortiguamiento de las oscilaciones del rotor, ya que determina la cantidad de amortiguamiento introducida por el PSS. El valor se escoge para lograr un alto amortiguamiento de los modos críticos del sistema, sin deteriorar la estabilidad de los modos restantes.

2.7.2 Tipos de PSS

Para cualquier señal de entrada la función de transferencia del estabilizador debe compensar las características de fase y ganancia del sistema de excitación, del generador y del sistema de potencia, los que colectivamente determinan una función de transferencia (GEPs).

A continuación se presenta los estabilizadores utilizando señales de entrada de: Velocidad, Potencia Eléctrica, combinación de las señales mencionadas anteriormente y Potencia acelerante.

a. PSS con señal de velocidad

La mayor desventaja en el uso de estabilizadores con señal de entrada Δw , es el obtener la señal de variación de velocidad ya que ésta es afectada por modos torsionales, requiriendo filtros para estos modos, lo cual limitan su diseño y por lo tanto restringen su efectividad.

Con el uso de estos PSS se tiene problemas de ruido, frente a los efectos negativos por las vibraciones torsionales, los cuales crecen cuando se compensa en mayor valor el desfase para adelantar, o se usa transductores más sensibles. Para evitar esto se utilizan otros tipos de estabilizadores.

b. PSS con señal de potencia

La principal desventaja de utilizar PSS con señal de entrada ΔP_e , cuando la unidad de generación presenta bruscos cambios de potencia, este tipo de PSS puede originar sobre o subtensiones. Es por ello necesario tener un especial cuidado en el ajuste de este PSS con el fin de evitar este efecto.

c. PSS con señal de la combinación de la velocidad y potencia

El PSS de tipo Δw y ΔP_e , presenta ciertas ventajas frente a los mencionados anteriormente, ya que permite ajustes de sus variables en un mayor rango sin padecer de resultados

negativos. En el ajuste de la ganancia se puede ajustar a la mitad del valor en comparación con otros sin tener problemas de excitación de modos locales.

Este tipo de PSSs no interactúa con modos torsionales, incrementa el amortiguamiento de oscilaciones locales pero tiene un efecto adverso en las oscilaciones interárea.

d. PSS con Señal de potencia acelerante

El uso de la potencia acelerante como una señal de entrada al estabilizador de potencia ha recibido considerable atención debido a bajo nivel de interacción torsional.

La Figura 2.12 muestra el la acción del PSS en el generador. El PSS añade una señal suplementaria al sistema de excitación para mejorar la estabilidad del generador. Donde AVR es el regulador de tensión.

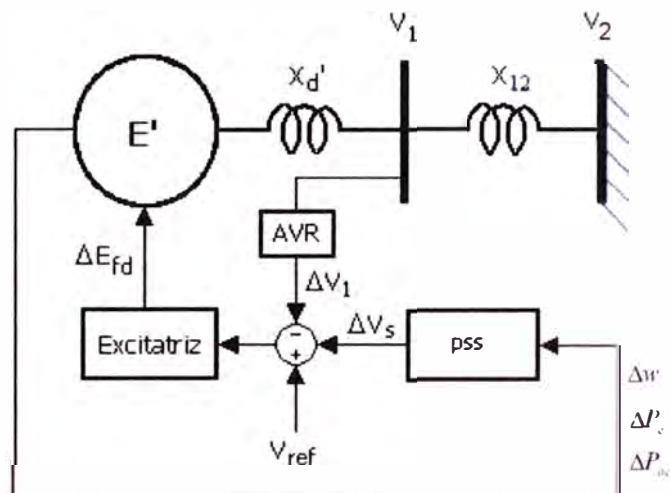


Fig. 2.12 Acción del PSS en el Generador

CAPITULO III

INTRODUCCIÓN AL SISTEMA DE PRUEBA PROPUESTO PARA EL ANÁLISIS DE LAS OSCILACIONES ELECTROMECAÓNICAS LOCALES EN LA CH YAUPI.

Para realizar el análisis de estabilidad de pequeña señal de una determinada central se propone la utilización de un sistema simplificado que conectado a los bornes del generador permite simular las condiciones de carga requeridas para verificar la estabilidad y además refleja las variaciones en la impedancia externa (vista por el generador desde sus bornes), como consecuencia de los cambios topológicos en el sistema de transmisión.

En [8] se ha mostrado que este sistema simplificado o "sistema de prueba" define una cierta carga del generador y una distancia eléctrica entre el generador y el sistema de potencia. Por lo tanto, de modo ficticio, el generador operando a diferentes condiciones de operación, va a estar a diferentes distancias eléctricas del sistema de potencia. De esa manera se probará la estabilidad de pequeña señal del sistema de excitación y regulador de tensión (SERT) y el estabilizador de sistemas de potencia (PSS) existentes en una determinada central.

3.1 Estructura del Sistema Simplificado

El sistema simplificado considerado se muestra en la Figura 3.1. Esta conformado por dos barras (1 y 2), unidas por una reactancia variable X_{12} ; el generador esta conectado a la barra 1 y entregando una potencia $P_1 + jQ_1$ por sus bornes. En dicha barra se ha conectado una carga variable que consume una potencia $P_{Sh} + jQ_{Sh}$ y la barra 2 se considera como una barra infinita con tensión $V_2 = 1 \angle 0^\circ$ p.u.

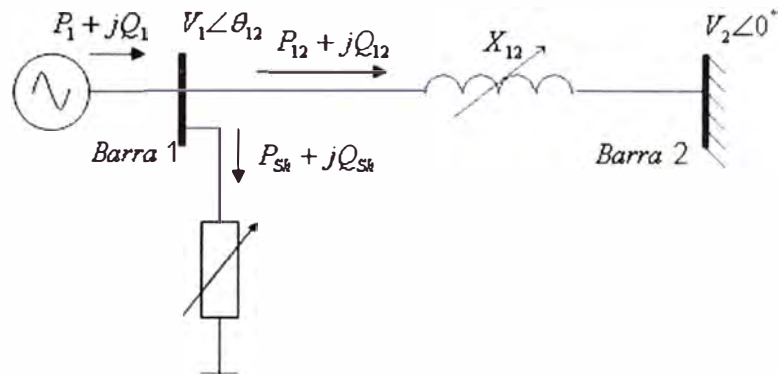


Fig. 3.1 Sistema simplificado

Es importante mencionar que de acuerdo a la referencia [4], la frecuencia natural de oscilación (w_n) y el coeficiente de torque sincronizante (K_s) de una máquina sin regulación conectada a una barra infinita mediante una cierta reactancia externa y utilizando el modelo clásico para la máquina síncrona, están dados por las relaciones siguientes:

$$w_n = \sqrt{\frac{K_s w_o}{2H}} \quad (3.1)$$

$$K_s = \frac{E'_q V_2}{X_T \cos \delta_0} \quad (3.2)$$

Donde:

$w_o = 2\pi f_o$: Frecuencia angular eléctrica nominal de la red.

H : Constante de inercia del generador.

X_T : Reactancia externa vista desde los bornes del generador.

E'_q : Fuerza electromotriz (f.e.m) transitoria.

δ_o : Angulo del rotor.

En estas relaciones, se aprecia que K_s es inversamente proporcional a la reactancia externa X_T y la frecuencia natural de oscilación w_n es proporcional a la raíz cuadrada de K_s . Se puede decir que en el sistema simplificado propuesto, una variación de la reactancia X_{12} va a cambiar la reactancia externa del generador y la frecuencia del modo electromecánico de oscilación entre la central y el sistema. La idea es variar la reactancia X_{12} en un determinado

rango para producir una oscilación electromecánica con un rango de frecuencia que cubra modos locales e interárea. De esa manera es posible estimar la estabilidad de pequeña señal ó permanente, es decir el desempeño de los controladores del generador en los diferentes puntos de operación posibles.

Por lo mencionado, la central se va a operar a tensión nominal, a potencia activa nominal y con cierto factor de potencia. En ese sentido, se busca que la potencia generada por la máquina que se conecta a la barra 1 sea constante, aunque se varíe X_{12} , entonces la diferencia entre la potencia generada y la potencia transmitida por la reactancia, es absorbida por la carga conectada en la barra 1. De esta manera cuando la reactancia es muy grande, el flujo de potencia por la línea es muy pequeño y la carga absorbe prácticamente toda la potencia producida por la máquina. De manera inversa, cuando la reactancia es muy pequeña, prácticamente toda la potencia generada es transmitida por la línea y absorbida por la barra infinita; en este caso, la potencia consumida por la carga tiende a cero. Por lo tanto, con este sistema de prueba se puede evaluar el comportamiento dinámico de la máquina, que entrega por sus bornes una determinada potencia aparente $P_1 + jQ_1$, frente a diferentes cambios topológicos producidos en el sistema de potencia, mediante la variación de la reactancia X_{12} . De esta manera se tiene un sistema que puede producir oscilaciones de diferente frecuencia a través del control de un parámetro independiente X_{12} , y otras magnitudes que son dependientes, tales como θ_{12} , P_{sh} y Q_{12} .

3.1.1 Ecuaciones del Sistema Simplificado

Si la máquina esta operando en estado estacionario (Figura 3.1) con una determinada potencia aparente $P_1 + jQ_1$, se establece las siguientes ecuaciones:

$$P_1 = P_{sh} + P_{12} \quad (3.3)$$

$$Q_1 = Q_{sh} + Q_{12} \quad (3.4)$$

Las expresiones de P_{12} y Q_{12} están definidas por:

$$P_{12} = \frac{V_1 V_2}{X_{12}} \text{sen} \theta_{12} \quad (3.5)$$

$$Q_{12} = \frac{V_1^2}{X_{12}} - \frac{V_1 V_2}{X_{12}} \text{cos} \theta_{12} \quad (3.6)$$

La potencia activa y reactiva consumida por la carga variable se despeja de las ecuaciones (3.3) y (3.4); considerando las ecuaciones (3.5) y (3.6), se obtiene:

$$P_{Sh} = P_1 - \frac{V_1 V_2}{X_{12}} \text{sen} \theta_{12} \quad (3.7)$$

$$Q_{Sh} = Q_1 - \left(\frac{V_1^2}{X_{12}} - \frac{V_1 V_2}{X_{12}} \text{cos} \theta_{12} \right) \quad (3.8)$$

Se aprecia que las ecuaciones (3.7) y (3.8) se resuelven de modo muy simple si se conoce el valor que asume el ángulo θ_{12} entre las barras 1 y 2, para cada valor de reactancia X_{12} . Por esta razón, en el presente trabajo se utiliza una relación practica entre X_{12} y θ_{12} .

3.1.2 Relación $X_{12} - \theta_{12}$

La función que relaciona X_{12} y el ángulo θ_{12} debe ser escogida de tal modo que para valores muy pequeños de la reactancia X_{12} , la potencia enviada a la barra 2 sea prácticamente la potencia generada por la central y la potencia P_{Sh} consumida por la carga sea pequeña. Asimismo, para valores muy grandes de X_{12} , el flujo de potencia por la línea debe ser mínimo y la carga debe consumir la mayor potencia posible. Para representar estas características de saturación entre X_{12} y el ángulo θ_{12} podría utilizarse en forma empírica funciones logarítmicas de la forma $\theta_{12} = a \ln X_{12} + b$ que reproduzcan la forma de la variación mostrada en la Figura 3.2.

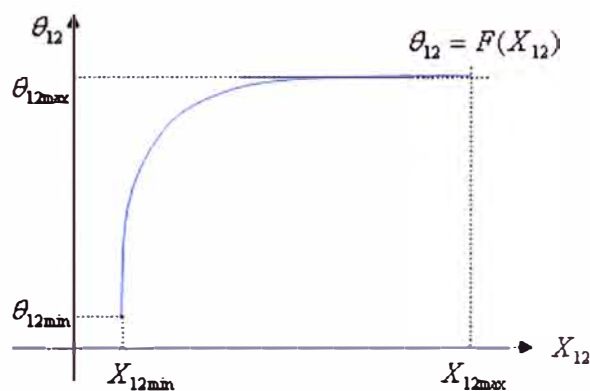


Fig. 3.2 Relación entre X_{12} y θ_{12}

En el presente trabajo, se ha escogido una ecuación del tipo Froelich, muy utilizada para representar características de saturación de núcleos ferromagnéticos [12]:

$$\theta_{12} = \frac{aX_{12}}{b + X_{12}} \quad (3.9)$$

Se debe definir un rango de variación de la reactancia X_{12} (Figura 3.2) y el valor máximo del ángulo θ_{12} , entonces se obtiene:

$$\theta_{12\min} = \arcsen\left(\frac{P_1 X_{12\min}}{V_1 V_2}\right) \quad (3.10)$$

$$a = \left(\frac{\theta_{12\max}}{X_{12\max}}\right)(b + X_{12\max}) \quad (3.11)$$

$$b = \frac{X_{12\max}(\theta_{12\min} - \theta_{12\max})}{(\theta_{12\max} - \frac{X_{12\max}}{X_{12\min}}\theta_{12\min})} \quad (3.12)$$

En la Figura 3.3 se muestra la variación del ángulo θ_{12} en función de la reactancia X_{12} , cuyo rango ha sido definido como [0.05, 25] p.u.

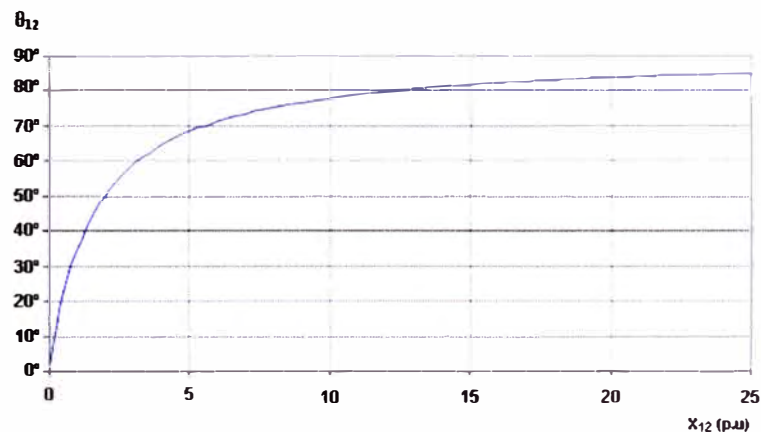


Fig. 3.3 Relación $\theta_{12} = f(X_{12})$

3.1.3 Sistema Serie Equivalente

Si el generador en la barra 1 del "sistema simplificado" es operado a tensión nominal y despachado con una potencia de $P_1 + jQ_1$; para luego variar la reactancia X_{12} en un determinado rango, se producen modos de oscilación cuya frecuencia estará comprendida en el rango de las oscilaciones electromecánicas de baja frecuencia. Para reducir el sistema de la Figura 3.1 a un sistema equivalente serie, se tendrá que calcular la impedancia "shunt"

Z_{Sh} .

$$Z_{Sh} = \frac{V_1^2}{(P_{Sh} - jQ_{Sh})} \quad (3.13)$$

Donde se obtiene la resistencia y reactancia de la carga variable "shunt":

$$R_{Sh} = \frac{V_1^2 P_{Sh}}{P_{Sh}^2 + Q_{Sh}^2} \quad (3.14)$$

$$X_{Sh} = \frac{V_1^2 Q_{Sh}}{P_{Sh}^2 + Q_{Sh}^2} \quad (3.15)$$

Luego, la impedancia equivalente (Z_e) vista desde la barra 1 (bornes del generador) resulta:

$$Z_e = \frac{\bar{Z}_{12} \bar{Z}_{Sh}}{(\bar{Z}_{12} + \bar{Z}_{Sh})} \quad (3.16)$$

Descomponiendo la expresión (3.16) en parte real e imaginaria se obtienen las siguientes expresiones que representan a la resistencia R_e y a la reactancia X_e equivalente.

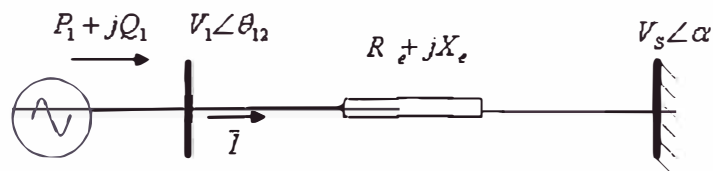
$$R_e = \frac{R_{Sh} X_{12}^2}{R_{Sh}^2 + (X_{12} + X_{Sh})^2} \quad (3.17)$$

$$X_e = \frac{X_{12} R_{Sh}^2 + X_{Sh} (X_{12} + X_{Sh})}{R_{Sh}^2 + (X_{12} + X_{Sh})^2} \quad (3.18)$$

Además, la tensión Thevenin vista desde la barra 1 será de la forma siguiente:

$$\bar{V}_s = \frac{\bar{V}_2 \bar{Z}_{Sh}}{(Z_{Sh} + Z_{12})} \quad (3.19)$$

Efectuado el análisis matemático se obtiene de esta manera el sistema equivalente serie simplificado, como se muestra en la Figura 3.4 [5], el cual será sometido a los cambios de la reactancia X_{12} para representar los diferentes posibles cambios topológicos en el sistema de potencia, vistos por la central desde los bornes del generador.



Fig, 3.4 Sistema Equivalente

En la Figura 3.4 [5] se observa el generador cuya estabilidad permanente de sus controladores (Sistema de Excitación y Regulador de Tensión, PSS) va a ser verificado. La impedancia $R_e + jX_e$ es la impedancia externa (Thevenin) vista por el Generador Síncrono desde sus bornes, que expresa los posibles estados (cambios topológicos) que puede tener el sistema de transmisión, durante la operación de la central.

3.2 Modelo Linealizado del Generador Síncrono

El generador síncrono (GS) es un elemento básico en el comportamiento dinámico de un sistema eléctrico. Las oscilaciones de potencia en las líneas de transmisión y los cambios de frecuencia y tensión en condiciones de disturbios dependen de la configuración de la red y de la reacción de los generadores y sus controladores. En los estudios de estabilidad es necesario utilizar una representación adecuada del generador síncrono. Se requiere un modelo comprensible, de fácil implementación en computadoras y que a la vez sea compatible con los controles y elementos en el sistema. Dadas las características del problema de la estabilidad permanente, se requiere que el modelo del generador sea linealizado para una condición de operación.

3.2.1 Modelo “d-q” del Generador Síncrono

Se ha revisado el modelamiento de los generadores síncronos consignado en referencias bibliográficas tales como [9, 13, 14].

A continuación se resume las ecuaciones del Modelo Transitorio en los ejes d y q:

- **Ecuación del Estator:**

$$E'_q - V_q = r_a I_q - X'_d I_d \quad (3.20)$$

$$E'_d - V_d = r_a I_d + X'_q I_q \quad (3.21)$$

- **Ecuación del Rotor:**

$$T'_{do} p E'_q = E_{fd} - E'_q + (X_d - X'_d) I_d \quad (3.22)$$

$$T'_{qo} p E'_d = -E'_d - (X_q - X'_q) I_q \quad (3.23)$$

- **Ecuaciones Mecánicas:**

$$p\delta = w_r - w_o \quad (3.24)$$

$$P_m = (2H / w_o) p w_r + P_p + P_e \quad (3.25)$$

La Potencia electromagnética esta dada por:

$$P_e = E'_d I_d + E'_q I_q - I_d I_q (X'_q - X'_d) \quad (3.26)$$

Si la resistencia de armadura fuera despreciable ($r_a = 0$), se cumple que:

$$P_e = V_q I_q + V_d I_d \quad (3.27)$$

En el presente trabajo se ha utilizado el Modelo Transitorio en el eje directo, propuesto en la referencia [15], que se obtiene aceptando que el Modelo Transitorio en Ambos Ejes, se puede asumir que $E'_d \approx 0$, con lo cual las ecuaciones se reducen a:

- **Ecuación del Estator:**

$$E'_q - V_q = r_a I_q - X'_d I_d \quad (3.28)$$

$$0 - V_d = r_a I_d + X'_q I_q \quad (3.29)$$

- **Ecuación del Rotor:**

$$T'_{do} p E'_q = E_{fd} - E'_q + (X'_d - X'_q) I_d \quad (3.30)$$

- **Ecuaciones Mecánicas:**

$$p\delta = w_r - w_o \quad (3.31)$$

$$P_m = (2H / w_o) p w_r + P_p + P_e \quad (3.32)$$

En (3.32) la potencia electromagnética esta dada por:

$$P_e = E'_q I_q - I_d I_q (X'_q - X'_d) \quad (3.33)$$

Despreciando la resistencia de armadura ($r_a = 0$), se cumple que:

$$P_e = V_q I_q + V_d I_d \quad (3.34)$$

En las ecuaciones resumidas, las variables y parámetros tienen la siguiente descripción:

E'_q : Fuerza electromotriz transitoria en el eje cuadratura

E'_d : Fuerza electromotriz transitoria en el eje directo

V_q : Tensión en terminal del eje cuadratura

V_d : Tensión en terminal del eje directo

I_q : Corriente del GS en el eje cuadratura

I_d : Corriente del GS en el eje directo

r_a : Resistencia de armadura

X'_q : Reactancia subsíncrona en el eje cuadratura

X'_d : Reactancia subsíncrona en el eje directo

X_q : Reactancia síncrona en el eje cuadratura

X_d : Reactancia síncrona en el eje directo

E_{fd} : f.e.m de excitación aplicado al campo del GS controlado por el regulador de tensión

w_r, w_s : Velocidad angular del rotor y Velocidad síncrona.

H : Constante de inercia

P_m : Potencia mecánica de la turbina

P_p : Potencia de pérdidas mecánica por fricción y ventilación

P_e : Potencia electromagnética

T'_{do} : Constante de tiempo transitorio en el eje directo

T'_{qo} : Constante de tiempo transitorio en el eje cuadratura

3.2.2 Ecuaciones del Modelo Linealizado del Generador Síncrono

Las ecuaciones linealizadas del G.S utilizando el modelo transitorio en el eje directo, son:

• Ecuación del Estator

Dando la forma matricial a las ecuaciones (3.28) y (3.29) del estator y despreciando la resistencia de armadura se tiene la siguiente expresión linealizada:

$$\begin{bmatrix} \Delta V_q \\ \Delta V_d \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & X'_d \\ -X_q & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta I_q \\ \Delta I_d \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta E'_q \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.35)$$

• Torque Electromagnético

Se parte de la ecuación (3.34), en la cual se sustituye V_d y V_q de las ecuaciones del estator (3.28) y (3.29); linealizando resulta la siguiente expresión:

$$\Delta T_e = I_{qo} \Delta E'_q + E'_{qo} \Delta I_q + (X'_d - X_q) I_{do} \Delta I_q + (X'_d - X_q) I_{qo} \Delta I_d \quad (3.36)$$

• Ecuación Diferencial del Rotor

Se parte de la ecuación (3.30) que al ser linealizada resulta:

$$T'_{do} p \Delta E'_q = \Delta E_{fd} - \Delta E'_q + (X'_d - X_d) \Delta I_d \quad (3.37)$$

- **Ecuaciones Mecánicas**

De la ecuación (3.32), se desprecia (P_p); considerando que en unidades relativas (p.u.) los torques y las potencias son iguales y linealizando resulta la siguiente expresión:

$$\Delta T_m - \Delta T_e = 2Hp\Delta w \quad (3.38)$$

Luego, linealizando la ecuación (3.31) resulta:

$$p\Delta\delta = w_o\Delta w \quad (3.39)$$

3.2.3 Sistemas de Coordenadas Generador - Red

En la Figura 3.5 se muestra los sistemas de coordenadas del generador y la red. Ambos sistemas de coordenadas están desfasados en el ángulo (δ), que depende de la carga del generador y su distancia eléctrica dada por la reactancia externa (X_{12}).

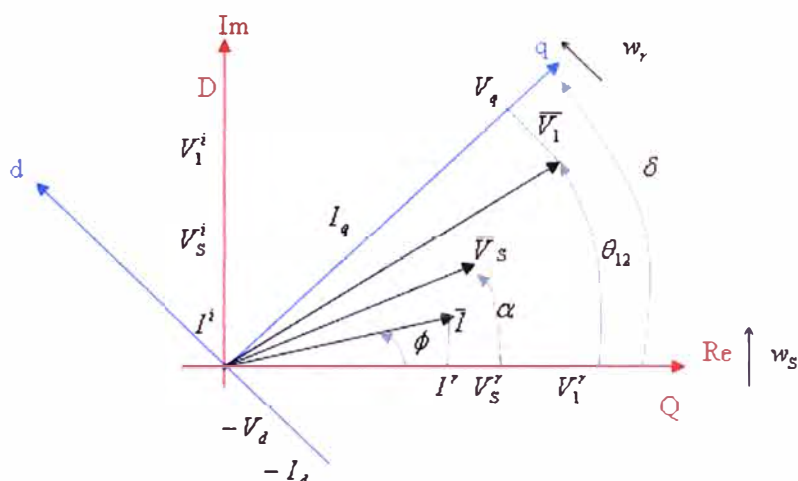


Fig. 3.5 Sistema de coordenadas para el generador (d, q) y la red (D, Q)

Se aprecia:

- El Sistema (d - q) rotando a la velocidad angular eléctrica w_r del generador
- El Sistema único (D - Q) (Real, Imaginario) para toda la red, rotando a la velocidad sincrónica w_s
- V_1 es la tensión en bornes del generador y V_s es la tensión en el sistema equivalente de la Figura 3.4
- V_d y V_q , proyecciones de la tensión V_1 en los ejes d - q.
- V_s^r y V_s^i , proyecciones de la tensión V_s en los ejes Real e Imaginario D - Q.

- I_d y I_q , proyecciones de la corriente I del generador en los ejes d – q.
- V_1^r y V_1^i , proyecciones de la tensión V_1 en los ejes Real e Imaginario D – Q.
- I^r y I^i , proyección de la corriente I de generador en los ejes D – Q.

A partir de la Figura 3.5 se obtienen las siguientes expresiones para la transformación de coordenadas:

$$\begin{bmatrix} V_1^r \\ V_1^i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \delta & -\text{sen} \delta \\ \text{sen} \delta & \cos \delta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_q \\ V_d \end{bmatrix} \quad \begin{bmatrix} V_q \\ V_d \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \delta & \text{sen} \delta \\ -\text{sen} \delta & \cos \delta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1^r \\ V_1^i \end{bmatrix} \quad (3.40)$$

$$\begin{bmatrix} I^r \\ I^i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \delta & -\text{sen} \delta \\ \text{sen} \delta & \cos \delta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_q \\ I_d \end{bmatrix} \quad \begin{bmatrix} I_q \\ I_d \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \delta & \text{sen} \delta \\ -\text{sen} \delta & \cos \delta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I^r \\ I^i \end{bmatrix} \quad (3.41)$$

Asimismo, las proyecciones de la tensión V_s en el sistema (D - Q) de la red son:

$$V_s^r = V_s \cos \alpha \quad (3.42)$$

$$V_s^i = V_s \text{sen} \alpha \quad (3.43)$$

3.3 Modelo Linealizado del Sistema de Transmisión

En el sistema serie equivalente de la Figura 3.4, el sistema de transmisión esta representado por la impedancia $R_e + jX_e$.

El objetivo de este acápite es incorporar el efecto del sistema de transmisión en las ecuaciones del estator (tensiones y corrientes).

La tensión en bornes del GS expresada utilizando el sistema de referencia (Real, Imaginario) de la red resulta:

$$\bar{V}_1 = (R_e + jX_e)\bar{I} + \bar{V}_s \quad (3.44)$$

$$\bar{V}_1 = V_1^r + jV_1^i \quad (3.45)$$

$$\bar{I} = I^r + jI^i \quad (3.46)$$

$$\bar{V}_s = V_s^r + jV_s^i \quad (3.47)$$

Reemplazando las expresiones (3.45), (3.46) y (3.47) en (3.44) se obtiene la ecuación matricial siguiente:

$$\begin{bmatrix} V_1^r \\ V_1^i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_e & -X_e \\ X_e & R_e \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I^r \\ I^i \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_s^r \\ V_s^i \end{bmatrix} \quad (3.48)$$

Es necesario cambiar la referencia de la ecuación (3.48) a los ejes (d-q), para ello se utiliza las expresiones (3.40) y (3.41), resultando:

$$\begin{bmatrix} V_q \\ V_d \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_e & -X_e \\ X_e & R_e \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_q \\ I_d \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \cos\delta & \text{sen}\delta \\ -\text{sen}\delta & \cos\delta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_s' \\ V_s' \end{bmatrix} \quad (3.49)$$

Asimismo, reemplazando las expresiones (3.42) y (3.43) en (3.49), se obtiene:

$$\begin{bmatrix} V_q \\ V_d \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_e & -X_e \\ X_e & R_e \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_q \\ I_d \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_s \cos(\delta - \alpha) \\ -V_s \text{sen}(\delta - \alpha) \end{bmatrix} \quad (3.50)$$

Linealizando la ecuación matricial (3.50):

$$\begin{bmatrix} \Delta V_q \\ \Delta V_d \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_e & -X_e \\ X_e & R_e \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta I_q \\ \Delta I_d \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -V_s \text{sen}(\delta_o - \alpha) \Delta\delta \\ -V_s \cos(\delta_o - \alpha) \Delta\delta \end{bmatrix} \quad (3.51)$$

Igualando las expresiones linealizadas del sistema externo (3.51) y del estator de la maquina síncrona (3.35), se despejan las corrientes obteniendo:

$$\begin{bmatrix} \Delta I_q \\ \Delta I_d \end{bmatrix} = \frac{1}{K} \begin{bmatrix} V_s (R_e \text{sen}(\delta_o - \alpha) + (X_d' + X_e) \cos(\delta_o - \alpha)) & R_e \\ V_s (-(X_q + X_e) \text{sen}(\delta_o - \alpha) + R_e \cos(\delta_o - \alpha)) & -(X_q + X_e) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\delta \\ \Delta E_q' \end{bmatrix} \quad (3.52)$$

Donde:

$$K = R_e^2 + (X_e + X_q)(X_e + X_d') \quad (3.53)$$

3.4 Modelo Linealizado del Sistema Equivalente

Habiendo elaborado el modelo del GS, en este acápite se incluye el efecto del sistema de transmisión, para obtener el modelo linealizado del sistema equivalente de la Figura 3.4.

Utilizando este modelo se va analizar la estabilidad permanente del sistema, mediante la verificación del comportamiento de sus controladores.

3.4.1 Ecuación del Torque Electromagnético

Sustituyendo las corrientes linealizadas de la expresión (3.52), en el torque electromagnético de la expresión (3.36), se obtiene la ecuación linealizada del torque electromagnético.

$$\Delta T_e = K_1 \Delta\delta + K_2 \Delta E_q' \quad (3.54)$$

Donde:

$$K_1 = (E'_{qo} - I_{do}(X_q - X'_d)) \left[\frac{R_e V_s}{K} \text{sen}(\delta_o - \alpha) + \frac{V_s}{K} (X'_d + X_e) \cos(\delta_o - \alpha) \right] - I_{qo}(X_q - X'_d) \left[\frac{R_e V_s}{K} \cos(\delta_o - \alpha) - \frac{V_s}{K} (X_q + X_e) \text{sen}(\delta_o - \alpha) \right] \quad (3.55)$$

$$K_2 = \frac{I_{qo}}{K} (R_e^2 + (X_e + X_q)^2) + \frac{I_{do} R_e}{K} (E'_{qo} - (X_q - X'_d)) \quad (3.56)$$

3.4.2 Ecuación Diferencial del Rotor

En la ecuación diferencial del rotor linealizada (3.37), se reemplaza la corriente ΔI_d dada por la ecuación (3.52) y luego se aplica la transformada de Laplace, se obtiene:

$$\Delta E'_{q(s)} = - \frac{K_3 K_4}{1 + s T'_{do} K_3} \Delta \delta_{(s)} + \frac{K_3}{1 + s T'_{do} K_3} \Delta E_{fd(s)} \quad (3.57)$$

Donde:

$$K_3 = \frac{1}{1 + \frac{(X_d - X'_d)(X_q + X_e)}{K}} \quad (3.58)$$

$$K_4 = \frac{V_s (X_d - X'_d)}{K} \left[(X_q + X_e) \text{sen}(\delta_o - \alpha) - R_e \cos(\delta_o - \alpha) \right] \quad (3.59)$$

3.4.3 Ecuación de la Tensión en bornes del Generador

La tensión en bornes del generador esta dada por:

$$V_1^2 = V_d^2 + V_q^2 \quad (3.60)$$

Linealizando la ecuación (3.60) alrededor de un punto de operación, se tiene:

$$\Delta V_1 = \frac{V_{do}}{V_{1o}} \Delta V_d + \frac{V_{qo}}{V_{1o}} \Delta V_q \quad (3.61)$$

Reemplazando la tensión ΔV_d , ΔV_q de (3.51) y las corrientes ΔI_d , ΔI_q de (3.52), resulta:

$$\Delta V_1 = K_6 \Delta E'_q + K_5 \Delta \delta \quad (3.62)$$

Donde:

$$K_5 = -\frac{V_{do}}{V_{lo}} \left(\frac{X_q V_S}{K} \right) \left[R_e \text{sen}(\delta_o - \alpha) + (X'_d + X_e) \cos(\delta_o - \alpha) \right] + \frac{V_{qo}}{V_{lo}} \left(\frac{X'_d V_S}{K} \right) \left[R_e \cos(\delta_o - \alpha) - (X_q + X_e) \text{sen}(\delta_o - \alpha) \right] \quad (3.63)$$

$$K_6 = \frac{V_{qo}}{V_{lo}} \left[1 - \frac{X'_d}{K} (X_q + X_e) \right] - \frac{V_{do}}{V_{lo}} \left[\frac{R_e X_q}{K} \right] \quad (3.64)$$

3.4.4 Ecuación del Transductor de Tensión

En la Figura 3.6 se esquematiza el diagrama de control de tensión del GS.

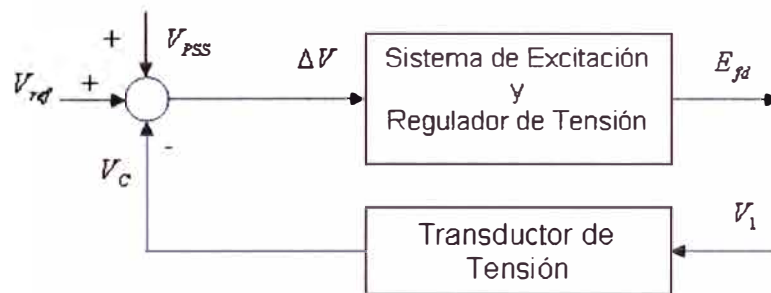


Fig. 3.6 Diagrama de control del Transductor de Tensión

La función de transferencia del transductor de tensión puede ser expresada por

$$\frac{1}{1 + sT_R}$$

donde T_R es la constante de tiempo del transductor de tensión.

En el comparador (sumador), omitiendo la señal proveniente del PSS (V_{PSS}), se cumple que:

$$V_{ref} - V_C = \Delta V \quad (3.65)$$

Donde:

V_{ref} : Tensión de referencia del regulador de tensión

V_C : Señal de salida del transductor de tensión

ΔV : Señal error al regulador de tensión

Por lo tanto la relación entre V_C y la tensión V_1 en bornes del generador es:

$$V_C = V_1 \left(\frac{1}{1 + sT_R} \right) \quad (3.66)$$

Reemplazando la expresión (3.66) en (3.65) y linealizando, se tiene:

$$\Delta V_{ref} - \frac{\Delta V_1}{1 + s T_R} = \Delta V \quad (3.67)$$

3.4.5 Diagrama de Bloques del Modelo Linealizado

En la Figura 3.7 se presenta el diagrama de bloques linealizado del generador, conectado a una barra infinita mediante un sistema de transmisión equivalente $R_e + jX_e$ mostrado en la Figura 3.4.

Aplicando la transformada de Laplace a las ecuaciones (3.38), (3.39), (3.54), (3.62), (3.67) y considerando (3.57) resulta:

$$\Delta T_{m(s)} - \Delta T_{e(s)} = s2H\Delta w_{(s)} \quad (3.68)$$

$$s\delta_{(s)} = w_o \Delta w_{(s)} \quad (3.69)$$

$$\Delta T_{e(s)} = K_1 \Delta \delta_{(s)} + K_2 \Delta E'_{q(s)} \quad (3.70)$$

$$\Delta V_{1(s)} = K_6 \Delta E'_{q(s)} + K_5 \Delta \delta_{(s)} \quad (3.71)$$

$$\Delta V_{ref(s)} - \frac{\Delta V_{1(s)}}{1 + s T_R} = \Delta V_{(s)} \quad (3.72)$$

$$\Delta E'_{q(s)} = -\frac{K_3 K_4}{1 + s T'_{do} K_3} \Delta \delta_{(s)} + \frac{K_3}{1 + s T'_{do} K_3} \Delta E_{fd(s)} \quad (3.73)$$

Luego, partir de las ecuaciones (3.68), (3.69), (3.70), (3.71), (3.72) y (3.73) se construye el diagrama de bloques de la Figura 3.7

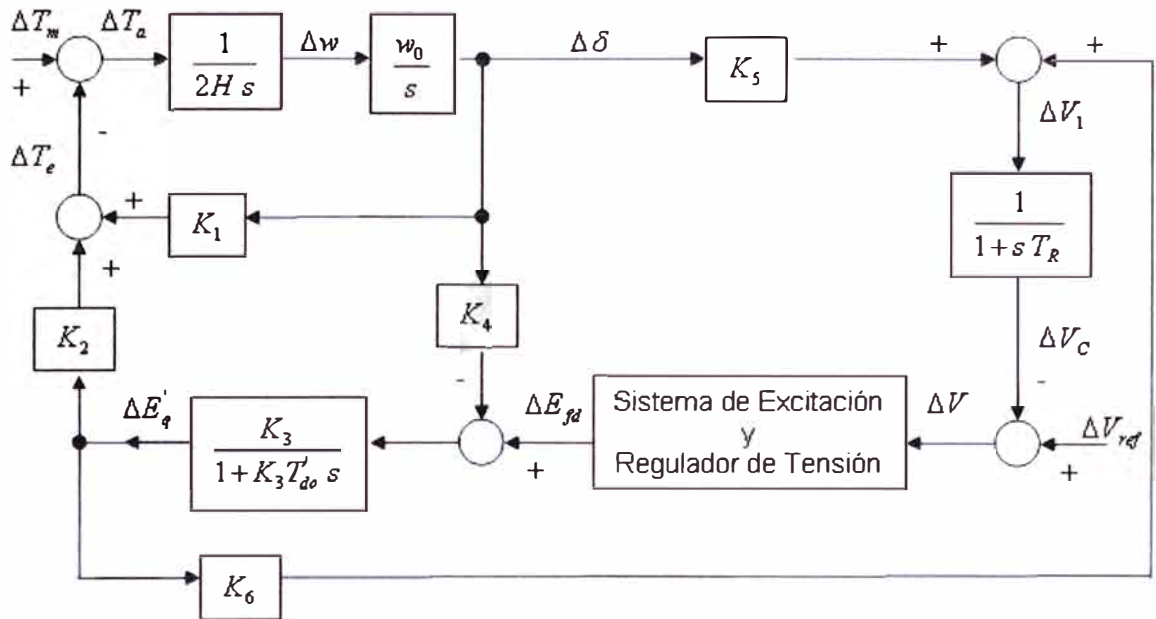


Fig. 3.7 Diagrama de bloques linealizado de un generador conectado a una barra infinita

Se aprecia que en el diagrama de bloques linealizado de la Figura 3.7 se ha previsto un bloque para el Sistema de Excitación y Regulación de Tensión (SERT), que tiene la central a ser analizada.

3.4.6 Incorporación del Efecto del Estabilizador de Sistemas de Potencia

En la Figura 3.8 se muestra el diagrama de bloques linealizado incluyendo un bloque genérico corresponde al PSS. Se debe mencionar que la señal de entrada al PSS puede ser seleccionada entre las señales de cambio en la velocidad (Δw), cambio en la potencia activa del generador (ΔP), una combinación entre ambas variables (Δw y ΔP) y la integral de potencia acelerante ($\int P_{ac} dt$).

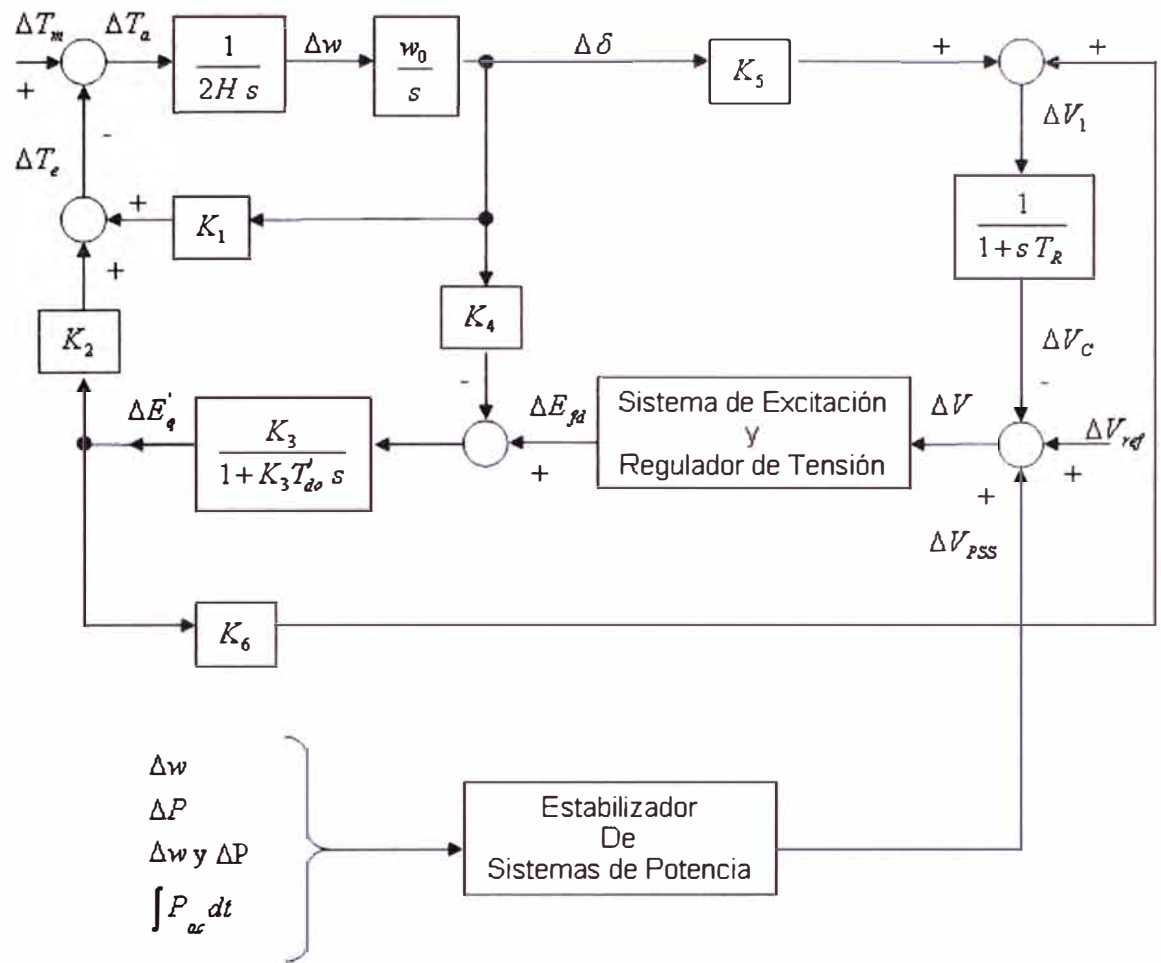


Fig. 3.8 Diagrama de bloques linealizado incorporando el PSS

CAPITULO IV

APLICACIÓN A LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA YAUPI

4.1 Descripción general de la central

La Central Hidráulica Yaupi está ubicada en el margen del río Paucartambo, en el distrito de Ulcumayo, provincia y departamento de Junín, Perú, a 1327 m sobre el nivel del mar.

Es una central que posee cinco grupos de generación de 24 MVA, accionados por turbinas Pelton, cuya tensión nominal de generación es 13,8KV y mediante dos transformadores trifásicos se eleva la tensión a 138 KV. Esta central se conecta al SEIN, en la barra de 220 KV de la subestación de Santa Isabel (CH Yuncan), mediante la líneas transmisión de 138 KV (L-1701) y un autotransformador de 220/138 KV, 120 MVA ubicado en la SET Santa Isabel.



Fig. 4.1 Vista panorámica de la CH Yaupi

La CH Yaupi es la central de más reciente construcción del sistema eléctrico de Electroandes S.A. La primera etapa de esta central (unidades 1, 2 y 3) entró en operación en 1956/1957 y la segunda etapa (unidades 4 y 5) en 1967/1968. Actualmente la potencia instalada de la central es de 108 MW.

Esta central utiliza, principalmente, los recursos hídricos del río Paucartambo. Durante la época de estiaje también se utilizan los caudales de los ríos Manto y Santa Isabel. También existe un sistema de lagunas naturales represadas que permiten el almacenamiento y regulación de los caudales.

La captación de agua para la CH Yaupi se realiza mediante la toma Yuncán, un desarenador ubicado inmediatamente aguas abajo de dicha toma, un túnel aductor, una chimenea de equilibrio y dos tuberías de presión que alimentan a cinco rodetes de turbinas tipo Pelton.

El salto bruto de la CH Yaupi es de aproximadamente 527 m y el caudal máximo turbinable es de 25 m³/s. La energía generada promedio durante los últimos diez años es 788,6 GWh/año; para el 2006 el índice de disponibilidad operativa fue 98,4% y el factor de carga 85,1%.



Fig. 4.2 Vista de la casa de máquinas de la CH Yaupi

Un esquema eléctrico simplificado del SEIN que incluye a la central se muestra en la Figura 4.3.

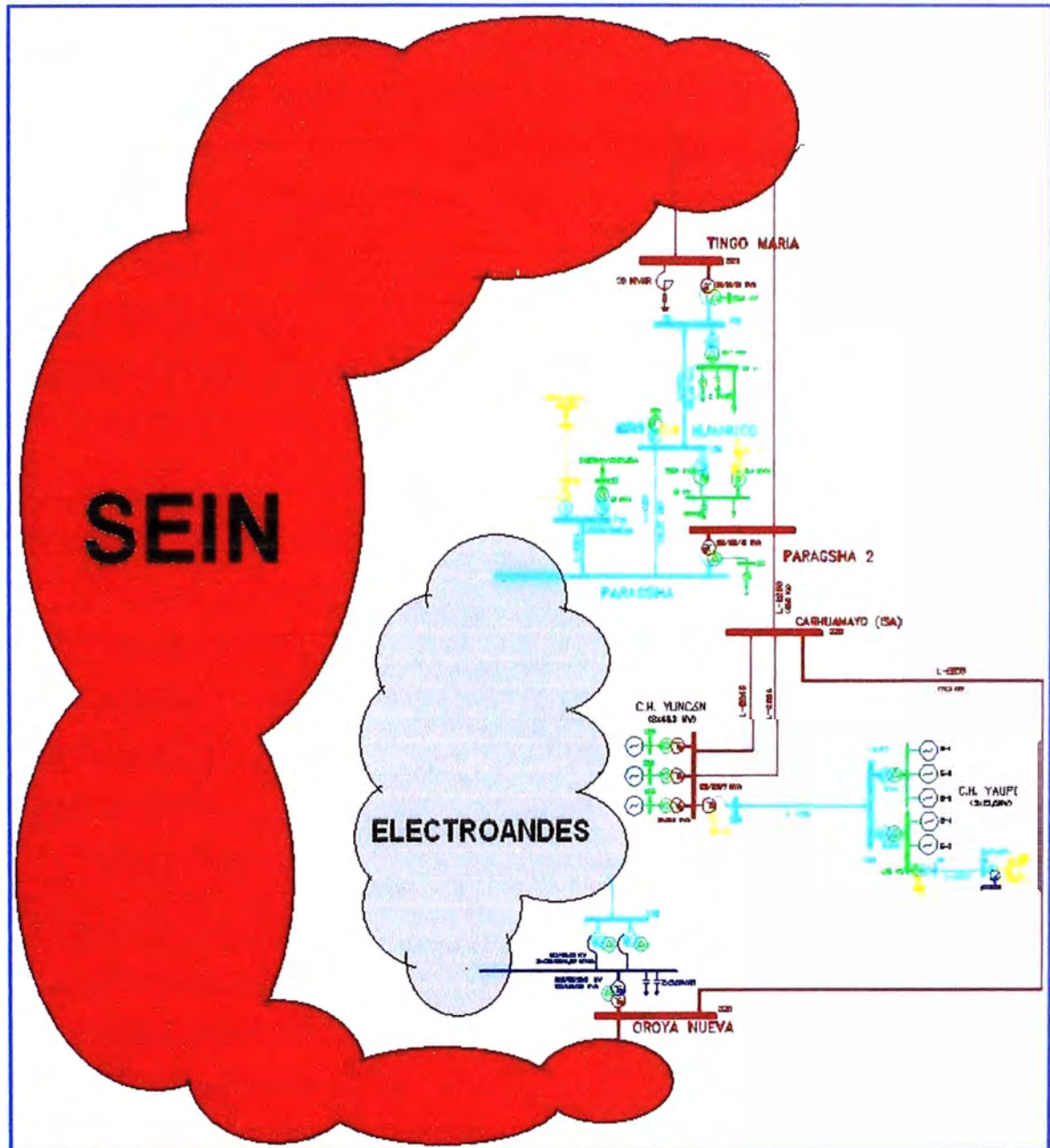


Fig. 4.3 Esquema simplificado del SEIN con la CH Yaupi

4.2 Especificaciones técnicas de los grupos de generación y principales equipos

Las principales características y parámetros de los equipos de la Central Hidroeléctrica Yaupi tales como los generadores, transformadores y sistema de excitación son los siguientes:

4.2.1 Características de la planta

Potencia instalada	: 108 MW; 120 MVA
Potencia efectiva	: 110,2 MW
Grupos	: 5 unidades c/u de 24 MVA
Ducto	: Túnel a presión de 12 504 metros : 2,97 metros de diámetro promedio
Caudal máximo	: 26,6 m ³ /s
Nivel de toma	: 1855,38 m
Nivel del eje de rodete	: 1 327,82 m
Salto bruto	: 527,32 m
Salto neto (aprox.)	: 481,14 m

4.2.2 Generadores Sincronicos

TABLA N° 4.1 Parámetros del Generador

Tipo	Hidroeléctrico - 16 polos		
Potencia Nominal	AN	24	MVA
Tensión Nominal	UN	13,8	KV
Intensidad Nominal	IN	1005	A
Factor de Potencia		0,95	
Reactancia Síncrona de eje directo	X _d	1,027	p.u.
Reactancia Síncrona de eje cuadratura	X _q	0,616	p.u.
Reactancia Transitoria de eje directo	X' _d	0,267	p.u.
Reactancia Transitoria de eje cuadratura	X' _q	0,616	p.u.
Reactancia Subtransitoria de eje directo	X'' _d	0,205	p.u.
Reactancia Subtransitoria de eje cuadratura	X'' _q	0,246	p.u.
Constante de tiempo transitoria a circuito abierto en el eje d	T' _{do}	5,000	s
Constante de tiempo transitoria a circuito abierto en el eje q	T' _{qo}	0,000	s
Constante de tiempo subtransitoria del circuito abierto en el eje d	T'' _{do}	0,050	s
Constante de tiempo subtransitoria del circuito abierto en el eje q	T'' _{qo}	0,060	s
Constante de inercia	H	2,640	s

4.2.3 Transformadores Elevadores

TABLA N° 4.2 Características del Transformador

Transformador	Grupos N° 1,2 y 3	Grupos N° 4 y 5	
Fabricante	Westinghouse	Mitsubishi	
Potencia Nominal	3 x 25	3 x 16,6	MVA
Relación Nominal Vout/Vin	132 / 13.2 Grd Y V	132 / 13.2 Grd Y V	KV/KV
Reactancia Equivalente	0.11	0.11	p.u.

4.2.4 Sistema de Excitación

TABLA N° 4.3 Características del Sistema de excitación

	Grupos N° 1,2 y 3	Grupos N° 4 y 5
Fabricante	Westinghouse	Mitsubishi
Potencia	105 kW	95 kW
Tensión	250 VDC	250 VDC
Amperaje	420 ADC	380 ADC
Velocidad	450 rpm	450 rpm
Arrollamiento campo	Independiente	Independiente
Temp. servicio	40° C	60° C

4.2.5 Regulador de voltaje (estado sólido)

TABLA N° 4.4 Características del Regulador de Voltaje

	Grupos N° 1,2 y 3	Grupos N° 4 y 5
Fabricante	CGEE Alsthom	CGEE Alsthom
Modelo	REC-70	REC-70
Año	1985	1985

El modelo matemático del regulador de voltaje de la CH Yaupi que es empleado en la simulación en estimado.

4.2.6 Estabilizador de Sistemas de Potencia

Considerando que la CH Yaupi no cuenta con un PSS, para fines de simulación se empleó un PSS tal como se muestra en la Figura 4.4 [5]

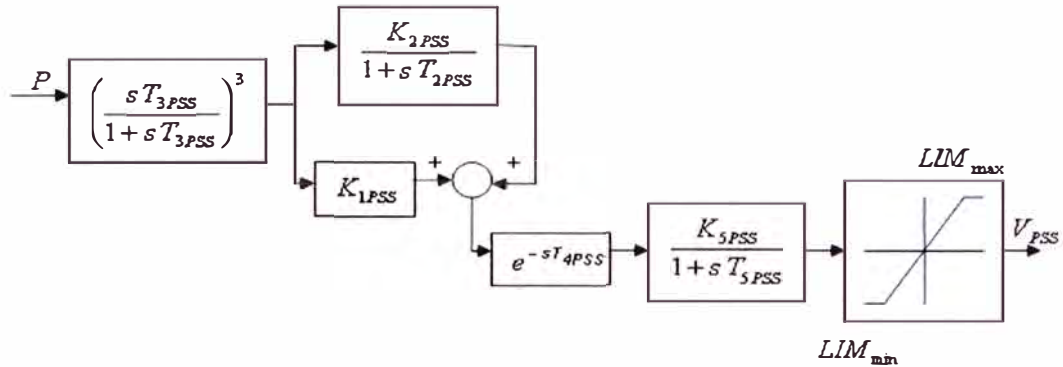


Fig. 4.4 Diagrama de bloques del PSS aplicado a la CH Yaupi

Los principales parámetros y valores límites de este PSS, que procesa la señal de potencia, son:

TABLA N° 4.5 Parámetros del PSS

K_{1PSS}	K_{2PSS}	K_{5PSS}	T_{2PSS} (s)	T_{3PSS} (s)	T_{4PSS} (s)	T_{5PSS} (s)	LIM_{max}	LIM_{min}
0,3	0,075	1,49	2,0	4,4	0,01	0,011	+0,05	-0,05

Donde:

K_{1PSS} , K_{2PSS} y K_{5PSS} : Ganancias de compensación del PSS.

T_{2PSS} , T_{3PSS} y T_{4PSS} : Constantes de tiempo.

LIM_{max} y LIM_{min} : Limite máximo y mínimo de operación del integrador.

4.3 Relaciones para el Cálculo de los Coeficientes de Estabilidad Permanente

Los valores de las variables del generador en estado estacionario dependen de sus condiciones de operación caracterizadas por la tensión en bornes y por las potencias activa y reactiva P_1 , Q_1 entregadas por sus bornes a la red. La Figura 4.5 [5] muestra una condición de operación.

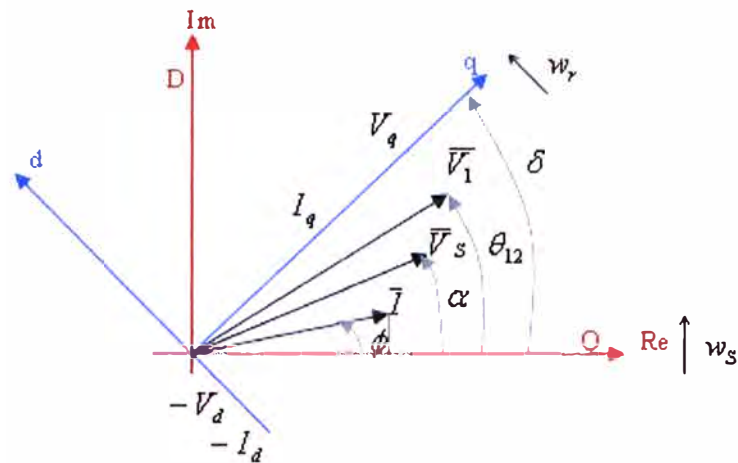


Fig. 4.5 Condiciones iniciales

Considerando que todas las magnitudes de la Figura 4.5 [5] están expresadas en p.u, los valores de las variables del sistema en la condición de operación dada se obtienen utilizando el siguiente procedimiento:

- 1) La tensión en bornes y corriente del generador

$$\bar{V}_1 = V_1 \angle \theta_{12} \quad (4.1)$$

$$\bar{I} = \frac{P_1 - jQ_1}{\bar{V}_1^*} \quad (4.2)$$

- 2) Expresión para calcular el ángulo (δ)

$$E = V_1 + (r_a + jX_q)I \quad (4.3)$$

- 3) La tensión V_s

$$\bar{V}_s = \frac{V_2 Z_{sh}}{(Z_{sh} + Z_{12})} \quad (4.4)$$

- 4) De acuerdo a la Figura 4.4

$$I_q = I \cos(\delta - \phi) \quad (4.5)$$

$$I_d = -I \sin(\delta - \phi) \quad (4.6)$$

$$V_q = V_1 \cos(\delta - \theta_{12}) \quad (4.7)$$

$$V_d = -V_1 \sin(\delta - \theta_{12}) \quad (4.8)$$

- 5) Según la ecuación del estator

$$E_q' = r_a I_q - X_d' I_d + V_q \quad (4.9)$$

6) La impedancia equivalente Z_e

$$X_e = \frac{X_{12}(R_{sh}^2 + X_{sh}(X_{12} + X_{sh}))}{R_{sh}^2 + (X_{12} + X_{sh})^2} \quad (4.10)$$

$$R_e = \frac{R_{sh}X_{12}^2}{R_{sh}^2 + (X_{12} + X_{sh})^2} \quad (4.11)$$

Una vez obtenidas las variables para la condición de operación del sistema se calcula los coeficientes de estabilidad permanente (K_i), cuyas ecuaciones son:

$$K_1 = (E'_{qo} - I_{do}(X_q - X'_d)) \left[\frac{R_e V_s}{K} \text{sen}(\delta_o - \alpha) + \frac{V_s}{K} (X'_d + X_e) \cos(\delta_o - \alpha) \right] - I_{qo}(X_q - X'_d) \left[\frac{R_e V_s}{K} \cos(\delta_o - \alpha) - \frac{V_s}{K} (X_q + X_e) \text{sen}(\delta_o - \alpha) \right] \quad (4.12)$$

$$K_2 = \frac{I_{qo}}{K} (R_e^2 + (X_e + X_q)^2) + \frac{I_{do} R_e}{K} (E'_{qo} - (X_q - X'_d)) \quad (4.13)$$

$$K_3 = \frac{1}{1 + \frac{(X_d - X'_d)(X_q + X_e)}{K}} \quad (4.14)$$

$$K_4 = \frac{V_s(X_d - X'_d)}{K} [(X_q + X_e) \text{sen}(\delta_o - \alpha) - R_e \cos(\delta_o - \alpha)] \quad (4.15)$$

$$K_5 = -\frac{V_{do}}{V_{1o}} \left(\frac{X_q V_{ss}}{K} \right) [R_e \text{sen}(\delta_o - \alpha) + (X'_d + X_e) \cos(\delta_o - \alpha)] + \frac{V_{qo}}{V_{1o}} \left(\frac{X'_d V_s}{K} \right) [R_e \cos(\delta_o - \alpha) - (X_q + X_e) \text{sen}(\delta_o - \alpha)] \quad (4.16)$$

$$K_6 = \frac{V_{qo}}{V_{1o}} \left[1 - \frac{X'_d}{K} (X_q + X_e) \right] - \frac{V_{do}}{V_{1o}} \left[\frac{R_e X_q}{K} \right] \quad (4.17)$$

$$K = R_e^2 + (X_e + X_q)(X_e + X'_d) \quad (4.18)$$

Para determinar los signos que pueden adoptar los coeficientes, se ha analizado las expresiones utilizadas para el cálculo. Luego del análisis es posible enunciar los siguientes comentarios:

- a. Independiente de las condiciones de operación, los coeficientes K_1 , K_2 , K_3 , K_4 y K_6 siempre resultarán positivos y sus magnitudes muestran cierta dependencia de la impedancia $R_e + jX_e$.
- b. El coeficiente K_5 puede ser negativo para ciertos valores del ángulo δ_o , ya que el segundo término de la expresión (4.16) se vuelve negativo y se suma al primer término que siempre es pequeño y positivo.

4.4 Cálculo de los Coeficientes de Estabilidad de Pequeña Señal de la CH Yaupi

El cálculo de los coeficientes (K_i) de estabilidad de pequeña señal se realiza en dos escenarios. En el primero, se considera una determinada topología para el SEIN y se analiza el efecto de las condiciones de operación de la central sobre los coeficientes de estabilidad de pequeña señal.

Luego, en el segundo escenario, para una condición de operación dada de la central, se analiza el efecto de los cambios en las condiciones de operación del SEIN sobre los K_i . Estos cambios topológicos están representados por cambios en la impedancia externa vista por la central.

Para determinar los coeficientes de estabilidad de pequeña señal se ha elaborado una hoja de cálculo en el programa Excel, con el cual se ha calculado los coeficientes para diversas condiciones de operación y cuyos resultados muestran el comportamiento de los coeficientes.

4.4.1 Efecto de las Condiciones de Operación de la Central

Para evaluar el efecto de las condiciones de operación de la central hidroeléctrica Yaupi sobre la estabilidad permanente se ha definido diversas condiciones de operación considerando un valor constante de X_{12} igual a 0,50 p.u. (según lo indicado en la tabla 1.1). Esta magnitud es un valor representativo de la reactancia equivalente del SEIN vista desde los bornes de la Central Hidroeléctrica Yaupi, en condiciones normales (mínima demanda del SEIN), es decir, evacuando su producción mediante la operación de dos líneas de transmisión en 220 kV (Santa Isabel - Carhuamayo), así como las Líneas L-2259 (Carhuamayo Nueva – Paragsha II) y L-2258 (Carhuamayo Nueva – Oroya Nueva). Se debe añadir que cuando la central evacua toda su producción mediante una de las líneas de transmisión el valor representativo de X_{12} es aproximadamente 0.63 p.u.

Para las simulaciones se ha seleccionado escenarios de operación con despachos de generación de 100%, 75% y 50% del valor nominal, que representan potencias activas de 0,95 p.u., 0,713 p.u. y 0,475 p.u.

Asimismo, para cada escenario se ha variado la potencia reactiva en los rangos mostrados en la Tabla 4.6, basándose en analizar un mayor rango de condiciones de operación de la Central de Generación.

TABLA N° 4.6 Escenarios de simulación

1 ^{er} caso		2 ^{do} caso		3 ^{er} caso	
P ₁	X ₁₂	P ₁	X ₁₂	P ₁	X ₁₂
0,95	0,42	0,712	0,42	0,475	0,42
- 0,156 < Q ₁ < 0,312		- 0,351 < Q ₁ < 0,702		- 0,440 < Q ₁ < 0,879	

K1 es el coeficiente de torque sincronizante, el cual incluye además un componente de torque que se debe a la variación de reluctancia de los polos salientes del rotor.

K2 es el coeficiente que relaciona los cambios en el flujo de campo concatenado con el cambio de torque eléctrico. Depende del punto de operación.

K3 es el factor de impedancia, afecta la respuesta dinámica en la concatenación de flujo de campo. No depende del punto de operación. Estos parámetros definen la velocidad con la que el flujo de campo puede cambiar.

K4 es el coeficiente que relaciona los cambios del ángulo de carga con cambios en las concatenaciones de flujo.

K5 y K6 están asociados al comportamiento del regulador de tensión dependiendo de las condiciones de operación de la Central de Generación.

- Los resultados de las simulaciones del 1^{er} caso se muestran en la Figura 4.6.

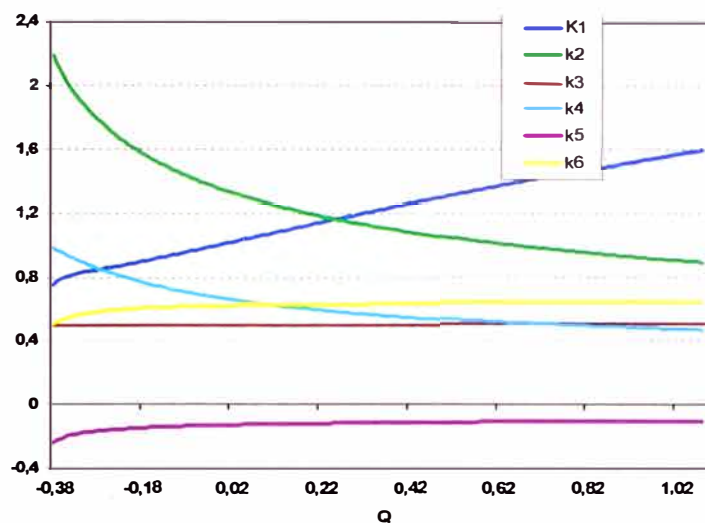


Fig. 4.6 Coeficientes de Estabilidad Permanente con $P_1 = 0,95$, $X_{12} = 0,52$ y Q_1 variable

Se aprecia que a excepción de K_5 todos los coeficientes de estabilidad permanente son negativos. Los rangos de variación de los coeficientes de estabilidad permanente para la CH Yaupi se muestran en la Tabla 4.7.

TABLA N° 4.7 Variación de los coeficientes

K_1	K_2	K_3	K_4	K_5	K_6
0,70 –	2,25 –	0,50 –	0,99 –	-0,26 – -	0,49 –
1,60	0,89	0,50	0,47	0,10	0,65

- Las simulaciones del 2^{do} caso se muestra en la Figura 4.7.

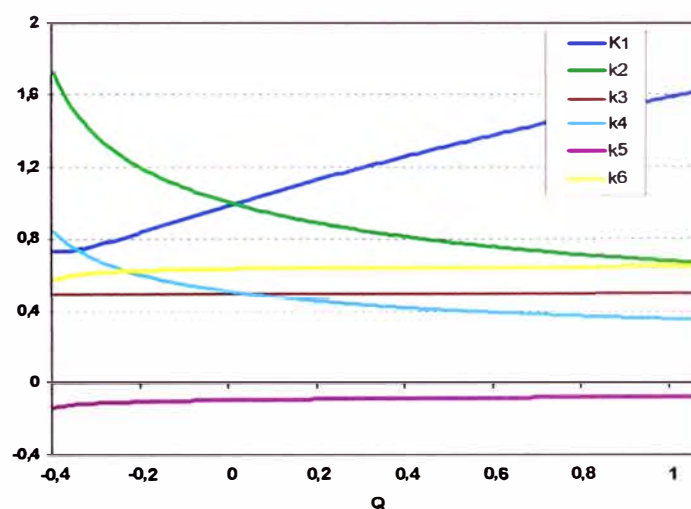


Fig. 4.7 Coeficientes de Estabilidad Permanente con $P_1 = 0,712$, $X_{12} = 0,52$ y Q_1 variable

Para este caso se aprecia que se mantiene las características de los signos de los coeficientes. Los rangos de variación de los coeficientes de estabilidad permanente se muestran en la Tabla 4.8.

TABLA N° 4.8 Variación de los coeficientes

K_1	K_2	K_3	K_4	K_5	K_6
0,74 –	1,87 –	0,50 –	0,91 –	-0,153 – -	0,55 –
1,61	0,67	0,50	0,36	0,076	0,65

- Las simulaciones del 3^{er} caso se muestran en la Figura 4.8.

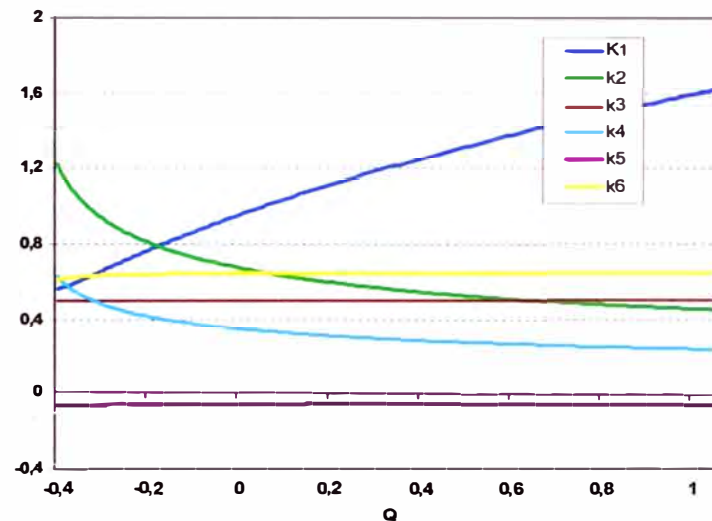


Fig. 4.8 Coeficientes de Estabilidad Permanente con $P_1 = 0,475$, $X_{12} = 0,52$ y Q_1 variable

En este último caso se observa que también se mantiene la naturaleza de los signos de los coeficientes. Los rangos de variación de los coeficientes de la estabilidad permanente se muestran en la Tabla 4.9.

TABLA N° 4.9 Variación de los coeficientes

K_1	K_2	K_3	K_4	K_5	K_6
0,56 –	1,37 –	0,50 –	0,71 –	-0,074 – -	0,60 –
1,62	0,45	0,50	0,24	0,050	0,65

Se observa en las Figuras 4.6, 4.7 y 4.8, que con una reactancia X_{12} igual a 0,52 p.u y en todos los escenarios de potencia activa (0,95 p.u, 0,713 p.u y 0,475 p.u respectivamente), los coeficientes de estabilidad permanente K_1 , K_2 , K_3 , K_4 y K_6 son positivos en ambas zonas de operación sobrecitada y subexcitada. Sin embargo el coeficiente K_5 resulta negativo en todos los casos.

4.4.2 Influencia de las Condiciones de Operación del SEIN

En estos casos para cada condición de operación del generador sobrecitado o subexcitado, se ha variado la reactancia X_{12} desde un valor mínimo de 0,025 p.u. hasta un máximo de 1,0 p.u, para representar cambios topológicos importantes en el SEIN que permitirá a la CH Yaupi operar con una mayor reactancia externa. En las Tablas 4.10 y 4.11 se resumen los diferentes casos de operación de la central en estudio, para la condición de sobrecitación y subexcitación del generador.

TABLA N° 4.10 Casos de operación sobrecitado

Reactancia	1 ^{er} caso		2 ^{do} caso		3 ^{er} caso	
	P_1	Q_1	P_1	Q_1	P_1	Q_1
$0,025 < X_{12} < 1$	0,95	0,312	0,712	0,702	0,475	0,879

TABLA N° 4.11 Casos de operación subexcitado

Reactancia	1 ^{er} caso		2 ^{do} caso		3 ^{er} caso	
	P_1	Q_1	P_1	Q_1	P_1	Q_1
$0,025 < X_{12} < 1$	0,95	- 0,10	0,712	- 0,21	0,475	- 0,30

Con la información de las Tablas 4.10 y 4.11 se procesa el programa para obtener las características de los coeficientes de estabilidad permanente cuando varían las condiciones de operación en el resto del SEIN y el generador de la Central Hidroeléctrica Yaupi se aleja eléctricamente.

- Los resultados de las simulaciones cuando el **Generador opera Sobrecitado** se muestran en las Figuras 4.9, 4.10 y 4.11. En la cual se mostrará la variación de los coeficientes K_1 , K_2 , K_3 , K_4 , K_5 y K_6 , para las distintas condiciones e operación variando los el valor de la reactancia externa aplicada a la CH Yaupi.

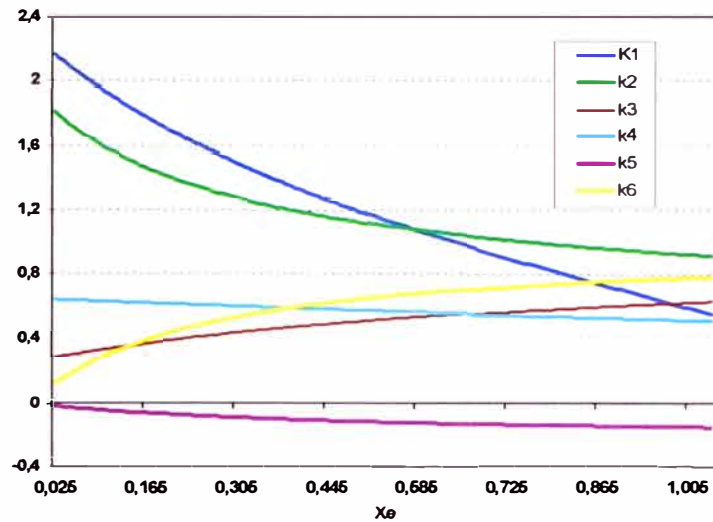


Fig. 4.9 Coeficientes de Estabilidad Permanente con $P_1=0,950$, $Q_1=0,301$ y X_{12} variable

Se observa que todos los coeficientes de estabilidad permanente son positivos a excepción de K_5 . Los rangos de variación se muestran en la Tabla 4.12.

TABLA N° 4.12 Variación de los coeficientes

K_1	K_2	K_3	K_4	K_5	K_6
2,21 – 0,56	1,86 – 0,91	0,28 – 0,63	0,65 – 0,51	-0,011 – – 0,153	0,08 – 0,79

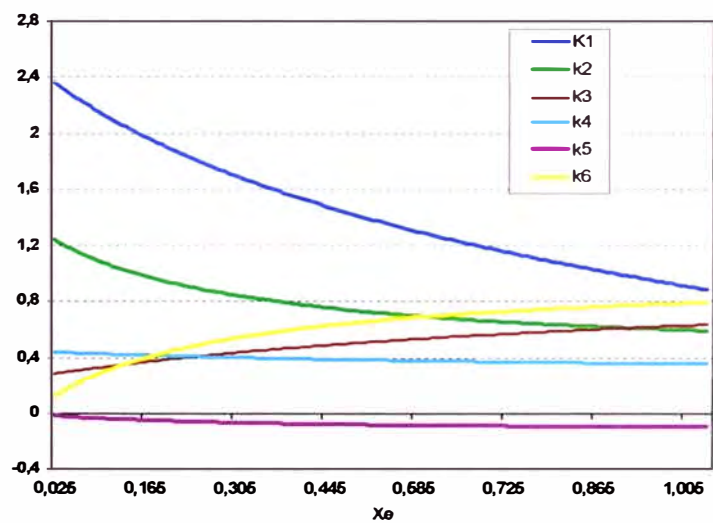


Fig. 4.10 Coeficientes de Estabilidad Permanente con $P_1=0,712$, $Q_1=0,702$ y X_{12} variable

Se aprecia en la Figura 4.10 que los coeficientes mantienen su naturaleza conservando los signos que los caracterizan. Los rangos de variación de los coeficientes de estabilidad permanente se muestran en la Tabla 4.13.

TABLA N° 4.13 Variación de los coeficientes

K_1	K_2	K_3	K_4	K_5	K_6
2,42 –	1,28–	0,28 –	1,02 –	-0,008 – -	0,08 –
0,88	0,63	0,63	0,77	0,098	0,79

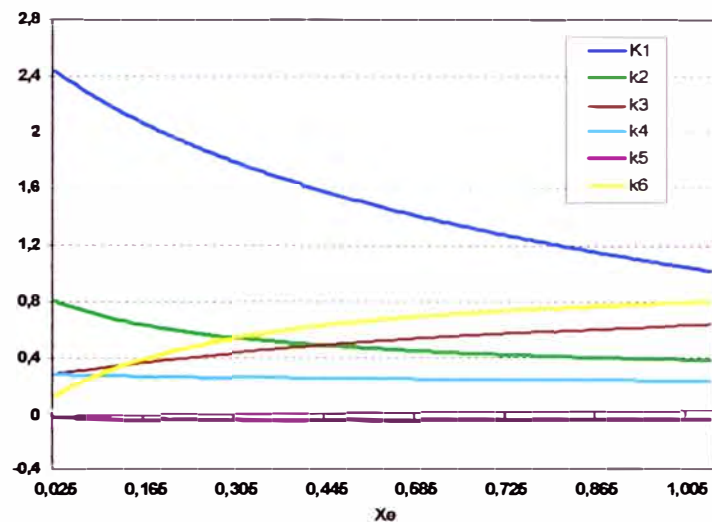


Fig. 4.11 Coeficientes de Estabilidad Permanente con $P_1 = 0,475$, $Q_1 = 0,879$ y X_{12} variable

Para la condición de operación que muestra la Figura 4.11, se observan que los coeficientes mantienen su naturaleza de los signos. Los rangos de variación de los coeficientes de estabilidad permanente se muestran en la Tabla 4.14.

TABLA N° 4.14 Variación de los coeficientes

K_1	K_2	K_3	K_4	K_5	K_6
2,49 –	0,83 –	0,28 –	0,29 –	-0,006 – -	0,085 –
1,02	0,38	0,63	0,23	0,006	0,79

En las Figuras 4.9, 4.10 y 4.11 (Generador operando sobrecitado) se observa que para las diferentes condiciones de potencia activa y reactiva despachadas por el generador, los

coeficientes de estabilidad permanente K_1 , K_2 , K_3 , K_4 y K_6 son positivos, mientras que K_5 es negativo para todo valor de la reactancia X_{12} . Se puede decir que K_5 se vuelve más negativo al incrementarse el valor X_{12} respecto de los valores que asume en condiciones normales.

- Los resultados de las simulaciones cuando el generador opera subexcitado se muestran en las Figuras 4.12, 4.13 y 4.14.

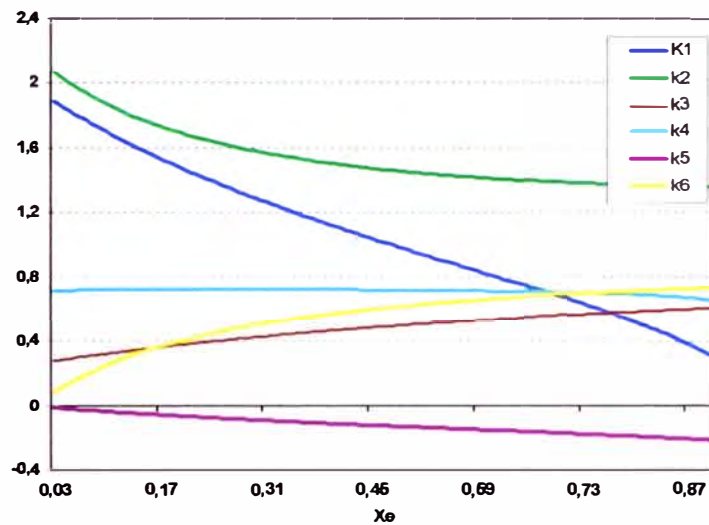


Fig. 4.12 Coeficientes de Estabilidad Permanente con $P_1=0,950$, $Q_1=-0,100$ y X_{12} variable

Se aprecia que a excepción de K_5 todos los coeficientes son positivos manteniendo sus características para esta condición de operación.

Los rangos de variación de los coeficientes para esta condición de operación se muestran en la Tabla 4.15.

TABLA Nº 4.15 Variación de los coeficientes

K_1	K_2	K_3	K_4	K_5	K_6
1,89 – 0,30	2,09 – 1,35	0,28 – 0,63	0,72 – 0,65	-0,0104 – -0,219	0,08 – 0,73

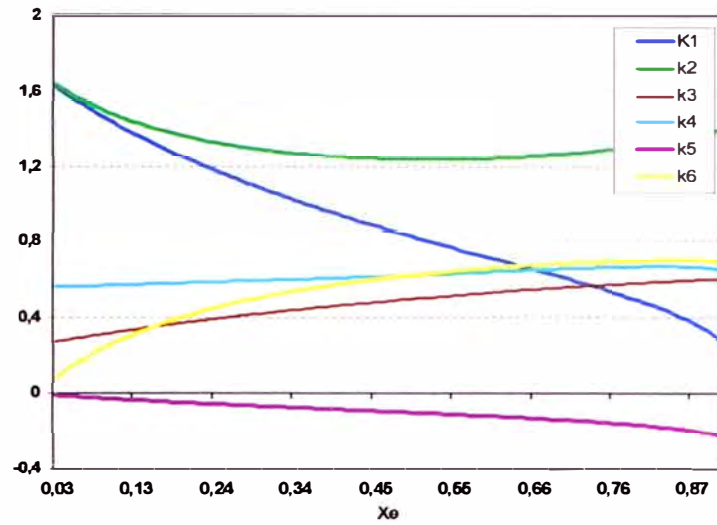


Fig. 4.13 Coeficientes de Estabilidad Permanente con $P_1=0,712$, $Q_1=-0,210$ y X_{12} variable

Para esta condición de operación se aprecia que las características naturales de los signos de los coeficientes de estabilidad permanente se mantienen. Los rangos de variación de los coeficientes se muestran en la Tabla 4.16.

TABLA N° 4.16 Variación de los coeficientes

K_1	K_2	K_3	K_4	K_5	K_6
1,62 – 0,29	1,63 – 1,24	0,28 – 0,63	0,56 – 0,64	-0,007 – 0,218	0,08 – 0,70

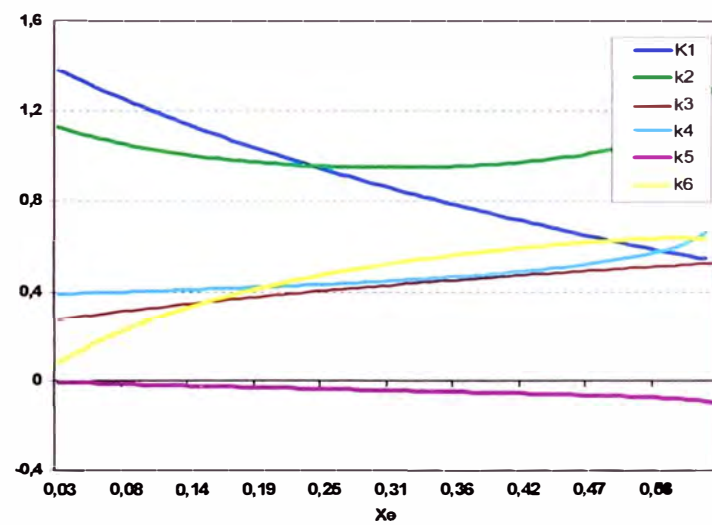


Fig. 4.14 Coeficientes de Estabilidad Permanente con $P_1=0,475$, $Q_1=-0,300$ y X_{12} variable

Se aprecia que se mantienen las características de los signos de los coeficientes de estabilidad permanente. Los rangos de variación de los coeficientes para esta condición de operación según la Figura 4.14, se muestran en la Tabla 4.17.

TABLA N° 4.17 Variación de los coeficientes

K_1	K_2	K_3	K_4	K_5	K_6
1,39 – 0,54	1,13 – 0,95	0,28 – 0,63	0,39 – 0,60	-0,004 – - 0,093	0,08 – 0,63

En las Figuras 4.12, 4.13 y 4.14 (Generador operando subexcitado), se observan que los coeficientes de estabilidad permanente K_1 , K_2 , K_3 , K_4 y K_6 siguen siendo positivos y K_5 es mas negativo cuando se incrementa la reactancia X_{12} .

4.5 Resumen de Resultados

De los diferentes escenarios simulados en los acápite 4.3.1 y 4.3.2, para el cálculo de los coeficientes de estabilidad permanente para la CH Yaupi, se puede concluir:

- Que los coeficientes de estabilidad permanente dependen de la condición de operación que presente el sistema de potencia.
- Todos los coeficientes son positivos a excepción de K_5 , que en todo instante tiene signo negativo.
- El valor negativo del coeficiente K_5 se presenta cuando se opera al generador con un valor constante de reactancia equivalente (X_{12}) de condiciones normales (0,52 p.u.) o cuando, para una cierta condición de operación del generador, se incrementa la reactancia (X_{12}) desde 0,025 hasta 1,0 p.u, indicando de ese modo que dicha condición de operación es inestable y que esta central requiere de mecanismos de estabilización.

CAPITULO V

ANÁLISIS DE LA ESTABILIDAD PERMANENTE DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA YAUPI

5.1 Método de Analisis de la Estabilidad Permanente

A partir del diagrama de bloques del sistema linealizado alrededor de un punto de operación se ha obtenido la Ecuación Matricial de Espacio correspondiente.

En principio se ha analizado la estabilidad permanente de la central hidroeléctrica Yaupi sin considerar el efecto del PSS del regulador automático de tensión. Para ello se ha seguido el siguiente procedimiento:

- a. Se identifica la matriz de estado A del sistema linealizado alrededor de un determinado punto de operación y se calcula los eigenvalores o autovalores. A partir de los eigenvalores se determina la estabilidad permanente para el punto de operación dado, obteniendo el amortiguamiento y la frecuencia de oscilación de los modos de interés.
- b. Adicionalmente, para mostrar las características de estabilidad, se calcula la respuesta en el tiempo del sistema. Para ello se aplica un escalón en las entradas del sistema que son las señales ΔT_m o ΔV_{ref} .

5.2 Análisis de Estabilidad Permanente del Sistema sin PSS

En principio se ha analizado la estabilidad permanente o de pequeña perturbación considerando que el AVR de la C.H. Yaupi esta fuera de servicio.

A partir del diagrama de bloques que rige el comportamiento dinámico del sistema seleccionado, linealizado alrededor de un punto de operación para el estudio de la estabilidad permanente mostrado en la Figura 3.7, se obtiene las ecuaciones diferenciales siguientes:

$$\dot{\Delta \delta} = w_o \Delta w \quad (5.1)$$

$$\dot{\Delta w} = \frac{1}{2H} \Delta T_m - \frac{K_1}{2H} \Delta \delta - \frac{K_2}{2H} \Delta E'_q \quad (5.2)$$

$$\dot{\Delta E}'_q = -\frac{K_4}{T'_{do}} \Delta \delta + \frac{1}{T'_{do}} \Delta E_{fd} - \frac{1}{K_3 T'_{do}} \Delta E'_q \quad (5.3)$$

$$\dot{\Delta E}_{fd} = -\frac{K_p}{T_4} \Delta V_C + \frac{K_p}{T_4} \Delta V_{ref} + \left(\frac{1}{T_i} - \frac{1}{T_4}\right) \Delta V_1 \quad (5.4)$$

$$\dot{\Delta V}_C = \frac{K_5}{T_R} \Delta \delta + \frac{K_6}{T_R} \Delta E'_q - \frac{1}{T_R} \Delta V_C \quad (5.5)$$

$$\dot{\Delta V}_1 = -\frac{K_p}{T_4} \Delta V_C + \frac{K_p}{T_4} \Delta V_{ref} - \frac{1}{T_4} \Delta V_1 \quad (5.6)$$

A partir del diagrama de bloques de la Figura 3.7 e incorporando el bloque linealizado correspondiente al Sistema de Excitación y Regulador de Tensión de la Central Hidroeléctrica Yaupi se obtiene el diagrama de bloques del sistema linealizado alrededor de un punto de operación sin el efecto del PSS, el cual se muestra en la Figura 5.1.

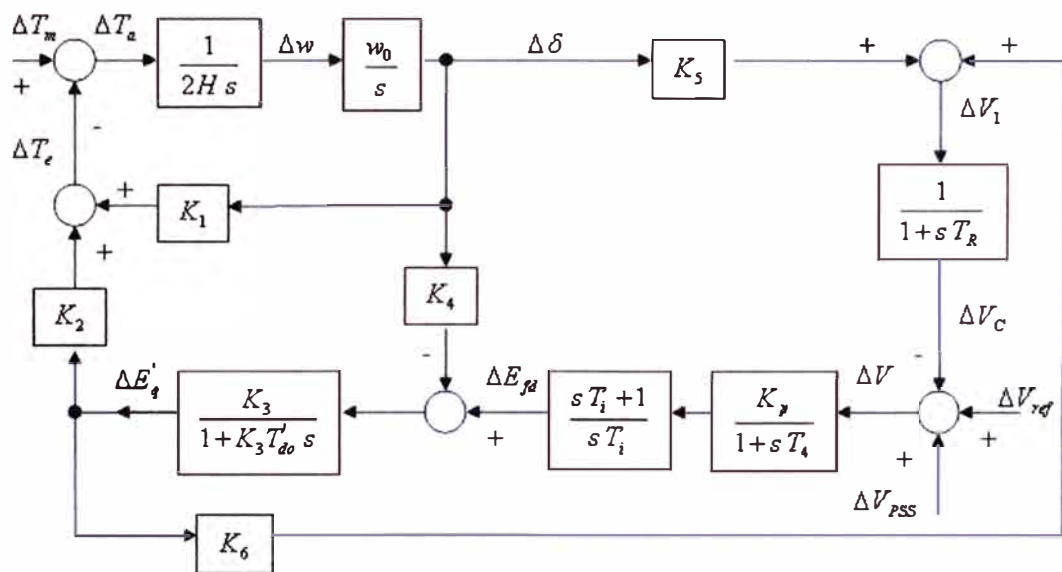


Fig. 5.1 Diagrama de bloques linealizado con la incorporación del SERT

Las ecuaciones diferenciales expresadas en forma matricial adoptan la siguiente forma:

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{\delta} \\ \Delta \dot{w} \\ \Delta \dot{E}'_q \\ \Delta \dot{E}'_{fd} \\ \Delta \dot{V}_C \\ \Delta \dot{V}_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & w_0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -K_1 & 0 & -K_2 & 0 & 0 & 0 \\ \frac{2H}{T'_{do}} & 0 & \frac{2H}{K_3 T'_{do}} & \frac{1}{T'_{do}} & 0 & 0 \\ -K_4 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{-K_p}{T_4} & \left(\frac{1}{T_i} - \frac{1}{T_4} \right) \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{-1}{T_R} & 0 \\ \frac{K_5}{T_R} & 0 & \frac{K_6}{T_R} & 0 & \frac{-1}{T_R} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{-K_p}{T_4} & \frac{-1}{T_4} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta w \\ \Delta E'_q \\ \Delta E'_{fd} \\ \Delta V_C \\ \Delta V_1 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 1 & 0 \\ \frac{2H}{T'_{do}} & 0 \\ 0 & \frac{K_p}{T_4} \\ 0 & 0 \\ 0 & \frac{K_p}{T_4} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta T_m \\ \Delta V_{ref} \end{bmatrix} \quad (5.7)$$

En estas ecuaciones, el vector de estado Δx es de sexto orden y esta conformado por las variables de estado $\Delta \delta$, Δw , $\Delta E'_q$, $\Delta E'_{fd}$, ΔV_C y ΔV_1 . Asimismo se cumple que la matriz de estado A es de 6×6 , que la matriz de coeficientes de entrada B es de 6×2 y que estas matrices están dadas por:

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} 0 & w_0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -K_1 & 0 & -K_2 & 0 & 0 & 0 \\ \frac{2H}{T'_{do}} & 0 & \frac{2H}{K_3 T'_{do}} & \frac{1}{T'_{do}} & 0 & 0 \\ -K_4 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{-K_p}{T_4} & \left(\frac{1}{T_i} - \frac{1}{T_4} \right) \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{-1}{T_R} & 0 \\ \frac{K_5}{T_R} & 0 & \frac{K_6}{T_R} & 0 & \frac{-1}{T_R} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{-K_p}{T_4} & \frac{-1}{T_4} \end{bmatrix} \quad \mathbf{B} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 1 & 0 \\ \frac{2H}{T'_{do}} & 0 \\ 0 & \frac{K_p}{T_4} \\ 0 & 0 \\ 0 & \frac{K_p}{T_4} \end{bmatrix}$$

El vector de entrada o de excitación del sistema es de 2×1 y consta de las entradas ΔT_m , que simboliza cambios de topología del sistema que provocan cambios en el torque acelerante del sistema y ΔV_{ref} , que es un cambio en la tensión de referencia del sistema de excitación y regulación de tensión.

Si se va a inspeccionar las variables de estado $\Delta \delta$, Δw , $\Delta E'_q$, entonces el vector de salida esta dado por la ecuación (5.8).

$$\begin{bmatrix} \Delta y_1 \\ \Delta y_2 \\ \Delta y_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta w \\ \Delta E'_q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta T_m \\ \Delta V_{ref} \end{bmatrix} \quad (5.8)$$

5.2.1 Cálculo de Eigenvalores

a. Influencia de las condiciones de operación de la central

Para los tres escenarios de potencia activa (0.95, 0.712 y 0.475 p.u.) mostrados en la Tabla 4.6 y considerando una reactancia normal de operación de $X_{12} = 0.50$ p.u. se ha elaborado diferentes puntos de operación variando la potencia reactiva en los rangos indicados en la Tabla 4.6.

Para cada punto de operación conformado se ha calculado los eigenvalores, el amortiguamiento y la frecuencia de oscilación (Hz) tal como se muestra en la Tabla 5.1.

TABLA N° 5.1 Eigenvalores referidos a las condiciones de operación de la central con una reactancia $X_{12} = 0.50$ p.u.

Caso	P_1 (p.u)	Q_1 (p.u)	Eigenvalores	Amortiguamiento (p.u)	Frecuencia (Hz)
1	0.95	-0.156	0.038±8.802i	-0.0043	1.286
		-0.006	0.030±8.4812i	-0.0035	1.350
		0.194	0.023±8.986i	-0.0026	1.430
		0.294	0.021±9.221i	-0.0023	1.467
2	0.712	-0.351	-0.013±7.219i	0.0018	1.149
		-0.001	0.012±8.341i	-0.0014	1.327
		0.349	0.010±9.316i	-0.0011	1.483
		0.699	0.008±10.078i	-0.0008	1.604
3	0.475	-0.41	-0.054±6.378i	0.0085	1.015
		0.06	-0.004±8.394i	-0.0005	1.336
		0.51	0.004±9.671i	-0.0004	1.540
		0.86	0.003±10.398i	-0.0003	1.655

Nota: Los eigenvalores en negritas de la Tablas son condiciones de operación que han sido sometidas a la respuesta en el tiempo.

En la Tabla 5.1 se observa que algunos eigenvalores tienen parte real positiva, indicando que estos puntos de operación de estado estacionario son inestables y se explican debido al carácter negativo de la constante K_5 , por lo tanto su amortiguamiento necesariamente es negativo. Este resultado indica que la respuesta transitoria del sistema operando en tales condiciones ante una pequeña perturbación tendrá un comportamiento oscilatorio no amortiguado. En general se puede decir que la frecuencia de oscilación de los modos obtenidos varía entre 1,01 Hz y 1,65 Hz. Mientras que el amortiguamiento resulta normalmente pequeño, puede ser positivo y comprendido entre 0,0001 y 0,0085 o negativo, entre -0,001 y -0,0047.

En la Figura 5.2 se muestra el comportamiento de los eigenvalores correspondientes a los puntos de operación de la Tabla 4.6 con la central conectada al SEIN mediante una reactancia $X_{12} = 0.50$ p.u.

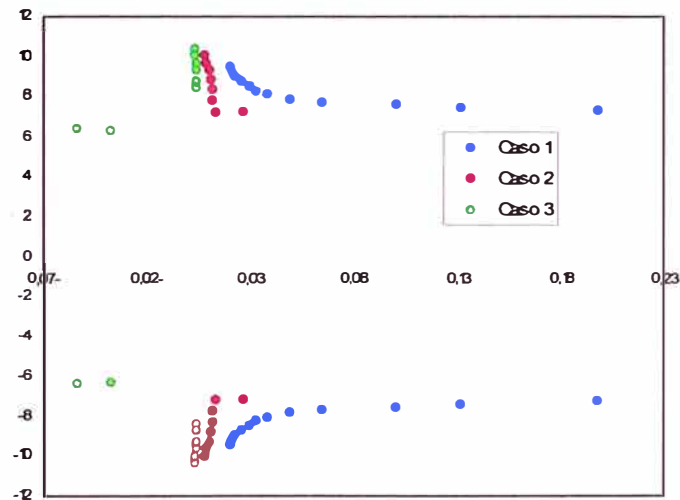


Fig. 5.2 Eigenvalores para diversas condiciones de operación de la central con $X_{12} = 0.50$ p.u.

En la Figura 5.2 se aprecia que para el primer caso propuesto cualquier punto de operación resulta inestable. Para el segundo y tercer caso se observa como la posición de los eigenvalores va cambiando de acuerdo a la condición de operación, pasando de condiciones iniciales inestables a otras estables, esta condición se da cuando el generador pasa de la condición subexcitado a sobreexcitado.

b. Influencia de las condiciones de operación del SEIN

Los eigenvalores han sido calculados para condiciones de operación sobreexcitado (Tabla 4.10) y subexcitado (Tabla 4.11). Con el barrido de X_{12} en el rango de 0.025 a 1.0 p.u, se obtiene un gran numero de puntos de operación. Se muestran los eigenvalores, el amortiguamiento y la frecuencia de oscilación de 3 puntos de operación de cada escenario.

1. Generador operando sobreexcitado

TABLA N° 5.2 Eigenvalores para cada punto de operación del generador sobreexcitado cuando la reactancia X_{12} varia en un amplio rango

Caso	P_1 (p.u)	Q_1 (p.u)	X_{12} (p.u)	Eigenvalores	Amortiguamiento (p.u)	Frecuencia (Hz)
1	0.95	0.312	0.025	-0.048±12.567i	0.0038	2.000
			0.400	0.011±9.827i	-0.0011	1.564
			0.900	0.066±7.171i	-0.0092	1.141
2	0.712	0.702	0.025	-0.021±13.12i	0.0016	2.088
			0.400	0.005±10.572i	-0.0005	1.683
			0.900	0.018±8.479i	-0.0021	1.350
3	0.475	0.879	0.025	-0.008±13.326i	0.0006	2.121
			0.400	0.002±10.886i	-0.0002	1.733
			0.900	0.006±8.992i	-0.0007	1.431

Se observa en la Tabla 5.2 que el primer eigenvalor en los tres casos, correspondiente a un X_{12} muy pequeño, tiene parte real negativa. Este resultado indica que este punto de operación es estable, por ello su amortiguamiento es positivo pero muy pequeño, con lo cual la respuesta ante una pequeña perturbación es oscilatoria. En el resto de los casos los puntos de operación resultan inestables.

En la Figura 5.3 se muestra la influencia de los cambios de las condiciones de operación del SEIN sobre la central cuyo generador esta operando sobreexcitado. El cambio en las condiciones de operación del SEIN esta representada por variaciones en la reactancia X_{12} .

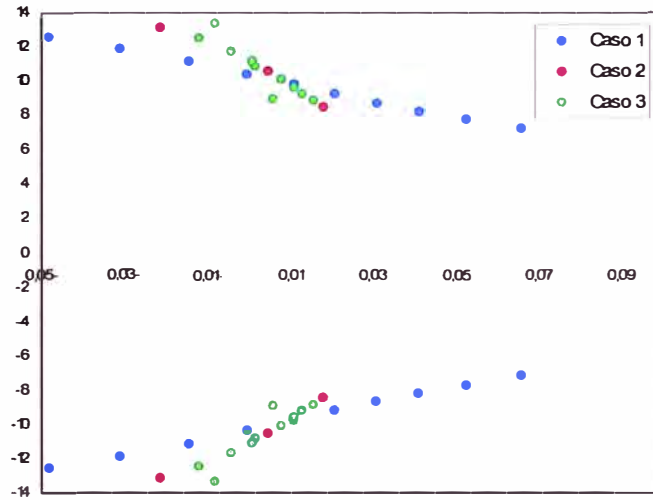


Fig. 5.3 Eigenvalores de la condición de operación del SEIN:
Caso generador Sobreexcitado

Se aprecia en la Figura 5.3 que el eigenvalor cambia de posición según como varia la condición de operación del SEIN, es decir la posición del eigenvalor se mueve desde el segundo cuadrante al primero conforme se incremente la reactancia X_{12} (la cual ha sido variada desde 0.025 a 1.0 p.u.), pasando de una condición inicial de operación estable a otra inestable.

2. Generador operando subexcitado

TABLA N° 5.3 Eigenvalores para cada punto de operación del generador subexcitado cuando la reactancia X_{12} varia en un amplio rango.

Caso	P_1 (p.u)	Q_1 (p.u)	X_{12} (p.u)	Eigenvalores	Amortiguamiento (p.u)	Frecuencia (Hz)
1	0.95	-0.100	0.025	-0.071±11.618i	0.0061	1.849
			0.400	0.010±8.863i	-0.0011	1.411
			0.800	0.188±6.012i	-0.0313	0.957
2	0.712	-0.210	0.025	-0.052±10.740i	0.0048	1.709
			0.400	-0.004±8.173i	0.0005	1.301
			0.700	0.070±6.530i	-0.0107	1.039

3	0.475	-0.300	0.025	$-0.029 \pm 9.950i$	0.0029	1.584
			0.400	$-0.012 \pm 7.294i$	0.0016	1.161
			0.580	$-0.001 \pm 6.315i$	0.0002	1.005

En la Tabla 5.3 se observa que para una reactancia X_{12} muy pequeña algunos eigenvalores tienen parte real negativa. Esto indica que dicho punto de operación es estable, por ello su amortiguamiento es positivo pero muy pequeño, con lo cual la respuesta ante una pequeña perturbación resulta oscilatoria. En el resto de casos los puntos de operación son inestables.

En la Figura 5.4 se muestra el comportamiento de los eigenvalores, cuando el generador está subexcitado, influenciado por los cambios en las condiciones de operación del SEIN, que han sido expresadas mediante la variación de la reactancia X_{12} .

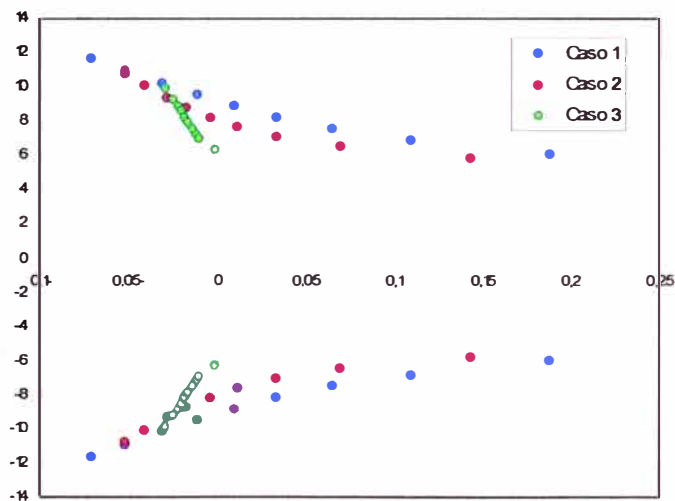


Fig. 5.4 Eigenvalores de la condición de operación del SEIN:
Caso Generador Subexcitado

La Figura 5.4 se observa que cambia la posición de los eigenvalores de acuerdo a la variación de la reactancia de 0,025 a 1,0 p.u para la condición subexcitada del generador.

5.2.2 Análisis de la Respuesta en el Tiempo

Estas simulaciones son realizadas con el fin de verificar los resultados encontrados en el cálculo de los eigenvalores para los casos de la influencia de la condición de operación de la central y del SEIN, sin considerar el efecto del PSS en el Sistema de Excitación y Regulador de Tensión.

Para el análisis de la respuesta en el tiempo del sistema linealizado alrededor de un punto de operación, representado en la Figura 5.1 se ha aplicado un escalón unitario de torque mecánico (ΔT_m) o un escalón en la referencia de tensión (ΔV_{ref}). Para realizar estas simulaciones, tanto para los casos de influencia de las condiciones de operación de la central como para los casos de cambios en las condiciones topológicas del resto del SEIN, se ha elaborado un programa utilizando el software Matlab Versión 7.2. Como resultados se muestra la evolución en el tiempo de las variables de estado siguientes: Ángulo del rotor ($\Delta\delta$), Velocidad del rotor ($\Delta\omega$) y la Fuerza electromotriz transitoria en el eje de cuadratura (ΔE_q^i).

En la Figura 5.5 se muestra el programa en Matlab Versión 7.2, que permite realizar las simulaciones en el dominio del tiempo, para lo cual se empleo los diagramas de bloques mostrados en la Figura 5.1.

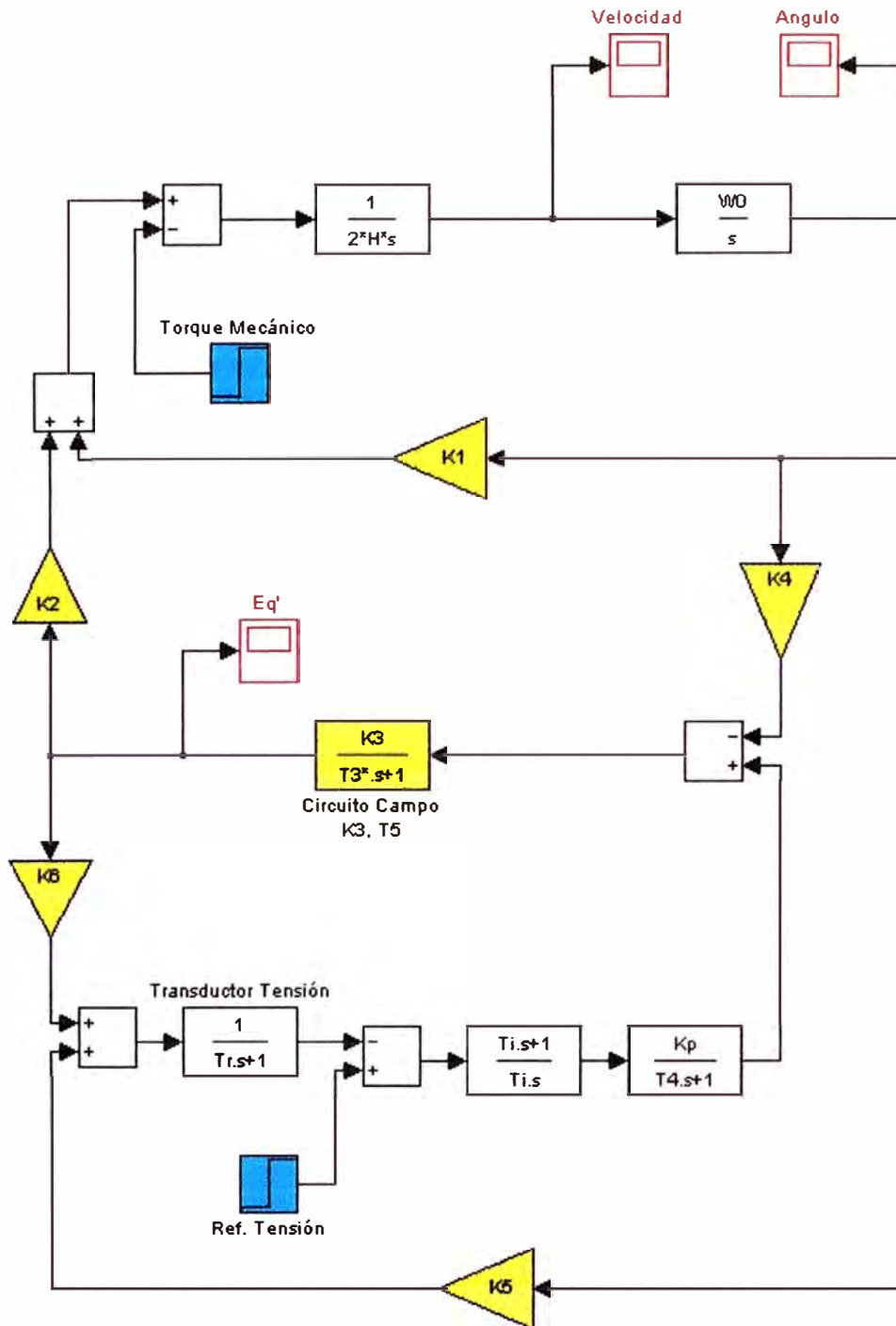


Fig. 5.5 Diagrama de bloques sin PSS

a. Influencia de las condiciones de operación de la central

A continuación se muestran los resultados de las simulaciones de los casos de la Tabla 5.1 ($X_{12} = 0.50$ p.u) y que corresponden a las siguientes situaciones:

1. Mayor amortiguamiento negativo con $P_1 = 0.95$ p.u.
2. Mayor amortiguamiento negativo con $P_1 = 0.712$ p.u.
3. Amortiguamiento positivo pequeño con $P_1 = 0.475$ p.u.

Los resultados de las simulaciones de la respuesta en el tiempo son:

1^{er} caso: De la Tabla 5.1, se tiene $P_1=0.95$ p.u y $X_{12}=0.50$ p.u, las respuestas en el tiempo se muestran en las Figuras 5.5 y 5.6.

TABLA N° 5.4 Valores de parámetros "K" Y T3 para el punto de operación indicado

CASO	P1 (P.U)	Q1 (P.U)	K1	K2	K3	K4	K5	K6	T3
1	0,95	-0,156	0,9236	1,5212	0,5023	0,7511	-0,1408	0,6205	2,5115

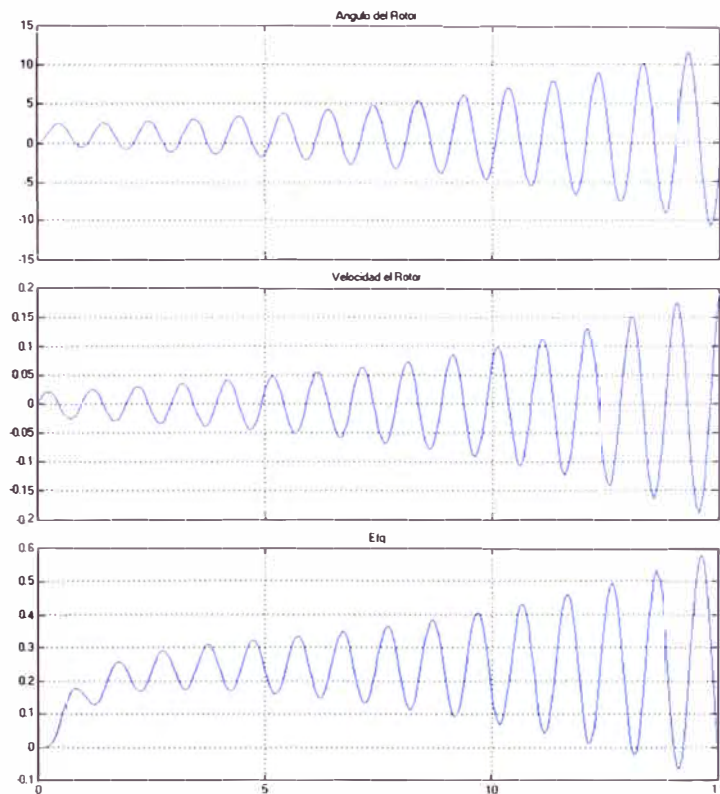


Fig. 5.6 Respuesta a un Escalón Unitario de Torque Mecánico con $P_1= 0.95$, $X_{12}= 0.50$ y $Q_1 = - 0.156$

Se observa en la Figura 5.6 que las variables de estado $\Delta\delta$, $\Delta\omega$ y $\Delta E_q'$ presentan oscilaciones que se amplifican cuando se aplica un escalón unitario de torque mecánico, dicha amplificación se da por falta de amortiguamiento. Este resultado confirma que dicho punto de operación es inestable.

Cuando se aplica un escalón unitario en la referencia de la tensión, se obtiene también un comportamiento inestable en las variables de estado, tal como se muestra en la Figura 5.7.

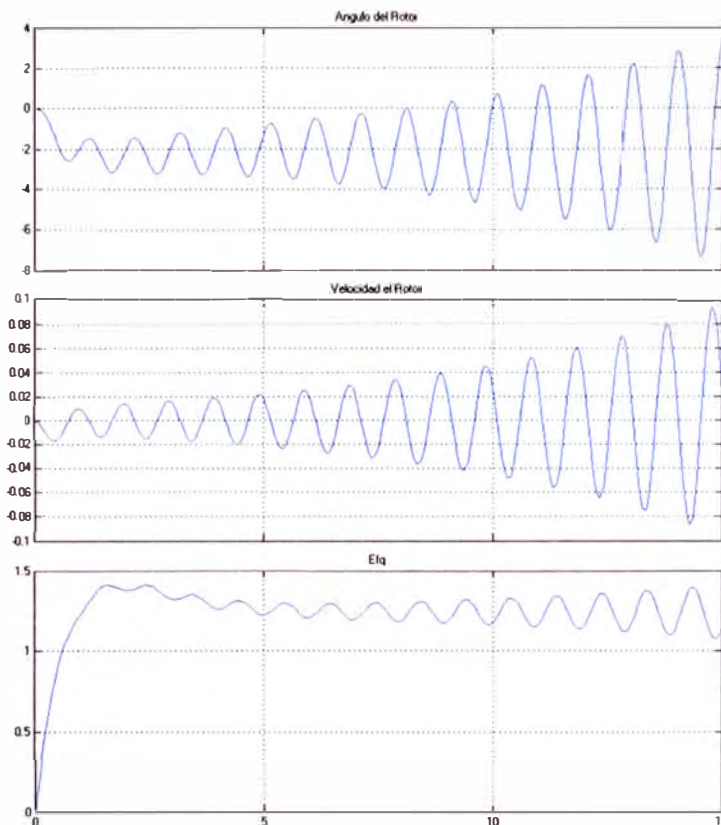


Fig. 5.7 Respuesta a un Escalón Unitario en la Referencia de Tensión con $P_1 = 0.95$, $X_{12} = 0.50$ y $Q_1 = -0.156$

2^{do} caso: De la Tabla 5.1, se tiene $P_1 = 0.712$ p.u y $X_{12} = 0.50$ p.u. La respuesta en el tiempo frente a un escalón de torque mecánico se muestra en la Figura 5.8.

TABLA N° 5.5 Valores de parámetros "K" Y T3 para el punto de operación indicado

CASO	P1 (P.U)	Q1 (P.U)	K1	K2	K3	K4	K5	K6	T3
1	0,712	0,699	1,4246	0,7400	0,5023	0,3864	-0,0793	0,6480	2,5115

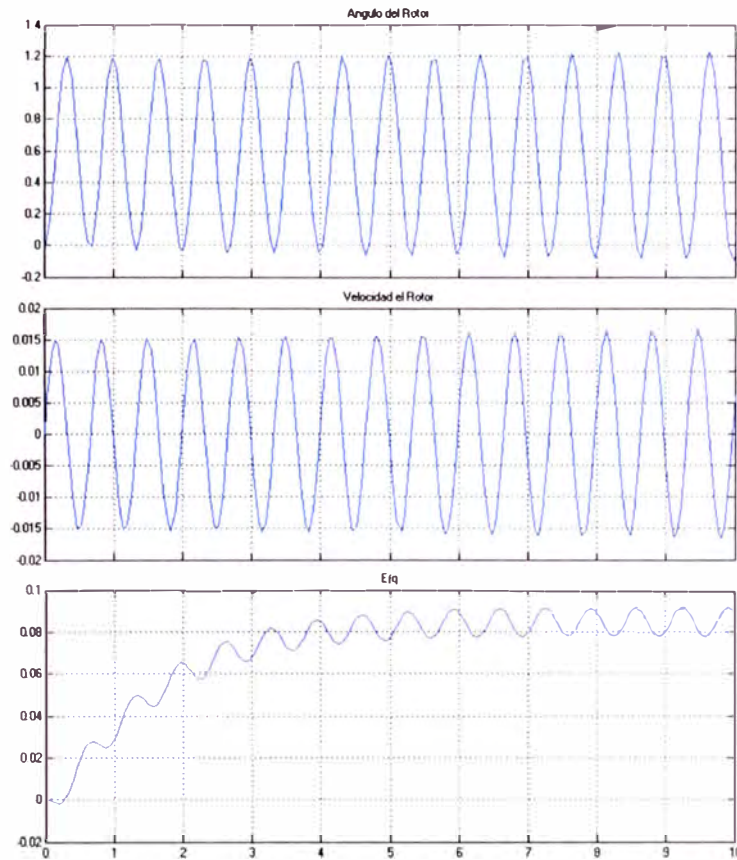


Fig. 5.8 Respuesta a un Escalón Unitario de Torque Mecánico con $P_1 = 0.712$, $X_{12} = 0.50$ y $Q_1 = 0.699$

Se observa en la Figura 5.8 el comportamiento transitorio oscilatorio no amortiguado, confirmando el comportamiento inestable del sistema ante una pequeña perturbación detectado en el eigenvalor con parte real positiva de la Tabla 5.1.

3^{er} caso: De la Tabla 5.1, se tiene $P_1 = 0.475$ p.u y $X_{12} = 0.50$ p.u, la respuesta en el tiempo se muestra en la Figura 5.8.

TABLA N° 5.6 Valores de parámetros "K" Y T3 para el punto de operación indicado

CASO	P1 (P.U)	Q1 (P.U)	K1	K2	K3	K4	K5	K6	T3
1	0,475	-0,41	0,5782	1,5049	0,5023	0,7758	-0,0806	0,5764	2,5115

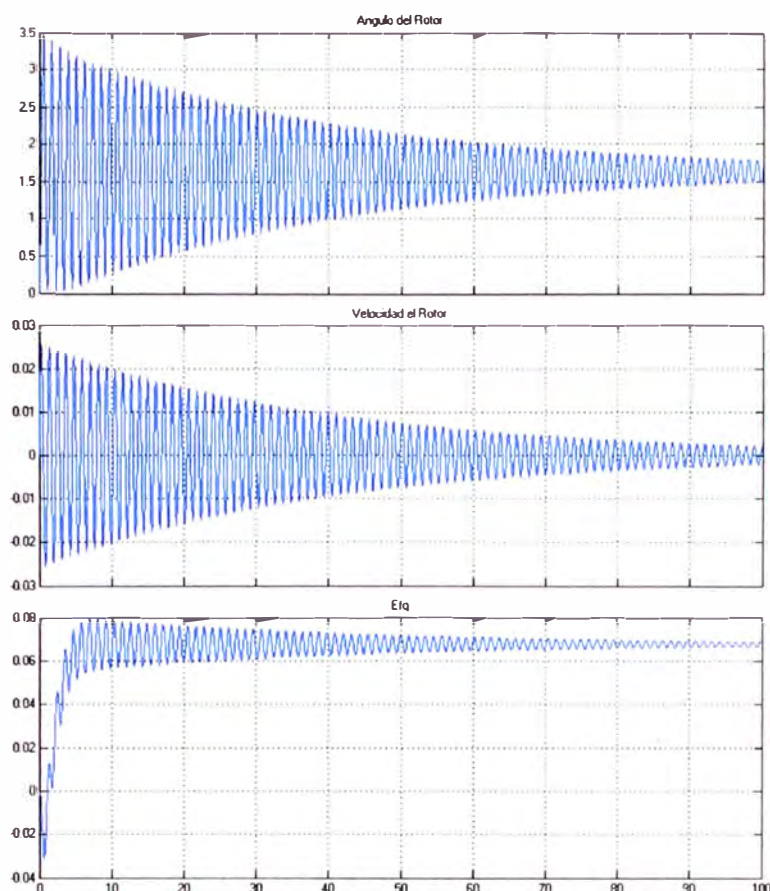


Fig. 5.9 Respuesta a un Escalón Unitario de Torque Mecánico con $P_1 = 0.475$, $X_{12} = 0.50$ y $Q_1 = - 0.410$

En la Figura 5.9 se aprecia que el comportamiento transitorio es estable, sin embargo alcanza un valor final más allá de los 100 s de simulación.

Esta característica confirma el bajo amortiguamiento (0.0085) que presenta el eigenvalor para esta condición de operación, según la Tabla 5.1.

b. Influencia de las condiciones de operación del SEIN

Los resultados de todas las simulaciones de respuesta en el tiempo considerando los casos de generador sobreexcitado (Tabla 5.2) y generador subexcitado (Tabla 5.3) se muestran en el Anexo B. Como las reactancias externas de operación normal de la central son superiores a 0.50 p.u. a continuación se resumen las respuestas en el tiempo para la situación de mayor amortiguamiento negativo cuando la reactancia X_{12} es 0.90 p.u y en los escenarios sobre y subexcitado.

1. Generador operando sobreexcitado

1^{er} caso: De la Tabla 5.2, con $P_1 = 0.95$ p.u y $Q_1 = 0.312$ p.u, la respuesta en el tiempo se muestra en la Figura 5.10.

TABLA N° 5.7 Valores de parámetros "K" Y T3 para el punto de operación indicado

CASO	P1 (P.U)	Q1 (P.U)	Xe (P.U)	K1	K2	K3	K4	K5	K6	T3
1	0,95	0,312	0,9	0,7246	0,9553	0,6056	0,5305	-0,1455	0,7609	0,7246

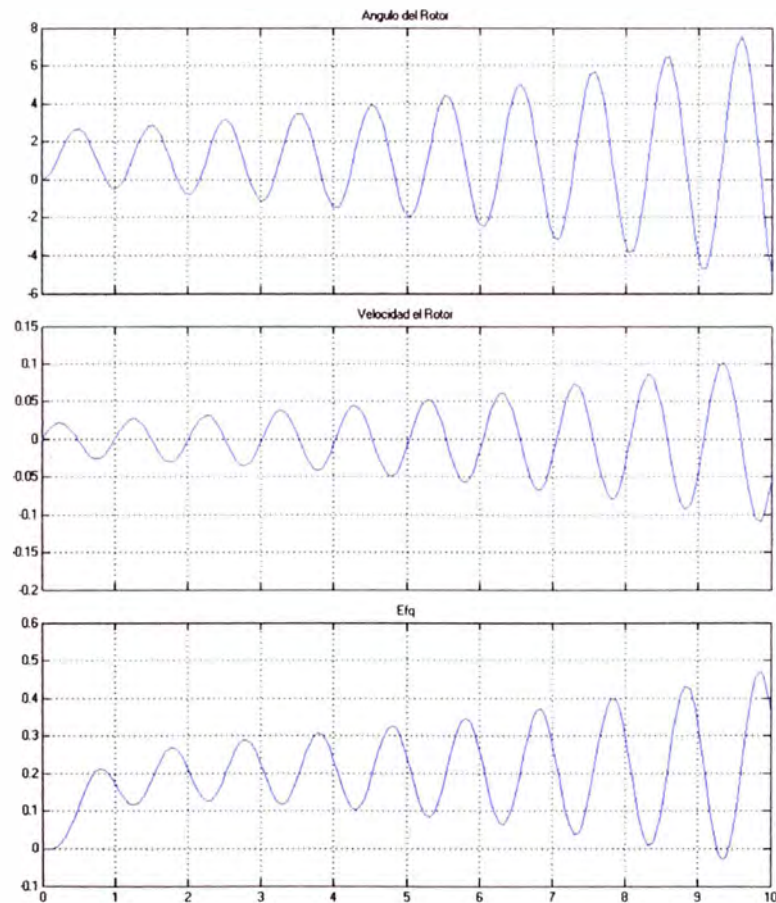


Fig. 5.10 Respuesta a un Escalón Unitario de Torque Mecánico con $P_1 = 0.95$, $Q_1 = 0.312$ y $X_{12} = 0.90$

La respuesta transitoria inestable confirma la situación de mayor amortiguamiento negativa (-0.0092), alcanzada en este caso.

2. Generador Operando Subexcitado

2^{do} caso: De la Tabla 5.3, se tiene $P_1 = 0.712$ p.u y $Q_1 = -0.210$ p.u, la respuesta en el tiempo se muestra en la Figura 5.11.

TABLA N° 5.8 Valores de parámetros "K" Y T3 para el punto de operación indicado

CASO	P1 (P.U)	Q1 (P.U)	Xe (P.U)	K1	K2	K3	K4	K5	K6	T3
1	0,712	-0,210	0,7	0,6040	1,2640	0,5599	0,6567	-0,1395	0,6881	2,7997

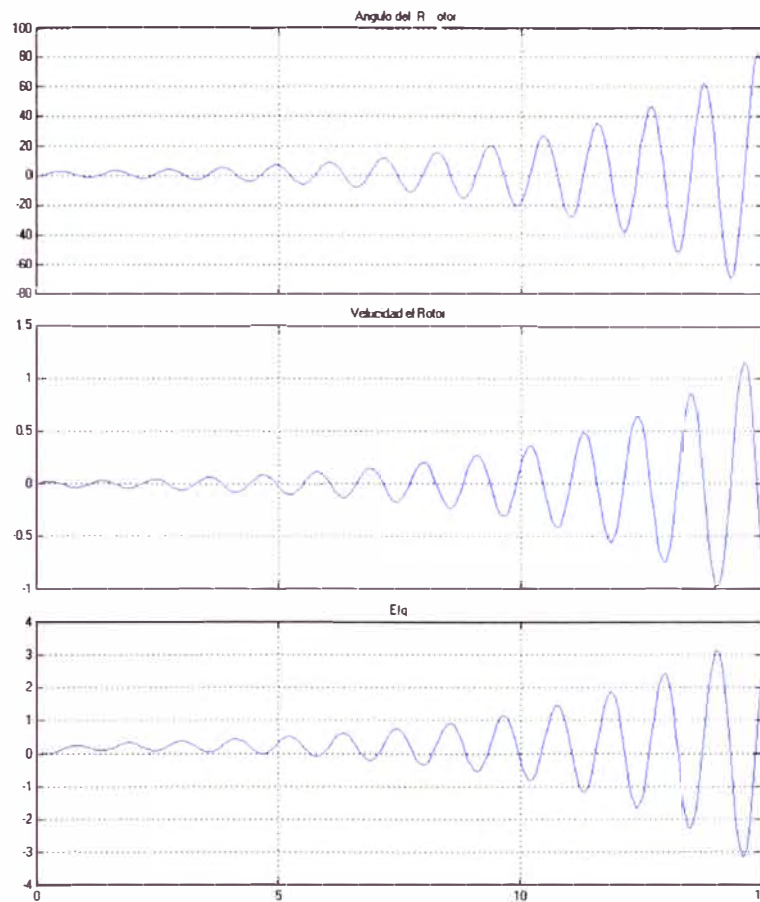


Fig. 5.11 Respuesta a un Escalón Unitario de Torque Mecánico con $P_1 = 0.712$, $Q_1 = -0.210$ y $X_{12} = 0.70$

Se observa en las Figuras 5.10 y 5.11, que la respuesta en el tiempo, para cada caso, estando el generador operando ya sea sobreexcitado como subexcitado el comportamiento es inestable para cualquier valor de reactancia X_{12} mayor al valor de operación nominal (0.50 p.u).

A continuación se incluye el efecto del estabilizador de sistemas de potencia para dar solución a los problemas de amortiguamiento, detectados cuando el PSS esta desactivado.

5.3 Análisis de Estabilidad Permanente del Sistema con PSS

Al incorporar el estabilizador de sistemas de potencia, el número de ecuaciones diferenciales del sistema aumenta, dando lugar a una nueva ecuación matricial de estado de un orden superior. La señal de entrada para el estabilizador es la potencia activa y resulta de una combinación de las variables de salida ($\Delta\delta$ y $\Delta E'_q$) cuya deducción se muestra en el Anexo C. Se obtiene el diagrama de bloques de la Figura 5.12.

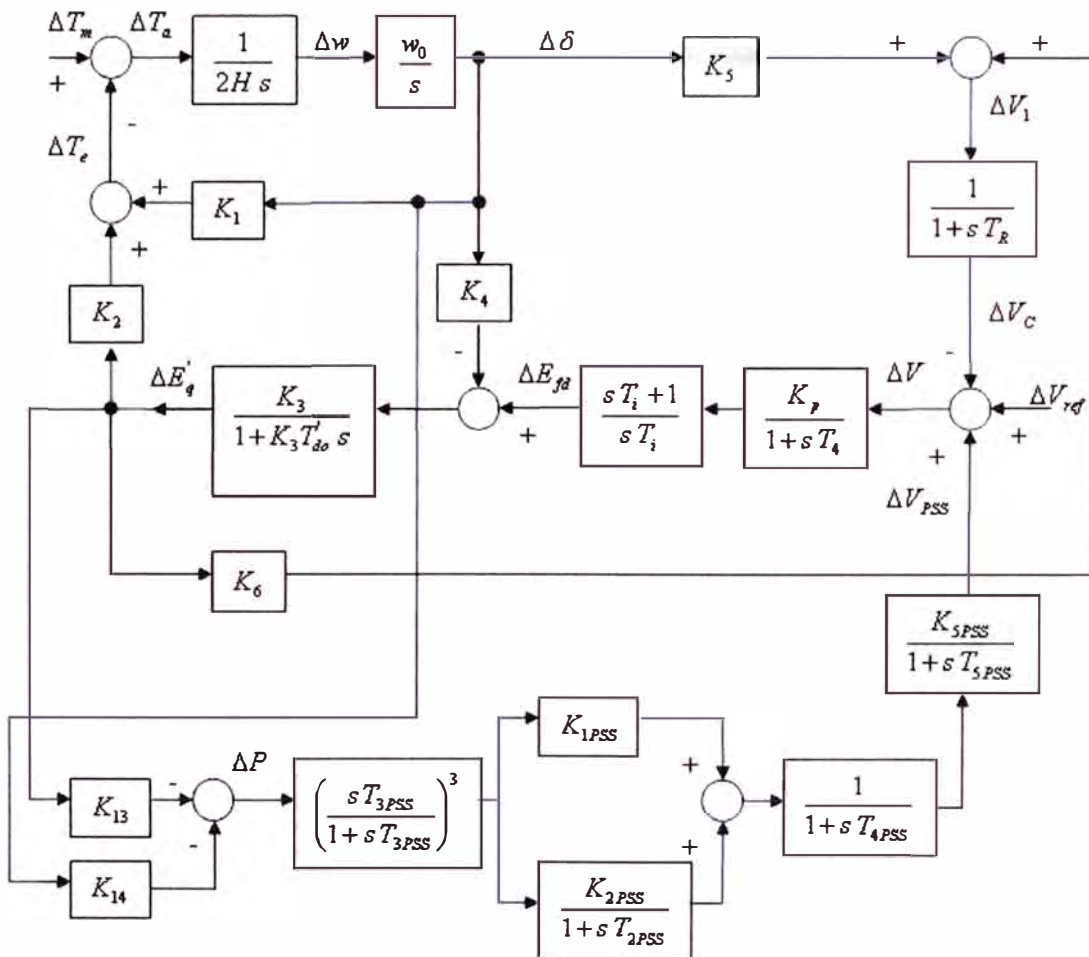


Fig. 5.12 Diagrama de bloques incorporando el PSS señal de Potencia Activa

Del diagrama de bloques del sistema linealizado alrededor de un punto de operación de la Figura 5.12 se obtiene las ecuaciones diferenciales siguientes:

$$\Delta \dot{\delta} = w_o \Delta w \quad (5.9)$$

$$\Delta \dot{w} = -\frac{K_1}{2H} \Delta \delta - \frac{K_2}{2H} \Delta E'_q - \frac{K_d}{2H} \Delta w + \frac{1}{2H} \Delta T_m \quad (5.10)$$

$$\Delta \dot{E}'_q = -\frac{K_4}{T'_{do}} \Delta \delta + \frac{1}{T'_{do}} \Delta E_{fd} - \frac{1}{K_3 T'_{do}} \Delta E'_q \quad (5.11)$$

$$\Delta \dot{E}_{fd} = -\frac{K_p}{T_4} \Delta V_C + \frac{K_p}{T_4} \Delta V_{ref} + \left(\frac{1}{T_i} - \frac{1}{T_4}\right) \Delta V + \frac{K_p}{T_4} \Delta V_{PSS} \quad (5.12)$$

$$\Delta \dot{V}_C = \frac{K_5}{T_R} \Delta \delta + \frac{K_6}{T_R} \Delta E'_q - \frac{1}{T_R} \Delta V_C \quad (5.13)$$

$$\Delta \dot{V}_1 = -\frac{K_p}{T_4} \Delta V_C + \frac{K_p}{T_4} \Delta V_{ref} - \frac{1}{T_4} \Delta V_1 + \frac{K_p}{T_4} \Delta V_{PSS} \quad (5.14)$$

$$\Delta \dot{V}_2 = \frac{K_4 K_{13}}{T'_{do}} \Delta \delta - \frac{K_{13}}{T'_{do}} \Delta E_{fd} + \frac{K_{13}}{K_3 T'_{do}} \Delta E'_q - K_{14} w_o \Delta w - \frac{1}{T_{3PSS}} \Delta V_2 \quad (5.15)$$

$$\Delta \dot{V}_3 = \frac{K_4 K_{13}}{T'_{do}} \Delta \delta - \frac{K_{13}}{T'_{do}} \Delta E_{fd} + \frac{K_{13}}{K_3 T'_{do}} \Delta E'_q - K_{14} w_o \Delta w - \frac{1}{T_{3PSS}} \Delta V_2 - \frac{1}{T_{3PSS}} \Delta V_3 \quad (5.16)$$

$$\Delta \dot{V}_4 = \frac{K_4 K_{13}}{T'_{do}} \Delta \delta - \frac{K_{13}}{T'_{do}} \Delta E_{fd} + \frac{K_{13}}{K_3 T'_{do}} \Delta E'_q - K_{14} w_o \Delta w - \frac{1}{T_{3PSS}} \Delta V_2 - \frac{1}{T_{3PSS}} \Delta V_3 - \frac{1}{T_{3PSS}} \Delta V_4 \quad (5.17)$$

$$\Delta \dot{V}_5 = \frac{K_4 K_{13} K_{1PSS}}{T'_{do}} \Delta \delta - \frac{K_{13} K_{1PSS}}{T'_{do}} \Delta E_{fd} + \frac{K_{13} K_{1PSS}}{K_3 T'_{do}} \Delta E'_q - K_{14} w_o K_{1PSS} \Delta w - \frac{K_{1PSS}}{T_{3PSS}} \Delta V_2 - \frac{K_{1PSS}}{T_{3PSS}} \Delta V_3 + \left[\frac{K_{1PSS}}{T_{2PSS}} + \frac{K_{2PSS}}{T_{2PSS}} - \frac{K_{1PSS}}{T_{3PSS}} \right] \Delta V_4 - \frac{1}{T_{2PSS}} \Delta V_5 \quad (5.18)$$

$$\Delta \dot{V}_6 = \frac{1}{T_{4PSS}} \Delta V_5 - \frac{1}{T_{4PSS}} \Delta V_6 \quad (5.19)$$

$$\Delta \dot{V}_{PSS} = \frac{K_{5PSS}}{T_{5PSS}} \Delta V_6 - \frac{1}{T_{5PSS}} \Delta V_{PSS} \quad (5.20)$$

La ecuación de estado expresada en forma matricial esta dada por:

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{\delta} \\ \Delta \dot{w} \\ \Delta \dot{E}'_q \\ \Delta \dot{E}'_{fd} \\ \Delta \dot{V}_C \\ \Delta \dot{V}_1 \\ \Delta \dot{V}_2 \\ \Delta \dot{V}_3 \\ \Delta \dot{V}_4 \\ \Delta \dot{V}_5 \\ \Delta \dot{V}_6 \\ \Delta \dot{V}_{PSS} \end{bmatrix} = [\mathbf{A}] \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta w \\ \Delta E'_q \\ \Delta E'_{fd} \\ \Delta V_C \\ \Delta V_1 \\ \Delta V_2 \\ \Delta V_3 \\ \Delta V_4 \\ \Delta V_5 \\ \Delta V_6 \\ \Delta V_{PSS} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ \frac{1}{2H} & \mathbf{0} \\ 0 & \mathbf{0} \\ 0 & \frac{K_p}{T_4} \\ 0 & 0 \\ 0 & \frac{K_p}{T_4} \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta T_m \\ \Delta V_{ref} \end{bmatrix} \quad (5.21)$$

De igual manera se va a inspeccionar las variables de estado $\Delta \delta$, Δw , $\Delta E'_q$, entonces el vector de salida esta dado por:

$$\begin{bmatrix} \Delta y_1 \\ \Delta y_2 \\ \Delta y_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta w \\ \Delta E'_q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta T_m \\ \Delta V_{ref} \end{bmatrix} \quad (5.22)$$

Donde la matriz de estado del sistema (\mathbf{A}) es una matriz cuadrada de orden 12×12 y de modo similar que el acápite 5.2 se va a inspeccionar el comportamiento de las variables de estado $\Delta \delta$, Δw y $\Delta E'_q$.

$$[A] = \begin{bmatrix}
 0 & w_0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 \frac{-K_1}{2H} & 0 & \frac{-K_2}{2H} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 \frac{2H}{-K_1} & 0 & \frac{-1}{K_3 I_{zz}} & \frac{1}{I_{zz}} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 \frac{2H}{-K_1} & 0 & \frac{-1}{K_3 I_{zz}} & \frac{1}{I_{zz}} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{-K_2}{I_1} & \frac{1}{I_1} - \frac{1}{I_4} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{K_2}{I_1} \\
 \frac{K_1}{I_2} & 0 & \frac{K_4}{I_2} & 0 & \frac{-1}{I_2} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{-K_2}{I_1} & \frac{-1}{I_4} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{K_2}{I_1} \\
 \frac{K_4 K_{13}}{I_{zz}} & -w_0 K_{14} & \frac{K_{13}}{K_3 I_{zz}} & \frac{-K_{13}}{I_{zz}} & 0 & 0 & \frac{-1}{I_{1322}} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 \frac{K_4 K_{13}}{I_{zz}} & -w_0 K_{14} & \frac{K_{13}}{K_3 I_{zz}} & \frac{-K_{13}}{I_{zz}} & 0 & 0 & \frac{-1}{I_{1322}} & \frac{-1}{I_{1322}} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 \frac{K_4 K_{13}}{I_{zz}} & -w_0 K_{14} & \frac{K_{13}}{K_3 I_{zz}} & \frac{-K_{13}}{I_{zz}} & 0 & 0 & \frac{-1}{I_{1322}} & \frac{-1}{I_{1322}} & \frac{-1}{I_{1322}} & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 \frac{K_4 K_{13} K_{1322}}{I_{zz}} & -w_0 K_{14} K_{1322} & \frac{K_{13}}{K_3 I_{zz}} & \frac{-K_{13} K_{1322}}{I_{zz}} & 0 & 0 & \frac{-K_{1322}}{I_{1322}} & \frac{-K_{1322}}{I_{1322}} & K_{1322} \left(\frac{1}{I_{1322}} - \frac{1}{I_{1322}} \right) - \frac{K_{1322}}{I_{1322}} & \frac{-1}{I_{1322}} & \frac{-1}{I_{1322}} & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{1}{I_{1322}} & \frac{-1}{I_{1322}} & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{K_{1322}}{I_{1322}} & \frac{-1}{I_{1322}}
 \end{bmatrix}$$

5.3.1 Cálculo de Eigenvalores

A continuación se muestran los resultados del cálculo de los eigenvalores para los casos del acápite 5.2.1 literal "a" y literal "b", pero considerando el efecto del estabilizador de sistemas de potencia.

a. Influencia de las condiciones de operación de la central

1^{er} caso: $P_1 = 0.95$ p.u y $X_{12} = 0.50$ p.u se varía la potencia reactiva Q_1 de -0.156 a 0.312 p.u, obteniéndose los resultados en la Tabla 5.4.

TABLA N° 5.8 Eigenvalores del 1^{er} caso con una reactancia $X_{12} = 0.50$ p.u.

	P_1 (p.u)	Q_1 (p.u)	Eigenvalores	Amortiguamiento (p.u)	Frecuencia (Hz)
Caso 1	0.95	-0.156	-96.415±6.392i	0,998	1,017
			-0.471±8.183i	0,057	1,302
			-0.268±0.314i	0,649	0,05
		-0.006	-96.416±6.396i	0,998	1,018
			-0.379±8.564i	0,044	1,363
			-0.276±0.204i	0,804	0,032
		0.194	-96.418±6.4i	0,998	1,019
			-0.298±9.057i	0,033	1,441
			-0.266±0.096i	0,941	0,015
	0.294	-96.418±6.402i	0,998	1,019	
		-0.269±9.287i	0,029	1,478	
		-0.192±0.038i	0,981	0,006	

2^{do} caso: $P_1 = 0.712$ p.u y $X_{12} = 0.50$ p.u se varía la potencia reactiva Q_1 de -0.351 a 0.702 p.u, obteniéndose los resultados en la Tabla 5.15.

TABLA N° 5.9 Eigenvalores del 2^{do} caso con una reactancia $X_{12} = 0.50$ p.u.

Caso 2	P_1 (p.u)	Q_1 (p.u)	Eigenvalores	Amortiguamiento (p.u)	Frecuencia (Hz)
	0.712	-0.351	-96.415±6.393i	0,998	1,017
			-0.655±7.3441i	0,089	1,169
			-0.166±0.459i	0,34	0,073
		-0.001	-96.420±6.406i	0,998	1,02
			-0.310±8.398i	0,037	1,337
			-0.263±0.087i	0,949	0,014
		0.349	-96.421±6.411i	0,998	1,02
			-0.200±9.362i	0,021	1,49
			-0.143±0.072i	0,893	0,011
0.699	-96.422±6.414i	0,998	1,021		
	-0.148±10.118i	0,015	1,61		
	-0.130±0.076i	0,863	0,012		

3^{er} caso: Con $P_1 = 0.475$ p.u y $X_{12} = 0.50$ p.u se varía la potencia reactiva Q_1 de -0.440 a 0.879 p.u, obteniéndose los resultados en la Tabla 5.16.

TABLA N° 5.10 Eigenvalores del 3^{er} caso con una reactancia $X_{12} = 0.50$ p.u.

Caso 3	P_1 (p.u)	Q_1 (p.u)	Eigenvalores	Amortiguamiento (p.u)	Frecuencia (Hz)
	0.475	-0.41	-96.417±6.398i	0,998	1,018
			-0.871±6.541i	0,132	1,041
			-0.012±0.480i	0,025	0,076
		0.06	-96.423±6.417i	0,998	1,021
			-0.202±8.427i	0,024	1,341
			-0.141±0.073i	0,888	0,011
		0.51	-96.425±6.421i	0,998	1,021
			-0.119±9.699i	0,012	1,543
			-0.124±0.077i	0,85	0,012
0.86	-96.425±6.423i	0,998	1,022		
	-0.091±10.423i	0,009	1,658		
	-0.120±0.077i	0,842	0,012		

A continuación se observa en la Figura 5.13 el comportamiento de los eigenvalores del 1^{er}, 2^{do} y 3^{er} caso de las Tablas 5.4, 5.5 y 5.6 respectivamente para la influencia de las condiciones de operación de la central con el efecto de la incorporación del PSS de señal de potencia activa.

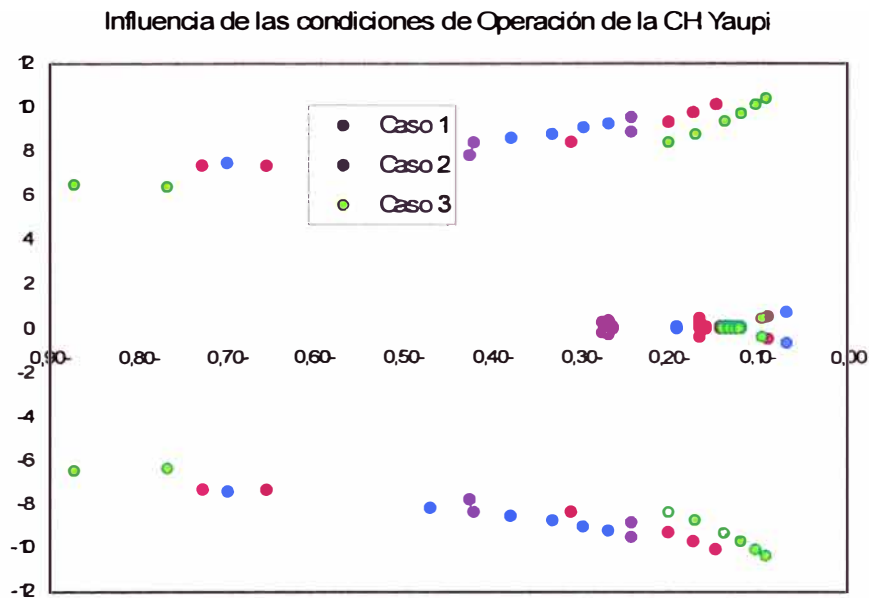


Fig. 5.13 Eigenvalores de la condición de operación de la central

En la Figura 5.13 muestra que para los tres casos propuestos los puntos de operación resultan estables. También se observa que los eigenvalores cambian de posición dentro de la región estable, de acuerdo a la condición de operación de la central, debido a su pequeño amortiguamiento que posee.

b. Influencia de las condiciones de operación del SEIN

1. Generador operando sobreexcitado

1^{er} caso: $P_1 = 0.95$ p.u y $Q_1 = 0.312$ p.u se varía la reactancia X_{12} de 0.025 a 1.0 p.u, obteniéndose los resultados en la Tabla 5.11.

TABLA N° 5.11 Eigenvalores del 1^{er} caso con una reactancia X_{12} variable

Caso 1	P_1	Q_1	X_{12}	Eigenvalores	Amortiguamiento	Frecuencia
	(p.u)	(p.u)	(p.u)		(p.u)	(Hz)
Caso 1	0.95	0.312	0.025	-0.186±0.0452i	0,972	0,007
				-0.276±12.675i	0,022	2,017
				-96.449±6.5i	0,998	1,035
			0.4	-0.174±0.054i	0,955	0,009
				-0.255±9.9i	0,026	1,576
				-96.421±6.411i	0,998	1,02
			0.9	-0.318±0.228i	0,813	0,036
				-0.351±7.209i	0,049	1,147
				-96.412±6.382i	0,998	1,016

2^{do} caso: $P_1 = 0.712$ p.u y $Q_1 = 0.702$ p.u se varía la reactancia X_{12} de 0.025 a 1.0 p.u, obteniéndose los resultados en la Tabla 5.12.

TABLA N° 5.12 Eigenvalores del 2^{do} caso con una reactancia X_{12} variable

Caso 2	P_1	Q_1	X_{12}	Eigenvalores	Amortiguamiento	Frecuencia
	(p.u)	(p.u)	(p.u)		(p.u)	(Hz)
Caso 2	0.712	0.702	0.025	-0.164±0.059i	0,941	0,01
				-0.164±13.19i	0,012	2,09
				-96.455±6.519i	0,998	1,03
			0.4	-0.136±0.072i	0,884	0,01
				-0.145±10.616i	0,014	1,69
				-96.425±6.424i	0,998	1,02
			0.9	-0.118±0.102	0,757	0,016
				-0.172±8.508i	0,02	1,35
				-96.416±6.393i	0,998	1,017

3^{er} caso: $P_1 = 0.475$ p.u y $Q_1 = 0.879$ p.u se varía la reactancia X_{12} de 0.025 a 1.0 p.u, obteniéndose los resultados en la Tabla 5.13.

TABLA N° 5.13 Eigenvalores del 3^{er} caso con una reactancia X_{12} variable

Caso 3	P_1	Q_1	X_{12}	Eigenvalores	Amortiguamiento	Frecuencia
	(p.u)	(p.u)	(p.u)		(p.u)	(Hz)
Caso 3	0.475	0.879	0.025	-0.156±0.062i	0,929	0,01
				-0.098±13.369	0,007	2,12
				-96.46±6.534i	0,998	1,04
			0.4	-0.126±0.074i	0,862	0,01
				-0.088±10.913i	0,008	1,73
				-96.428±6.433i	0,998	1,02
			0.9	-0.098±0.102i	0,693	0,01
				-0.102±9.011i	0,011	1,43
				-96.418±6.41i	0,998	1,02

En la Figura 5.14 muestra la grafica de los eigenvalores de las Tablas 5.11, 5.12 y 5.13 de la Influencia de las condiciones de operación del SEIN, cuando el generador esta sobrecitado y con el efecto de haber incorporado el PSS de señal de potencia activa.

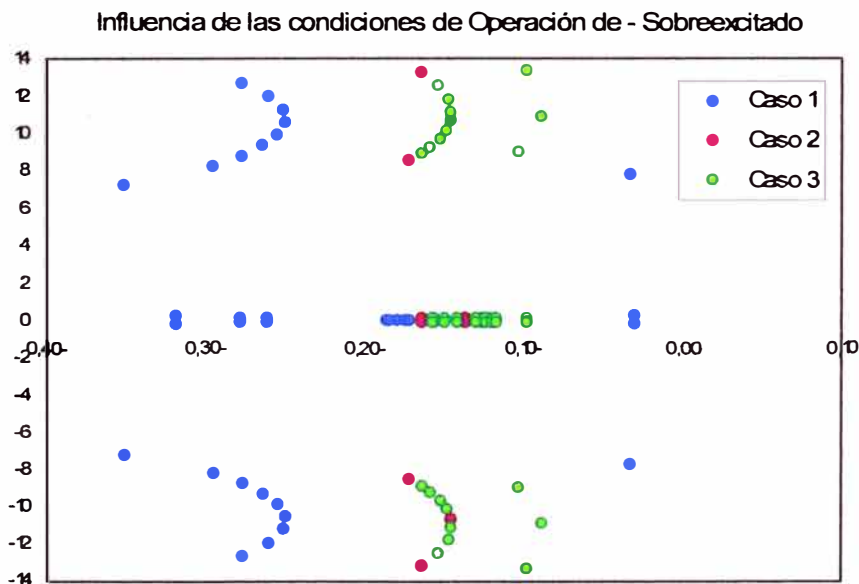


Fig. 5.14 Eigenvalores de la condición de operación del SEIN:
Generador Sobrecitado

Se aprecia en la Figura 5.14 que todos los eigenvalores de los tres casos analizados (Generador Sobrecitado) son estables y van cambiando su posición dentro de la misma

región o cuadrante de acuerdo como varía la condición de operación del SEIN (reactancia externa).

2. Generador operando subexcitado

1^{er} caso: Con $P_1 = 0.95$ p.u y $Q_1 = -0.100$ p.u se varía la reactancia X_{12} de 0.025 a 0.8 p.u, obteniéndose los resultados en la Tabla 5.14.

TABLA N° 5.14 Eigenvalores del 1^{er} caso con una reactancia X_{12} variable

Caso 1	P_1 (p.u)	Q_1 (p.u)	X_{12} (p.u)	Eigenvalores	Amortiguamiento (p.u)	Frecuencia (Hz)
	0.95	-	0.100	0.025	-0.253±0.076i	0,958
-0.375±11.75i					0,032	1,87
-96.446±6.493i					0,998	1,033
0.4				-0.265±0.197i	0,803	0,031
				-0.402±8.961i	0,045	1,426
				-96.418±6.403i	0,998	1,019
0.8				-0.206±0.705i	0,28	0,112
				-0.673±6.07i	0,11	0,966
				-96.41±6.376i	0,998	1,015

2^{do} caso: Con $P_1 = 0.712$ p.u y $Q_1 = -0.210$ p.u se varía la reactancia X_{12} de 0.025 a 0.7 p.u, obteniéndose los resultados en la Tabla 5.15.

TABLA N° 5.15 Eigenvalores del 2^{do} caso con una reactancia X_{12} variable

Caso 2	P_1 (p.u)	Q_1 (p.u)	X_{12} (p.u)	Eigenvalores	Amortiguamiento (p.u)	Frecuencia (Hz)
	0.712	-	0.210	0.025	-0.248±0.044i	0,985
-0.339±10.848i					0,031	1,727
-96.451±6.507i					0,998	1,036
0.4				-0.263±0.186i	0,816	0,03
				-0.415±8.253i	0,05	1,314
				-96.451±6.507i	0,998	1,036
0.7				-0.245±0.509i	0,434	0,081
				-0.598±6.602i	0,09	1,051
				-96.413±6.385i	0,998	1,016

3^{er} caso: Con $P_1 = 0.475$ p.u y $Q_1 = -0.300$ p.u se varía la reactancia X_{12} de 0.025 a 0.58 p.u, obteniéndose los resultados en la Tabla 5.16.

TABLA N° 5.16 Eigenvalores del 3^{er} caso con una reactancia X_{12} variable

Caso 3	P_1	Q_1	X_{12}	Eigenvalores	Amortiguamiento	Frecuencia
	(p.u)	(p.u)	(p.u)		(p.u)	(Hz)
Caso 3	0.475	-	0.025	-0.182±0.048i	0,967	0,008
				-0.267±10.02i	0,027	1,595
				-96.45±6.523i	0,998	1,038
			0.4	-0.263±0.16i	0,854	0,025
				-0.406±7.346i	0,055	1,169
				-96.424±6.42i	0,998	1,022
			0.58	-0.232±0.371i	0,530	0,059
				-0.587±6.372i	0,092	1,014
				-96.418±6.4i	0,998	1,019

En la Figura 5.15 muestra la grafica de los eigenvalores de las Tablas 5.14, 5.15 y 5.16 de la Influencia de las condiciones de operación del SEIN, cuando el generador esta subexcitado y con el efecto de haber incorporado el PSS de señal de potencia activa.

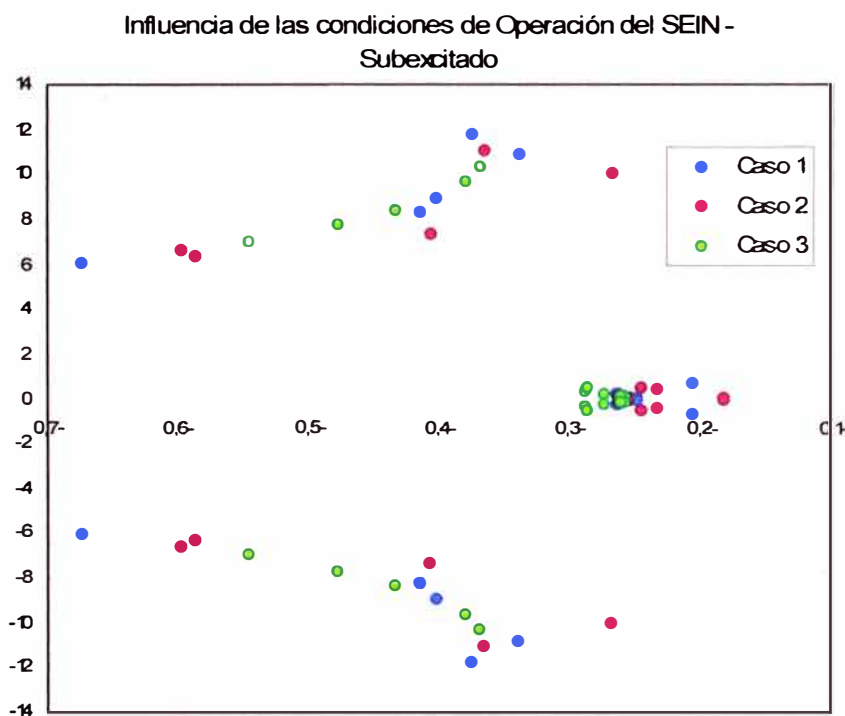


Fig. 5.15 Eigenvalores de la condición de operación del SEIN:
Generador Subexcitado

Se aprecia en la Figura 5.15 que todos los eigenvalores de los tres casos analizados (Generador Subexcitado) son estables y van cambiando su posición dentro del mismo cuadrante de acuerdo como varía la condición de operación del SEIN (reactancia externa).

5.3.2 Análisis de la Respuesta en el Tiempo

Para el análisis de la respuesta en el tiempo del sistema con el efecto del PSS, linealizado alrededor de un punto de operación, representado en la Figura 5.12, se ha aplicado un escalón unitario de torque mecánico (ΔT_m). Como resultados se muestra la evolución en el tiempo de las variables de estado: ángulo del rotor ($\Delta\delta$), velocidad del rotor ($\Delta\omega$) y la fuerza electromotriz transitoria en el eje de cuadratura ($\Delta E_q'$).

En la Figura 5.16 se muestra el programa en Matlab Versión 7.2, que permite realizar las simulaciones en el dominio del tiempo, para lo cual se empleo los diagramas de bloques mostrados en la Figura 5.12.

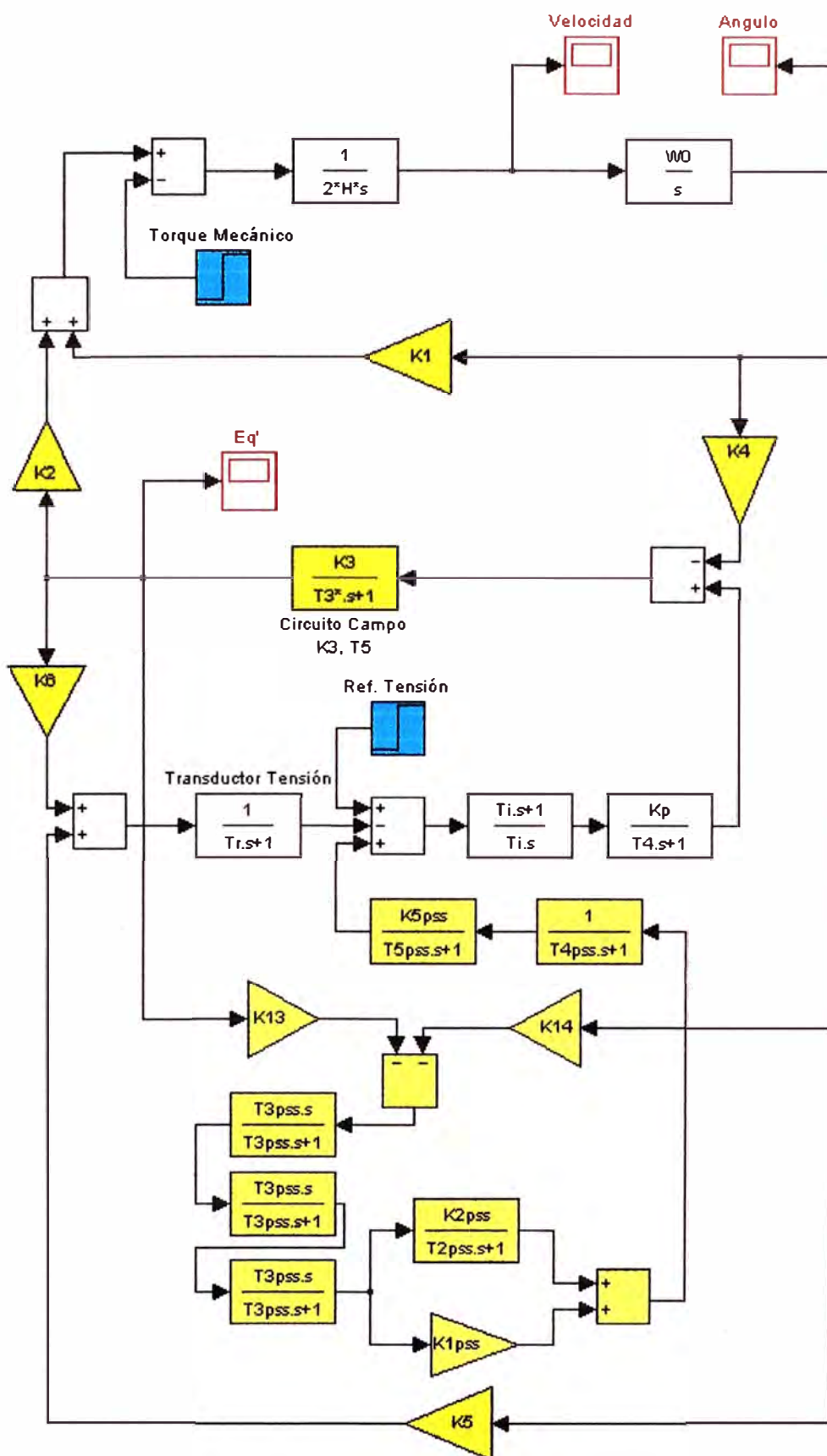


Fig. 5.16 Diagrama de bloques con PSS

a. Influencia de las condiciones de operación de la central

Las simulaciones a analizar son los casos observados en el acápite 5.2.2, literal "a".

1^{er} caso: De la Tabla 5.8, se tiene $P_1 = 0.95$ p.u y X_{12} de 0.50 p.u, la respuesta en el tiempo se muestra en la Figura 5.17.

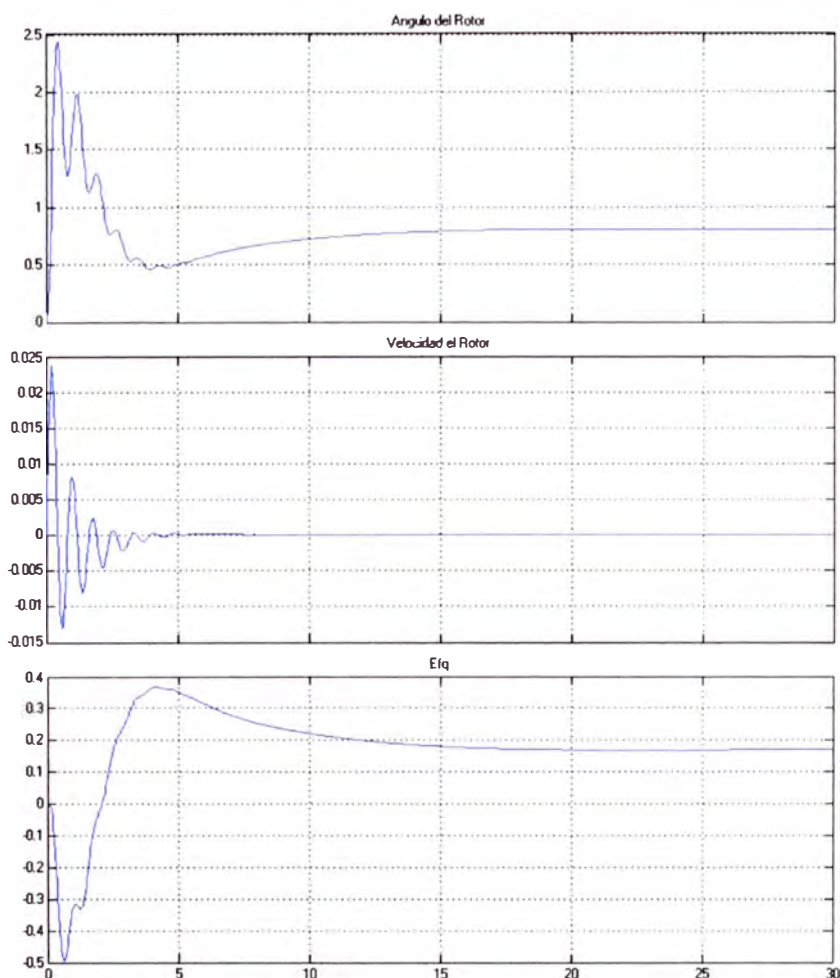


Fig. 5.17 Respuesta a un Escalón Unitario de Torque Mecánico con $P_1 = 0.95$, $X_{12} = 0.50$ y $Q_1 = -0.156$

Se observa en la Figura 5.17 que luego de aplicar un escalón unitario de torque mecánico, las variables ($\Delta\delta$, $\Delta\omega$ y $\Delta E'_q$) presentan oscilaciones que se amortiguan, debido al efecto del PSS, que aporta una señal que adiciona amortiguamiento a las oscilaciones de potencia para el sistema dado.

2^{do} caso: De la Tabla 5.9, se tiene $P_1 = 0.712$ p.u y $X_{12} = 0.50$ p.u, las respuestas en el tiempo se muestra en la Figura 5.18.

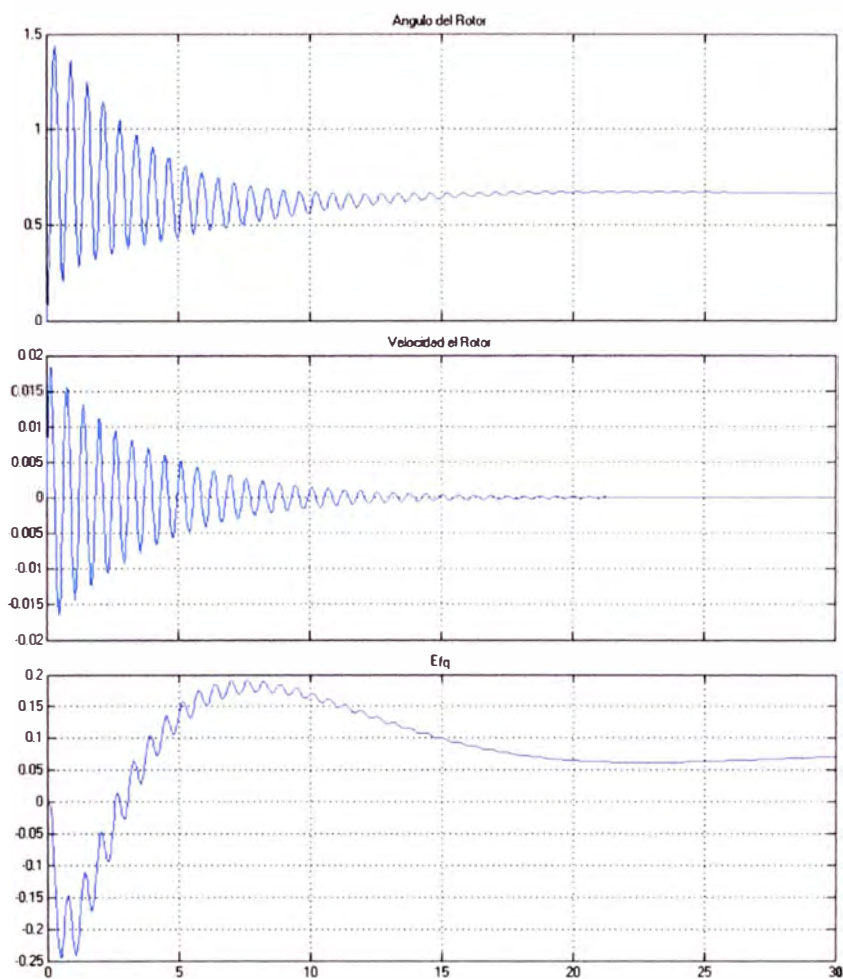


Fig. 5.18 Respuesta a un Escalón Unitario de Torque Mecánico con $P_1 = 0.712$, $X_{12} = 0.50$ y $Q_1 = 0.699$

3^{er} caso: De la Tabla 5.10, se tiene $P_1 = 0.475$ p.u y $X_{12} = 0.50$ p.u, las respuestas en el tiempo se muestra en la Figura 5.19.

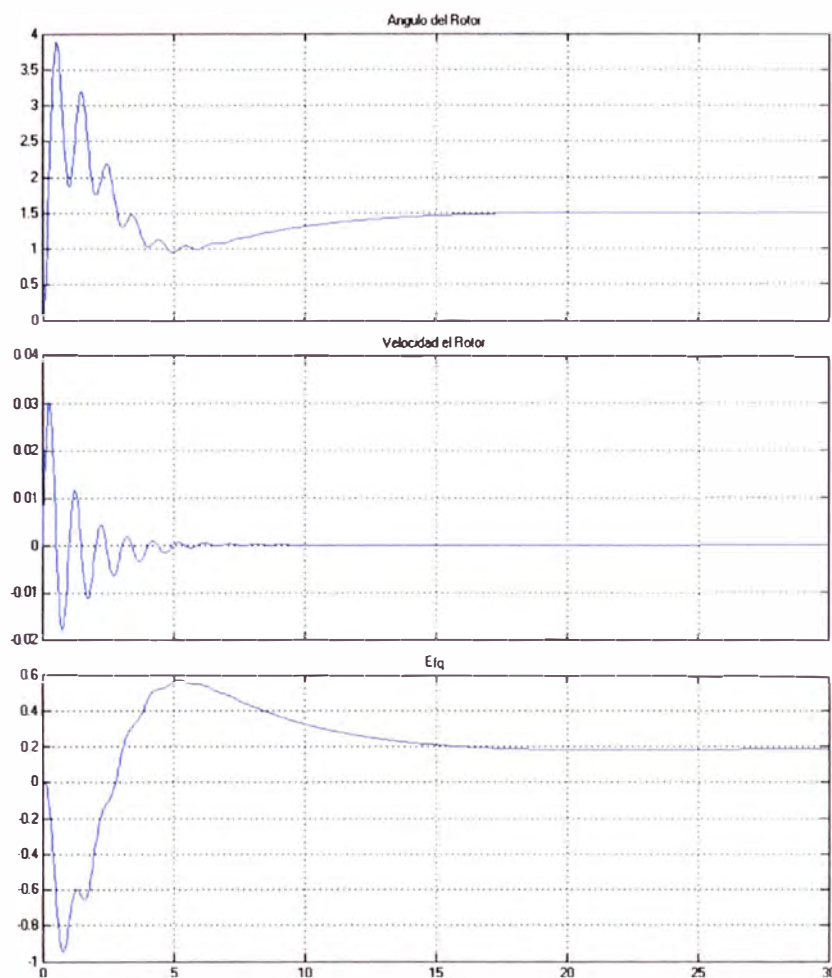


Fig. 5.19 Respuesta a un Escalón Unitario de Torque Mecánico con $P_1=0.475$, $X_{12}=0.50$ y $Q_1=-0.410$

En las Figuras 5.18 y 5.19, se observa que las oscilaciones provocadas por el escalón, se amortiguan en un tiempo aproximado a 8 s.

b. Influencia de las condiciones de operación del SEIN

Las simulaciones a analizar son los casos observados en el acápite 5.2.2, literal "b".

1. Generador operando sobreexcitado

1^{er} caso: De la Tabla 5.11, se tiene $P_1 = 0.95$ p.u y $Q_1 = 0.312$ p.u, la respuesta en el tiempo se muestra en la Figura 5.20.

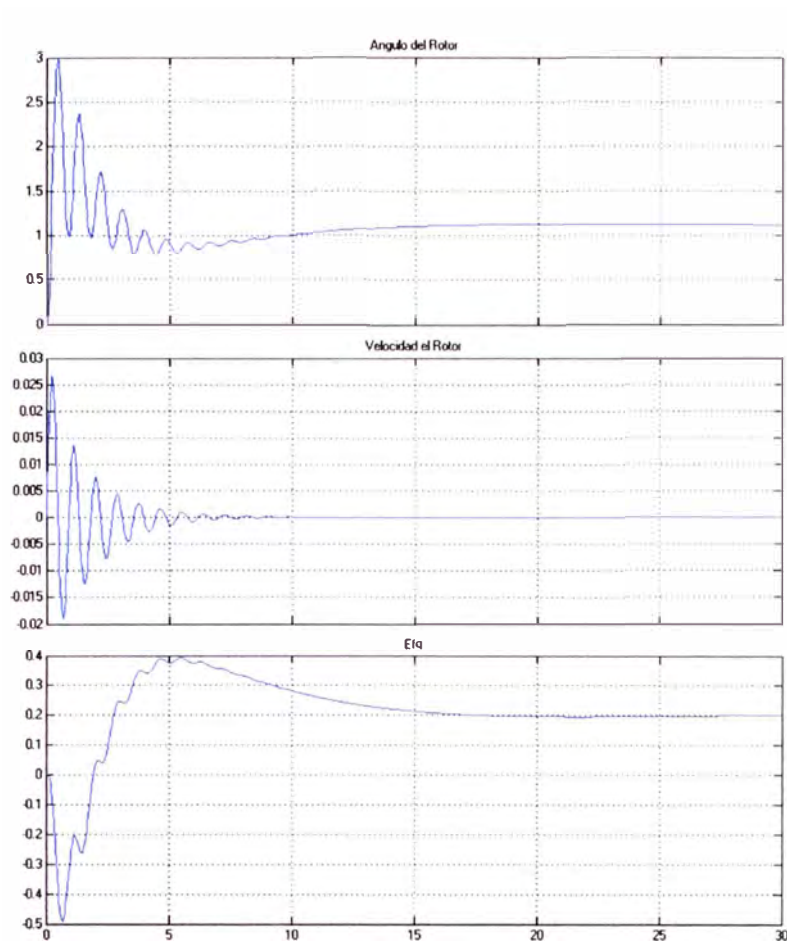


Fig. 5.20 Respuesta a un Escalón Unitario de Torque Mecánico con $P_1 = 0.95$, $Q_1 = 0.312$ y $X_{12} = 0.90$

2. Generador operando subexcitado

2^{do} caso: De la Tabla 5.15, se tiene $P_1 = 0.712$ p.u y $Q_1 = -0.210$ p.u, la respuesta en el tiempo se da en la Figura 5.21.

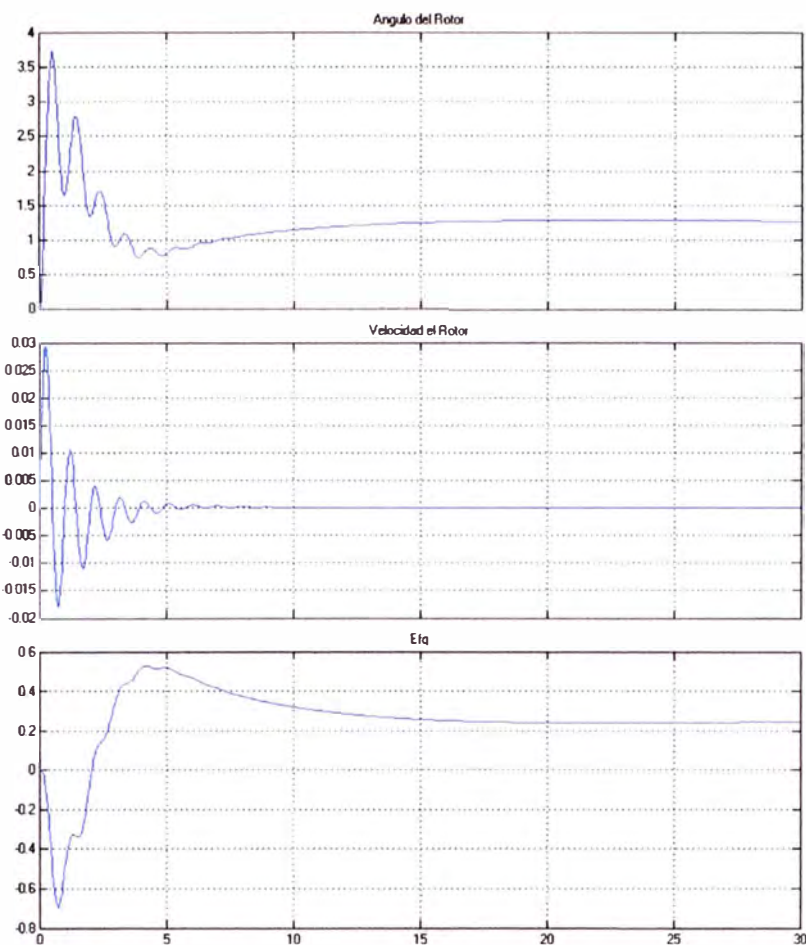


Fig. 5.21 Respuesta a un Escalón Unitario de Torque Mecánico con $P_1 = 0.712$, $Q_1 = -0.210$ y $X_{12} = 0.70$

Se puede apreciar en la Figura 5.21, que la respuesta en el tiempo, ante pequeñas perturbaciones, identifica una condición de operación estable en el sistema de potencia dada cuando el generador está operando sobrecargado, y la oscilación es amortiguada en un tiempo aproximado de 15 s. Después del evento se observa que adopta una posición de operación diferente o aproximada a la inicial.

En la Figura 5.21, muestra la respuesta en el tiempo para la condición subcargada de operación del generador frente a una distancia eléctrica de 0.90 p.u.; observándose que el sistema dado está operando en estado estacionario, y ante una pequeña perturbación, la oscilación es amortiguada en un tiempo aproximado de 6 s, confirmando de esta manera que dicha condición de operación es estable.

5.4 Resumen de Resultados

Con la incorporación del estabilizador se logra aumentar la estabilidad permanente y mejorar la respuesta dinámica de un sistema que opera en diferentes condiciones de operación. Los resultados obtenidos mediante simulación del sistema dado con el

generador conectado a una barra infinita reflejan que el estabilizador incorporado incrementa la robustez del esquema de control estudiado, con este se obtiene un considerable aumento en la amortiguación, lo cual puede considerarse como satisfactorio.

CONCLUSIONES

1. Con esta metodología es posible estudiar la estabilidad permanente de un sistema generador-línea-sistema eléctrico de potencia (G-L-SEP), verificando la robustez de los ajustes del sistema de excitación y regulación de tensión (conformado la excitatriz, el regulador de tensión y el estabilizador de sistemas de potencia), considerando diversas condiciones de operación en estado estacionario.
2. Como parte del análisis de la estabilidad permanente del sistema G-L-SEP, se ha identificado un conjunto de coeficientes de estabilidad permanente, que a partir del análisis de sus valores y del signo que asumen, que depende de las condiciones de operación del SEP, es posible diagnosticar la estabilidad permanente del sistema. Utilizando los datos y características del sistema de transmisión asociado a la CH Yaupi, se muestra que, independientemente de las condiciones de operación, los coeficientes de estabilidad permanente (K_1 , K_2 , K_3 , K_4 y K_6) resultan siempre positivos. Sin embargo, el coeficiente K_5 puede asumir valores negativos y en el caso de la CH Yaupi es negativo para todas las condiciones de operación y su magnitud muestra cierta dependencia con la reactancia externa vista desde los terminales de la central.
3. Es importante destacar que los coeficientes de estabilidad se expresan en función de las condiciones iniciales de operación, los parámetros del generador y las características de la impedancia de externa de conexión al sistema (vista desde los bornes del generador), por lo tanto estos coeficientes representan las características naturales de la dinámica del generador y el sistema y no dependen del efecto del Sistema de Excitación y Regulación de Tensión ni del Estabilizador de Sistemas de Potencia.
4. Mediante el cálculo de los eigenvalores del sistema G-L-SEP utilizado para expresar a la CH Yaupi para diferentes condiciones de operación o de reactancia externa se muestra si el comportamiento del sistema en estado estacionario va a ser estable o inestable. Asimismo con la ayuda de las simulaciones de la respuesta en el tiempo se confirma la estabilidad permanente asociada a cada punto de operación.

5. Se muestra que con la incorporación del PSS (Potencia Activa), todas las variables de estado presentan oscilaciones amortiguadas, ya que por el aporte de la señal del PSS se adiciona amortiguamiento positivo a las oscilaciones de potencia.
6. El efecto del PSS se traduce en el desplazamiento de los eigenvalores en el plano complejo, con lo cual se asegura que su parte real sea negativa y con ello dotar al sistema de un amortiguamiento positivo, que garantiza una operación estable del sistema ante pequeñas perturbaciones.
7. Los resultados de las simulaciones con la metodología propuesta, han mostrado la robustez de los controladores de la CH Yaupi frente a diversas condiciones de operación de la central y frente a diversas reactancias externas, que expresan eventuales cambios topológicos en el SEIN. Y obviamente se ha justificado la presencia del PSS (Potencia Activa) en esta central.
8. Se recomienda la realización del estudio de estabilidad permanente para todas las centrales del SEIN, para verificar la robustez de sus controladores y si fuera el caso, ajustarlos para condiciones críticas de operación.

BIBLIOGRAFÍA

1. Central Hidroeléctrica Cañón del Pato y Centrales Termoeléctricas Malacas y Aguaytía, "Pruebas de Estabilidad Permanente", Informes CESI N° A2/040660, A2/041092 y A2/041068 Diciembre 2002.
2. Estudio de Rechazo de Carga/Generación del SEIN-Año 2003, CESI, Agosto 2002-Marzo 2003
3. Estudio de Rechazo de Generación en las Centrales de San Gabán II y Machupicchu ante desconexiones de las líneas L-1008 o L-1011, CESI, Julio, 2003.
4. Prahba Kundur, " Power System Stability and Control ",EPRI, 1998
5. Ing. Roberto Ramírez, "Sistema de Prueba para la Simulación de Oscilaciones Electromecánicas de Baja Frecuencia".
6. "Estudio de Estabilidad del Sistema Electrico Interconectado Nacional (SEIN)", COES - SINAC, Lima, 2006.
7. Pruebas de Estabilidad Permanente en la CH Yaupi, CT Malacas (TGN4) y CT Aguaytía (Perú), COES - SINAC, Lima, 2003.
8. Ing. Roberto Rubén Ramírez Arcelles; Bachiller Manuel Rubén Ramírez Carbonell; "Sistema de Prueba para la Simulación de Oscilaciones Electromecánicas de baja frecuencia. Parte I Conceptualización", Revista Especializada en Electricidad - Red Eléctrica, N° 4, Octubre - Noviembre, 2005.
9. P. M. Anderson, "Power System Stability and Control", Iowa, 1977.
10. Fabio Saccomanno, "Electric Power System, Analysis and Control", New York, 2003.
11. Katsuhiko Ogata, "Ingeniería de Control Moderna", Prentice Hall, 1980.

12. Leander W. Match, "Maquinas Eléctricas y Electromecánicas", Universidad de Arizona, México, 1974.
13. Dr. Florencio Aboytes García, "Estabilidad Dinámica en Sistemas Eléctricos de Potencia, Monterrey – México, Octubre 1991".
14. Arrillaga, J. A. And Harker, B.J., "Computer Modelling in Electrical Power Systems", John Wiley & Sons, 1984.
15. F.P. Demello and Ch. Concordia, "Concepts of synchronous machine stability as affected by excitation control ", IEEE Trans. pas., vol. 88, no. 4. pp 316-327, april 1969.