

**Proyecto de Ingeniería eléctrica Plan 97  
Opción Potencia**

**Análisis de fenómenos dinámicos en  
sistemas eléctricos de potencia**



Tutores: Ing. Michel Artenstein.  
Ing. Álvaro Giusto.

Integrantes: Carlos Rodríguez Sghirla.  
Federico Zilli Louzán.  
Alejandro Zunín Rodríguez.

**Fecha de la defensa: miércoles 21 de marzo de 2007**



## **Nota**

Este trabajo fue desarrollado en el marco de la asignatura Proyecto, del plan 97 de la carrera de Ingeniería Eléctrica.

Fue iniciado en agosto de 2005 y finalizado en marzo de 2007.



## **Agradecimientos**

A Álvaro y Michel por su paciencia, interés y apoyo sostenido en el transcurso del proyecto.

A Federico Milano por su contribución con la creación de PSAT, y por disipar las dudas planteadas en su foro.

A nuestras familias y parejas.



## Créditos

La fotografía de la portada es parte del tendido uruguayo de 500 kV, y fue obtenida gracias a la colaboración de personal de UTE, como también lo fueron los mapas geográficos del capítulo de modelado de la red y todos los datos utilizados para la construcción de dicho modelo.

Buena parte de las figuras y tablas relativas al modelado en la herramienta corresponden al tutorial de PSAT.

La mayoría de las figuras y tablas ilustrativas de los casos clásicos de referencia, como así también de los apéndices 3 y 4, fueron extraídas de las referencias [1] y [2].

Finalmente, hubo una gran contribución de material de apoyo teórico por parte de las notas del curso de Estabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia, empleado tanto para la comprensión del tema como para la realización del material.



## Contenidos

### Capítulo 1 – Introducción

Descripción .....	2
Resumen .....	3
Marco Teórico .....	5
Nomenclatura.....	5

### Capítulo 2 - Análisis de casos clásicos de referencia en estudios de pequeña señal

1. Sistema de 12 barras, 4 generadores.....	7
1.1. Datos del sistema.....	7
1.2. Análisis mediante PSAT.....	9
1.3. Conclusiones.....	13
2. Sistema de 9 barras, 3 generadores.....	14
2.1. Datos del sistema.....	15
2.2. Análisis mediante PSAT.....	16
2.3. Conclusiones.....	18
3. Análisis del caso clásico de Kundur en estudios de pequeña señal, para tres sistemas de excitación.....	19
3.1. Presentación del estudio .....	19
3.2. Análisis mediante PSAT.....	20
3.3. Conclusiones.....	24
4. Conclusiones generales .....	24

### Capítulo 3 - Modelado de la red Uruguaya para estudio de estabilidad transitoria y en pequeña señal.

1. Introducción.....	26
2. Desarrollo .....	28
3. Pruebas preliminares .....	29
3.1. Ejemplo.....	29



## Capítulo 4 - Modelado de los sistemas de excitación de la red Uruguaya

1. Introducción.....	33
2. Modelos de reguladores provistos por PSAT .....	34
a) AVR ( <i>automatic voltage regulator</i> ) tipo I: Regulador Standard italiano (ENEL) .....	34
b) AVR tipo II: Regulador standard IEEE modelo 1.....	35
c) AVR tipo III: Modelo de regulador sencillo .....	36
3. Criterios utilizados para la adaptación de los modelos.....	36
4. Ejemplos .....	37
4.1. Regulador de tensión del generador de la represa Gabriel Terra.....	37
4.1.1. Estudio de estabilidad transitoria.....	41
4.1.2. Análisis modal .....	43
4.2. Regulador de tensión del turbogenerador de la central Batlle y Ordóñez (5 <sup>a</sup> máquina) .....	44
4.2.1. Estudio de estabilidad transitoria.....	47
4.2.2. Análisis modal .....	49
4.3. Regulador de tensión de turbogenerador de la estación La Tablada .....	49
4.3.1. Estudio de estabilidad transitoria.....	52
4.3.2. Análisis modal .....	54
5. Resumen de los desempeños de los reguladores .....	54
6. Conclusiones.....	55

## Capítulo 5 - Estudios realizados sobre el modelo de la red uruguaya.

1. Introducción.....	57
2. Casos de estudio .....	58
2.1. Escenarios para estudios de pequeña señal.....	<b>58</b>
2.2. Casos de estudio para análisis de estabilidad transitoria .....	58
3. Estudios de pequeña señal .....	59
3.1. Desarrollo .....	59
3.2. Caso Hidráulico .....	59
3.2.1. Modo 66 ( $\zeta=0.059$ ).....	61



3.2.2. Modo 76 ( $\zeta=0.055$ ) .....	63
3.2.3. Modo 81 ( $\zeta=0.047$ ) .....	65
3.3. Caso Térmico .....	67
3.3.1. Modo 70 ( $\zeta=0.113$ ) .....	68
4. Estudios de estabilidad transitoria .....	71
4.1. Desarrollo .....	71
4.2. Casos de estudio .....	72
4.2.1. Perturbación próxima a las barras de generación de Botnia.....	72
4.2.2. Falta sobre la línea ‘Montevideo A’-‘Palmar 500’, con pérdida de la misma .....	75
5. Conclusiones.....	79
<b>Referencias .....</b>	<b>81</b>
<b>Apéndices</b>	
Apéndice 1: Rutinas .....	83
1. Criterio de comparación de vectores de autovalores .....	83
2. Rutina para extraer la matriz $A_s$ de PSAT .....	83
3. Rutinas para extraer y graficar los <i>mode-shapes</i> .....	84
3.1. Principal.....	84
3.2. Rutinas secundarias .....	84
3.2.1. mode_shapes_esc_hid .....	84
3.2.2. mode_shapes_esc_term .....	85
3.2.3. mode_shapes_red_total .....	87
3.2.4. Otras rutinas necesarias .....	88
Apéndice 2: Estudio de la respuesta temporal obtenida tras el análisis de pequeña señal.....	89
1. Introducción.....	89
2. Motivación.....	89
3. Procedimiento .....	89
4. Casos Analizados.....	90
4.1. Caso 1 .....	91



4.2. Caso 2 .....	92
4.3. Caso 3 .....	93
5. Conclusiones.....	93
Apéndice 3: Apoyo teórico.....	94
1. Introducción.....	94
2. Modelado de la máquina sincrónica para estudios de estabilidad transitoria y de pequeña señal.....	94
2.1. Modelo clásico.....	94
2.2. Modelo 5.2.....	95
2.3. Modelo 6.....	96
3. Introducción a la estabilidad de pequeña señal en sistemas eléctricos de potencia.....	98
3.1. Concepto.....	98
• Modos locales.....	98
• Modos inter área.....	98
• Modos de control.....	98
• Modos Torsionales.....	98
• Problemas locales.....	99
• Problemas globales.....	99
3.2. Desarrollo teórico.....	99
Apéndice 4: Efecto del regulador de tensión sobre los coeficientes de par sincronizante y de amortiguación.....	102
1. Presentación del sistema a estudiar.....	102
2. Coeficiente de par sincronizante en régimen.....	103
3. Coeficientes de par sincronizante y de amortiguación a la frecuencia de oscilación del rotor.....	104
4. Conclusiones.....	105
Apéndice 5: Requerimientos del sistema y organización del CD.....	106
<b>Reflexión final.....</b>	<b>108</b>



## Lista de Tablas y Figuras

Análisis de dos casos clásicos de referencia en estudios de pequeña señal.

Fig.1.1 – Sistema de 12 barras y 4 generadores .....	7
Tabla 1.1 – Datos de los generadores .....	7
Figura 1.2 – Modelo de saturación de las máquinas del caso de referencia.....	8
Tabla 1.2 – Resultados de los flujos de cargas .....	8
Tabla 1.3 – Resultados de pequeña señal publicados por el autor .....	9
Fig.1.3 – Representación del sistema de estudio, modelando la carga de las barras 7 y 9 mediante el uso de modelos ZIP .....	10
Tabla 1.4 – Tabla de autovalores para el sistema 1 .....	11
Fig.1.4 – Representación del sistema de estudio, colocando modelos de capacitores corregidos con la tensión de barra .....	11
Tabla 1.5 – Tabla de autovalores para el sistema 2 .....	12
Tabla 1.6 – Tabla de autovalores para el sistema 3 .....	13
Fig.2.1 – Sistema de 9 barras, 3 generadores .....	14
Tabla 2.1 – Datos de los generadores del ejemplo 2 .....	15
Tabla 2.2 – Autovalores y frecuencias, resultados de los autores .....	15
Fig.2.2 – Respuesta temporal, variación de ángulos $\delta_1$ , $\delta_2$ y $\delta_3$ , variación de ángulos $\delta_2$ y $\delta_3$ referidos a $\delta_1$ .....	16
Tabla 2.3 – Autovalores y frecuencias, resultados del estudio lineal.....	16
Fig.2.3 – Respuesta temporal, variación de ángulos $\delta_1$ , $\delta_2$ y $\delta_3$ .....	17
Fig.2.4 – Respuesta temporal, variación de ángulos $\delta_2$ y $\delta_3$ referidos a $\delta_1$ .....	17
Tabla 3.1 – Resultados presentados por el autor para los diferentes sistemas de excitación.....	19
Fig. 3.1 – Diagrama del regulador completo usado por el autor .....	19
Tabla 3.2 – Resultados del análisis lineal para el sistema 2 .....	21
Tabla 3.3 – Resultados del análisis lineal para el sistema 3 .....	22
Fig.3.2 – Diagrama del PSS modelo 2 de PSAT .....	22
Tabla 3.4 – Resultados del análisis lineal para el sistema 4 .....	23
Tabla 3.5 – Resumen de autovalores relevantes para los 3 sistemas.....	24



## Modelado de la red Uruguay para estudio de estabilidad transitoria y en pequeña señal.

Fig.1.1 – Plano geográfico de la red Uruguaya .....	26
Fig.1.2 – Plano geográfico, con detalle de la red en Montevideo .....	27
Fig.1.3 - Formato del archivo de matrices para ingreso de los datos .....	28
Fig.2.1 – Parámetros según el modelo de máquina .....	29
Fig.3.1 – Gráfica del ángulo de las máquinas de Palmar, Terra, Botnia 1 y 2 referido al ángulo de la máquina de Ezeiza .....	30
Fig.3.2 – Gráfica de tensión de barra de la estación Botnia 33 kV .....	30
Fig.3.3 – Gráfica de tensión de barra de la estación Fray Bentos .....	31

## Modelado de los sistemas de excitación de la red Uruguaya

Fig.2.1 – Imagen y datos AVR tipo I .....	34
Fig.2.2 – Imagen y datos AVR tipo II .....	35
Fig.2.3 – Imagen y datos AVR tipo III .....	36
Tabla 4.1 – Excitador de la turbina de la central Terra – Datos .....	37
Fig.4.1 – Excitador de la turbina de la central Terra – Diagrama .....	38
Fig.4.2 – AVR depurado (Simulink) .....	39
Fig.4.3 – Modelo del AVR I de PSAT, ajustado al del generador de Terra.....	39
Tabla 4.2 – Datos del regulador tipo 1 de PSAT, ajustado al del generador de Terra .....	39
Fig.4.4 - Comparación de salidas del regulador AVR I y el regulador de Terra, para una entrada senoidal y una entrada escalón .....	40
Fig.4.5 – Sistema de prueba Gabriel Terra .....	40
Fig.4.6 – Gráficas de ángulos de casos con y sin regulador para generador de Terra.....	41
Fig.4.7 – Gráficas de tensiones de excitación y de casos con y sin regulador para generador de Terra .....	42
Fig.4.8 – Gráficas de tensiones de barra de generador de casos con y sin regulador para generador de Terra.....	42
Fig.4.9 – Reporte de análisis modal para casos con y sin sistema de excitación.....	43



Fig.4.10 – Excitador de la turbina de la central Batlle - Diagrama .....	44
Tabla 4.3 – Excitador de la turbina de la central Batlle - Datos.....	44
Fig.4.11 – AVR depurado de la central Batlle (Simulink) .....	45
Fig.4.12 – .Modelo del AVR I de PSAT, ajustado al de la central Batlle.....	45
Tabla 4.4 – Datos del regulador tipo 1 de PSAT, ajustado al del generador de C.Batlle.....	45
Fig.4.13 – Comparación de salidas del AVR I y de Central Batlle para una entrada senoidal y una entrada escalón.....	46
Fig.4.14 – Sistema de prueba central Batlle .....	46
Fig.4.15 – Gráficas de ángulos de casos con y sin regulador para el generador de Central Batlle .....	47
Fig.4.16 – Gráficas de tensiones de excitación y de casos con y sin regulador para el generador de Central Batlle .....	48
Fig.4.17 – Gráficas de tensiones de barra de generador de casos con y sin regulador para el generador de Central Batlle.....	48
Fig.4.18 – Reporte de análisis modal para casos con y sin sistema de excitación.....	49
Fig.4.19 - Modelo y datos del sistema de excitación del generador de La Tablada – Diagrama .....	49
Tabla 4.5 - Modelo y datos del sistema de excitación del generador de La Tablada – Datos.....	50
Fig.4.20 – AVR de la central La Tablada (Simulink) .....	50
Fig.4.21 - Diagrama de bloques del AVR II de PSAT, ajustado al de La Tablada.....	51
Tabla 4.6 – Datos del regulador tipo 2 de PSAT, ajustado al del generador de La Tablada.....	51
Fig.4.22 – Comparación de salidas del AVR II y de Central Batlle para una entrada senoidal y una entrada escalón, representados en la misma gráfica, debido a que responde de forma similar.....	51
Fig.4.23 – Sistema de prueba central La Tablada .....	52
Fig.4.24 – Gráficas de ángulos de casos con y sin regulador para el generador de La Tablada .....	52
Fig.4.25 – Gráficas de tensiones de excitación y de casos con y sin regulador	



para el generador de La Tablada.....	53
Fig.4.26 – Gráficas de tensiones de barra de generador de casos con y sin regulador para el generador de La Tablada .....	53
Fig.4.27 – Reporte de análisis modal para casos con y sin sistema de excitación.....	54
Fig.4.28 – Resumen de los desempeños de los reguladores.....	54

#### Estudios realizados sobre el modelo de la red uruguaya.

Tabla 4.1 – Generación de las máquinas uruguayas en el escenario hidráulico....	60
Tabla 4.2 – Intercambio de Potencia con Argentina, para el caso hidráulico .....	60
Tabla 4.3 – Parejas de autovalores del escenario hidráulico .....	61
Tabla 4.4 – Módulo y ángulo de coeficientes de participación de los ángulos de generadores en el caso hidráulico, para el modo 66 .....	61
Fig.4.1 – Gráfico de los coeficientes de participación de los ángulos de generadores en el caso hidráulico, para el modo 66 .....	62
Tabla 4.5 – Módulo y ángulo de coeficientes de participación de los ángulos de generadores en el caso hidráulico, para el modo 76 .....	63
Fig.4.2 – Gráfico de los coeficientes de participación de los ángulos de generadores en el caso hidráulico, para el modo 76 .....	64
Tabla 4.7 – Módulo y ángulo de coeficientes de participación de los ángulos de generadores en el caso hidráulico, para el modo 81 .....	65
Fig.4.3 – Gráfico de los coeficientes de participación de los ángulos de generadores en el caso hidráulico, para el modo 81 .....	66
Tabla 4.8 – Generación de las máquinas uruguayas en el escenario térmico.....	67
Tabla 4.9 – Intercambio de Potencia con Argentina, para el caso térmico .....	67
Tabla 4.10–Parejas de autovalores del escenario térmico .....	68
Tabla 4.11–Módulo y ángulo de coeficientes de participación de los ángulos de generadores en el caso hidráulico, para el modo 70 .....	68
Fig.4.4 – Gráfico de los coeficientes de participación de los ángulos de generadores en el caso térmico, para el modo 70 .....	69
Fig.4.5 – Gráfico de los coeficientes de participación de las velocidades angulares de los generadores en el caso térmico, para el modo 70 .....	70



Fig.4.6 – Esquema unifilar de la localización de la falta en el caso de la perturbación próxima a los generadores de Botnia .....	72
Fig. 4.7 – Respuesta temporal del ángulo de los generadores, referidos al de Ezeiza, para la falta próxima a Botnia .....	73
Fig.4.8 – Respuesta temporal ampliada del ángulo de los generadores de Botnia, referidos al de Ezeiza .....	74
Fig.4.9 - Esquema unifilar de la localización de la falta en el caso de la pérdida de la línea Mon. A 500 – Palmar 500 .....	75
Fig.4.10 – Respuesta temporal del ángulo de los generadores de Palmar y Terra, referidos al de Ezeiza, para la falta en la línea que une Mon. A 500 con Palmar 500 .....	76
Fig.4.11 – Respuesta temporal del ángulo del generador 1 de la Central Batlle, referido al de Ezeiza, que muestra el desenganche del mismo, para la falta en la línea que une Mon. A 500 con Palmar 500 .....	77
Fig.4.12 – Respuesta temporal de los ángulos de los generadores de la red que se mantienen en sincronismo, referidos al de Ezeiza, para la falta en la línea que une Mon. A 500 con Palmar 500 .....	77
Fig.4.13 – Evolución de las tensiones para las barras más involucradas, para la falta en la línea que une Mon. A 500 con Palmar 500 .....	78

#### Apéndices

Fig.2.a – Sistema a estudiar, con falta en el bus 12 .....	90
Fig.2.b – Respuesta temporal del caso 1, análisis no lineal en azul y análisis lineal en rojo .....	91
Fig.2.c – Respuesta temporal del caso 2, análisis no lineal en azul y análisis lineal en rojo .....	92
Fig.2.d – Respuesta temporal del caso 3, análisis no lineal en azul y análisis lineal en rojo .....	93
Fig.4.a - Diagrama de bloques del sistema .....	102
Fig.4.b - Bloque sistema de excitación .....	102
Tabla 4.a - Tabla de valores de $K_S$ debido al excitador, $K_S$ total, y $K_D$ total, en función de $K_A$ .....	104

# **Capítulo 1**

## **Introducción**



## Descripción

El estudio de la estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia es una de las disciplinas más interesantes y complejas de la ingeniería. Involucra desde el diseño de las redes, hasta sus protecciones y sistemas de control.

Mantener en sincronismo estos sistemas ante súbitas variaciones en la carga o en la generación, o ante cortocircuitos en la red, ha sido un problema a manejar desde que la transmisión de energía eléctrica comenzó a funcionar con corriente alterna. Este se ha complicado cada vez más conforme crecieron las distancias, aumentó el mallado de las redes, y se necesitó cada vez más potencia.

Ante estos requerimientos, nuevos generadores fueron desarrollados, y sus sistemas de excitación junto a los disyuntores de líneas fueron perfeccionándose aumentando su velocidad de respuesta.

Sin embargo, la demanda de energía siguió creciendo, y la operación de los generadores al borde de sus límites obligó a ingenieros y matemáticos a desarrollar o adaptar teorías sobre estabilidad, y a proyectar y ejecutar diversos mecanismos para simular la operación de los sistemas, en pos de prevenir los resultados catastróficos de eventuales faltas.

En principio estos eran verdaderos ‘modelos a escala’ de las redes a estudiar, en los cuales se podía ‘simular’ el comportamiento del sistema, ajustando reóstatos o activando relés, a fin de representar faltas o apertura de líneas, monitoreando las tensiones y graficándolas en tiempo real.

Con el advenimiento de los computadores digitales, los ‘analizadores de redes’ fueron cediendo su espacio, hasta transformarse hoy día en piezas de museo.

El objetivo de este proyecto consistió en realizar estudios vinculados a la estabilidad de la red eléctrica uruguaya mediante el uso de un paquete de software para análisis de estabilidad transitoria y pequeñas perturbaciones.

Este programa es un *toolbox* de Matlab llamado PSAT (*Power System Analysis Toolbox*), que permite realizar análisis estático, dinámico y de control de los sistemas eléctricos de potencia, es de uso libre y se puede bajar la última versión del mismo en la página del autor [3].

El trabajo se centró en ingresar el modelo de la red Uruguaya, adaptando la misma al programa, para desarrollar así estudios de estabilidad transitoria y análisis de pequeña señal, con el fin de contribuir con resultados que se puedan comparar con los obtenidos por otros programas, despertando una nueva posibilidad de estudiar cambios en la red nacional, particularmente los referentes a futuras expansiones.



## Resumen

Este proyecto se ambienta en el marco del Grupo de Estabilidad y Control de Sistemas Eléctricos de Potencia (GECSEP) del Instituto de Ingeniería Eléctrica (IIE) de la Facultad de Ingeniería (FING).

El objetivo de este proyecto consistió en realizar estudios vinculados a la estabilidad de la red eléctrica uruguaya mediante el uso un paquete de software para análisis de estabilidad transitoria y pequeñas perturbaciones.

El paquete utilizado se llama PSAT (*Power System Analysis Toolbox*). Dicho software es un *toolbox* de MatLab que permite realizar análisis estático, dinámico y de control de los sistemas eléctricos de potencia, es de uso libre, y para este proyecto se utilizó la versión 1.3.3 (se puede obtener la última versión del mismo en la página de su autor, ref.[3]).

En el momento actual se presentan diversas oportunidades a nivel local, que motivan la realización de dichos estudios. En primer lugar la experiencia con la que se cuenta en análisis en pequeña señal es limitada, siendo este un punto a explotar. UTE cuenta con software profesional (PSS/E) para estudiar estabilidad transitoria pero carece del módulo de análisis de pequeña señal. La única información disponible en este aspecto proviene de un par de estudios realizados en los últimos quince años por parte de consultoras. En particular, puede resultar de interés contribuir a desarrollar estudios que puedan contemplar futuras ampliaciones de la red eléctrica nacional.

El estudio se centró en ingresar el modelo de la red Uruguay, adaptando la misma al software disponible, para poder luego efectuar estudios de estabilidad transitoria y análisis de pequeña señal (en esencia, obtener los auto vectores para los modos de oscilación electromecánicos más relevantes, y así ver que máquinas influyen en cada modo). Los resultados de estos estudios podrán ser comparados con los obtenidos por otros programas, con la posibilidad de estudiar posibles comportamientos al efectuar cambios en la red.

En el primer capítulo, ‘Análisis de dos casos clásicos de referencia en estudios de pequeña señal.’, pág. 6, se prueba la herramienta con dos ejemplos conocidos de la literatura, un primer sistema de 12 barras y 4 generadores, (pág. 813 de ref.[1]) y el segundo, de 9 barras y 3 generadores (pág 63 de ref.[2]). Se realizaron los mismos análisis que los efectuados por los autores, con el fin de comparar los resultados y obtener de esta forma cierta seguridad y soltura en el manejo del software, como también un buen nivel de confianza en el mismo.

Además del estudio de estos ejemplos, se efectuó un análisis particular con el ejemplo del sistema de 12 barras (ver Apéndice 2), que consistió en realizar la comparación entre las respuestas temporales obtenidas tras la simulación en PSAT y las que surgieron del análisis lineal realizado con el mismo programa. La idea principal de esta instancia fue confirmar que el programa es coherente consigo mismo, al verificar que las respuestas temporales (lineal y no lineal) que brinda el programa son más próximas conforme disminuye la magnitud de la perturbación a la que se somete el sistema a estudiar.



Luego de tener cierto grado de conocimiento del programa y de confiabilidad del mismo, se procedió a ingresar la red Uruguaya. Fueron modelados con datos precisos los transformadores, generadores, compensadores de reactiva y líneas. En primera instancia se efectuaron pruebas de la red sin incluir reguladores de tensión en los generadores, para poder efectuar comparaciones cuando los mismos fueran ingresados.

En el capítulo 3, 'Modelado de los sistemas de excitación de la red Uruguaya', pág. 30, se efectúa el análisis de los sistemas de excitación. Dado que algunos de estos modelos son bastante complejos para ser representados con la herramienta, fueron simplificados con criterios razonables detallados en el documento. Esta medida permitió su representación y posterior simulación, para tomarlos como patrones de comparación con los excitadores que serían luego diseñados para trabajar directamente en PSAT. Ya que dicho programa tiene tres modelos de sistemas de excitación incorporados, se buscó adaptar en la mejor medida posible estos modelos a los simplificados, que representan a los excitadores de la red Uruguaya.

En el capítulo 4, 'Estudios realizados sobre el modelo de la red', tras haber ingresado totalmente la red Uruguaya al software, se eligieron algunos escenarios de generación específicos, donde la misma es de naturaleza predominantemente hidráulica o térmica. Posteriormente se efectuó el análisis en pequeña señal de estos escenarios y se obtuvieron los auto vectores para los modos electromecánicos de mayor interés. Luego de observar dichos modos, se efectuaron dos tipos de estudios de estabilidad transitoria, a saber:

1. Estudios que incluyeron contingencias que involucraron a las máquinas más influyentes en algún modo particular, para tratar así de reflejar en una simulación temporal, los resultados obtenidos del análisis lineal.
2. Estudios que incluyeron faltas severas, a efectos de observar el comportamiento de la red ante este tipo de eventos.



## Marco Teórico

En el presente trabajo se manejan términos teóricos específicos referidos a los sistemas eléctricos de potencia, fundamentalmente modelos de máquinas y análisis en pequeña señal. Si el lector no está familiarizado con algunos de estos términos, puede referirse al apéndice 3 donde se realiza una breve descripción teórica de los temas abordados.

## Nomenclatura

Seguidamente se hace referencia a algunos términos utilizados en el presente trabajo, fundamentalmente en simulaciones temporales:

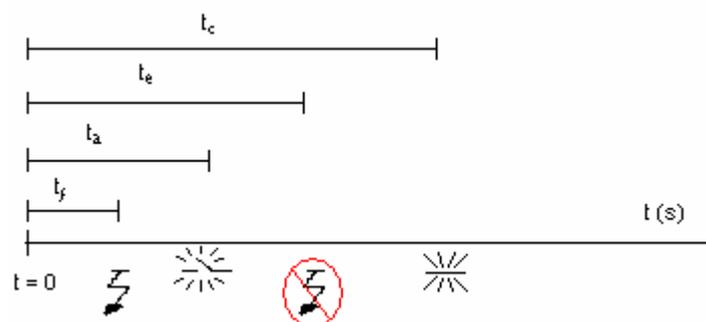
Tiempo de falta ( $t_f$ ): instante en que ocurre una falta.

Tiempo de despeje ( $t_d$ ): momento en que abren los disyuntores y dejan fuera de servicio la línea en falta.

Tiempo de extinción ( $t_e$ ): instante en el que se extingue la falta.

Tiempo de cierre o reenganche ( $t_c$ ): momento en que se cierra/n el/los disyuntor/es nuevamente.

Todos los tiempos se miden a partir del instante inicial de la simulación. El siguiente diagrama ilustra una situación típica de ‘reenganche exitoso’.



La secuencia mostrada es la que sigue:

1. En  $t = t_f$  aparece la falta.
2. En  $t = t_d$  abren los disyuntores despejando la línea.
3. Por la interrupción de la corriente en la línea, y asumiendo que la falta no provocó daños permanentes, la perturbación se extingue en  $t = t_e$ .
4. Para  $t = t_c$ , vuelven a cerrarse los disyuntores, que se mantienen en esa condición tras la desaparición de la falta.

## **Capítulo 2**

**Análisis de casos clásicos de referencia en estudios de pequeña señal.**



# Análisis de dos casos clásicos de referencia en estudios de pequeña señal.

## 1. Sistema de 12 barras, 4 generadores, disponible en ref.[1]

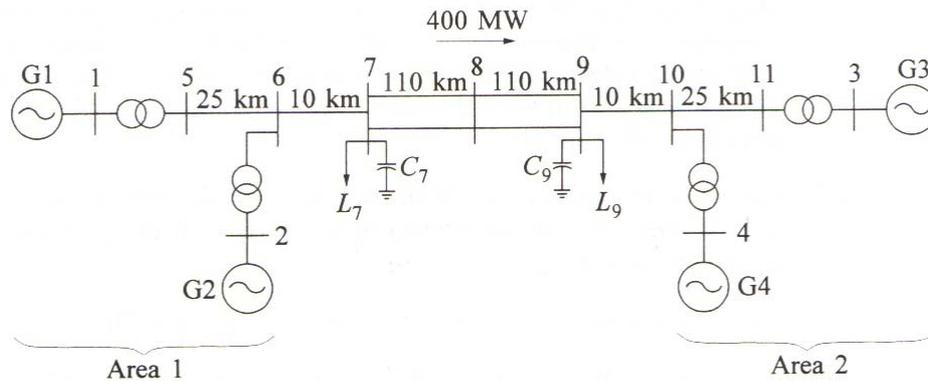


Fig.1.1 – Sistema de 12 barras y 4 generadores

### 1.1. Datos del sistema

Los datos son los siguientes:

Generadores: G1...G4, máquinas idénticas con modelos de orden 6 con excitación manual, 900 MVA, 20 kV.

$X_d = 1.8$	$X_q = 1.7$	$X_l = 0.2$	$X'_d = 0.3$	$X'_q = 0.55$
$X''_d = 0.25$	$X''_q = 0.25$	$R_a = 0.0025$	$T'_{do} = 8.0s$	$T'_{qo} = 0.4s$
$T''_{do} = 0.03s$	$T''_{qo} = 0.05s$	$A_{sat} = 0.015$	$B_{sat} = 9.6$	$\psi_{tl} = 0.9$
$H = 6.5$ (para G1 y G2)		$H = 6.175$ (para G3 y G4)		$K_D = 0$

Tabla 1.1 – Datos de los generadores

El modelo de la saturación de las máquinas está representado por la curva característica de la figura 1.2. Esta consta de tres zonas, a saber: la zona I ( $\psi_{at} < \psi_{tl}$ ), que corresponde al primer tramo del gráfico, se asume sin saturación; la II, no lineal, y la III, de saturación total. Definiendo la diferencia entre la curva de saturación en circuito abierto y la línea de entrehierro como  $\Psi_1$ , se pueden expresar las porciones del gráfico de la siguiente manera: Al segmento I le corresponde  $\Psi_1 = 0$ ; el segmento II (definido por el intervalo  $\psi_{tl} < \psi_{at} < \psi_{t2}$ ) está dado por una función apropiada que utiliza los parámetros  $A_{sat}$ ,  $B_{sat}$  y  $\psi_{tl}$  de la siguiente forma:

$$\Psi_1 = A_{sat} e^{B_{sat} (\psi_{at} - \psi_{tl})}$$



Para el segmento III, que corresponde al tramo ( $\Psi_{at} > \Psi_{t2}$ ), la ecuación que caracteriza a  $\Psi_1$  es:

$$\Psi_1 = \Psi_{G2} + L_{ratio}(\Psi_{at} - \Psi_{t2}) - \Psi_{at}$$

Donde  $L_{ratio}$  es el cociente entre las pendientes de la línea de entrehierro y la definida por el gráfico del tramo III. A continuación se muestra la mencionada curva característica :

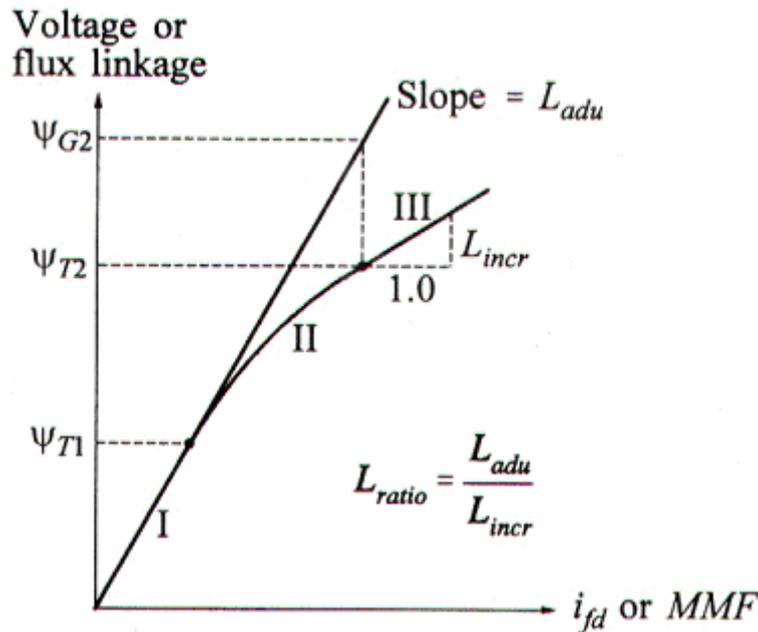


Figura 1.2 – Modelo de saturación de las máquinas del caso de referencia 1.

Transformadores: T1...T4, modelados como impedancias  $0+0.15j$ , en p.u., con base 900 MVA, 20/230 kV.

Líneas: sus parámetros en p.u., con base 100 MVA y 230 kV son:

$$r = 0.0001 \text{ pu/km} \quad x_l = 0.001 \text{ pu/km} \quad b_c = 0.00175 \text{ pu/km}$$

Sus longitudes están disponibles en la Fig.1.1

Shunt: En las barras 7 y 9 hay 2 compensaciones capacitivas fijas, que suministran 200 y 350 MVAR respectivamente, a la tensión de dichas barras tras el flujo de cargas.

Los resultados del flujo de cargas que muestra el autor son los siguientes (conjunto de datos incompleto, pero que constituye la base de la comparación a realizar):

G1:	P = 700 MW	Q = 185 MVAR	$E_t = [1.03 \ 0.3526 \text{ rad}]$
G2:	P = 700 MW	Q = 235 MVAR	$E_t = [1.01 \ 0.1833 \text{ rad}]$
G3:	P = 719 MW	Q = 176 MVAR	$E_t = [1.03 \ -0.1187 \text{ rad}]$
G4:	P = 700 MW	Q = 202 MVAR	$E_t = [1.01 \ -0.2967 \text{ rad}]$
Barra 7:	$P_L = 967 \text{ MW}$	$Q_L = 100 \text{ MVAR}$	$Q_C = 200 \text{ MVAR}$
Barra 9:	$P_L = 1767 \text{ MW}$	$Q_L = 100 \text{ MVAR}$	$Q_C = 350 \text{ MVAR}$

Tabla 1.2 – Resultados de los flujos de cargas



Los resultados del análisis de pequeña señal que expone el autor son los siguientes:

Autovalores	Real	Imag.	Frecuencia	Estados dominantes.					
1	-38.01	0.038	0.006	flujos	amort.	ejes	d	y	q.
2	-38.01	-0.038	0.006	flujos	amort.	ejes	d	y	q.
3	-37.89	0.142	0.023	flujos	amort.	ejes	d	y	q.
4	-37.89	-0.142	0.023	flujos	amort.	ejes	d	y	q.
5	-35.53	—	—	flujos	amort.	ejes	d	y	q.
6	-34.07	—	—	flujos	amort.	ejes	d	y	q.
7	-32.45	—	—	flujos	amort.	ejes	d	y	q.
8	-31.03	—	—	flujos	amort.	ejes	d	y	q.
9	-0.506	7.02	1.117	$\Delta\omega$ y $\Delta\delta$		de	G2	y	G3.
10	-0.506	-7.02	1.117	$\Delta\omega$ y $\Delta\delta$		de	G2	y	G3.
11	-0.492	6.82	1.087	$\Delta\omega$ y $\Delta\delta$		de	G2	y	G3.
12	-0.492	-6.82	1.087	$\Delta\omega$ y $\Delta\delta$		de	G2	y	G3.
13	-0.111	3.43	0.545	$\Delta\omega$ y $\Delta\delta$		de	G1... G4.		
14	-0.111	-3.43	0.545	$\Delta\omega$ y $\Delta\delta$		de	G1... G4.		
15	-5.303	—	—	flujos	amort.	ejes	d	y	q.
16	-5.287	—	—	flujos	amort.	ejes	d	y	q.
17	-4.139	—	—	flujos	amort.	ejes	d	y	q.
18	-3.428	—	—	flujos	amort.	ejes	d	y	q.
19	-0.276	—	—	$\Delta\psi_{fd}$		de	G1	y	G2.
20	-0.265	—	—	$\Delta\psi_{fd}$		de	G3	y	G4.
21	-0.117	—	—	$\Delta\omega$ y $\Delta\delta$		de	G1... G4.		
22	-0.096	—	—	$\Delta\omega$ y $\Delta\delta$		de	G1... G4.		
23	-0.00076	0.0022	0.0003	$\Delta\omega$ y $\Delta\delta$		de	G1... G4.		
24	-0.00076	-0.0022	0.0003	$\Delta\omega$ y $\Delta\delta$		de	G1... G4.		

Tabla 1.3 – Resultados en pequeña señal publicados por el autor

## 1.2. Análisis mediante PSAT

El sistema fue editado en Simulink, utilizando la librería de PSAT, en varias versiones, intentando lograr la mejor aproximación posible a los resultados de Kundur. Cabe destacar que el modelo de los generadores presentado por el autor es diferente al disponible en el programa, dado que modelan de forma diferente la saturación.

Cada versión recogía una colección de resultados que luego era comparada en media cuadrática (ver apéndice 1) con los recién descritos, generando así un valor de comparación, el cual luego se dividió con la norma del vector de autovalores del estudio original, a efectos de normalizar la desviación entre ambos resultados. Dicho valor muestra la “diferencia cuadrática media” entre los resultados del autor y los de este estudio.



Para realizar estas versiones, se analizaron ciertas características del sistema a saber:

Influencia de la saturación en el modelado de los generadores.

Influencia de los modelos utilizados para simular la acción de las compensaciones capacitivas fijas incluidas en las barras 7 y 9. Se realizaron pruebas con diferentes modelos de carga.

Los resultados de las tres simulaciones ‘más próximas’, como así también el indicador (denominado “Z”) de comparación de resultados, se incluyen a continuación en las siguientes tres tablas:

**Sistema 1:**

Editado usando modelos ZIP\* para simular las cargas en barras 7 y 9, con los parámetros que modelan la saturación de las máquinas (S (1.0) y S (1.2)) fijados en 0.

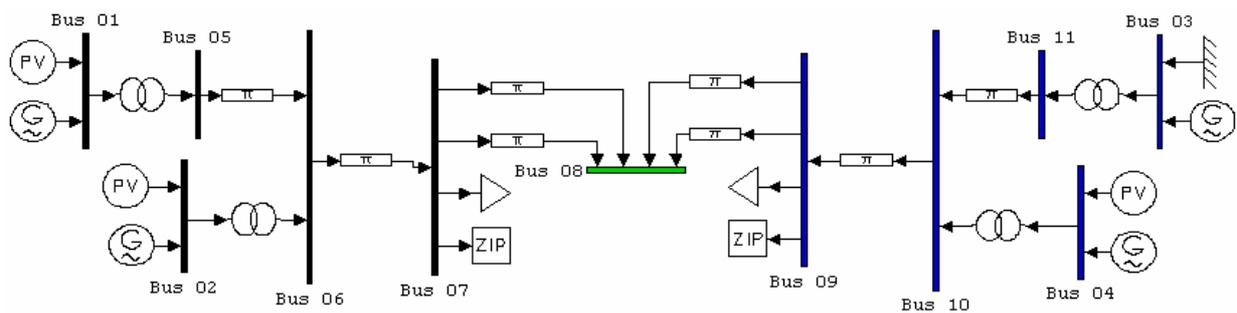


Fig.1.3 – Representación del sistema de estudio, modelando la carga de las barras 7 y 9 mediante el uso de modelos ZIP.

\* - Carga ZIP: Verifica las siguientes ecs.: a)  $P=gV^2+I_pV+P_n$   
 b)  $Q=bV^2+I_qV+Q_n$



Autovalores	Estados		Real	Imag.	Frecuencia
1	e2d_Syn 1,	e2d_Syn 2	-38,807	0.44011	0.070046
2	e2d_Syn 1,	e2d_Syn 2	-38,807	-0.44011	0.070046
3	e2d_Syn 2,	e2q_Syn 4	-38,380	0.54891	0.087362
4	e2d_Syn 2,	e2q_Syn 4	-38,380	-0.54891	0.087362
5	e2q_Syn 3		-33,944	0	0
6	e2q_Syn 1		-32,555	0	0
7	e2d_Syn 4		-24,050	0	0
8	e2d_Syn 3		-21,868	0	0
9	delta_Syn 1,	omega_Syn 1	-0.91061	8,123	1,293
10	omega_Syn 1,	delta_Syn 1	-0.91061	-8,123	1,293
11	delta_Syn 2,	omega_Syn 2	-0.88763	7,857	1,250
12	omega_Syn 2,	delta_Syn 2	-0.88763	-7,857	1,250
13	delta_Syn 4,	omega_Syn 4	-0.12443	3,840	0.61116
14	delta_Syn 4,	omega_Syn 4	-0.12443	-3,840	0.61116
15	e1d_Syn 1		-6,760	0	0
16	e1d_Syn 2		-6,705	0	0
17	e1d_Syn 4		-4,642	0	0
18	e1d_Syn 2		-3,565	0	0
19	e1q_Syn 1		-0.19019	0	0
20	e1q_Syn 2		-0.1988	0	0
21	delta_Syn 4		-0.070319	0	0
22	delta_Syn 4		-0.006272	0	0

Tabla 1.4 – Tabla de autovalores para el sistema 1

El indicador de la comparación con el vector de autovalores del autor, vale:

$$Z = 0.3189$$

**Sistema 2:**

Editado incluyendo modelos de bancos de capacitores, corregidos a la tensión de barra tras el flujo de cargas, entendiendo que la potencia reactiva suministrada por el banco depende de la tensión de la barra en la que está instalado. Para que efectivamente estas potencias correspondan a los valores indicados por el autor, es necesario conocer la tensión en dichas barras, para luego fijar el valor de las impedancias (las tensiones de corrección fueron obtenidas del flujo de cargas del sistema 1).

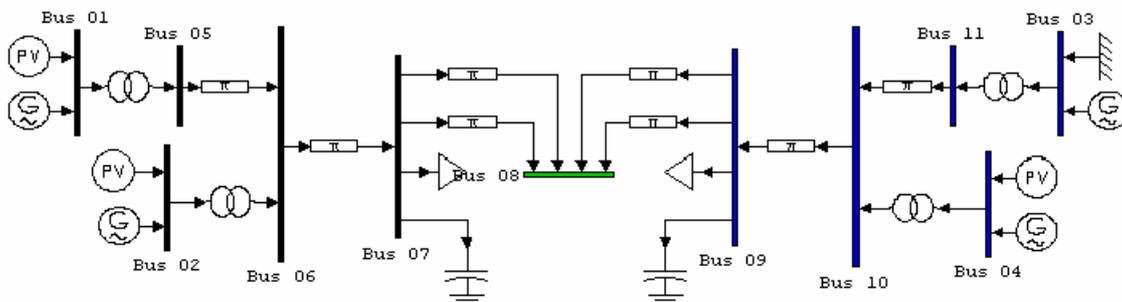


Fig.1.4 – Representación del sistema de estudio.



Autovalores	Estados		Real	Imag.	Frecuencia
1	e2d_Syn_1,	e2d_Syn_4	-38,854	0.18914	0.030103
2	e2d_Syn_1,	e2d_Syn_4	-38,854	-0.18914	0.030103
3	e2q_Syn_4,	e2d_Syn_2	-38,398	0.36605	0.058259
4	e2q_Syn_4,	e2d_Syn_2	-38,398	-0.36605	0.058259
5	e2q_Syn_3		-33,573	0	0
6	e2q_Syn_1		-31,337	0	0
7	e2d_Syn_3		-22,080	0	0
8	e2d_Syn_4		-24,389	0	0
9	delta_Syn_1,	omega_Syn_1	-0.92381	8,018	1,276
10	omega_Syn_1,	delta_Syn_1	-0.92381	-8,018	1,276
11	omega_Syn_2,	delta_Syn_2	-0.89922	7,804	1,242
12	delta_Syn_2,	omega_Syn_2	-0.89922	-7,804	1,242
13	delta_Syn_3,	omega_Syn_3	-0.19902	3,726	0.59307
14	omega_Syn_3,	delta_Syn_3	-0.19902	-3,726	0.59307
15	e1d_Syn_1		-6,762	0	0
16	e1d_Syn_2		-6,705	0	0
17	e1d_Syn_4		-4,707	0	0
18	e1d_Syn_2		-3,735	0	0
19	e1q_Syn_2		0.23478	0	0
20	e1q_Syn_4		-0.18743	0	0
21	e1q_Syn_2		-0.19933	0	0
22	e1q_Syn_4		-0.000829	0	0
23	delta_Syn_4		0	0	0
24	omega_Syn_4		0	0	0

Tabla 1.5 – Tabla de autovalores para el sistema 2.

Para este caso, el indicador de la comparación con el vector de autovalores del autor resulta:

$$\mathbf{Z} = \mathbf{0.3167}$$

Sin embargo, cabe destacar que este sistema no resulta siquiera estable en el estudio realizado, por tener un autovalor positivo (el nº 19).



### **Sistema 3:**

El sistema que sigue es análogo al sistema 1, con los parámetros que modelan la saturación de las máquinas (S (1.0) y S (1.2)) fijados en (0.05 y 0.3).

Autovalores	Estados		Real	Imag.	Frecuencia
1	e2d_Syn_1,	e2d_Syn_2	-38,864	0.46246	0.0736
2	e2d_Syn_1,	e2d_Syn_2	-38,864	-0.46246	0.0736
3	e2d_Syn_2,	e2d_Syn_3	-38,437	0.57302	0.0912
4	e2d_Syn_2,	e2d_Syn_3	-38,437	-0.57302	0.0912
5	e2q_Syn_3		-33,949	0	0
6	e2q_Syn_1		-32.556	0	0
7	e2d_Syn_4		-24,050	0	0
8	e2d_Syn_3		-21,869	0	0
9	omega_Syn_1,	delta_Syn_1	-0.82623	7,374	1,174
10	delta_Syn_1,	omega_Syn_1	-0.82623	-7,374	1,174
11	delta_Syn_2,	omega_Syn_2	-0.80505	7,132	1,135
12	omega_Syn_2,	delta_Syn_2	-0.80505	-7,132	1,135
13	omega_Syn_4,	delta_Syn_4	-0.1223	3,504	0.55771
14	omega_Syn_4,	delta_Syn_4	-0.1223	-3,504	0.55771
15	e1d_Syn_1		-6.81	0	0
16	e1d_Syn_2		-6,757	0	0
17	e1d_Syn_4		-4,640	0	0
18	e1d_Syn_3		-3.57	0	0
19	e1q_Syn_1		-0.20985	0	0
20	e1q_Syn_2		-0.20405	0	0
21	delta_Syn_3		-0.01408	0	0
22	omega_Syn_4		-0.08646	0	0
23	delta_Syn_3		0	0	0
24	omega_Syn_3		0	0	0

Tabla 1.6 – Tabla de autovalores para el sistema 3

Para este tercer caso, el indicador de la comparación con el vector de autovalores del autor resulta:

$$Z = 0.3167$$

### **1.3. Conclusiones**

Para este caso de estudio hay diferencias notorias entre los resultados de PSAT y los publicados por Kundur.

Tras consultar al Foro de PSAT (ref.[4]), Federico Milano (autor de PSAT) respondió diciendo que ese ejemplo era “tan solo aproximable” mediante su programa, ya que el modelo de máquina utilizado por Kundur era diferente y trataba la saturación de otra manera; sin embargo, las diferencias observadas no parecen aparecer solo a raíz de este problema, que afecta de manera sustancial a ciertos autovalores del sistema, pero que prácticamente no influye en otros, que aparecen distantes de la solución propuesta por Kundur.



**2. Sistema de 9 barras, 3 generadores, disponible en ref. [2]:**

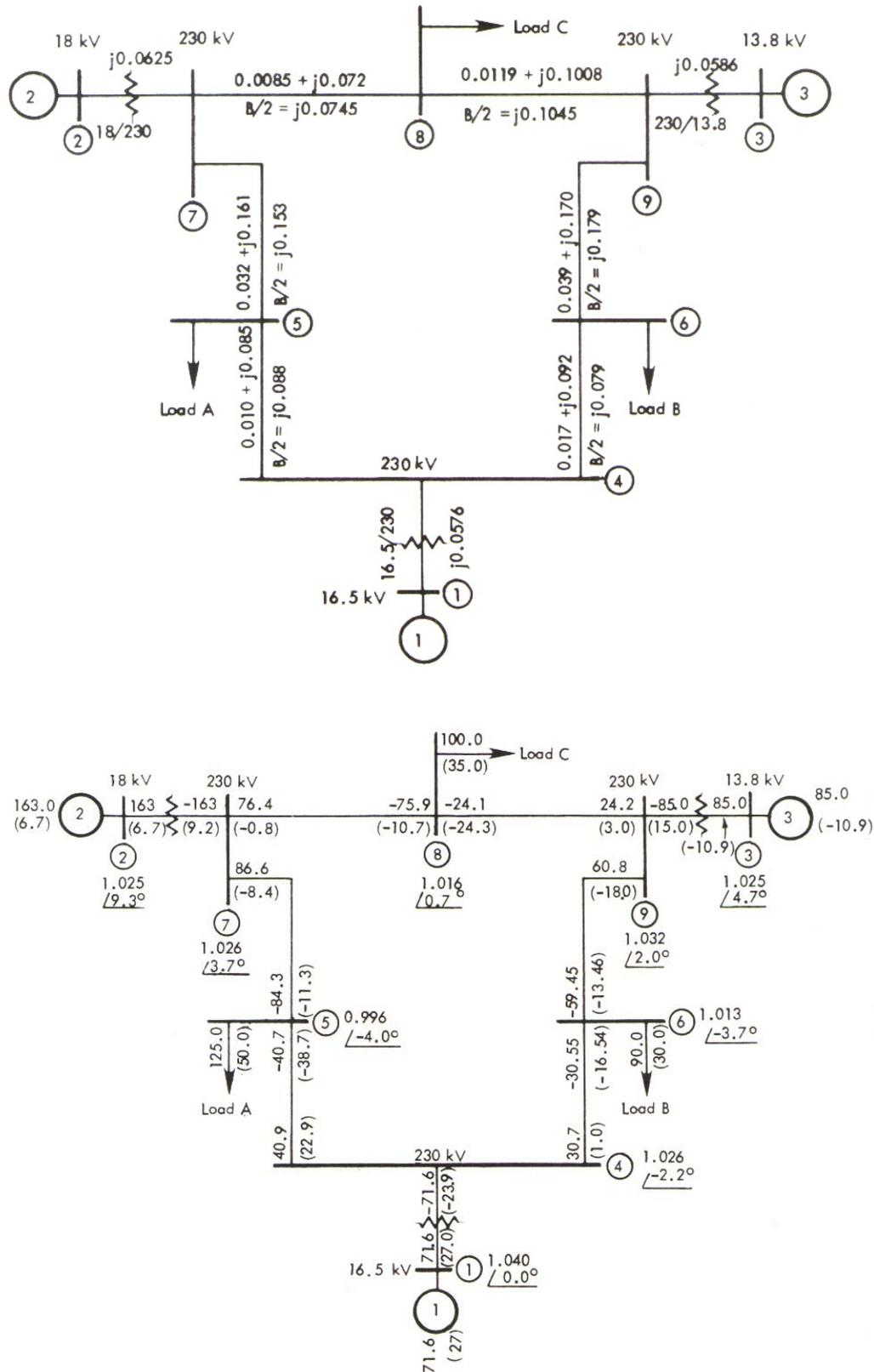


Fig. 2.1 - Sistema de 9 barras, 3 generadores, extraído de ref.[2]



## 2.1. Datos del sistema

Los datos de transformadores y líneas brindados por los autores se deducen de la figura 2.1, los datos de los generadores son los siguientes:

Generador	1	2	3
P.nom. (MVA)	247.5	192.0	128.0
Tensión (kV)	16.5	18.0	13.8
Factor de Potencia	1.0	0.85	0.85
$X_d$	0.1460	0.8958	1.3125
$X'_d$	0.0608	0.1198	0.1813
$X_q$	0.0969	0.8645	1.2578
$X'_q$	0.0969	0.1969	0.25
$X_l$	0.0336	0.0521	0.0742
$T'_{qo}$	0	0.535	0.600
$T'_{do}$	8.96	6.00	5.89
$M=2H$	47.28	12.8	6.02

Tabla 2.1 – Datos de los generadores del ejemplo 2

Las impedancias expresan sus valores en p.u., con base 100 MVA, y las constantes de tiempo en s.

En el siguiente estudio, el sistema se ve perturbado por una falta trifásica en la barra 8, a través de una impedancia 10.0 p.u. (Esto equivale a una carga de 10 MW, del orden del 3% de la carga total), con tiempo de ocurrencia de falta de 0.1 s., sin despeje ni extinción de la misma. Para dicho estudio, los autores optan por utilizar el modelo clásico de máquina, (generador con modelo de orden 2) en lugar del modelo original.

Así, se muestran dos frecuencias de oscilación relevantes, asociadas a dos pares de autovalores del sistema:

Par 1	Par 2
+/- 8.807j	+/- 13.416j
1.402 Hz.	2.135 Hz.

Tabla 2.2 – Autovalores y frecuencias, resultados de los autores.



Como así también muestran simulaciones de respuesta temporal de los generadores:

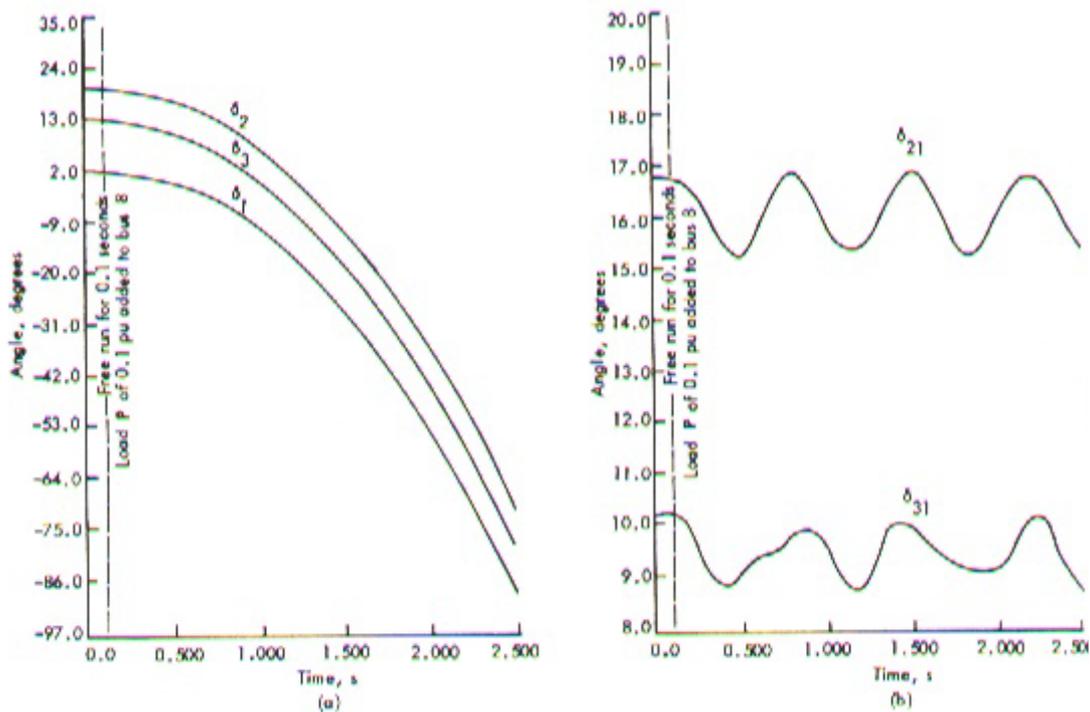


Fig.2.2 – Respuesta temporal, variación de ángulos  $\delta_1$ ,  $\delta_2$  y  $\delta_3$ , variación de ángulos  $\delta_{21}$  y  $\delta_{31}$  referidos a  $\delta_1$ , presentada por los autores

## 2.2. Análisis mediante PSAT

El sistema anterior fue editado en Simulink, utilizando la librería de PSAT, y fueron calculados tanto los autovalores de la matriz  $A_s^*$ , como fue realizada una simulación temporal de idéntico escenario que el presentado en el ejemplo, cuyos resultados son los siguientes:

Autovalores	Estados	Real	Imag.	Frecuencia
1	omega_Syn_2, delta_Syn_2	0	13.3463	2.1241
2	omega_Syn_2, delta_Syn_2	0	-13.3463	2.1241
3	delta_Syn_1	0	0	0
4	omega_Syn_1, delta_Syn_1	0	8.7882	1.3987
5	omega_Syn_1, delta_Syn_1	0	-8.7882	1.3987
6	delta_Syn_1	0	0	0

Tabla 2.3 – Autovalores y frecuencias, resultados del estudio lineal.



\* - Matriz  $A_s$  : Es la matriz que representa completamente al sistema lineal, tal que su respuesta cumple:  $dx/dt = A_s x$

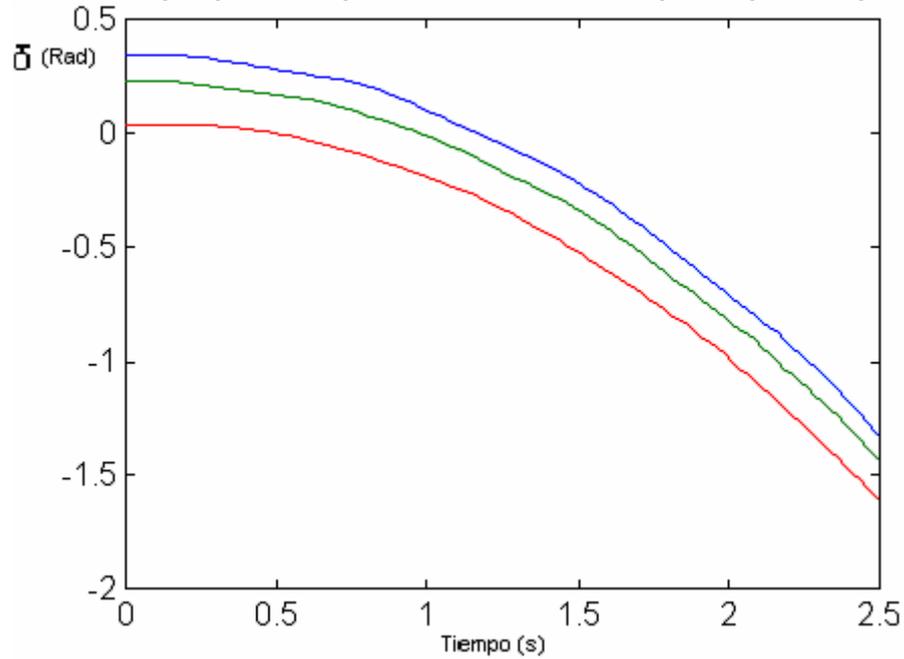


Fig. 2.3 – Respuesta temporal, variación de ángulos  $\delta_1$ ,  $\delta_2$  y  $\delta_3$

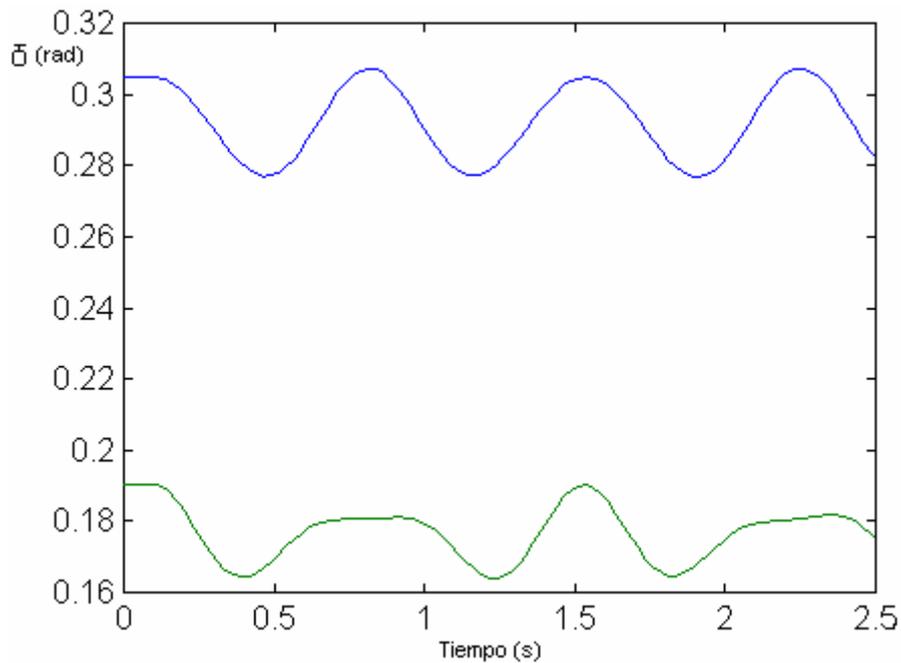


Fig. 2.4 – Respuesta temporal, variación de ángulos  $\delta_2$  y  $\delta_3$  referidos a  $\delta_1$ .



### **2.3. Conclusiones**

En el primer gráfico la curva azul corresponde a  $\delta_2$  (ángulo del generador 2), la verde a  $\delta_3$  y la roja a  $\delta_1$ , mientras que el segundo muestra los ángulos  $\delta_2$  y  $\delta_3$  referidos a  $\delta_1$  (cabe destacar que la unidad angular es el radián).

Mediante inspección es posible apreciar la similitud de resultados entre la simulación y los datos de los autores.

En este caso, la aproximación a los resultados publicados por los autores fue mucho mejor.



### 3. Análisis del caso clásico de Kundur en estudios de pequeña señal, para tres sistemas de excitación

#### 3.1. Presentación del estudio

El sistema de potencia analizado en 1 es afectado por cuatro sistemas de excitación diferentes, para los cuales el autor realiza su estudio de pequeña señal y brinda unos pocos resultados, con el fin de comparar los desempeños de las variantes analizadas.

Mediante PSAT fue posible reproducir de forma muy aproximada los últimos tres casos, no así el primero, por no disponer de ningún modelo de sistema de excitación de PSAT que fuera capaz de representarlo.

Los resultados que brinda el autor son los siguientes:

Tipo de control de Excitación:	Autovalor				
	Modo inter-área		Modo local área 1		Modo local área 2
1) Excitador DC	-0.018 ( $f=0.52, \zeta=0.005$ )	+/-j3.27	-0.485 ( $f=1.08, \zeta=0.07$ )	+/-j6.81	-0.500 +/- j 7.00 ( $f=1.11, \zeta=0.07$ )
2) A tiristores de alta ganancia	+0.031 ( $f=0.61, \zeta=-0.008$ )	+/-j3.84	-0.490 ( $f=1.14, \zeta=0.07$ )	+/-j7.15	-0.496 +/- j 7.35 ( $f=1.17, \zeta=0.07$ )
3) A tiristores con TGR*	+0.123 ( $f=0.55, \zeta=-0.036$ )	+/-j3.46	-0.450 ( $f=1.09, \zeta=0.06$ )	+/-j6.86	-0.462 +/- j 7.05 ( $f=1.12, \zeta=0.06$ )
4) A tiristores con TGR y PSS	-0.501 ( $f=0.60, \zeta=0.13$ )	+/-j3.46	-1.826 ( $f=1.28, \zeta=0.22$ )	+/-j8.05	-1.895 +/- j 8.35 ( $f=1.33, \zeta=0.22$ )

Tabla 3.1 – Resultados presentados por el autor para los diferentes sistemas de excitación\* -

TGR: “Transient gain reduction”

La figura siguiente muestra el regulador en su versión completa, para el sistema 2, se asignan valores solo a las ctes.  $K_A$  y  $T_R$ , para el sistema 3, se asignan valores también a los parámetros  $T_2$  y  $T_1$ , y finalmente, para el 4 se utiliza el modelo completo.

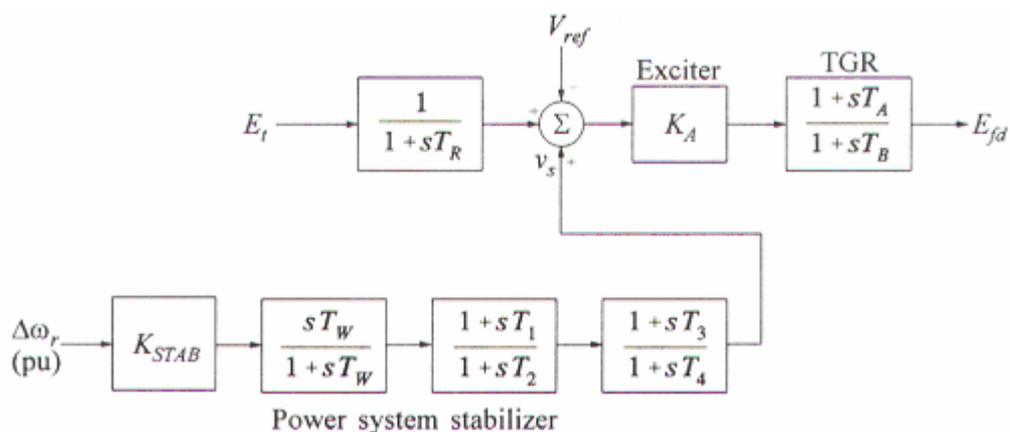


Fig. 3.1 – Diagrama del regulador completo usado por el autor



### 3.2. Análisis en PSAT

Así, el sistema en cuestión fue editado en Simulink, utilizando la librería de PSAT, en 3 versiones, cada una de las cuales incluyó un mecanismo de excitación diferente para los generadores intentando reproducir los sistemas brindados por Kundur (2, 3 y 4), comparando los diagramas de bloques de éstos con los disponibles en los modelos de PSAT.

Los dos primeros fueron simulados utilizando bloques AVR, mientras que el tercero se editó incluyendo también bloques PSS.

Los valores propios correspondientes a los modos de área fueron marcados en el reporte; así, el modo inter-área está en celeste, el modo local del área 1 en naranja, y el modo local del área 2 en amarillo.

A continuación se detallan dichos reportes:

#### Sistema 2:

Utilizando el modelo III de AVR de PSAT (ver fig.2.3 , pág 35), el cual añade al sistema tres variables de estado,  $v_r$ ,  $v_m$  y  $v_f$ , y fijando los parámetros del mismo como se indica a continuación, el sistema representado en PSAT queda:

#### AVR tipo 3

Min. Regulación de Voltaje (pu)	-5
Max. Regulación de Voltaje (pu)	5
Ganancia (pu/pu)	200
Polo $T_2$ (s)	0
Cero $T_1$ (s)	0
Tiempo de <i>delay</i> $T_r$ (s)	0.01



Los resultados del estudio de pequeña señal para este sistema son los siguientes:

Autovalor	Estados		Real	Imag.	Frecuencia
1	vf_Exc_1		-1000.0046	0	0
2	vf_Exc_3		-999.9947	0	0
3	vf_Exc_4		-999.9957	0	0
4	vf_Exc_2		-999.995	0	0
5	vm_Exc_1		-99.0812	0	0
6	vm_Exc_4		-98.9015	0	0
7	vm_Exc_2		-98.8226	0	0
8	vm_Exc_3		-98.8032	0	0
9	e2q_Syn_2,	e2q_Syn_1	-44.1838	0.06762	0.01076
10	e2q_Syn_2,	e2q_Syn_1	-44.1838	-0.06762	0.01076
11	e2q_Syn_3		-42.3305	0	0
12	e2q_Syn_3		-41.5987	0	0
13	e2d_Syn_2,	e2d_Syn_1	-38.7042	0.0519	0.00826
14	e2d_Syn_2,	e2d_Syn_1	-38.7042	-0.0519	0.00826
15	e2d_Syn_4		-24.9295	0	0
16	e2d_Syn_3		-23.3357	0	0
17	e1q_Syn_1,	vr3_Exc_3	-0.48095	12.6201	2.0086
18	e1q_Syn_1,	vr3_Exc_3	-0.48095	-12.6201	2.0086
19	e1q_Syn_2,	vr3_Exc_2	-1.2016	12.1679	1.9366
20	e1q_Syn_2,	vr3_Exc_2	-1.2016	-12.1679	1.9366
21	e1q_Syn_4,	e1q_Syn_3	-1.2797	11.7207	1.8654
22	e1q_Syn_4,	e1q_Syn_3	-1.2797	-11.7207	1.8654
23	e1q_Syn_4,	e1q_Syn_3	-1.286	11.555	1.839
24	e1q_Syn_4,	e1q_Syn_3	-1.286	-11.555	1.839
25	omega_Syn_4,	delta_Syn_4	-0.11193	3.8136	0.60696
26	omega_Syn_4,	delta_Syn_4	-0.11193	-3.8136	0.60696
27	omega_Syn_1,	delta_Syn_1	-2.5942	6.3656	1.0131
28	omega_Syn_1,	delta_Syn_1	-2.5942	-6.3656	1.0131
29	delta_Syn_2,	omega_Syn_2	-2.4354	6.2993	1.0026
30	delta_Syn_2,	omega_Syn_2	-2.4354	-6.2993	1.0026
31	e1d_Syn_1,	e1d_Syn_2	-5.4389	0.04306	0.00685
32	e1d_Syn_1,	e1d_Syn_2	-5.4389	-0.04306	0.00685
33	e1d_Syn_4		-4.9123	0	0
34	e1d_Syn_3		-4.6363	0	0
35	delta_Syn_2		0	0	0
36	omega_Syn_2		0	0	0

Tabla 3.2 – Resultados del análisis lineal para el sistema 2.

En los reportes de PSAT, como el mostrado en la tabla anterior, en la columna ‘Estados’ se muestran las variables de estado que tienen mayor participación en cada modo. Sin embargo, pueden quedar excluidas variables que, sin ser dominantes, tengan una participación importante en el mismo.

### **Sistema 3:**

Editado, al igual que el sistema 1, utilizando el modelo III de AVR de PSAT, implementando el TGR mediante el ajuste de los polos  $T_1$  y  $T_2$ ; fijando los parámetros del mismo de la siguiente manera:



### AVR tipo 3

Min. Regulación de Voltaje (pu)	-5
Max. Regulación de Voltaje (pu)	5
Ganancia (pu/pu)	200
Polo $T_2$ (s)	10
Cero $T_1$ (s)	1
Tiempo de <i>delay</i> $T_r$ (s)	0.01

Los resultados del estudio de pequeña señal para este sistema son los siguientes:

Autovalor	Estados		Real	Imag.	Frecuencia
1	vf_Exc_1		-1000.012	0	0
2	vf_Exc_3		-999.9866	0	0
3	vf_Exc_4		-999.989	0	0
4	vf_Exc_2		-999.9876	0	0
5	vm_Exc_1		-100.7747	0	0
6	vm_Exc_4		-100.9199	0	0
7	vm_Exc_2		-100.9832	0	0
8	vm_Exc_3		-101.0011	0	0
9	e2d_Syn_1		-39.2629	0	0
10	e2d_Syn_2		-38.7729	0	0
11	e2q_Syn_2		-36.132	0	0
12	e2q_Syn_1		-35.7839	0	0
13	e2q_Syn_3		-31.7417	0	0
14	e2q_Syn_4		-30.5008	0	0
15	e2d_Syn_4		-23.5208	0	0
16	e2d_Syn_3		-21.0692	0	0
17	omega_Syn_1,	delta_Syn_1	-1.0376	8.2451	1.3122
18	omega_Syn_1,	delta_Syn_1	-1.0376	-8.2451	1.3122
19	delta_Syn_2,	omega_Syn_2	-1.0165	7.9781	1.2697
20	omega_Syn_2,	delta_Syn_2	-1.0165	-7.9781	1.2697
21	e1d_Syn_1		-6.9693	0	0
22	e1d_Syn_2		-6.9107	0	0
23	delta_Syn_4,	omega_Syn_4	-0.12561	3.828	0.60925
24	omega_Syn_4,	delta_Syn_4	-0.12561	-3.828	0.60925
25	e1d_Syn_4		-4.5065	0	0
26	e1q_Syn_2,	e1q_Syn_3	-1.808	1.3959	0.22217
27	e1q_Syn_2,	e1q_Syn_3	-1.808	-1.3959	0.22217
28	e1q_Syn_2		-2.2183	0	0
29	e1q_Syn_4,	vr3_Exc_4	-0.97256	1.0931	0.17397
30	e1q_Syn_4,	vr3_Exc_4	-0.97256	-1.0931	0.17397
31	vr3_Exc_3,	e1q_Syn_1	-0.54325	0.75796	0.12063
32	vr3_Exc_3,	e1q_Syn_1	-0.54325	-0.75796	0.12063
33	vr3_Exc_1,	e1q_Syn_3	-0.56236	0.76692	0.12206
34	vr3_Exc_1,	e1q_Syn_3	-0.56236	-0.76692	0.12206
35	omega_Syn_2		0	0	0
36	delta_Syn_2		0	0	0

Tabla 3.3 – Resultados del análisis lineal para el sistema 3.

### Sistema 4:

En este caso se implementa un PSS, el cual se conecta a un AVR idéntico al del caso anterior, agregando al sistema otras cuatro variables de estado:  $v_1$ ,  $v_2$ ,  $v_3$  y  $v_s$ .

Los parámetros establecidos en PSAT para el PSS, modelo 2, son los siguientes:

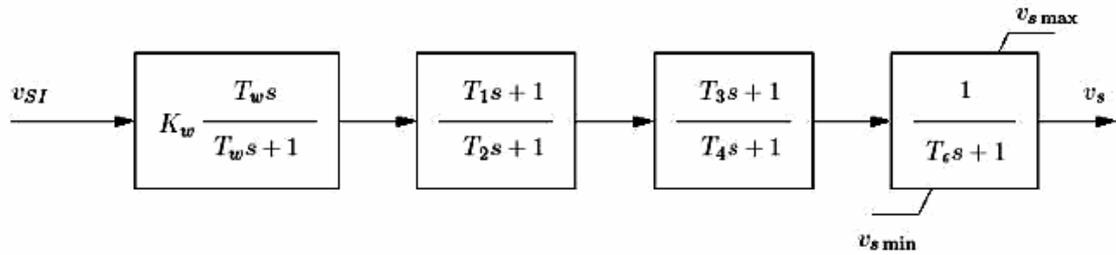


Fig. 3.2 – Diagrama del PSS modelo 2 de PSAT

PSS modelo	2
Señal de entrada	Omega
Max. y Min. Salida del estabilizador (pu)	[0.05 -0.05]
Ganancia $K_w$ y constante de tiempo $T_w$ (pu/pu, s)	[20 10]
Lead-Lag constantes de tiempo $T_1, T_2, T_3, T_4$ (s)	[0.05 0.02 3 .4]

Los resultados del estudio de pequeña señal para este sistema son los siguientes:

Autovalor	Estados		Real	Imag.	Frecuencia
1	vss_Pss_1		-1000.7138	0	0
2	vf_Exc_3		-393.2676	0	0
3	vf_Exc_1	vss_Pss_4	-1000.0076	0.5105	0.08125
4	vf_Exc_1	vss_Pss_4	-1000.0076	-0.5105	0.08125
5	vf_Exc_2		-393.4509	0	0
6	vss_Pss_3		-1000.5332	0	0
7	vf_Exc_4		-393.5876	0	0
8	vss_Pss_2		-1000.3981	0	0
9	vm_Exc_1		-100.7754	0	0
10	vm_Exc_4		-100.3213	0	0
11	vm_Exc_2		-100.364	0	0
12	vm_Exc_3		-101.0015	0	0
13	v2_Pss_1		-50.4747	0	0
14	v2_Pss_4		-50.0765	0	0
15	v2_Pss_3		-50.4236	0	0
16	v2_Pss_2		-50.1241	0	0
17	e2d_Syn_1		-39.1563	0	0
18	e2d_Syn_2		-38.6292	0	0
19	e2q_Syn_2		-35.7879	0	0
20	e2q_Syn_1		-35.4584	0	0
21	e2q_Syn_3		-31.6389	0	0
22	e2q_Syn_4		-30.4528	0	0
23	e2d_Syn_4		-23.5176	0	0
24	e2d_Syn_3		-21.0667	0	0
25	omega_Syn_1	delta_Syn_1	-1.0315	8.586	1.3665
26	omega_Syn_1	delta_Syn_1	-1.0315	-8.586	1.3665
27	omega_Syn_2	delta_Syn_2	-1.0137	8.3063	1.322
28	omega_Syn_2	delta_Syn_2	-1.0137	-8.3063	1.322
29	e1d_Syn_1		-6.3843	0	0
30	e1d_Syn_2		-6.3254	0	0
31	omega_Syn_4	delta_Syn_4	-0.18843	4.1113	0.65433
32	omega_Syn_4	delta_Syn_4	-0.18843	-4.1113	0.65433
33	e1d_Syn_4		-4.5176	0	0
34	e1d_Syn_2		-2.8629	0	0
35	e1q_Syn_2	e1q_Syn_3	-1.174	1.9364	0.30818
36	e1q_Syn_2	e1q_Syn_3	-1.174	-1.9364	0.30818
37	e1q_Syn_4	vr3_Exc_4	-0.90845	1.0181	0.16204
38	e1q_Syn_4	vr3_Exc_4	-0.90845	-1.0181	0.16204
39	vr3_Exc_3	e1q_Syn_1	-0.54403	0.71505	0.1138
40	vr3_Exc_3	e1q_Syn_1	-0.54403	-0.71505	0.1138
41	vr3_Exc_1	e1q_Syn_3	-0.56218	0.72394	0.11522
42	vr3_Exc_1	e1q_Syn_3	-0.56218	-0.72394	0.11522
43	v3_Pss_1	v3_Pss_3	-0.43621	0.11499	0.0183
44	v3_Pss_1	v3_Pss_3	-0.43621	-0.11499	0.0183
45	v3_Pss_2		-0.17927	0	0
46	v3_Pss_2		-0.18071	0	0
47	v3_Pss_4		-0.17964	0	0
48	v1_Pss_2		-0.10281	0	0
49	v1_Pss_3		-0.10262	0	0
50	v1_Pss_2		-0.10216	0	0
51	delta_Syn_1		0	0	0
52	delta_Syn_1		0	0	0

Tabla 3.4 – Resultados del análisis lineal para el sistema 4.



En base al estudio anterior se obtiene la siguiente tabla de comparación, análoga a la presentada por el autor (ver Tabla 3.5).

Cabe destacar que la identificación de los modos se realizó en base al reporte de factores de participación, extraído de PSAT, tomando en cuenta las variables  $\delta$  y  $\omega$  de cada generador:

Tipo de control de Excitación:	Autovalor		
	Modo inter-área	Modo local área 1	Modo local área 2
2) A tiristores de alta ganancia	-0.11193+/-j3.8136 (f=0.60696)	-2.4354+/-6.2993 (f=1.0026)	-2.5942+/-j6.3656 (f=1.0131)
3) A tiristores con TGR*	-0.12561+/-j3.828 (f=0.60925)	-1.0165+/-j7.9781 (f=1.2697)	-1.0376+/-j8.2451 (f=1.3122)
4) A tiristores con TGR y PSS	-0.18843+/-j4.1113 (f=0.65433)	-1.0137+/-j8.3063 (f=1.322)	-1.0315+/-j8.586 (f=1.3665)

Tabla 3.5 – Resumen de autovalores relevantes para los 3 sistemas.

### 3.3. Conclusiones

Según este estudio, el excitador provisto de PSS mejora la amortiguación del modo inter-área, pero tiene escasa o nula interacción con los modos locales (comparándolo con el excitador con TGR).

A su vez, si bien el modo inter área del primer sistema de excitación es “ligeramente peor” que los sistemas que lo siguen en la lista, muestra mucho mejores modos locales.

Las conclusiones son diferentes, una vez más, a las que proporciona el autor, que descarta los dos primeros excitadores por mostrar modos inter-área inestables en su estudio, y que muestra un desempeño muy superior del PSS en este sistema de potencia, comparado con el mostrado en el estudio de autovalores realizado con PSAT.

### 4. Conclusiones generales

Los tres casos presentados son una selección de varias comparaciones realizadas entre PSAT y algunos casos de referencia.

Los ejemplos analizados muestran una muy buena similitud con los resultados publicados en los casos en que se utiliza el modelo de máquina de orden 2.

Para un modelo de generador más complejo, los resultados obtenidos en PSAT difieren cuantitativamente, pero mantienen un comportamiento semejante a los del caso de referencia.

Para los intereses del trabajo, pese a las diferencias encontradas, es posible considerar a PSAT como una herramienta útil para los estudios a realizar en los capítulos siguientes.

## **Capítulo 3**

**Modelado de la red uruguaya para estudios de estabilidad transitoria y en pequeña señal.**



# Modelado de la red uruguaya para estudios de estabilidad transitoria y en pequeña señal.

## 1. Introducción.

Una vez obtenidos los datos de las líneas, estaciones y generadores de la red, se analizaron los mismos y se realizó un diagrama unifilar geográfico de dicha red para poder darle una dimensión física.

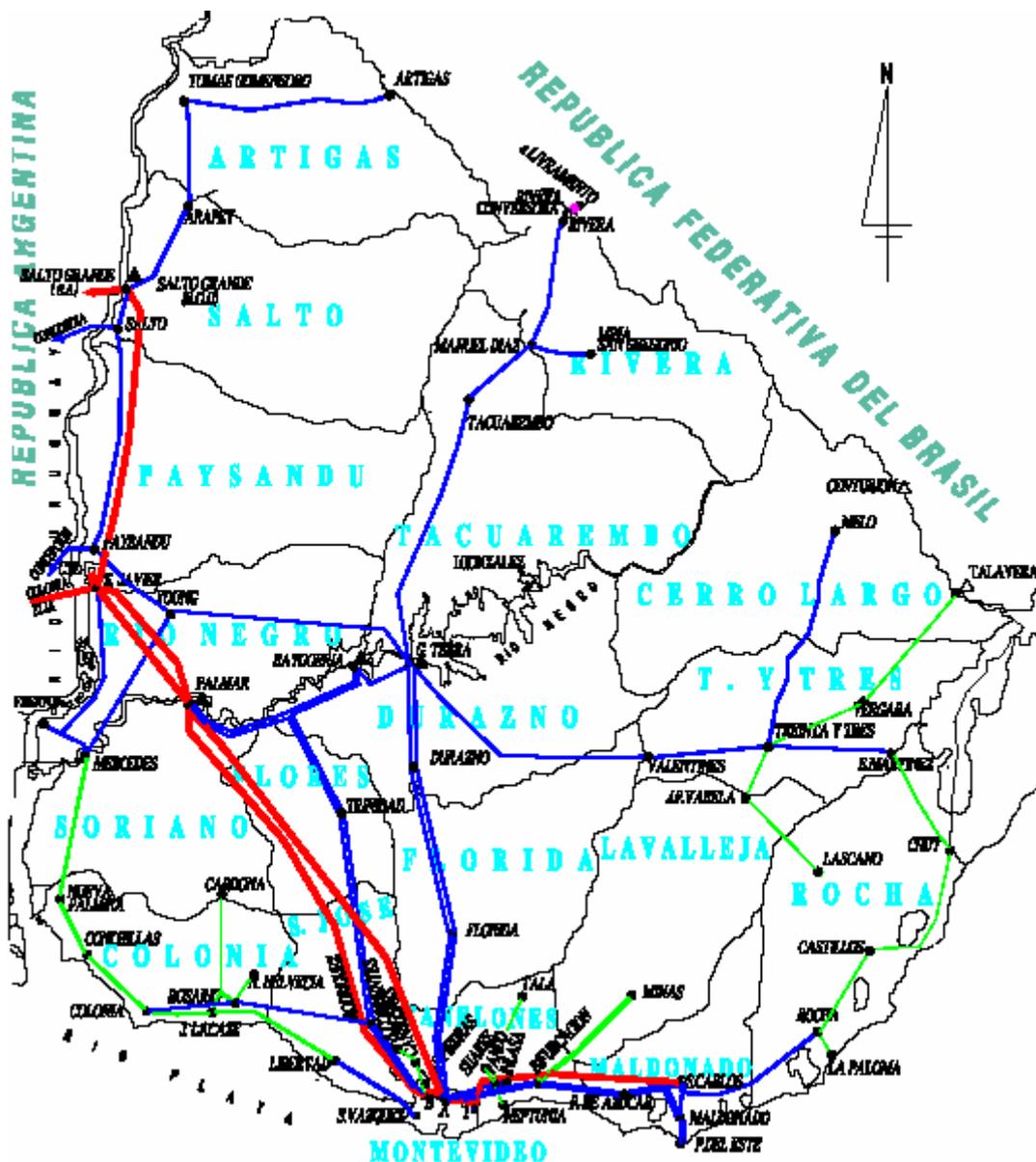


Fig.1.1 – Plano geográfico de la red Uruguaya

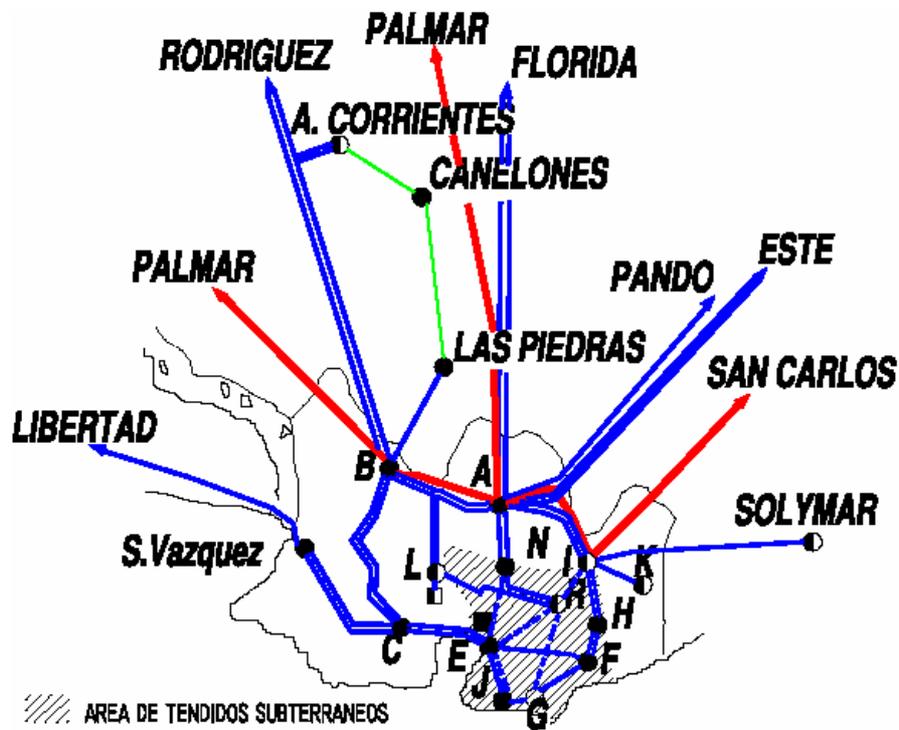


Fig.1.2 – Plano geográfico, con detalle de la red en Montevideo

Para representar el modelo de la red en la herramienta a utilizar (programa PSAT), se tuvo que elegir el método de ingreso de los datos; dicho programa dispone de varias maneras de ingresarlos, como ser: diagrama en Simulink, archivos de matrices, etc. Debido a la cantidad de barras y líneas a representar se optó por el método de archivo de matrices, el cual tiene el siguiente formato (Fig. 1.3).



```

% BARRAS
Bus.con = [ ...
% N° barra Voltaje Voltaje Ángulo N° área N° región
% base inicial inicial
% (kV) est. (pu) est. (pu)
];

% En esta matriz se enumeran las líneas que unen dos barras
Line.con = [ ...
% Barra Barra Pot. Volt. Frec. Long. - Resistencia ReactanciaSusceptancia - - Imax Pmax Smax
% inicial final nom. nom. nom. línea(km) - (pu) (pu) (pu) - - (pu) (pu) (pu)
% (MVA) (kV) (Hz) (O en pu) - ( R+ ) ( X+ ) ( B+ ) - -
];

% Shunts
Shunt.con = [ ...
% N° barra Potencia Voltaje Frecuencia Conductancia Susceptancia
% nom. (MVA) nom. (kV) nom. (Hz) (pu) (pu)
];

% Barras PV
PV.con = [ ...
% N° barra Potencia Voltaje Potencia Voltaje Qmax Qmin Vmax Vmin Coef. de
% nom. (MVA) nom. (kV) (pu) (pu) (pu) (pu) (pu) (pu) pérdida
];

% Barras PQ
PQ.con = [ ...
% N° barra Potencia Voltaje P. activa P. reactiva Vmax Vmin Conversion a impedancia si
% nom. (MVA) nom. (kV) (pu) (pu) (pu) (pu) pasa V limite (1 si. 0 no)
];

% GENERADORES
Syn.con = [ ...
% N° barra Potencia Voltaje Frecuencia Modelo de Xl Ra Xd X'd X''d T'd0 T''d0
% nom. (MVA) nom. (kV) nom. (Hz) máquina (pu) (pu) (pu) (pu) (pu) (s) (s)
];

% AVRs
Exc.con = [ ...
% N° barra Tipo Max. V Min V Ka Ta Kf Tf T4 Td Tr A B
% regulador (pu) (pu)
];

% Nombre de las barras en el orden de ingreso en la matriz Bus.con
Varnome.bus = { ...
'MON_A150' ;
'MON_B150' ;
'MON_C150' ;
};

```

Fig.1.3 - Formato del archivo de matrices para ingreso de los datos

## 2. Desarrollo

Además de incluir las barras de la red Uruguaya, fueron agregadas algunas de la República Argentina, en forma de “barras equivalentes”, para representar la red de forma completa, incluyendo la interconexión permanente que tiene la red Uruguaya con la Argentina.

De esta forma se fueron cargando los diferentes datos como estaciones, líneas, compensadores de reactiva y generadores. Para estos últimos se tuvo que hacer un análisis mas detallado, para poder elegir el modelo de máquina mas adecuado a cada uno de los generadores instalados, ya que PSAT dispone de 8 modelos de máquina. En la siguiente figura se enumeran los principales parámetros para cada modelo.



Order	$T'_{d0}$	$T'_{q0}$	$T''_{d0}$	$T''_{q0}$	$x_d$	$x'_d$	$x''_d$	$x_q$	$x'_q$	$x''_q$
II						✓				
III	✓				✓	✓		✓		
IV	✓	✓			✓	✓		✓	✓	
V.1	✓	✓		✓	✓	✓		✓	✓	
V.2	✓		✓	✓	✓	✓	✓	✓		✓
V.3	✓				✓	✓		✓		
VI	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
VIII	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓

Fig.2.1 – Parámetros según el modelo de máquina.

Esencialmente, fueron adoptados los modelos 6 para los generadores de centrales térmicas, y 5.2 para los de las hidroeléctricas y las equivalentes del sistema argentino.

Si bien los datos de la mayoría de los generadores correspondieron fielmente a los modelos utilizados para representarlos en el programa, para algunos casos, por ausencia de algunos datos, fueron propuestos como parámetros ciertos valores típicos, extraídos de la literatura<sup>[1]</sup>, con el fin de completar los modelos de dichos generadores.

### 3. Pruebas preliminares

Con la red Uruguay sin los sistemas de excitación fueron efectuadas las primeras pruebas para observar el comportamiento de la misma y poder comparar los resultados logrados en esta instancia con los obtenidos luego de ingresados los sistemas de excitación.

Para ello se generaron archivos de la red Uruguay en 4 posibles escenarios:

- Escenario Hidráulico 1, donde la mayor parte de la potencia generada por la red es de origen hidráulico y con intercambio normal de potencia con Argentina.
- Escenario Térmico 1, donde la mayor parte de la potencia generada por la red es de origen térmico y con intercambio normal de potencia con Argentina.
- Escenario Hidráulico 2, donde la mayor parte de la potencia generada por la red es de origen hidráulico y con mínimo intercambio de potencia con Argentina.
- Escenario Térmico 2, donde la mayor parte de la potencia generada por la red es de origen térmico y con mínimo intercambio de potencia con Argentina.

#### 3.1. Ejemplo

En el caso a analizar, el escenario corresponde al hidráulico 1, ubicando en este una falta la barra de 33 kV de la estación de Botnia (BOTNIA33), sin abrir los disyuntores. Se incluyen generadores con modelo de máquina 2 y *damping* ( $K_D$ ) = 2 p.u., con ausencia de excitadores.

La falta ocurre a los 1.3 s., con impedancia 1 p.u. resistiva (aprox. 11  $\Omega$ ). La falta se extingue a los 1.6 s. Tras una simulación de 15 s. se puede observar que la red tiende a estabilizarse lentamente, como se indica en las siguientes figuras.

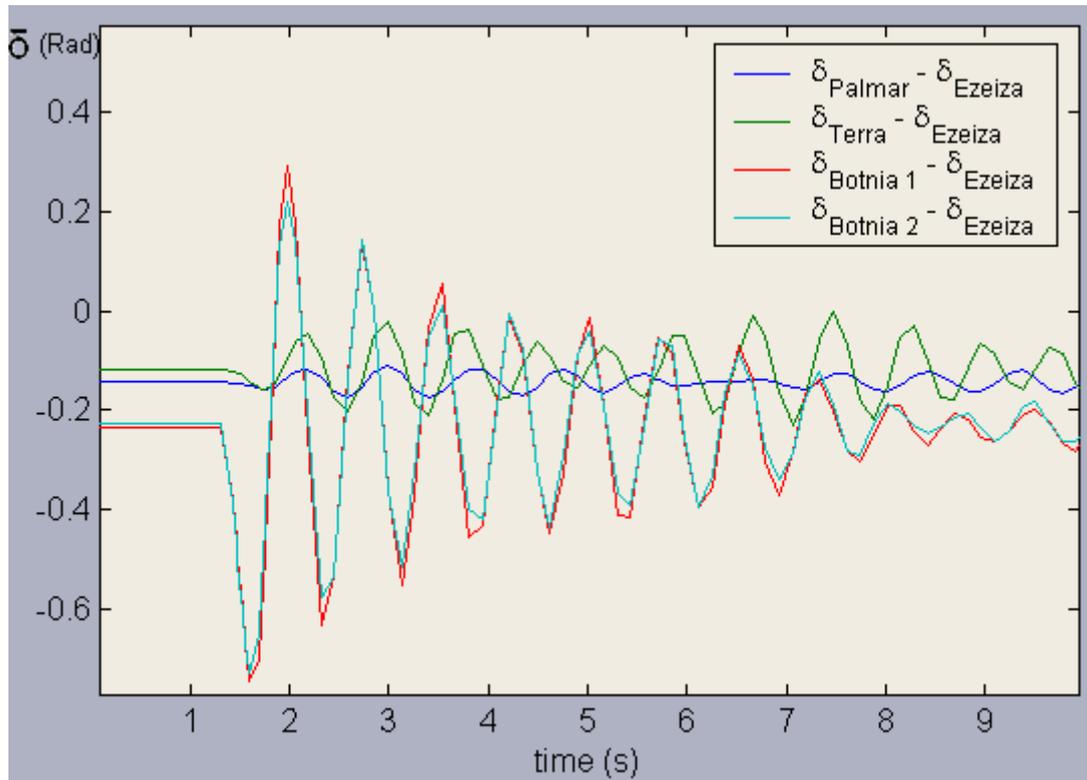


Fig.3.1 – Gráfica del ángulo de las máquinas de Palmar, Terra, Botnia 1 y 2 referido al ángulo de la máquina de Ezeiza.

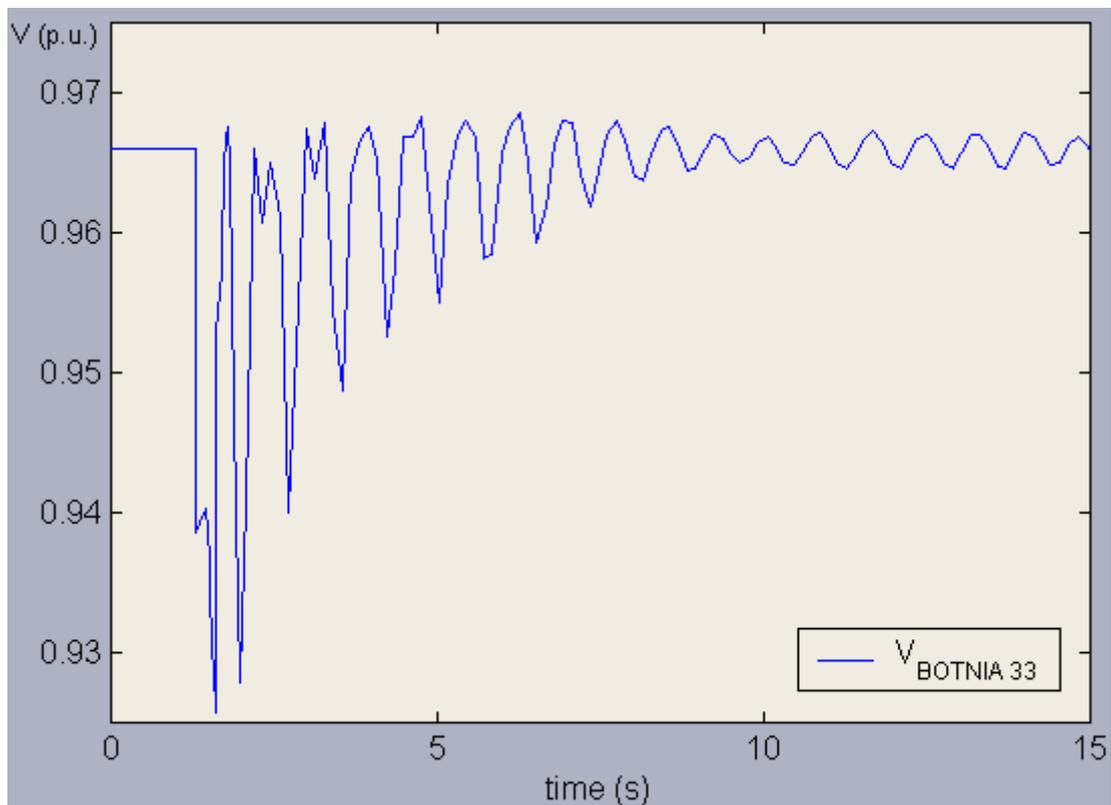


Fig.3.2 – Gráfica de tensión de barra de la estación Botnia 33 kV

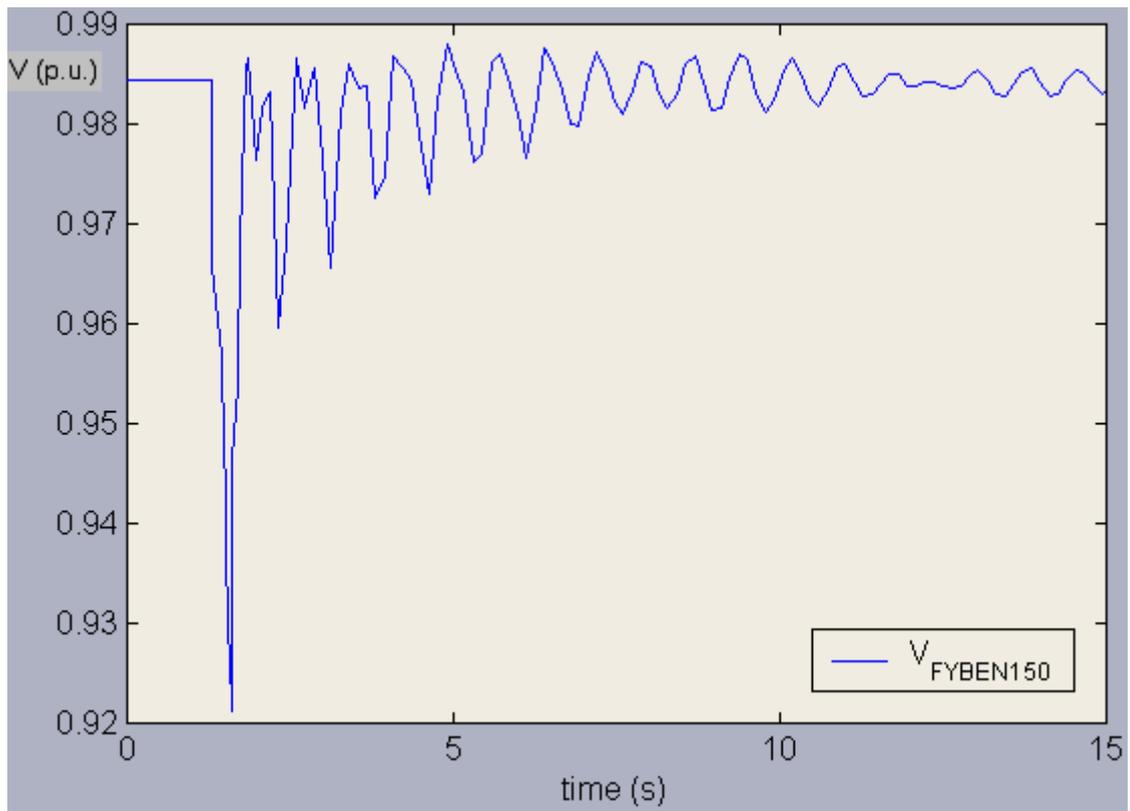


Fig.3.3 – Gráfica de tensión de barra de la estación Fray Bentos

## **Capítulo 4**

**Modelado de los sistemas de excitación de los generadores de la red uruguaya.**



# Modelado de los sistemas de excitación de los generadores de la red uruguaya.

## 1. Introducción.

Una vez obtenidos los datos de los sistemas de excitación de la red, fue necesario adaptarlos convenientemente para poder incluirlos en los escenarios que fueron objeto de estudio.

Para ello se procedió al análisis de dichos datos, que incluyen modelos -bajo la forma de diagramas de bloques- de los excitadores de los generadores de las siguientes centrales:

1. Salto Grande (Uruguay y Argentina).
2. Palmar.
3. Baygorria.
4. Batlle y Ordóñez.
5. La Tablada (CTR).
6. Terra.

Ya que algunos de estos modelos son bastante complejos para ser representados con nuestras herramientas, fueron simplificados con criterios razonables a detallar más adelante. Esta medida permitió su representación y posterior simulación, para tomarlos como patrones de comparación con los excitadores diseñados para trabajar directamente en PSAT.

Como dicho programa tiene tres modelos de sistemas de excitación incorporados, se buscó adaptar en la mejor medida posible estos “modelos-dato” a los simplificados que representan a los de la red uruguaya.

Para lograrlo se utilizó la herramienta Simulink de MatLab, conjuntamente con el paquete destinado a Control, editando tanto los sistemas que soporta PSAT, como aquellos que representan a los de la red.

Así, controlador por controlador, se ajustaron los parámetros del excitador de PSAT, para aproximar lo mejor posible su respuesta a diversas entradas, a aquella brindada por el sistema que representa al excitador real.

Luego, a modo de test sobre los controladores obtenidos, fue construido un pequeño sistema de transmisión que incluye al generador a controlar, el sistema de control, y una línea a ser sometida a una falta que une a la máquina con una barra de carga unida a una slack.

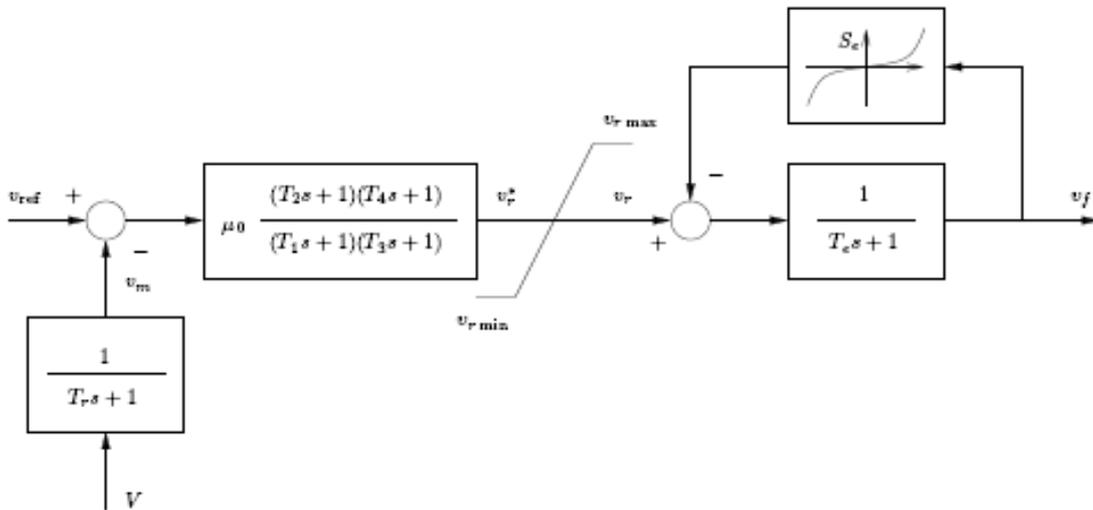


Dicho sistema fue utilizado tanto para simulaciones temporales como para análisis modal, comparando su desempeño con el de un sistema análogo pero en el que la excitación está fijada (es decir, con ausencia del controlador diseñado).

## 2. Modelos de reguladores provistos por PSAT.

El programa incluye tres sistemas de excitación, a saber:

- a) AVR (automatic voltage regulator) tipo I: regulador standard italiano (ENEL).

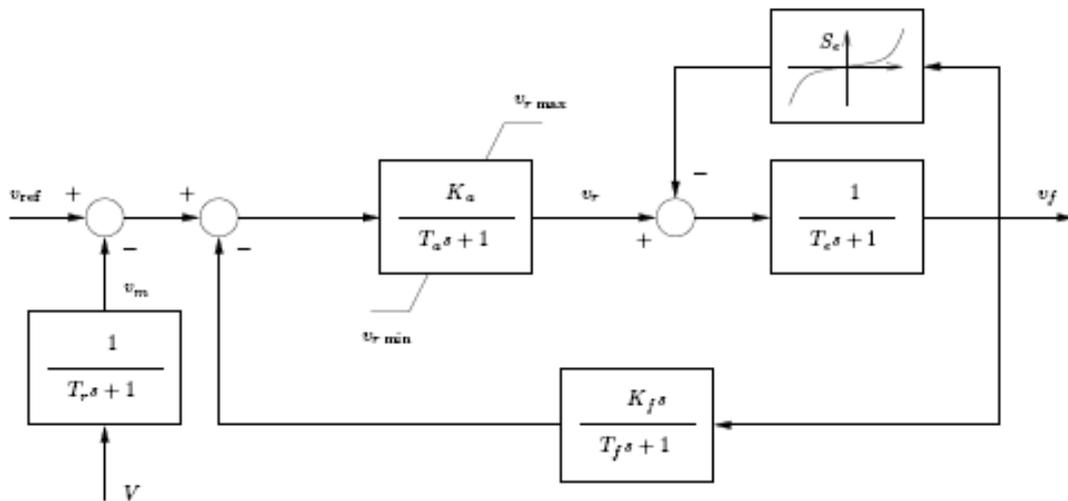


Column	Variable	Description	Unit
1	-	Generator number	int
2	2	Exciter type	int
3	$V_{r \max}$	Maximum regulator voltage	p.u.
4	$V_{r \min}$	Minimum regulator voltage	p.u.
5	$\mu_0$	Regulator gain	p.u./p.u.
6	$T_1$	1 <sup>st</sup> pole	s
7	$T_2$	1 <sup>st</sup> zero	s
8	$T_3$	2 <sup>nd</sup> pole	s
9	$T_4$	2 <sup>nd</sup> zero	s
10	$T_e$	Field circuit time constant	s
11	$T_r$	Measurement time constant	s
12	$A_e$	1 <sup>st</sup> ceiling coefficient	-
13	$B_e$	2 <sup>nd</sup> ceiling coefficient	-

Fig.2.1 – Imagen y datos AVR tipo I.



**b) AVR tipo II: regulador standard IEEE modelo 1.**

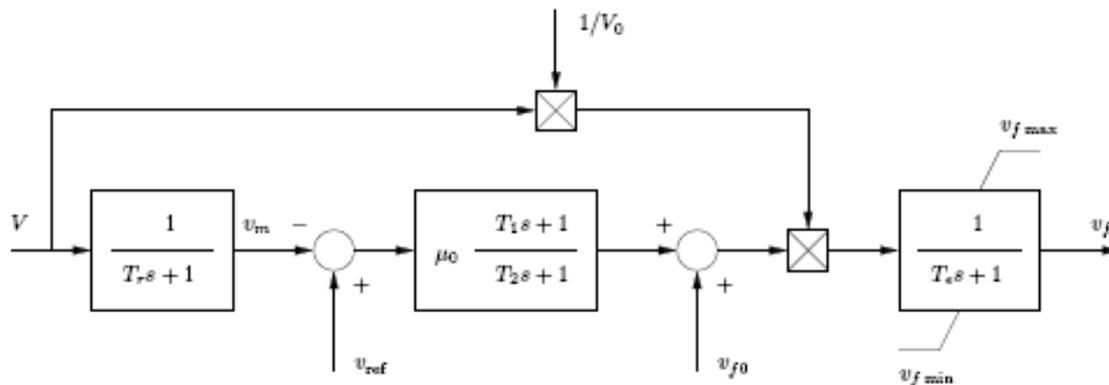


Column	Variable	Description	Unit
1	-	Generator number	int
2	2	Exciter type	int
3	$V_{r \max}$	Maximum regulator voltage	p.u.
4	$V_{r \min}$	Minimum regulator voltage	p.u.
5	$K_a$	Amplifier gain	p.u./p.u.
6	$T_a$	Amplifier time constant	s
7	$K_f$	Stabilizer gain	p.u./p.u.
8	$T_f$	Stabilizer time constant	s
9	-	(not used)	-
10	$T_e$	Field circuit time constant	s
11	$T_r$	Measurement time constant	s
12	$A_e$	1 <sup>st</sup> ceiling coefficient	-
13	$B_e$	2 <sup>nd</sup> ceiling coefficient	-

Fig.2.2 – Imagen y datos AVR tipo II.



### c) AVR tipo III: modelo de regulador sencillo.



Column	Variable	Description	Unit
1	-	Generator number	int
2	3	Exciter type	int
3	$v_{f \max}$	Maximum field voltage	p.u.
4	$v_{f \min}$	Minimum field voltage	p.u.
5	$\mu_0$	Regulator gain	p.u./p.u.
6	$T_2$	Regulator pole	s
7	$T_1$	Regulator zero	s
8	$v_{f0}$	Field voltage offset	p.u.
9	$V_0$	Bus voltage offset	p.u.
10	-	(not used)	-
11	$T_r$	Measurement time constant	s

Fig.2.3 – Imagen y datos AVR tipo III.

### 3. Criterios utilizados para la adaptación de los modelos.

Básicamente, la idea consistió en eliminar los sistemas de protección incluidos en los reguladores, por ej. limitadores de corriente de campo, de reactiva, protecciones por sub-excitación y sobre-excitación, etc., entendiéndose que en las simulaciones es posible verificar que los límites del generador no son violados, o si eso ocurre, tomar acciones sobre el regulador para evitarlo.

De esta manera, fue posible obtener un diagrama de bloques representativo del lazo principal del excitador, el cual sería utilizado posteriormente, para ajustar los parámetros del regulador de PSAT, elegido para representarlo en el modelo desarrollado de la red.

A efectos de realizar las comparaciones se eligieron señales tipo escalón y sinusoidales.

El criterio para establecer una ‘mejora en pequeña señal’, fue el de observar un aumento del cociente entre la parte real y el módulo (‘damping ratio’) de los modos electromecánicos. Por otra parte, para establecer una ‘mejora en la estabilidad transitoria’, se observaron los tiempos de levantamiento, de asentamiento y sobretiros en las tensiones y ángulos de los generadores.



## 4. Ejemplos.

### 4.1. Regulador de tensión del generador de la represa Gabriel Terra.

En este ejemplo, la acción del regulador mejora sensiblemente el desempeño en la estabilidad transitoria del sistema de prueba, pero su comportamiento de pequeña señal es prácticamente el mismo que el sistema sin regulador.

El modelo real del sistema de excitación (obtenido, gracias a la colaboración de personal de UTE) es el siguiente:

CONs	Valor	Descripción
J	0.02 s	$T$
J+1	0.0264 s	$T_1$
J+2	1	$a$
J+3	10	$G1$
J+4	1 s	$T_2$
J+5	1.5	$V_{max}$
J+6	2	$VRLIM$
J+7	3	$k$
J+8	0.0016 s	$T_A$
J+9	0	$V_{exhibido}$
J+10	1.1	$\left(\frac{V_t}{f}\right)_{ref}$
J+11	1	$k^*$
J+12	0.02 s	$T_{fl}$
J+13	2.36	$if\ lim$
J+14	4	$G2$
J+15	1 s	$T_4$
J+16	0.001 s	$T_5$
J+17	2.4	$VLIM$
J+18	2.15	$G'$
J+19	3.33	$G''$
J+20	0.296	$V_v$
J+21	0.125	$K1$
J+22	0.55	$K2$
J+23	0.55 s	$T_{tes}$
J+24	0.1	$G_{tes}$
J+25	0	$K$

Tabla 4.1 – Excitador de la turbina de la central Terra - Datos

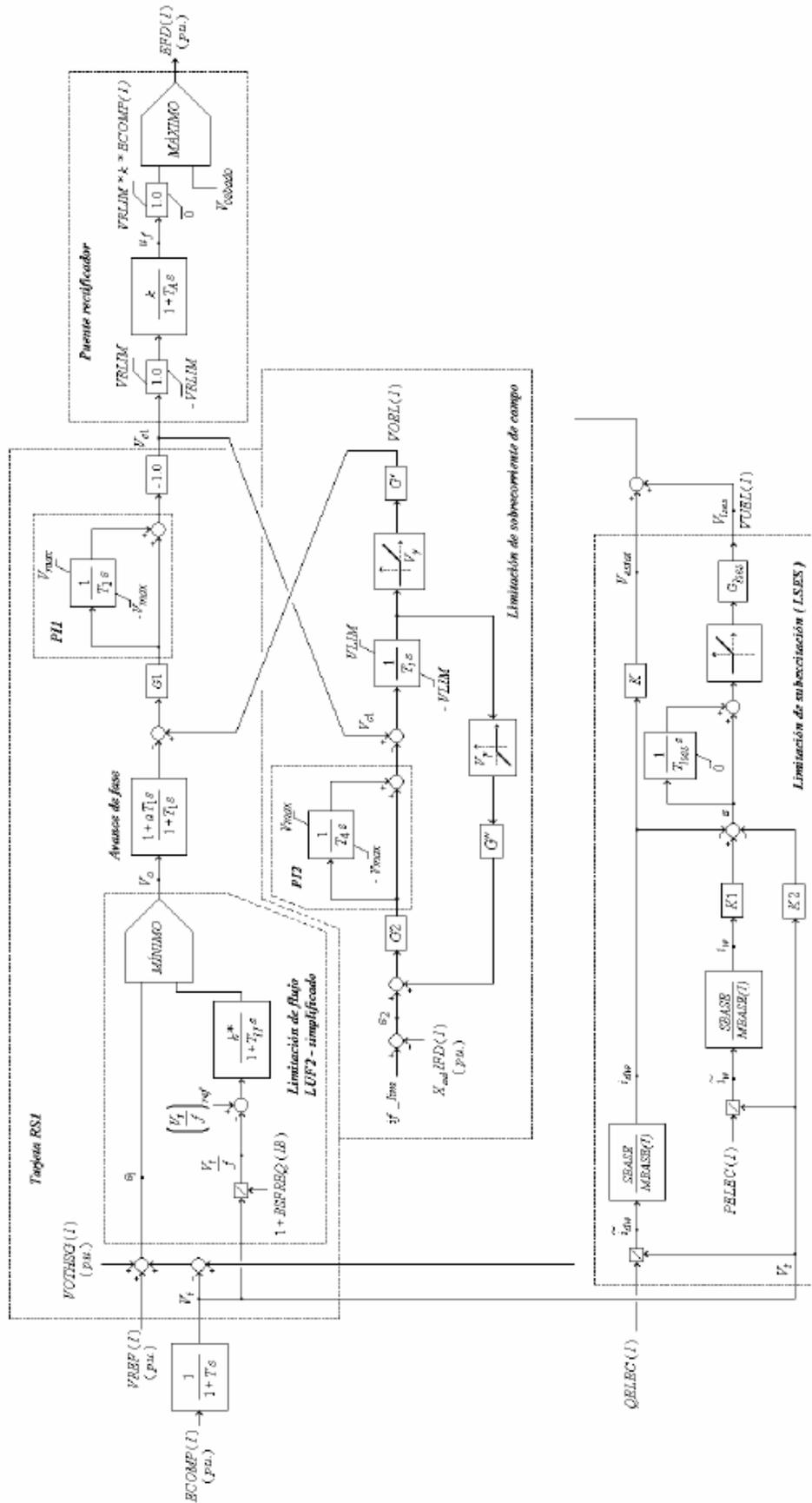


Fig.4.1 – Excitador de la turbina de la central Terra - Diagrama



Dada la complejidad del regulador, se optó por eliminar los bloques destinados a las protecciones por sobrecorriente y limitación de subexcitación, como así también los dispositivos limitadores de flujo, ya que estos límites podían ser verificados en las simulaciones.

Así, el modelo a representar posteriormente con los reguladores de PSAT es el siguiente:

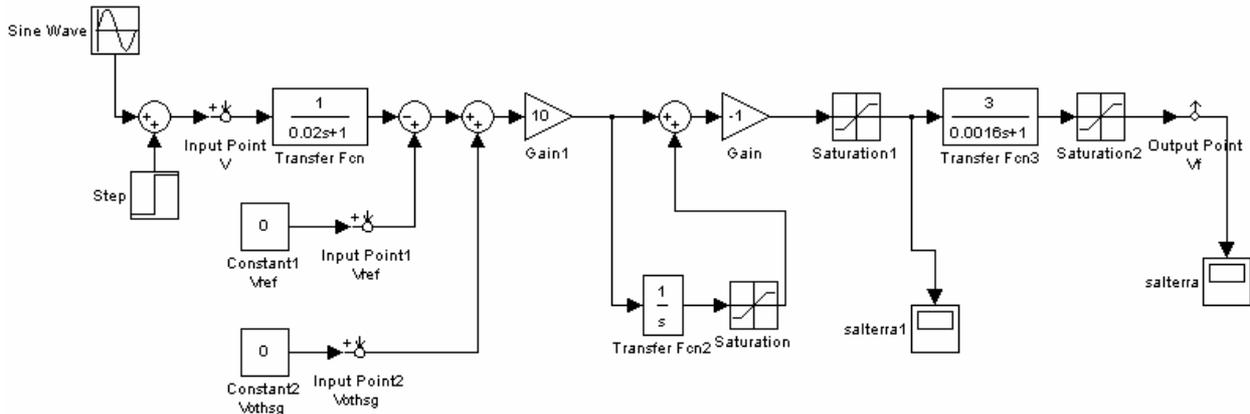


Fig.4.2 – AVR depurado (Simulink).

Este modelo fue editado en Simulink, para editar posteriormente el modelo I de PSAT, el cual fue ajustado al comportamiento del anterior, para varias señales de entrada:

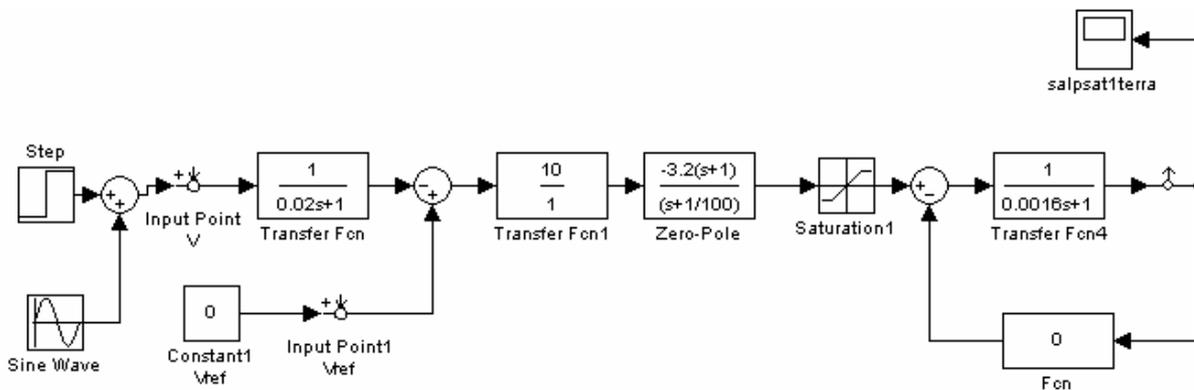


Fig. 4.3 – Modelo del AVR I de PSAT, ajustado al del generador de Terra.

Min. Regulación de Voltaje (p.u)	0
Max. Regulación de Voltaje (p.u)	6
Ganancia (p.u/p.u)	3000
1 <sup>er</sup> Polo $T_2$ (s)	100
1 <sup>er</sup> Cero $T_1$ (s)	1
2 <sup>do</sup> Polo $T_2$ (s)	0
2 <sup>do</sup> Cero $T_1$ (s)	0.001
Cte. del circuito de campo $T_d$ (s)	0.016
Cte. del circuito de medición $T_r$ (s)	0.02
1 <sup>er</sup> Coef. función de saturación $A_e$	0
2 <sup>do</sup> Coef. función de saturación $B_e$	0

Tabla 4.2 – Datos del regulador tipo 1 de PSAT, ajustado al del generador de Terra.



El ajuste de parámetros del regulador tipo I, fue realizado tras varias simulaciones temporales, que permitían comparar la salida de este regulador y la del representante del original, utilizando esencialmente como entradas señales tipo escalón y ondas senoidales. Estas son las salidas de ambos reguladores para dos señales de entrada distintas:

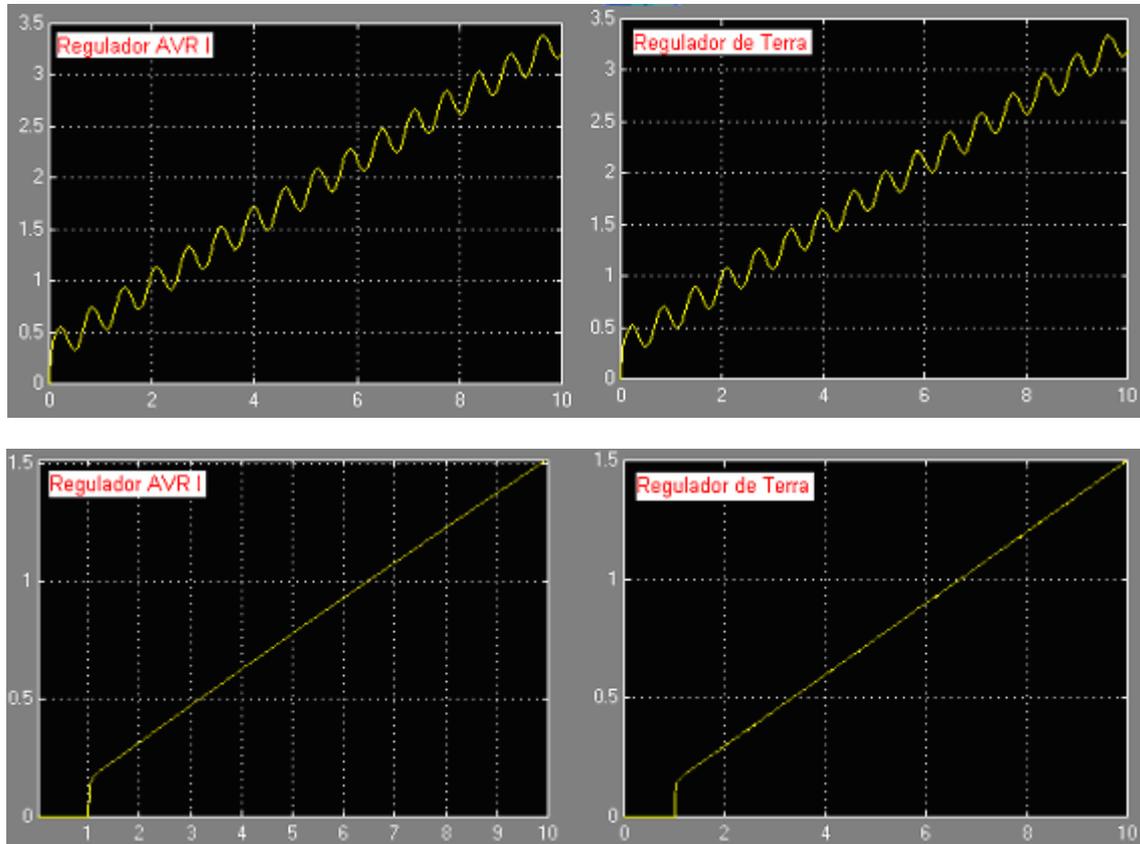


Fig.4.4 - Comparación de salidas del regulador AVR I y el regulador de Terra, para una entrada senoidal y una entrada escalón

- ✓ La onda senoidal que se colocó tiene una amplitud de 0.005 y frecuencia 10 rad/s más un voltaje de continua de 0.01 V.
- ✓ En el caso del escalón, inicia en 1 s. con una amplitud de 0.005 V.

Tras lograr un ajuste satisfactorio en Simulink, se pasó a la etapa de prueba del conjunto generador-regulador sobre PSAT, incluyéndolo en el siguiente sistema de prueba:

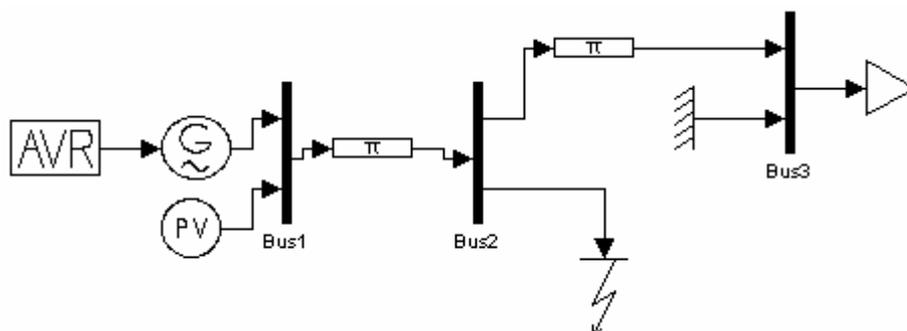




Fig. 4.5 – Sistema de prueba Gabriel Terra.

Los elementos del sistema se tomaron con valores estándar, las líneas con los siguientes datos:  $R = 0.01 \text{ pu}$ ,  $X = 0.1 \text{ pu}$ .

Sobre este sistema se realizaron estudios de estabilidad transitoria, como así también un análisis modal.

Los resultados de dichos estudios son los siguientes:

#### 4.1.1. Estudio de estabilidad transitoria.

El sistema de prueba fue sometido a varias faltas trifásicas equilibradas de diversa magnitud y duración. A continuación y a modo de ejemplo se muestran los resultados de dicho estudio para una falta de impedancia  $1.9 \Omega$  resistiva ( $0.2 \text{ p.u.}$ ), y de  $250 \text{ ms.}$  de duración ( $12.5 \text{ ciclos}$ ).

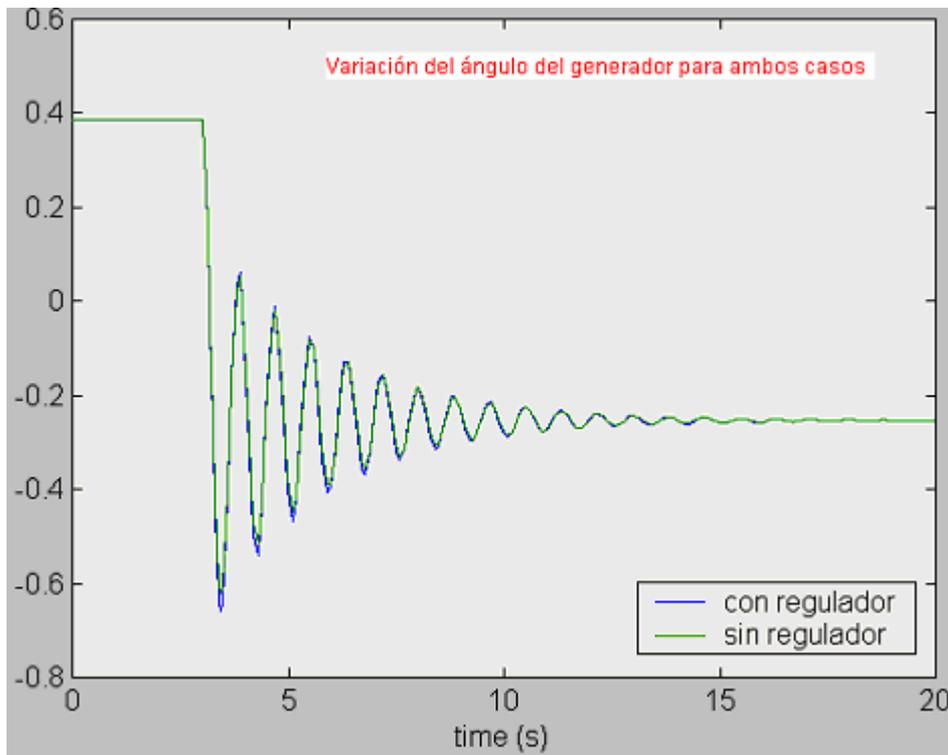


Fig.4.6 –Gráficas de ángulos de casos con y sin regulador para el generador de Terra.

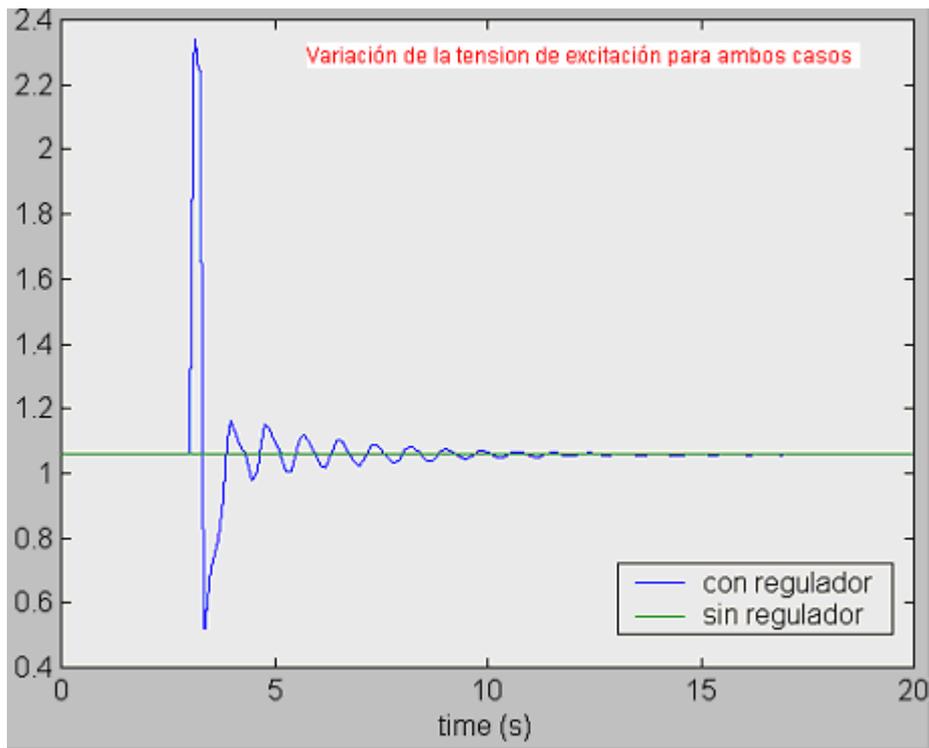


Fig.4.7 – Gráficas de tensiones de excitación y de casos con y sin regulador para generador de Terra.

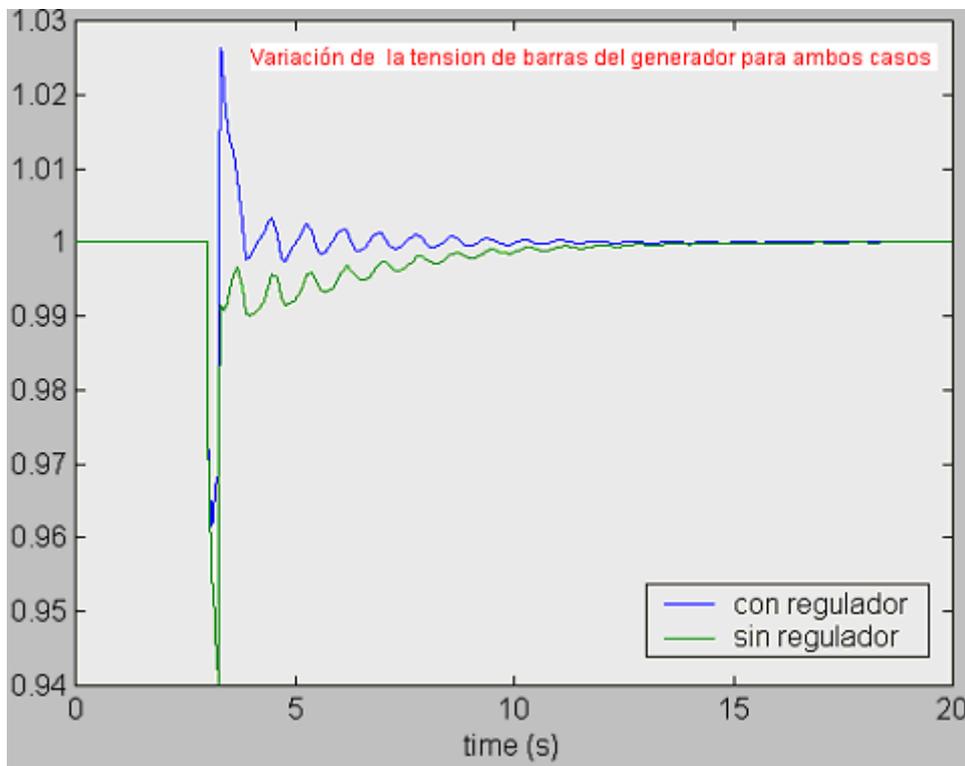


Fig.4.8 – Gráficas de tensiones de barra de generador de casos con y sin regulador para generador de Terra



#### 4.1.2. Análisis modal.

A continuación se muestran los reportes de análisis modal del sistema para el caso que incluye el regulador (nueve valores propios, cuatro introducidos por la inclusión del sistema de excitación), como así también para el caso de control manual (que muestra los cinco autovalores del generador).

Autovalor	Estados	Real	Imag	Frecuencia	Autovalor	Estados	Real	Imag	Frecuencia
1	vr2_Exc_1	-999.9901	0	0	1	omega_Syn_1, delta_Syn_1	-0.42258	7.9658	1.2678
2	vf_Exc_1	-67.4589	0	0	2	delta_Syn_1, omega_Syn_1	-0.42258	-7.9658	1.2678
3	vm_Exc_1	-47.9636	0	0	3	e2d_Syn_1	-34.4907	0	0
4	e2d_Syn_1	-34.6037	0	0	4	e2q_Syn_1	-31.7024	0	0
5	e2q_Syn_1	-23.4603	0	0	5	e1q_Syn_1	-0.43258	0	0
6	delta_Syn_1, omega_Syn_1	-0.42483	7.9433	1.2642					
7	delta_Syn_1, omega_Syn_1	-0.42483	-7.9433	1.2642					
8	e1q_Syn_1	-4.4385	0	0					
9	vr1_Exc_1	-1.2161	0	0					

Fig.4.9 – Reporte de análisis modal para casos con y sin sistema de excitación.

Se confirma así una mejora para la respuesta transitoria del sistema de prueba gracias a la inclusión del regulador, dejando sin cambios lo que respecta a los autovalores de dicho sistema.



### 4.2. Regulador de tensión del turbogenerador de la estación Batlle y Ordóñez (5ª máquina).

En este ejemplo, la acción del regulador mejora sensiblemente el comportamiento de pequeña señal del sistema de prueba, (en lo que respecta al reporte de autovalores) pero su desempeño en la estabilidad transitoria del mismo resulta poco perceptible.

El conjunto de datos de este regulador es el siguiente:

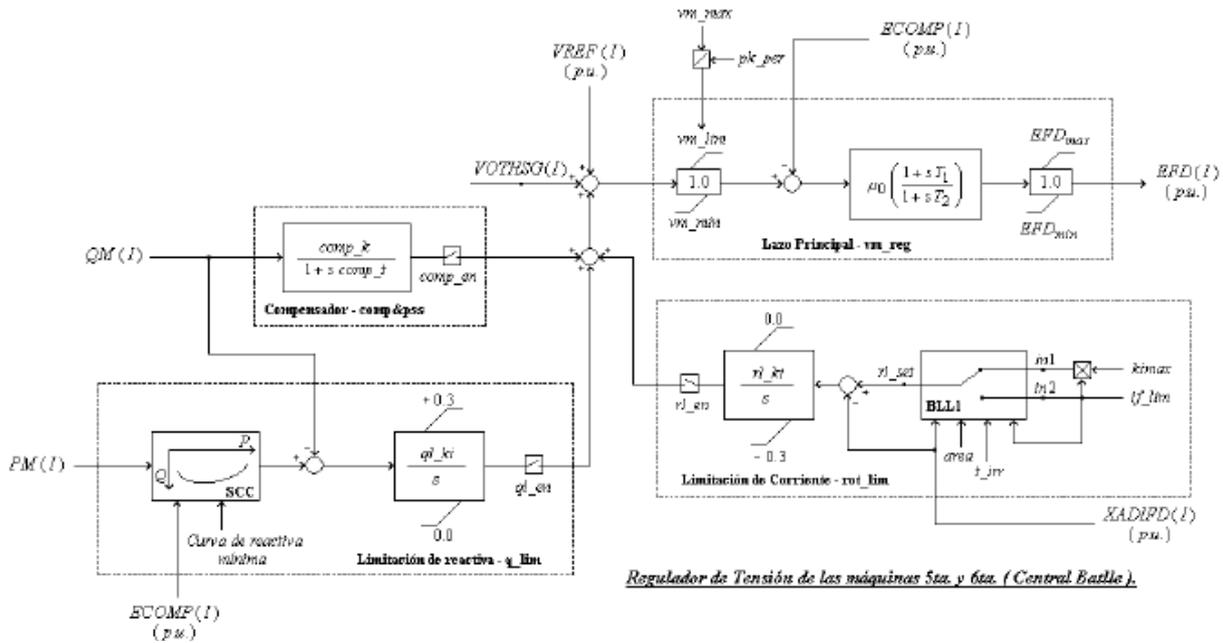


Fig.4.10 – Excitador de la turbina de la central Batlle - Diagrama

CHRICNs	Valor	Descripción
M	'Y'	rl_en - Habilitación del bloque de limitación de corriente
M+1	'Y'	ql_en - Habilitación del bloque de limitación de reactiva
M+2	'N'	Comp_en - Habilitación del bloque compensador
CONs	Valor	Descripción
J	0.8 p.u.	vm_min
J+1	1.1 p.u.	vm_max
J+2	1000	mu_0 - vm_ks - Ganancia estática.
J+3	80	mu_min - vm_kd - Ganancia dinámica.
J+4	20 s	T2 - vm_kt
J+5	-9 p.u.	EFDmin - Mínima tensión de campo
J+6	9 p.u.	EFDmax - Máxima tensión de campo
J+7	0.2 s <sup>-1</sup>	rl_kt
J+8	30 s	area
J+9	300 s	t_irr
J+10	1.1 p.u.	kimax
J+11	2.65 p.u.	if_lim
J+12	0.0 p.u.	PM 1
J+13	0.25 p.u.	PM 2
J+14	0.5 p.u.	PM 3
J+15	0.75 p.u.	PM 4
J+16	0.9 p.u.	PM 5
J+17	1.0 p.u.	PM 6
J+18	0.38 p.u.	OM 1
J+19	0.3967 p.u.	OM 2
J+20	0.39 p.u.	QM 3
J+21	0.3564 p.u.	QM 4
J+22	0.2959 p.u.	QM 5
J+23	0.23 p.u.	QM 6
J+24	0.36 p.u.	q_p0l
J+25	0.4 p.u.	q_p0h
J+26	0.15 s <sup>-1</sup>	ql_ki
J+27	0.0	comp_k
J+28	2.0 s	comp_t
J+29	0.0 s	INTGR_ini - Condición inicial de la llave BLL1
J+30	0.0 s	TACUMU_ini - Condición inicial de la llave BLL1

Tabla 4.3 – Excitador de la turbina de la central Batlle - Datos



En este caso, se optó por eliminar los bloques destinados a las protecciones por sobrecorriente y limitación de subexcitación, como así también al compensador (cabe destacar que dicho compensador no está siendo utilizado actualmente en el generador, prueba de ello es que la ganancia de este elemento -marcada en el diagrama como  $comp\_k$  - es nula).

Tras la simplificación, el lazo principal representado en Simulink quedó así:

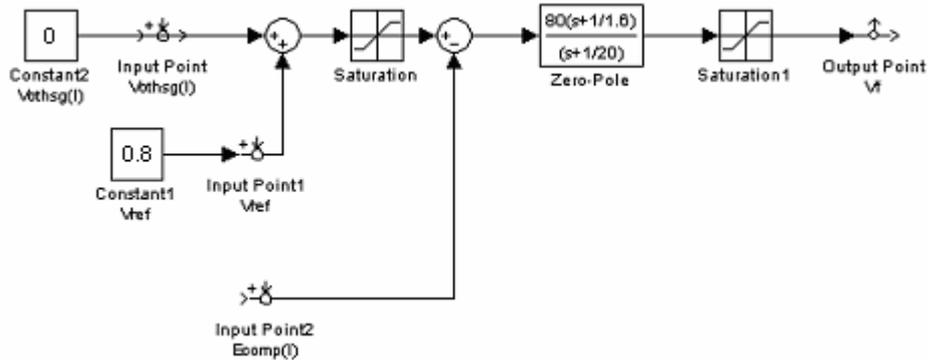


Fig.4.11 – AVR depurado de la central Batlle (Simulink).

Para representar en el programa a este regulador se eligió también el modelo I de PSAT, y el diagrama de bloques del mismo es el siguiente:

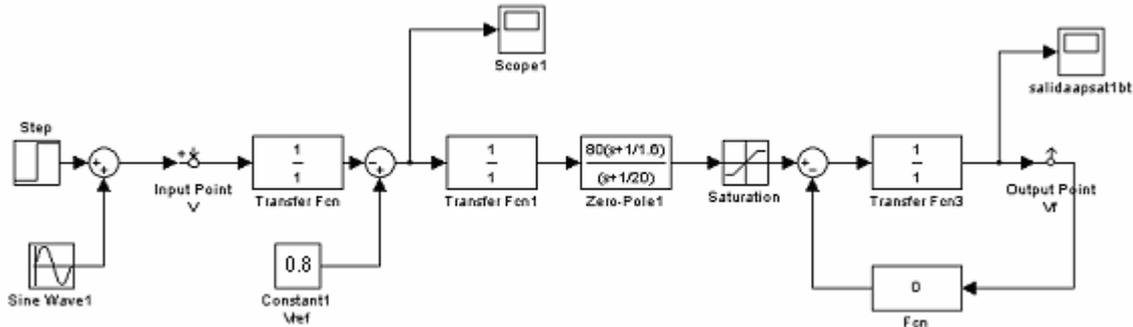


Fig.4.12 – Modelo del AVR I de PSAT, ajustado al de la central Batlle.

Los parámetros del mismo en PSAT son los que siguen:

Min. Regulación de Voltaje (p.u)	-9
Max. Regulación de Voltaje (p.u)	9
Ganancia (p.u/p.u)	1000
1 <sup>er</sup> Polo $T_2$ (s)	20
1 <sup>er</sup> Cero $T_1$ (s)	1.6
2 <sup>do</sup> Polo $T_2$ (s)	0
2 <sup>do</sup> Cero $T_1$ (s)	0
Cte. del circuito de campo $T_d$ (s)	0.0001
Cte. del circuito de medición $T_r$ (s)	0.0001
1 <sup>er</sup> Coef. función de saturación $A_e$	0
2 <sup>do</sup> Coef. función de saturación $B_e$	0

Tabla 4.4 – Datos del regulador tipo 1 de PSAT, ajustado al del generador de C.Batlle.



De forma análoga al caso anterior, se procedió al ajuste del controlador mediante la comparación de las respuestas temporales de ambos reguladores para idénticas entradas; a modo de ejemplo se incluyen las gráficas de las siguientes respuestas:

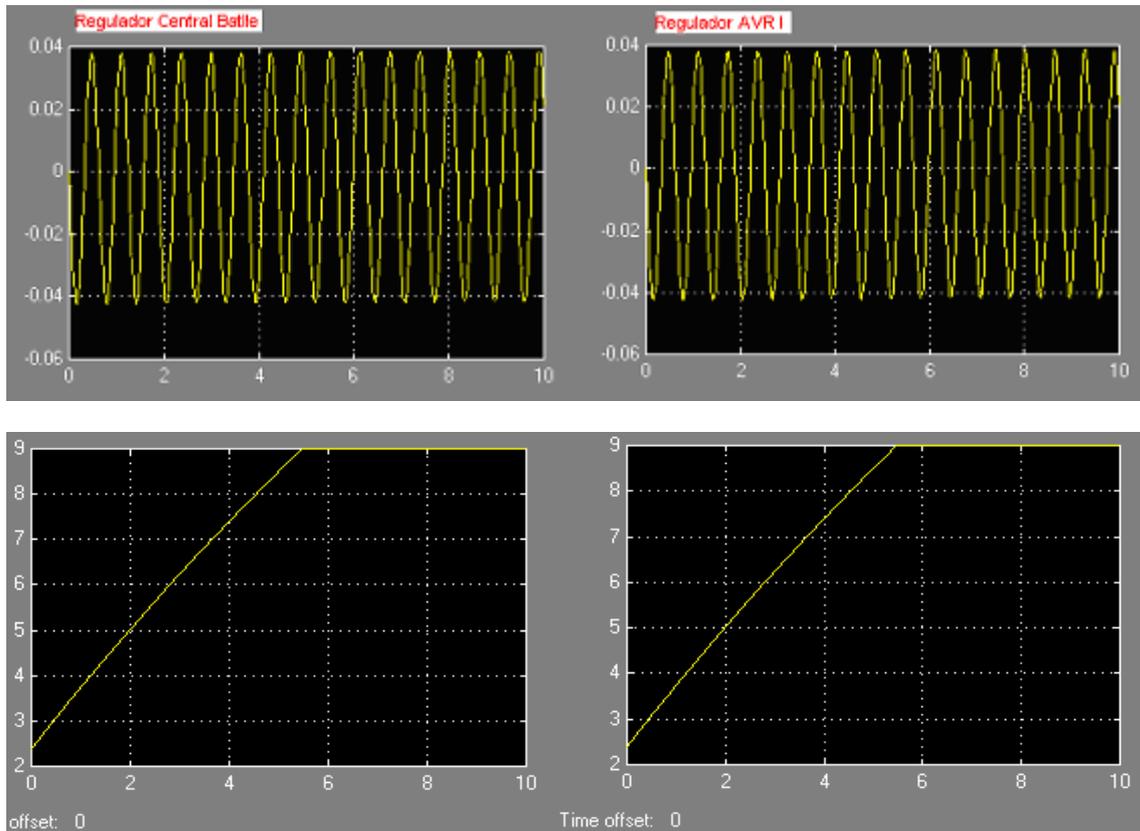


Fig.4.13 – Comparación de salidas del AVR I y de Central Battle para una entrada senoidal y una entrada escalón.

- ✓ La onda senoidal que se colocó tiene una amplitud de 0.005 y frecuencia 10 rad/s más un voltaje de continua de 0.01 V.
- ✓ En el caso del escalón, inicia en 0 s. con una amplitud de 0.03 V.

Tras ajustar el regulador se lo incluyó en el siguiente sistema de prueba, a efectos de evaluar su desempeño:

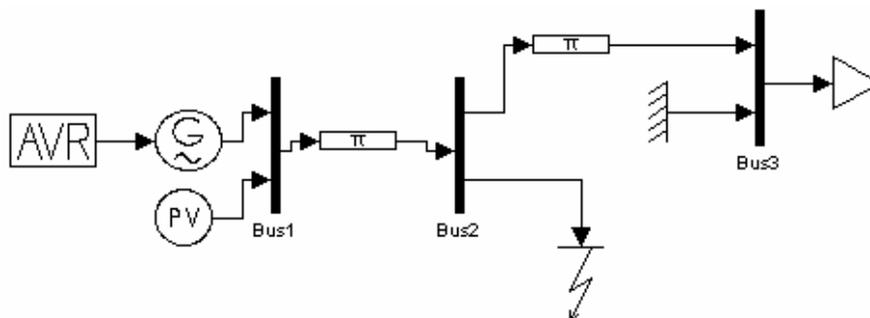


Fig.4.14 – Sistema de prueba central Battle

Los elementos del sistema se tomaron con valores estándar, las líneas con los siguientes datos:  $R = 0.01$  p.u.,  $X = 0.1$  p.u.



Sobre este sistema se realizaron estudios análogos al caso anterior, tanto de estabilidad transitoria como análisis modal.

#### 4.2.1. Estudio de estabilidad transitoria.

Estos son los resultados del estudio de la evolución del sistema tras una falta trifásica equilibrada, ubicada en la mitad de la línea, de 250 ms. de duración, con impedancia  $1.21 \Omega$  (1 pu) resistiva.

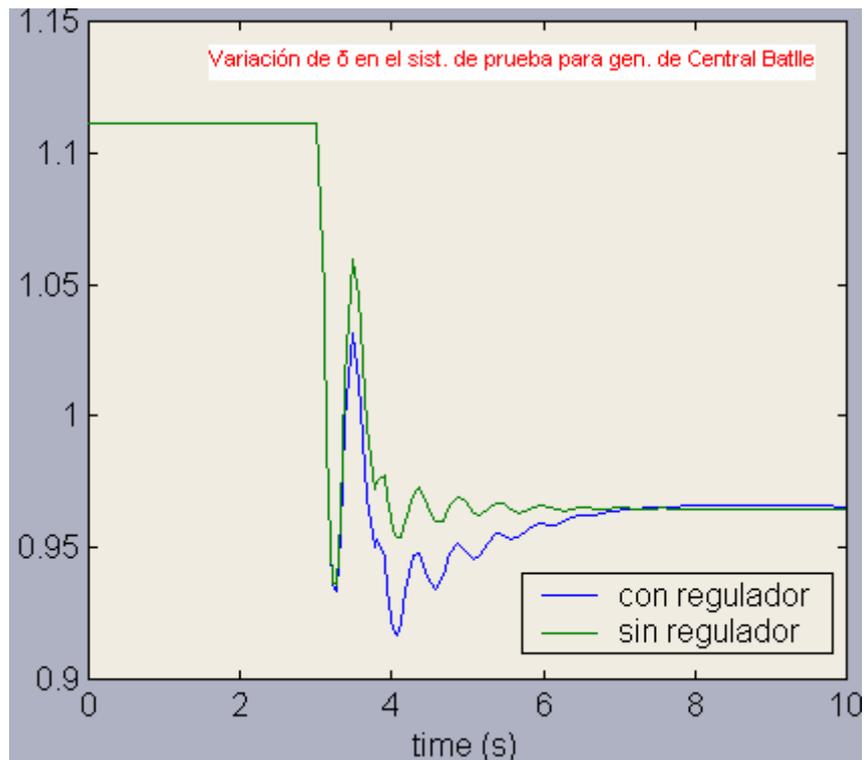


Fig.4.15 –Gráficas de ángulos de casos con y sin regulador para generador de Central Battle

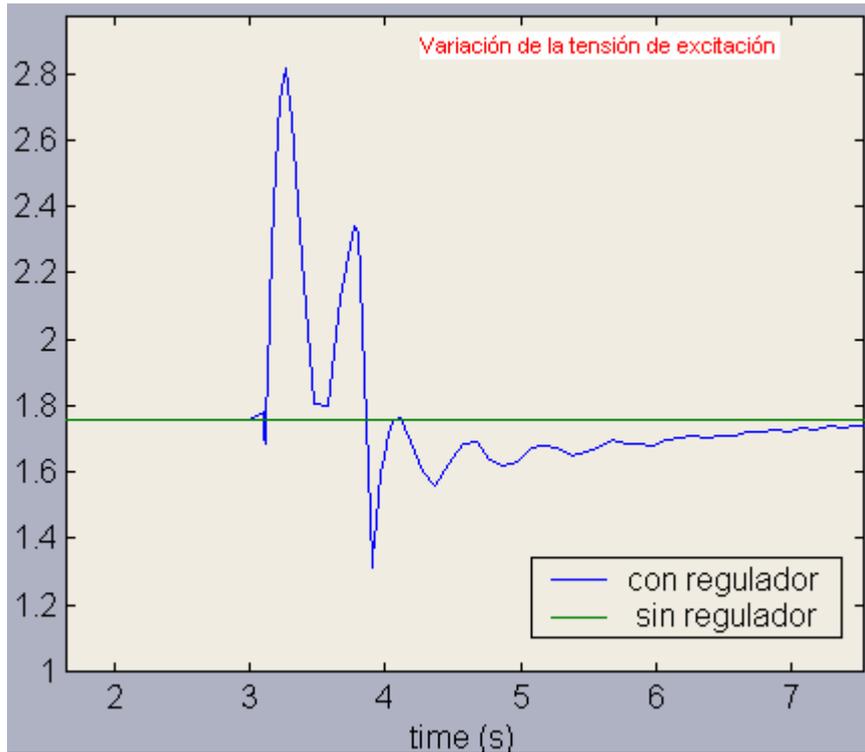


Fig.4.16 – Gráficas de tensiones de excitación y de casos con y sin regulador para el generador de Central Batlle.

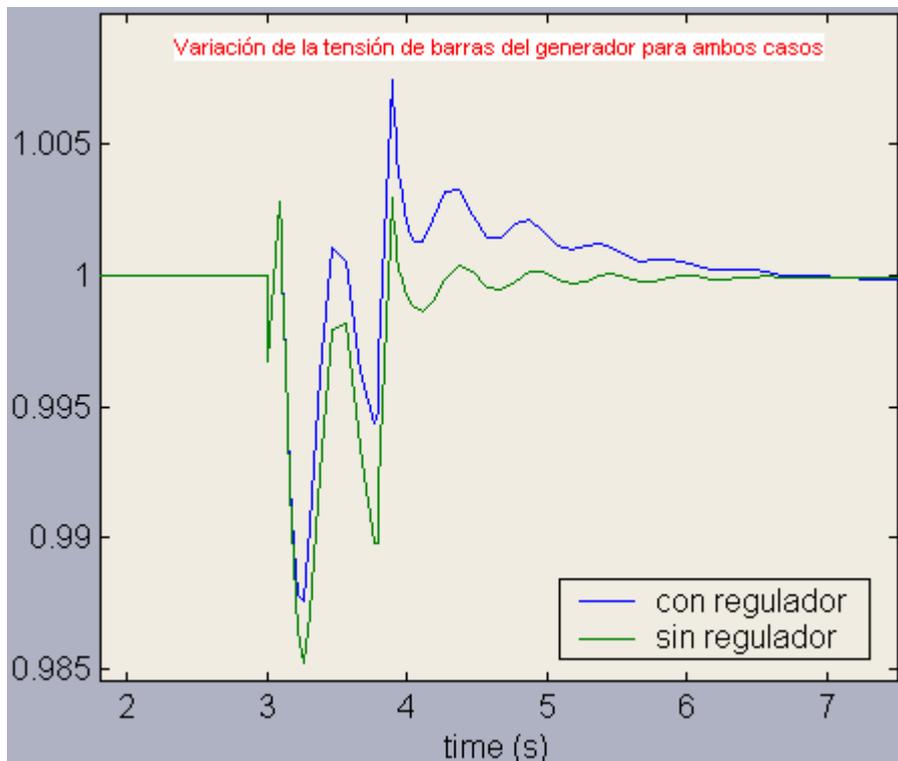


Fig.4.17 – Gráficas de tensiones de barra de generador de casos con y sin regulador para el generador de Central Batlle.



### 4.2.2. Análisis modal.

Autovalor	Estados		Real	Imag.	Frecuencia	Autovalor	Estados		Real	Imag.	Frecuencia
1	vf_Exc_1	vm_Exc_1	-10000.0187	13.6615	2.1743	1	e2d_Syn_1		-31.4967	0	0
2	vf_Exc_1	vm_Exc_1	-10000.0187	-13.6615	2.1743	2	e2q_Syn_1		-30.5312	0	0
3	vr2_Exc_1		-98.5344	0	0	3	omega_Syn_1	delta_Syn_1	-1.0644	11.3434	1.8054
4	delta_Syn_1	omega_Syn_1	-1.2777	11.5732	1.8419	4	omega_Syn_1	delta_Syn_1	-1.0644	-11.3434	1.8054
5	delta_Syn_1	omega_Syn_1	-1.2777	-11.5732	1.8419	5	e1d_Syn_1		-4.1987	0	0
6	e2d_Syn_1		-31.7768	0	0	6	e1q_Syn_1		-0.08543	0	0
7	e2q_Syn_1		-28.771	0	0						
8	e1d_Syn_1		-5.2541	0	0						
9	vr1_Exc_1	e1q_Syn_1	-0.78084	0.47034	0.07486						
10	vr1_Exc_1	e1q_Syn_1	-0.78084	-0.47034	0.07486						

Fig.4.18 –Reporte de análisis modal para casos con y sin sistema de excitación.

Se observa para este caso una mejora en los valores propios del sistema, pero apenas perceptible en la respuesta transitoria del mismo tras la inclusión del regulador.

### 4.3. Regulador de tensión de turbogenerador de la estación La Tablada.

Sobre este tercer ejemplo, la acción del regulador resulta en una mejora de la respuesta transitoria del sistema, no así en su respuesta lineal.

El conjunto de datos correspondiente a este regulador es el siguiente:

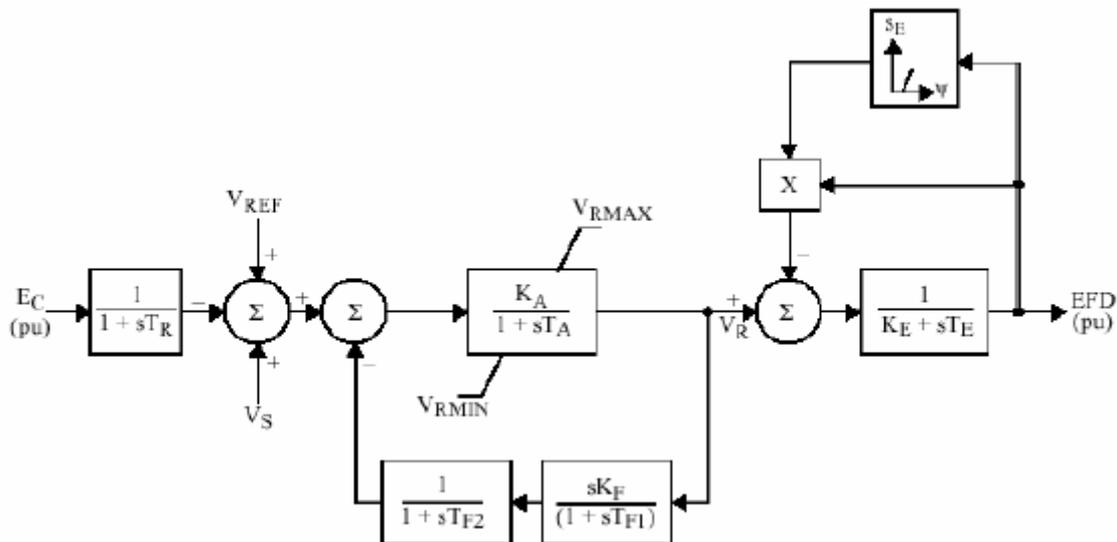


Fig.4.19 - Modelo y datos del sistema de excitación del generador de La Tablada – Diagrama



CONs	#	Value	Description
J		0.022	$T_R$ (sec)
J+1		1255.	$K_A$
J+2		0.100	$T_A$ (sec)
J+3		25.70	$V_{RMAX}$ or zero
J+4		0.000	$V_{RMIN}$
J+5		1.000	$K_E$
J+6		1.400	$T_E (>0)$ (sec)
J+7		0.086	$K_F$
J+8		0.600	$T_{F1} (>0)$ (sec)
J+9		1.400	$T_{F2} (>0)$ (sec)
J+10		4.700	$E_1$
J+11		0.800	$S_E(E_1)$
J+12		6.270	$E_2$
J+13		3.100	$S_E(E_2)$

Tabla 4.5 - Modelo y datos del sistema de excitación del generador de La Tablada – Datos

Sobre este regulador, el ajuste del modelo II de regulador de PSAT resultó sencillo, ya que ambos reguladores responden al modelo estándar 1 de IEEE, con ligeras variantes que no resultaron significativas a la hora de realizar el ajuste.

El AVR representado en Simulink es el siguiente:

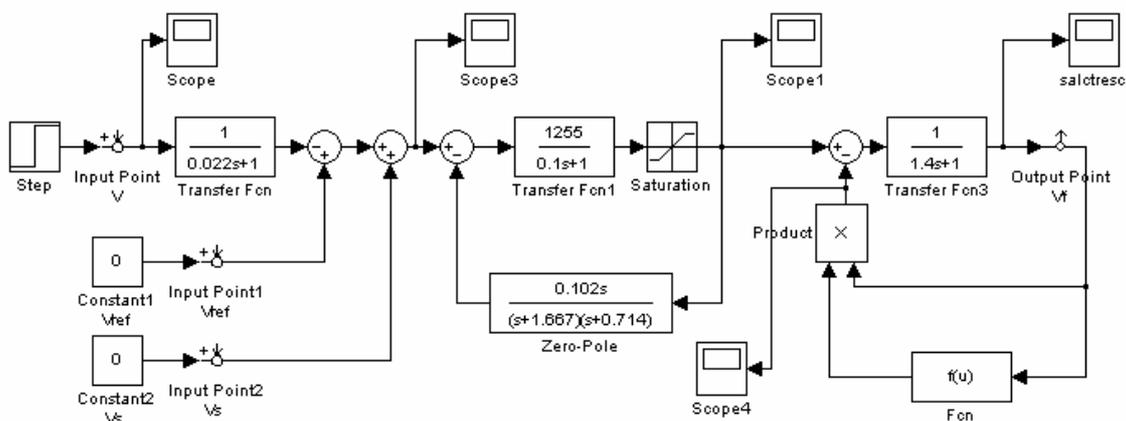


Fig.4.20 – AVR de la central La Tablada (Simulink).

El modelo de AVR de PSAT, elegido para representar en este programa al regulador de Baygorria, fue el II, que, como se explicó antes, resultó ser muy similar en su topología al modelo del regulador de La Tablada.

Así, el regulador representado en PSAT tiene el siguiente diagrama de bloques:

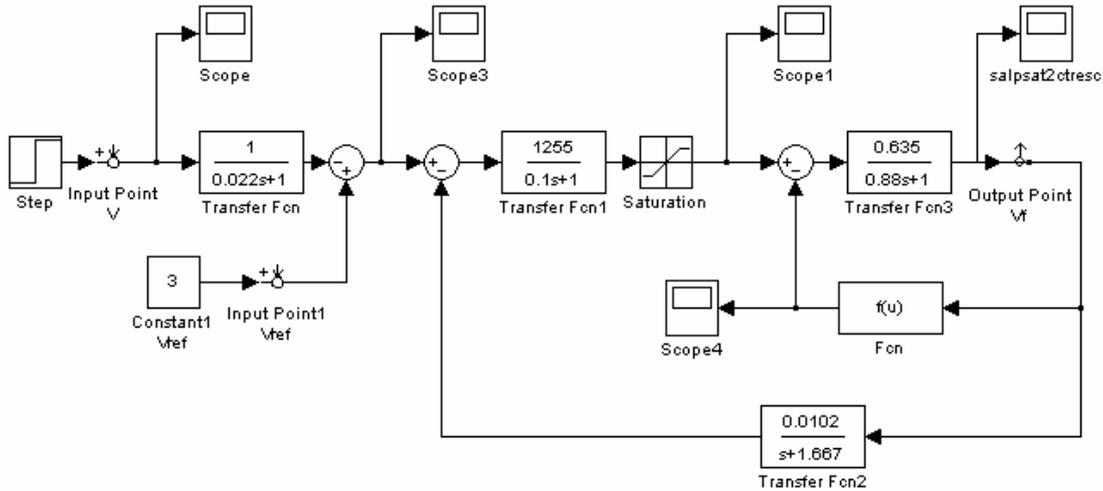


Fig.4.21-Diagrama de bloques del AVR II de PSAT, ajustado al de La Tablada.

Y los parámetros ingresados al programa son los siguientes:

Min. Regulación de Voltaje (p.u)	0
Max. Regulación de Voltaje (p.u)	25.7
Ganancia Amp. $K_a$ (p.u/p.u)	796.925
1 <sup>er</sup> Polo $T_a$ (s)	0.1
Ganancia Lazo $K_f$ (p.u/p.u)	0.017
Polo Lazo $T_f$ (s)	0.60
Cte. del circuito de campo $T_d$ (s)	0.88
Cte. del circuito de medición $T_r$ (s)	0.022
1 <sup>er</sup> Coef. función de saturación $A_e$	0.0882
2 <sup>do</sup> Coef. función de saturación $B_e$	0.8542

Tabla 4.6 – Datos del regulador tipo 2 de PSAT, ajustado al del generador de La Tablada.

Los resultados de algunas simulaciones temporales utilizadas para ajustar el último regulador al comportamiento del de La Tablada se incluyen a continuación:

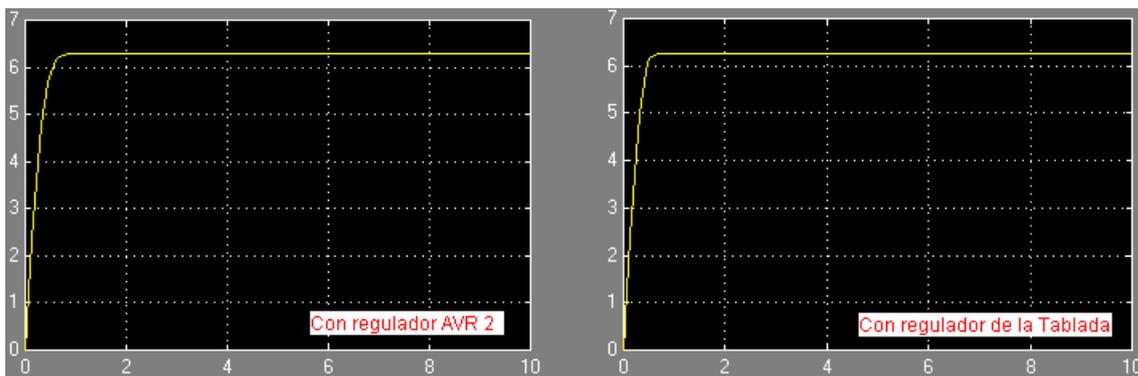


Fig.4.22 – Comparación de salidas del AVR II y de Central Battle para una entrada senoidal y una entrada escalón, representados en la misma gráfica, debido a que responde de forma similar.

- ✓ La onda senoidal que se colocó tiene una amplitud de 0.1 y frecuencia 10 rad/s más un voltaje de continua de 0.2 V.
- ✓ En el caso del escalón, inicia en 1 s. con una amplitud de 1 V.



Para ambas entradas los excitadores responden de forma similar, por lo cual se dejó una sola gráfica para cada caso, con regulador y sin regulador.

El sistema de prueba, de idéntica topología que los anteriores, tiene los siguientes parámetros:

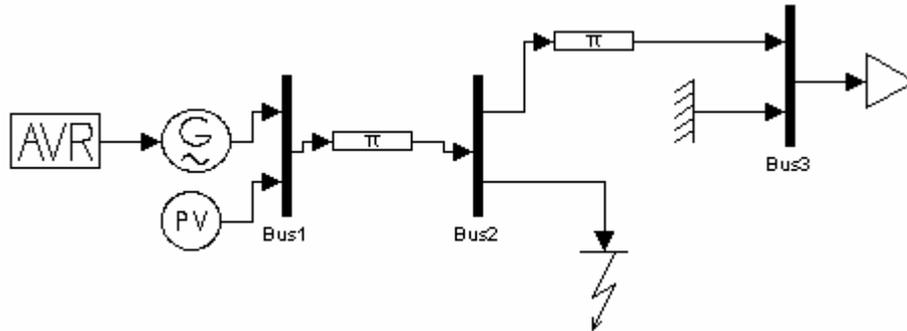


Fig.4.23 – Sistema de prueba central La Tablada.

Los elementos del sistema se tomaron con valores estándar, las líneas con los siguientes datos:  $R = 0.01$  pu,  $X = 0.1$  pu.

Y sobre el mismo se realizaron estudios de estabilidad transitoria y análisis modal de igual manera que en los ejemplos anteriores.

#### 4.3.1. Estudio de estabilidad transitoria.

La evolución del sistema, para los casos con y sin regulador, tras una falta trifásica equilibrada de impedancia  $0.2$  p.u. ( $0.26 \Omega$ ) y de duración  $800$  ms., es, según el estudio realizado, la siguiente:

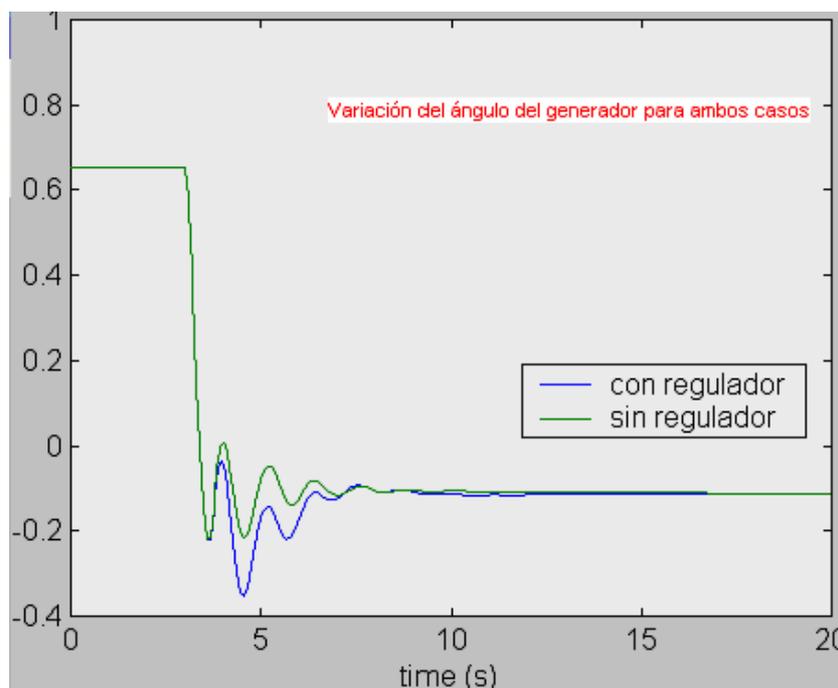


Fig.4.24 –Gráficas de ángulos de casos con y sin regulador para generador de La Tablada

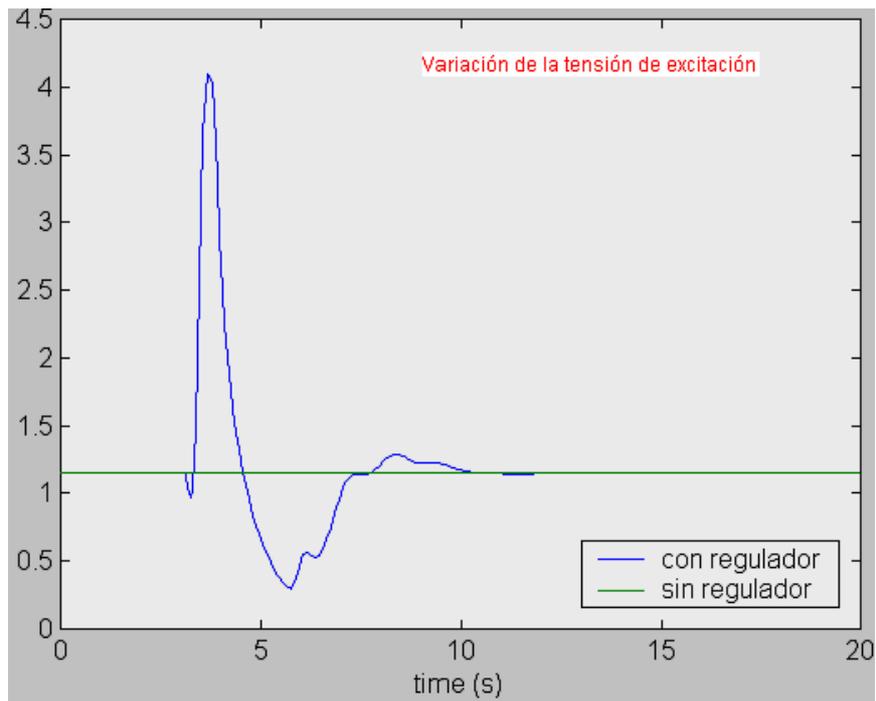


Fig.4.25– Gráficas de tensiones de excitación y de casos con y sin regulador para el generador de La Tablada.

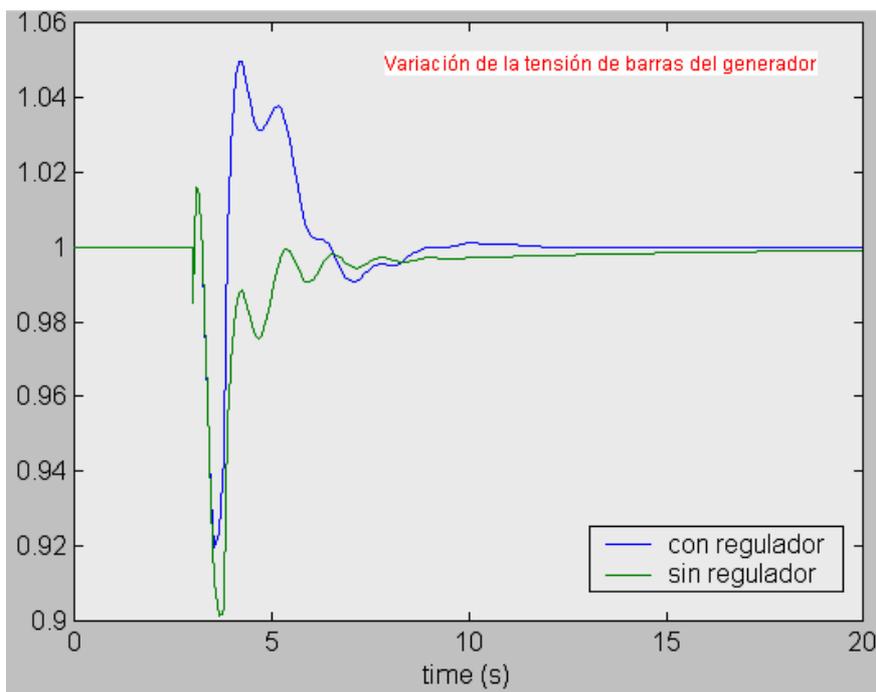


Fig.4.26 – Gráficas de tensiones de barra de generador de casos con y sin regulador para el generador de La Tablada



### 4.3.2. Análisis modal.

Autovalores	Estados		Real	Imag.	Frecuencia	Autovalores	Estados		Real	Imag.	Frecuencia
1	vm_Exc_1		-45.4546	0	0	1	e2d_Syn_1		-18.7181	0	0
2	vr1_Exc_1,	vf_Exc_1	-6.5356	14.9564	2.3804	2	e2q_Syn_1		-15.9032	0	0
3	vr1_Exc_1,	vf_Exc_1	-6.5356	-14.9564	2.3804	3	delta_Syn_1,	omega_Syn_1	-0.87573	5.285	0.84114
4	e2d_Syn_1		-18.7485	0	0	4	delta_Syn_1,	omega_Syn_1	-0.87573	-5.285	0.84114
5	e2q_Syn_1		-14.4599	0	0	5	e1d_Syn_1		-2.2395	0	0
6	omega_Syn_1,	delta_Syn_1	-0.85102	5.4451	0.86661	6	e1q_Syn_1		-0.11571	0	0
7	omega_Syn_1,	delta_Syn_1	-0.85102	-5.4451	0.86661						
8	e1d_Syn_1		-2.4855	0	0						
9	vr2_Exc_1,	e1q_Syn_1	-0.74897	1.0589	0.16854						
10	vr2_Exc_1,	e1q_Syn_1	-0.74897	-1.0589	0.16854						

Fig.4.27 – Reporte de análisis modal para casos con y sin sistema de excitación.

Se observa finalmente, para este caso, que la acción del regulador resulta en una mejora en la respuesta transitoria del sistema de prueba y no mejora el comportamiento en pequeña señal.

### 5. Resumen de los desempeños de los reguladores.

La siguiente tabla muestra cualitativamente la mejora del comportamiento del sistema de prueba una vez incluido el regulador, para todos los casos analizados:

Regulador	Estabilidad Transitoria	Tensión de barra del gen. en transitorio	Reporte de Autovalores
Salto Grande	No Influye	Mejora	Mejora poco
Palmar	No Influye	Mejora poco	Mejora
Baygorria	Mejora	Mejora	Empeora
Batlle y Ordoñez	No Influye	Mejora poco	Mejora
La Tablada	Mejora	Mejora	Empeora
Terra	Mejora	Mejora	No Influye

Fig.4.28 – Resumen de los desempeños de los reguladores

Se observa que para varios casos (por ejemplo, Baygorria y La Tablada) la acción de los reguladores resulta en la mejora de una forma de estabilidad, pero va en desmedro de la otra.



## 6. Conclusiones.

Los resultados de los estudios realizados para incluir los reguladores de tensión en el modelo de la red uruguaya realizado en PSAT fueron satisfactorios, ya que fue posible representarlos en el programa mediante el uso de los reguladores-tipo incluidos en este.

El criterio de simplificación utilizado fue de gran utilidad, dado que para los estudios en pequeña señal el no incluir protecciones ni limitadores no afecta el comportamiento del sistema; y para los estudios de estabilidad transitoria es posible verificar para cada regulador si estos límites son o no violados, e incluso tomar acciones sobre los controladores, (esencialmente sobre su banda de saturación) para mantener las variables dentro de dichos límites.

Es necesario destacar, sin embargo, que dicha simplificación redundó en pérdida de información, y que particularmente para casos de contingencias severas, el comportamiento de los reguladores originales puede resultar significativamente diferente del mostrado por los reguladores adaptados.

El estudio realizado para ajustar los parámetros de los controladores, en función de la comparación de los desempeños de los mismos para iguales señales de entrada, resultó largo y tedioso, pero sumamente convincente, particularmente en el rango de trabajo de los reguladores.

El análisis realizado sobre el sistema de prueba para juzgar el desempeño del conjunto regulador-generador, permitió observar para estos controladores algunos resultados conocidos de la literatura <sup>[1,2]</sup>, que explican porqué algunos reguladores tienen buenos resultados sobre la respuesta transitoria, pero apenas mejoran (o incluso, pueden llegar a empeorar) el comportamiento en pequeña señal del sistema, y viceversa. A efectos de explicar mejor esta situación se incluye en el presente trabajo un pequeño apéndice para tratar este tema, que reproduce un estudio de Kundur al respecto.

Este compromiso entre ambos desempeños (a la hora de fijar los parámetros de los controladores) es, en muchas ocasiones, salvable utilizando señales de entrada al regulador provenientes de otro controlador, capaz de actuar en función de las perturbaciones en la velocidad del rotor del generador, como así también en la tensión en bornes y la salida de potencia activa del mismo; este elemento es el PSS (Power System Stabilizer), y es utilizado con éxito en generadores de otras redes.

Sin embargo, cabe destacar que el comportamiento del regulador de tensión depende también de la red en la cual está incluido y debe ser sintonizado para su desempeño en la misma, por ello los resultados del último estudio son meramente indicativos, y no señalan necesariamente, que el comportamiento del regulador en la red a estudiar sea el mismo que en el sistema de prueba.

## **Capítulo 5**

**Estudios realizados sobre el modelo de la red uruguaya.**



# Estudios realizados sobre el modelo de la red uruguaya.

## 1. Introducción

Una vez incluidos los sistemas de excitación, el modelo de la red tuvo el suficiente grado de detalle como para poder realizar estudios de pequeña señal, como así también algunos de estabilidad transitoria, entendiéndose que el modelado de los reguladores, por no incluir limitadores ni protecciones, se ajusta mejor a los casos donde es pequeña la magnitud de las perturbaciones a las que se somete el sistema.

Sin embargo, para que la red a estudiar fuera estable según el análisis que realiza el módulo de pequeña señal de PSAT, (es decir, todos sus autovalores tuvieran parte real negativa), fue necesario introducir una modificación. Esta fue la mínima necesaria para estabilizar el sistema, y consistió en incluir un regulador de tensión en el generador equivalente de Ezeiza, (a efectos de intervenir sobre un modo no electromecánico, de módulo muy pequeño, pero positivo) de iguales características que los utilizados en las máquinas de La Tablada.

La red que se modeló corresponde a casos de demanda máxima previstos para el año 2007; en particular fueron modelados los generadores de Botnia, previstos para entrar en servicio a fines del 2007.

Para los estudios de pequeña señal, fueron propuestos dos escenarios de generación, uno de carácter predominantemente hidráulico, y el otro, térmico. En los mismos se intentó minimizar el tránsito de potencia entre las redes uruguayo y argentino, a efectos de analizar casos en que el sistema eléctrico uruguayo está prácticamente autoabastecido e independiente de la Argentina.

A los efectos de realizar estudios de estabilidad transitoria, se incluyeron diversas contingencias en los escenarios anteriores, fundamentalmente para intentar confirmar con simulaciones temporales, los resultados obtenidos del análisis lineal. Además de estos escenarios, se analizaron otros dos con un tránsito de potencia mayor entre ambas áreas del sistema, con sus correspondientes perturbaciones.

Vale destacar que la información incluida en este capítulo, referente a flujos de carga y reportes del análisis modal realizado con la herramienta, es la relevante para entender los estudios; no obstante, en el CD que se incluye en este trabajo se encuentran todos los reportes completos, tal cual fueron obtenidos de los análisis realizados con PSAT.



## **2. Casos de estudio.**

### **2.1. Escenarios para estudios de pequeña señal.**

Los casos a analizar son los siguientes:

1. Red con generación predominantemente hidráulica, donde el tránsito de potencia entre Uruguay y Argentina se realiza exclusivamente a través de Salto Grande, (la línea que une las barras ‘Colonia Elía’ con ‘San Javier’ está desconectada en este escenario) y es minimizado (del orden de 10 MVA) a efectos de separar lo más posible estas porciones de la red.
2. Caso análogo al anterior, esta vez con un escenario de generación en su mayoría térmica.

### **2.2. Casos de estudio para análisis de estabilidad transitoria.**

Para estos estudios se utilizaron los escenarios anteriores, como también otros dos en los que están activas ambas líneas de interconexión, con un mayor flujo de potencia entre redes (del orden de 210 MW netos hacia Uruguay).

Contando con estos cuatro escenarios, fueron simuladas en ellos las siguientes perturbaciones:

1. Falta en la mitad de la línea que une las barras ‘Fray-Bentos 150’ con ‘Botnia 150’, sin intervención de disyuntores.
2. Contingencia análoga a la anterior, esta vez con despeje de la línea, extinción de la falta y reenganche exitoso.
3. Falta análoga a los casos anteriores, pero con despeje de la línea sin reenganche.
4. Falta en la mitad de la línea que une las barras ‘Palmar 500’ con ‘Montevideo A 500’, sin intervención de disyuntores.
5. Contingencia análoga a la anterior, esta vez con despeje de la línea, extinción de la falta y reenganche exitoso.
6. Falta análoga a los dos casos anteriores, pero con despeje de la línea sin reenganche.

El primer escenario de falta fue pensado para ilustrar con simulaciones temporales el comportamiento de la red en pequeña señal, intentando mostrar la fuerte participación del modo de oscilación en que intervienen los generadores de Botnia, como se verá mas adelante.



Debe destacarse que los últimos tres casos de falta son severos, en el sentido que involucran una línea medular del sistema de potencia uruguayo. De esta manera, el modelado de los reguladores de la red, desarrollado esencialmente para pequeña señal, que descartó limitadores y sistemas de protección, no es necesariamente el adecuado para manejar contingencias de tal magnitud (particularmente la última, en la que se pierde la línea).

### 3. Estudios de pequeña señal.

#### 3.1. Desarrollo

A los efectos de analizar la participación de los generadores en cada modo, fue realizada una rutina en Matlab que permitió obtener la matriz de vectores propios derechos del sistema, (“*Mode-Shapes*”) cuya columna ‘i’ es el autovector asociado al modo ‘i’, y sus elementos están asociados a las variables de estado del sistema, de manera que es posible reconocer en este conjunto determinada variable de cada máquina, para juzgar así la participación<sup>†</sup> de los generadores en el modo, para las variables a observar<sup>‡</sup>.

Por ejemplo, es posible, dado un modo, ubicar su autovector derecho asociado, y entre sus coordenadas hallar las correspondientes a los ángulos de cada generador; luego, para visualizar claramente la participación de cada ángulo, normalizar estos valores asignando la unidad a la coordenada mayor. Con este conjunto de valores complejos (que representan la magnitud y fase de la participación del ángulo del rotor de la máquina en el modo seleccionado) es elaborado un gráfico que permite visualizar de manera concreta la participación de todos los generadores en el modo.

Las variables de interés de este estudio son los ángulos y las velocidades de los rotores de las máquinas. A continuación se presentan los resultados del mismo para los ángulos, en el caso hidráulico, en los tres modos menos amortiguados, el 66, el 76 y el 81; para el caso térmico, se muestran los correspondientes al modo 70, tanto para los ángulos como para las velocidades de los rotores.

#### 3.2. Caso Hidráulico.

En este escenario en que la red uruguaya está prácticamente autoabastecida, las centrales de Punta del Tigre y La Tablada están apagadas, y las demás, generando conforme la siguiente tabla, extraída del flujo de cargas del sistema:

† - En este trabajo, se denominaron ‘coeficientes de participación’ a las coordenadas del autovector derecho correspondiente a determinado modo, que a su vez corresponden a una variable de estado a estudiar (p.ej.  $\delta$ ); no confundirlos con los ‘factores de participación’; referirse al apéndice 3.

\*, ‡- Referirse al apéndice 1 por la rutina, y al 3 por un esbozo de la teoría de pequeña señal.



<b>Generador</b>	<b>ángulo (rad.)</b>	<b>P.activa (MW)</b>	<b>P.reactiva (MVar)</b>
Salto Grande	-0.06888	845	-160.63
Palmar	-0.20590	300	-63.262
Baygorria, gen.1	-0.18796	34.2	-4.709
Baygorria, gen.2	-0.17835	68.4	-7.584
Terra	-0.19768	152	-8.349
C. Batlle, gen.1	-0.37339	80	-16.416
C. Batlle, gen.2	-0.38340	125	-28.058
Botnia, gen.1	-0.22817	65.92	19.555
Botnia, gen.2	-0.22400	67.92	19.772

Tabla 4.1 – Generación de las máquinas uruguayas en el escenario hidráulico.

La línea que une ‘Colonia Elía’ con ‘San Javier’ está fuera de servicio, por lo que la interconexión con Argentina se realiza únicamente a través de Salto Grande.

El intercambio de potencia entre las dos zonas es, según el flujo de cargas:

<b>De Barra</b>	<b>A Barra</b>	<b>P.activa (MW)</b>	<b>P.reactiva (MVar)</b>
S.Grande Ar.500	S.Grande Uy.500	6.105	282.4

Tabla 4.2 – Intercambio de Potencia con Argentina, para el caso hidráulico.

El reporte de análisis lineal muestra once parejas de autovalores complejos conjugados, correspondientes a los modos electromecánicos del sistema. Los factores de amortiguamiento  $\zeta$  no son obtenidos directamente\* de dicho reporte:

\*- Referirse al apéndice 1 por la rutina modeshapes.m.



Autovalores	Estados dominantes	Parte real	Parte imag.	Frec.	$\zeta$
V.P. 40,41	$\delta_{\_Gen\_14}, \omega_{\_Gen\_14}$	-2.7453	+/-16.9613	2.6995	0.160
V.P. 53,54	$\delta_{\_Gen\_12}, \omega_{\_Gen\_12}$	-2.9823	+/-13.9906	2.2267	0.208
V.P. 56,57	$\delta_{\_Gen\_11}, \omega_{\_Gen\_11}$	-1.6322	+/-12.2087	1.9431	0.132
V.P. 58,59	$\delta_{\_Gen2}, \omega_{\_Gen\_2}$	-2.0851	+/-11.7911	1.8766	0.174
V.P. 64,65	$\delta_{\_Gen\_8}, \omega_{\_Gen\_8}$	-2.1537	+/-9.9916	1.5902	0.211
V.P. 66,67	$\delta_{\_Gen13}, \omega_{\_Gen\_13}$	-0.5547	+/-9.4413	1.5026	0.059
V.P. 68,69	$\delta_{\_Gen9}, \omega_{\_Gen\_9}$	-1.6207	+/-9.4994	1.5119	0.168
V.P. 70,71	$\delta_{\_Gen4}, \omega_{\_Gen\_4}$	-1.8898	+/-9.1098	1.4499	0.203
V.P. 72,73	$\delta_{\_Gen7}, \omega_{\_Gen\_7}$	-1.2423	+/-8.9482	1.4242	0.137
V.P. 74,75	$\delta_{\_Gen10}, \omega_{\_Gen\_10}$	-0.7849	+/-8.1223	1.2927	0.096
V.P. 76,77	$\delta_{\_Gen1}, \omega_{\_Gen\_1}$	-0.3719	+/-6.7126	1.0684	0.055
V.P. 78,79	$\delta_{\_Gen3}, \omega_{\_Gen\_3}$	-0.7047	+/-6.9114	1.1	0.101
V.P. 81,82	$\delta_{\_Gen6}, \omega_{\_Gen\_6}$	-0.2524	+/-5.3127	0.8455	0.047

Tabla 4.3 – Parejas de autovalores del escenario hidráulico.

### 3.2.1. Modo 66 ( $\zeta=0.059$ ).

A continuación se muestra una tabla que resume la influencia de cada generador sobre este modo de oscilación, dado por la pareja de autovalores (66,67), en lo que respecta a su variable  $\delta$ , descartando aquellos valores que están por debajo del 5% del mayor; obtenida gracias a la rutina `mode_shapes.m`.

Generador	Módulo	Ángulo (grados)	Nº de máquina
Almafuerte	0	0	1
Rodriguez220	0	0	2
Ezeiza	0	0	3
S.Grande Uy.	0	0	4
S.Grande Ar.	0	0	5
Yaciretá	0	0	6
Palmar	0.1294	7.3770	7
Baygorria 1	0	0	8
Baygorria 2	0	0	9
Terra	0.1702	-55.8214	10
C.Batlle 1	0	0	11
C.Batlle 2	0	0	12
Botnia 1	1	142.7181	13
Botnia 2	0.9190	144.3840	14

Tabla 4.4 – Módulo y ángulo de coeficientes de participación de los ángulos de generadores en el caso hidráulico, para el modo 66.



En este modo, la participación de las máquinas de Botnia es preponderante.

Lo que sigue es el gráfico de dichos coeficientes en el plano complejo, a modo de fasores.

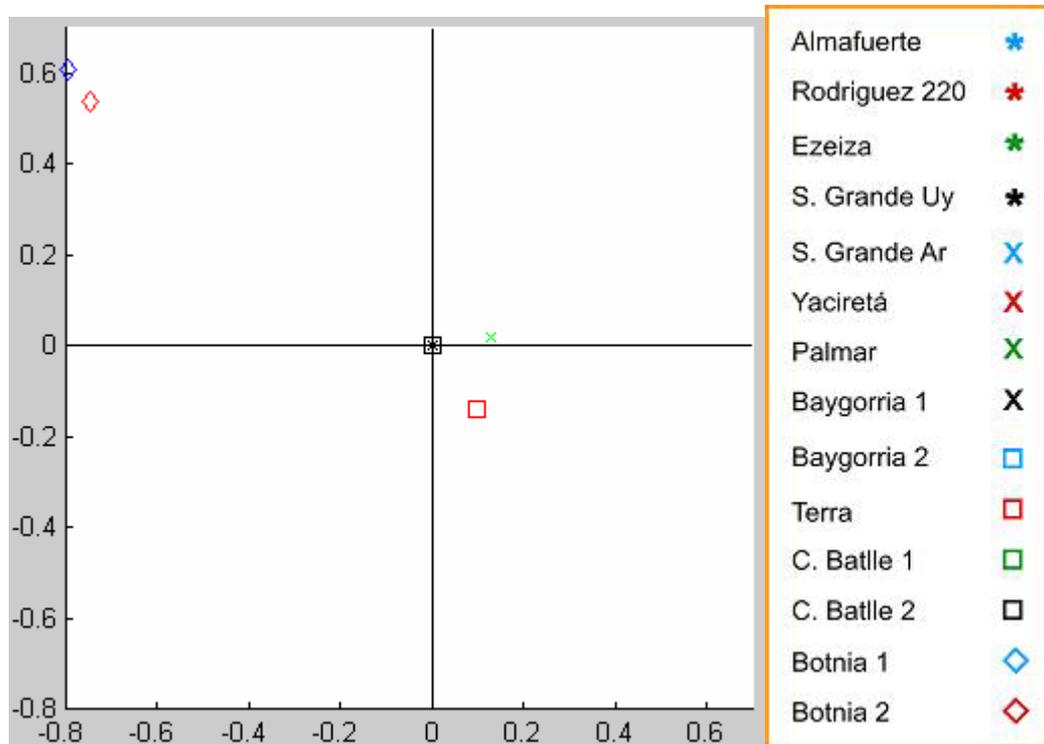


Fig. 4.1 – Gráfico de los coeficientes de participación de los ángulos de generadores en el caso hidráulico, para el modo 66.

En este caso, los fasores con menos de 6% de participación en el modo, con respecto al de mayor participación, se llevan al origen por el algoritmo usado. Esto se hace solamente para ganar en claridad a la hora de mostrar la gráfica.

De la imagen puede apreciarse que en este modo local, las máquinas de Botnia participan mayoritariamente, oscilando ‘en contrafase’ con los generadores de Terra y Palmar.



### 3.2.2. Modo 76 ( $\zeta=0.055$ ).

De manera análoga al caso anterior, se presenta a continuación una tabla que enumera los coeficientes de participación de los generadores, con igual criterio que la anterior, es decir, descartando los valores inferiores al 5% del coeficiente unitario.

Generador	Módulo	Ángulo (grados)	Nº de máquina
Almafuerte	1	179.5326	1
Rodriguez220	0.0659	-31.7292	2
Ezeiza	0.2191	-13.3689	3
S.Grande Uy.	0.1948	16.1431	4
S.Grande Ar.	0.1966	10.8584	5
Yaciretá	0	0	6
Palmar	0.2275	13.8952	7
Baygorria 1	0.3673	6.1383	8
Baygorria 2	0.3743	6.1960	9
Terra	0.4369	17.1480	10
C.Battle 1	0.2044	20.1136	11
C.Battle 2	0.1874	19.0777	12
Botnia 1	0.2890	17.8863	13
Botnia 2	0.2784	18.4996	14

Tabla 4.5 – Módulo y ángulo de coeficientes de participación de los ángulos de generadores en el caso hidráulico, para el modo 76.

Se presenta ahora el gráfico correspondiente a los ‘fasores de participación’.

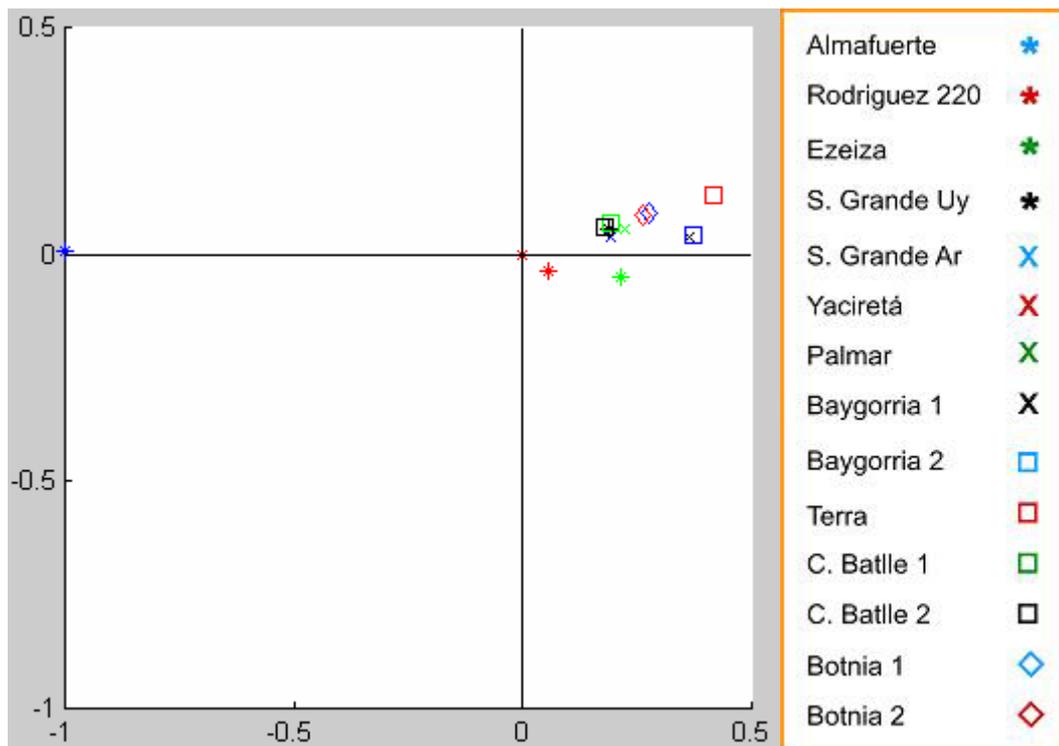


Fig. 4.2 – Gráfico de los coeficientes de participación de los ángulos de generadores en el caso hidráulico, para el modo 76.

En este modo, participan en mayor o menor medida todos los generadores del sistema. Sin embargo no lo hace la máquina argentina de Yaciretá., que se descartó porque su coeficiente es menor al 5% del de Almafuerte. Del gráfico se desprende entonces que se trata de un modo inter área, en el que todas las máquinas de la red oscilan contra el generador de Almafuerte.



### 3.2.3. Modo 81 ( $\zeta=0.047$ ).

Del último modo a analizar, en este escenario, se muestra a continuación la tabla de coeficientes de participación de los ángulos de los generadores:

Generador	Módulo	Ángulo (grados)	Nº de máquina
Almafuerte	0.7163	-72.5943	1
Rodriguez220	0.6321	-74.1532	2
Ezeiza	0.8101	-70.3789	3
S.Grande Uy.	0.2670	-79.3803	4
S.Grande Ar.	0.2743	-76.3743	5
Yaciretá	1.0000	107.5679	6
Palmar	0.2687	-71.7432	7
Baygorria 1	0.3709	-71.1949	8
Baygorria 2	0.3746	-71.3103	9
Terra	0.3819	-74.8889	10
C.Battle 1	0.2539	-79.8109	11
C.Battle 2	0.2377	-80.2950	12
Botnia 1	0.3159	-74.0087	13
Botnia 2	0.3088	-74.3799	14

Tabla 4.7 – Módulo y ángulo de coeficientes de participación de los ángulos de generadores en el caso hidráulico, para el modo 81.

Puede observarse en la tabla la fuerte participación de todos los generadores en este modo, advirtiendo así que se trata de otro modo inter área.

Confirmando lo antedicho, el gráfico que sigue muestra la oposición de fases entre Yaciretá y el resto de las máquinas del sistema, que oscilan contra este generador con coeficientes de orden semejante al dominante.

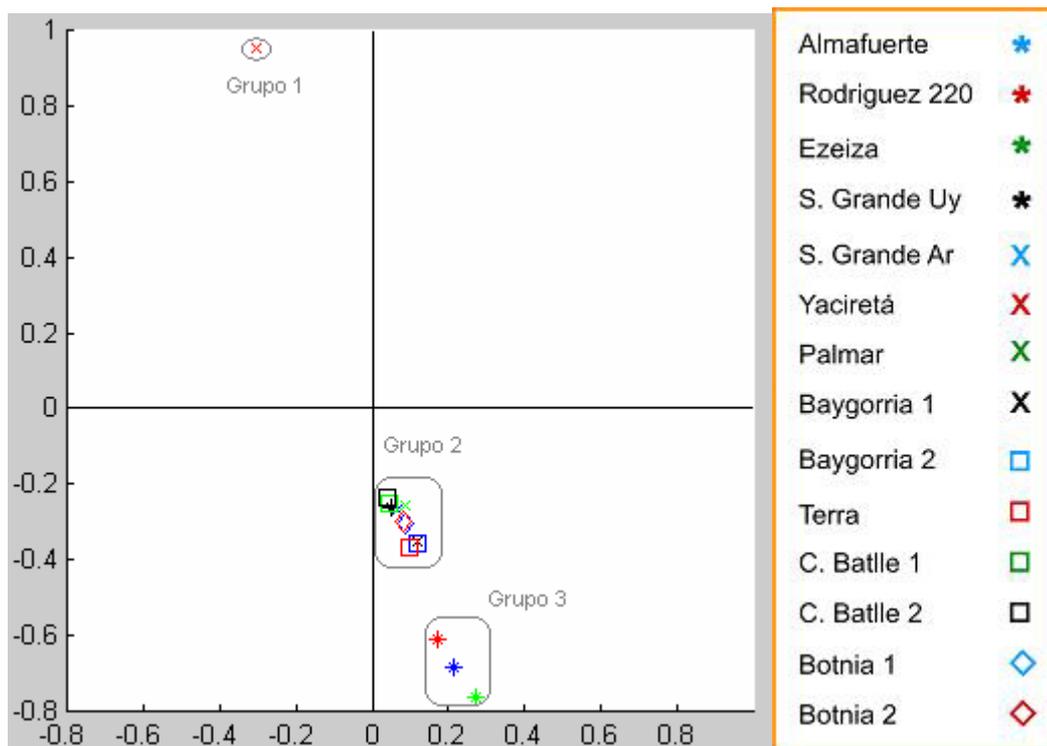


Fig. 4.3 – Gráfico de los coeficientes de participación de los ángulos de generadores en el caso hidráulico, para el modo 81.

Se trata de un modo análogo al del caso anterior, en los que participan todas las máquinas del sistema. Aparece más marcada la oposición entre la máquina dominante (Yaciretá, grupo 1) y el resto, tanto por los módulos de los coeficientes (que son mayores a los del modo anterior), como por sus fases, que aparecen aún más opuestas que en aquel caso. Puede apreciarse también, que las máquinas equivalentes argentinas de Ezeiza, Almafuerte y Rodriguez 220 forman un grupo (el 3, las que se oponen con mayor módulo), y las uruguayas, conjuntamente con Salto Grande argentino, forman otro.



### 3.3. Caso Térmico.

En este escenario, en el cual también es pequeño el tránsito de potencia entre las redes uruguaya y argentina; las máquinas de las centrales Palmar y Terra no están generando, mientras las demás lo hacen conforme a la siguiente consigna, extraída del flujo de cargas del sistema:

<b>Generador</b>	<b>ángulo (rad.)</b>	<b>P.activa (MW)</b>	<b>P.reactiva (MVAr)</b>
Salto Grande	-0.0694	855	-182.51
Baygorria, gen.1	-0.2414	34.2	-4.889
Baygorria, gen.2	-0.2318	68.4	-7.918
La Tablada	-0.3206	228	-69.84
C. Battle, gen.1	-0.3179	80	-20.17
C. Battle, gen.2	-0.3279	125	-34.53
Punta del Tigre	-0.2065	203.2	-17.69
Botnia, gen.1	-0.2350	65.92	18.33
Botnia, gen.2	-0.2308	67.92	18.54

Tabla 4.8 – Generación de las máquinas uruguayas en el escenario térmico.

En este caso también está fuera de servicio la línea entre Colonia Elía y San Javier. El flujo de potencia entre países se realiza entonces a través de Salto Grande, y vale:

<b>De Barra</b>	<b>A Barra</b>	<b>P.activa (MW)</b>	<b>P.reactiva (MVAr)</b>
S.Grande Ar.500	S.Grande Uy.500	10.5	248

Tabla 4.9 – Intercambio de Potencia con Argentina, para el caso térmico.

La porción del reporte del análisis lineal que contiene los trece modos electromecánicos de este sistema se representa a continuación:



Autovalores	Estados dominantes	Parte real	Parte imag.	Frec.	$\zeta$
V.P. 29,30	$\delta_{Gen\_12}, \omega_{Gen\_12}$	-1.5535	+/-18.4816	2.9414	0.083
V.P. 34,35	$\delta_{Gen\_14}, \omega_{Gen\_14}$	-2.738	+/-16.9718	2.7011	0.160
V.P. 50,51	$\delta_{Gen\_11}, \omega_{Gen\_11}$	-3.0615	+/- 14.29	2.2743	0.210
V.P. 54,55	$\delta_{Gen10}, \omega_{Gen\_10}$	-1.5298	+/-12.6158	2.0079	0.120
V.P. 56,57	$\delta_{Gen2}, \omega_{Gen\_2}$	-2.0881	+/-11.7786	1.8746	0.174
V.P. 62,63	$\delta_{Gen7}, \omega_{Gen\_7}$	-2.1567	+/-9.9881	1.5897	0.211
V.P. 64,65	$\delta_{Gen13}, \omega_{Gen\_13}$	-0.5441	+/-9.4975	1.5116	0.057
V.P. 66,67	$\delta_{Gen8}, \omega_{Gen\_8}$	-1.5555	+/-9.3388	1.4863	0.164
V.P. 68,69	$\delta_{Gen4}, \omega_{Gen\_4}$	-1.9001	+/-9.0954	1.4476	0.204
V.P. 70,71	$\delta_{Gen9}, \omega_{Gen\_9}$	-0.9441	+/-8.2777	1.3174	0.113
V.P. 72,73	$\delta_{Gen1}, \omega_{Gen\_1}$	-0.3825	+/-6.6966	1.0658	0.057
V.P. 74,75	$\delta_{Gen3}, \omega_{Gen\_3}$	-0.7279	+/-6.8698	1.0934	0.105
V.P. 77,78	$\delta_{Gen6}, \omega_{Gen\_6}$	-0.2504	+/-5.3116	0.8453	0.047

Tabla 4.10 – Parejas de autovalores del escenario térmico.

Nuevamente, las variables de interés son los ángulos y las velocidades de los rotores de los generadores. En este escenario se muestra el resultado del estudio para el ángulo y la velocidad del rotor de las máquinas en el modo 70.

### 3.3.1. Modo 70 ( $\zeta=0.113$ ).

De manera análoga a la presentación de los casos de estudio del escenario anterior, se muestra a continuación la tabla de coeficientes de participación de los ángulos de los generadores en este modo:

Generador	Módulo	Ángulo (grados)	Nº de máquina
Almafuerte	0	0	1
Rodriguez220	0.1752	-124.8472	2
Ezeiza	0.2025	-148.9439	3
S.Grande Uy.	0.6449	22.4606	4
S.Grande Ar.	0.6642	6.8474	5
Yaciretá	0	0	6
Baygorria 1	0.8852	-172.9250	7
Baygorria 2	0.9175	-172.7671	8
La Tablada	1	-172.4905	9
C.Battle 1	0.5202	164.2547	10
C.Battle 2	0.4612	149.9911	11
P. del Tigre	0.4254	-166.1584	12
Botnia 1	0.8130	-151.7084	13
Botnia 2	0.7626	-151.0612	14

Tabla 4.10 – Módulo y ángulo de coeficientes de participación de los ángulos de generadores en el caso hidráulico, para el modo 70.



Según la tabla, se trata de un modo inter área, en el que no participan los generadores de Almafuerite, ni los de Yaciretá.

El gráfico de sus fasores de participación muestra que este modo es ligeramente diferente a los otros inter área vistos para el caso hidráulico:

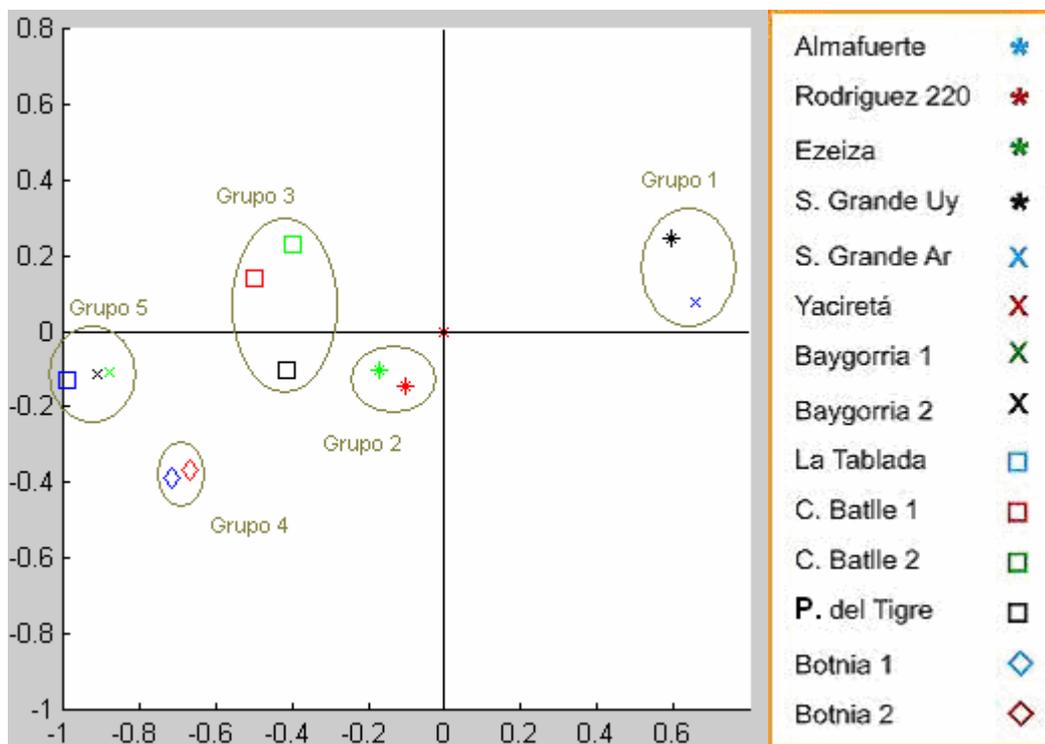


Fig. 4.4 – Gráfico de los coeficientes de participación de los ángulos de generadores en el caso térmico, para el modo 70.

El mismo, si bien no es de los menos amortiguados, fue seleccionado para ilustrar la presencia de un modo inter área particular, en el que pueden apreciarse dos áreas antagónicas, conformadas por cinco grupos de máquinas diferentes. Es clara la diferencia con los otros modos analizados, en los que intervienen dos áreas bien delimitadas, una constituida por una máquina fuerte (Yaciretá, Almafuerite, Ezeiza etc.), y la otra por la mayoría de los generadores restantes del sistema, participando en mayor o menor medida, pero constituyendo casi un único grupo (en el modo 81 del escenario hidráulico, se advirtió la presencia de dos grupos ‘alineados’, opuestos a Yaciretá: el resto de las máquinas de Argentina, y el conjunto de generadores uruguayo, sumado a Salto Grande argentino).



En este caso en cambio, se pueden distinguir los siguientes grupos, compuestos de esta manera:

1. Bloque Salto Grande Uruguay – Argentina.
2. Rodriguez 220 y Ezeiza.
3. Central Battle y Punta del Tigre.
4. Botnia
5. Baygorria y La Tablada.

El comportamiento global indica que oscilan los generadores del grupo 1 (Salto Grande) que conforman un área, contra los demás grupos, que constituyen la otra.

Lo que sigue es el gráfico de los coeficientes de participación asociados a las velocidades de los rotores, que se incluye con la finalidad de mostrar que el análisis también puede hacerse con la rutina para estas variables, pero entendiendo que no agrega ningún tipo de información sobre el comportamiento del modo (se prescinde así de la tabla, dado que el comportamiento de estas variables de estado es análogo al de los ángulos).

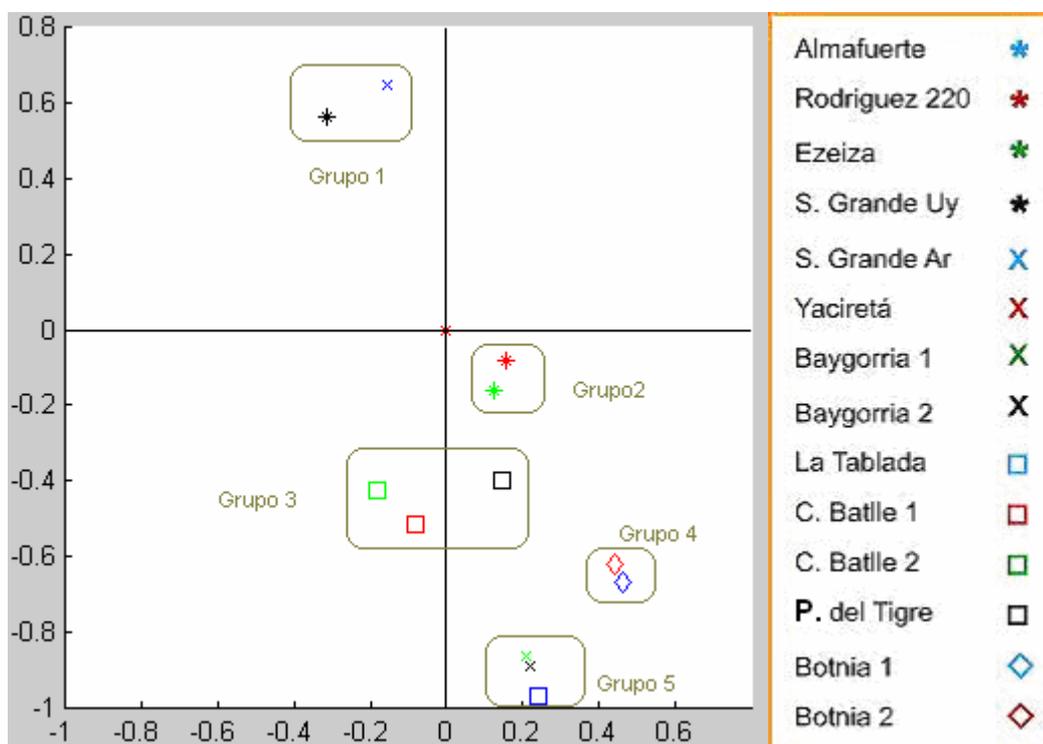


Fig. 4.5 – Gráfico de los coeficientes de participación de las velocidades angulares de los generadores en el caso térmico, para el modo 70.



## **4. Estudios de estabilidad transitoria.**

### **4.1. Desarrollo.**

Tras haber realizado varios estudios de pequeña señal sobre la red uruguaya, fue menester intentar confirmar sus resultados mediante simulaciones temporales, que ilustraran la participación de algunos modos de oscilación en ciertas perturbaciones a las que se sometió el sistema.

Para ello se simuló el comportamiento de la red ante una falta de elevada impedancia (es decir, en la que se disipa poca potencia), intentando emular la aparición súbita de una carga grande, la cual luego sería despejada mediante la extinción de dicha falta. Esta técnica de complemento al análisis de pequeña señal es utilizada por algunos autores<sup>†</sup> para intentar validar los resultados de dicho análisis con simulaciones temporales.

A su vez, fueron incluidas en el estudio otras contingencias de índole más severa, a los efectos de analizar el comportamiento de la red en estos casos, pese a que el modelado de los sistemas de excitación de las máquinas no resulte adecuado para manejar estos escenarios.

A fines de ilustrar los resultados de los estudios se incluyen dos casos: el primero, que involucra una perturbación próxima a los generadores de Botnia, intenta confirmar el comportamiento previsto en el análisis de pequeña señal; el segundo, que muestra la respuesta de la red tras una falta severa sobre la línea que une las barras 'Palmar 500' con 'Montevideo A 500', con la subsiguiente pérdida de la línea, tiene la finalidad de presentar la evolución del sistema ante una contingencia de entidad considerable.

<sup>†</sup> - Ver Pág. 73, ref. [2]; también pueden ser utilizados 'escalones' de generación, o variaciones súbitas en la carga de una barra.



## 4.2. Casos de estudio.

### 4.2.1. Perturbación próxima a las barras de generación de Botnia.

En idéntico escenario que el estudiado en el punto 3.2, fue incluida una falta en la barra que une los transformadores de generación con el de transmisión, según el siguiente unifilar:

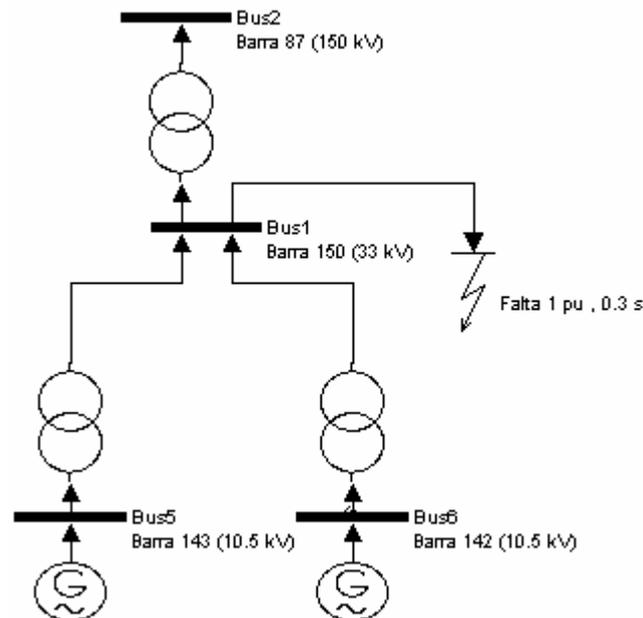


Fig. 4.6 – Esquema unifilar de la localización de la falta en el caso de la perturbación próxima a los generadores de Botnia.

A los efectos de la simulación, la perturbación de impedancia 1 p.u. resistiva (unos  $11 \Omega$ ) comienza en  $t = 1.3s$ , y se extingue en  $t = 1.6s$ , sin que actúen disyuntores.

Las que siguen son las gráficas de respuesta temporal para los ángulos de los rotores de los generadores de Botnia, Palmar, Terra y Salto Grande, referidos al de Ezeiza (la *Slack*), que se extienden por un período de 6s.

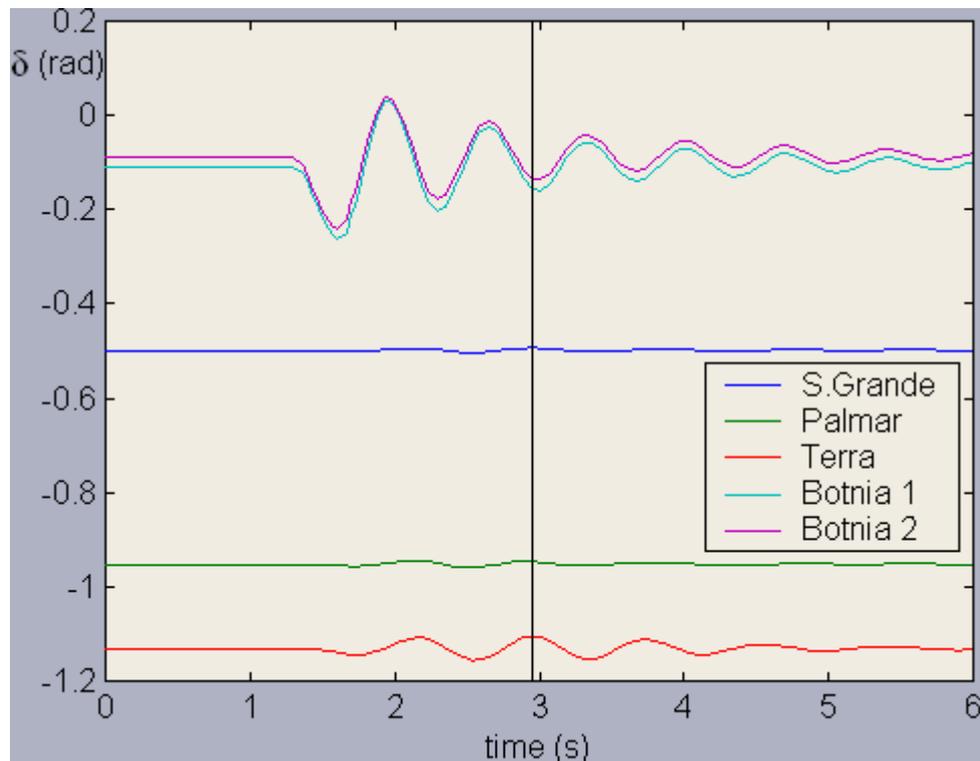


Fig. 4.7 – Respuesta temporal del ángulo de los generadores, referidos al de Ezeiza, para la falta próxima a Botnia.

Puede verse del gráfico que el transitorio afecta sensiblemente a los generadores de Botnia, con cierta magnitud al de Terra, influye poco sobre las máquinas de Palmar y aún menos sobre Salto Grande.

Tanto en la figura 4.1, como en la tabla 4.4, pudo apreciarse la influencia de los generadores en el modo 66, que mostró la incidencia preponderante de las máquinas de Botnia, pero también la de los generadores de Terra y Palmar. El último tiene el menor módulo de participación (un 13% del de Botnia 1), y el desfase entre los fasores de Botnia y Terra (el más observable) es de unos  $200^\circ$ .

El comportamiento de los ángulos de las máquinas en la simulación se asemeja en buena medida al del modo 66, ya que en la respuesta temporal se puede relacionar la magnitud de las oscilaciones con la de los fasores que intervienen en el modo, y es posible observar en la figura 4.7 un desfase del orden de los  $200^\circ$  entre las respuestas temporales de los ángulos de Botnia y Terra.

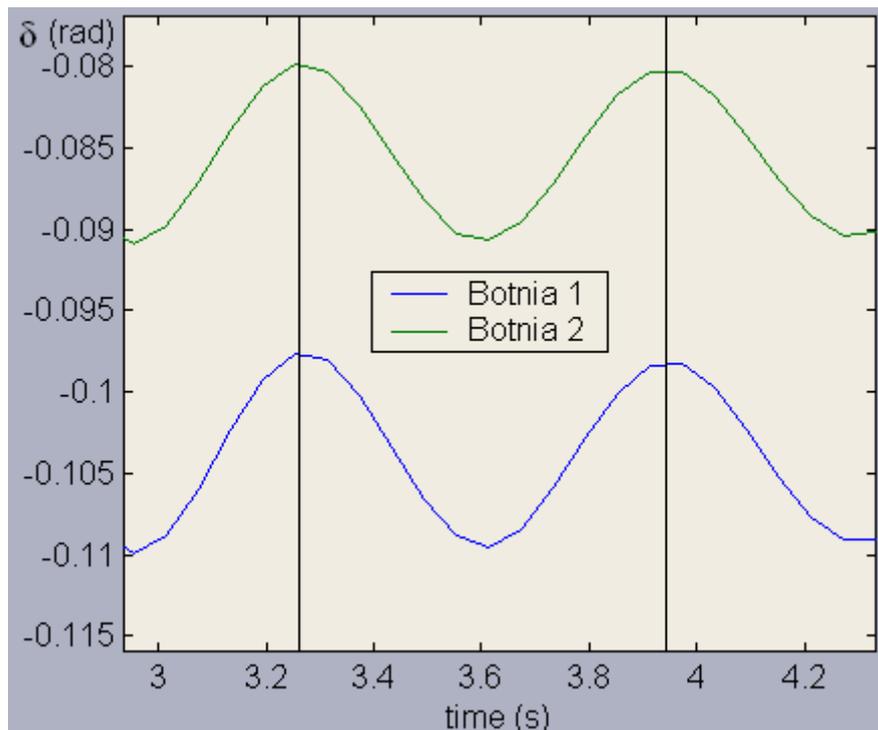


Fig. 4.8 – Respuesta temporal ampliada del ángulo de los generadores de Botnia, referidos al de Ezeiza.

De la figura 4.8, en la que se muestra la ampliación del gráfico de las respuestas de las máquinas de Botnia, se puede estimar el período de la oscilación (de aprox. 0.7 s), con lo que puede calcularse la frecuencia, que vale 1.43 Hz.

Por la manera en la que esta falta afectó a los generadores de la red, y por la frecuencia de oscilación del ángulo de las máquinas en el transitorio, es posible afirmar que el modo 66 (recordando que la frecuencia del mismo es de 1.5 Hz, y que su factor de amortiguación  $\zeta$  vale 0.06) está marcando una fuerte presencia en el comportamiento del sistema ante esta perturbación.

Es necesario destacar que esta manera de observar el comportamiento de un modo local particular, intentando excitarlo ubicando una perturbación de magnitud moderada, ‘próxima eléctricamente’ al grupo de máquinas de mayor participación en el mismo, puede mostrar también la influencia de otros modos, que sean igualmente excitados por la contingencia, de manera que pueda no ser tan ‘netamente distinguible’ su incidencia en el comportamiento temporal del sistema (ello puede explicar la manera en la que actúa Palmar, que influye menos que lo previsto por el análisis modal, como también las ligeras diferencias de fase y frecuencia entre los resultados del estudio lineal y la simulación).



#### 4.2.2. Falta sobre la línea 'Montevideo A 500'-'Palmar 500', con pérdida de la misma.

En el ejemplo que sigue, el escenario de generación es también el mismo que se utilizó en 3.2, ya que para este, la potencia transportada por la línea en cuestión es mayor que en las otras configuraciones, de manera que su pérdida implica el máximo impacto sobre la red.

Se incluye el unifilar que resume la disposición física de la falta:

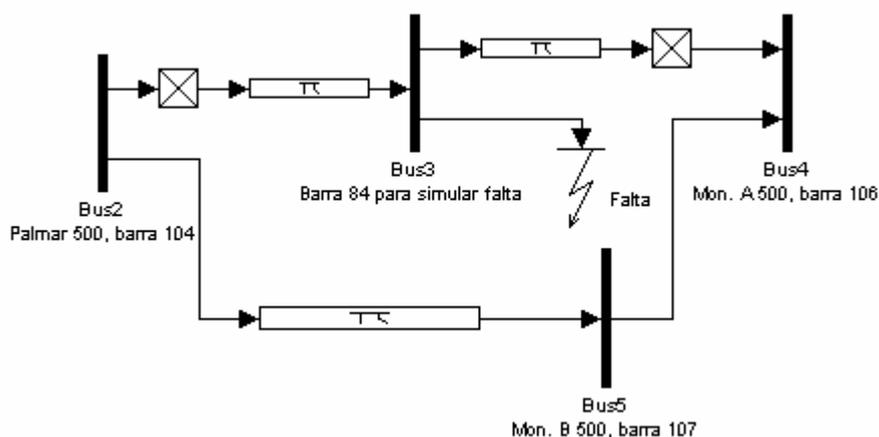


Fig. 4.9 - Esquema unifilar de la localización de la falta en el caso de la pérdida de la línea Mon. A 500 – Palmar 500.

La potencia transportada por esta línea antes de la contingencia está en el entorno de los 480 MW. Al perderse la misma, queda solo la línea que pasa a través de la barra 'Montevideo B 500' para manejar su carga, más la impuesta por la ausencia de la línea defectuosa.

A efectos del estudio, la falta de impedancia 0.024 pu (unos 60  $\Omega$ ), se produce a los 1.3 s y se extiende hasta la apertura de los disyuntores, 1.3 s después, emulando una falla de comunicación entre los interruptores y los relés de disparo, sin posibilidad de reenganche.

En este análisis se muestra en detalle el comportamiento del ángulo de algunas máquinas, como así también las tensiones de las barras de los extremos de la línea en falta.

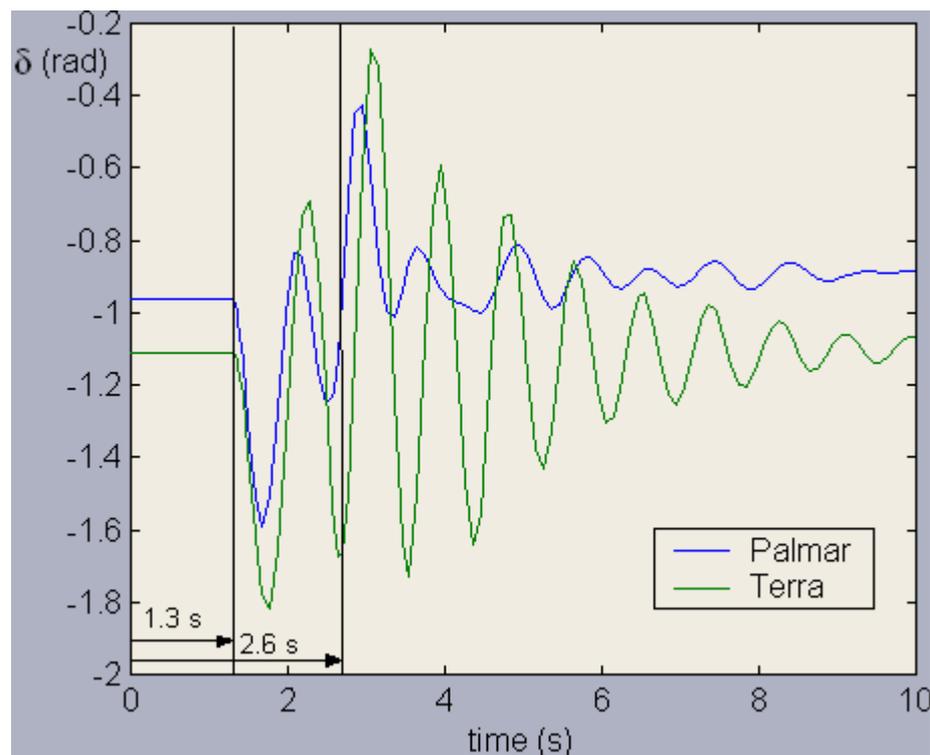


Fig. 4.10 – Respuesta temporal del ángulo de los generadores de Palmar y Terra, referidos al de Ezeiza, para la falta en la línea que une Mon. A 500 con Palmar 500.

En la figura anterior se marcan los tiempos de aparición de la falta ( $t_f = 1.3s$ ) y apertura de disyuntores ( $t_a = 2.6s$ ) para dos de los generadores más comprometidos que aún mantienen sincronismo, y es posible apreciar la magnitud del ‘primer swing’ tanto después de la falta, como de la apertura, viendo que el efecto de sacar la línea de servicio es ligeramente más pronunciado que el del cortocircuito, en lo que refiere a los ángulos de los generadores observados.

En este escenario, el generador 1 (‘Máquina 5<sup>a</sup>’) de la central Batlle pierde el sincronismo por la acción de la falta, sin llegar a ver la salida de la línea. Sin embargo, el sistema aún puede llegar a un estado de equilibrio sin él. Las dos figuras siguientes ilustran dichas afirmaciones.

Los tiempos de simulación (de 10 s. en la mayoría de los casos), pueden ser tachados de excesivos por los expertos (tiempos del orden de los 4 s. son más utilizados), entendiéndose que en ese lapso puede hacerse notoria la acción de otros elementos del sistema, tendientes en su conjunto (generalmente) a recuperar al mismo de la contingencia (reguladores de velocidad de las máquinas, reguladores bajo carga de los transformadores, comportamiento de las cargas y acción de recursos automáticos de compensación de reactiva esencialmente), pero el interés de ver si ante esta falta es posible lograr un nuevo estado de equilibrio, conociendo esta realidad, motiva a extender el período de observación.

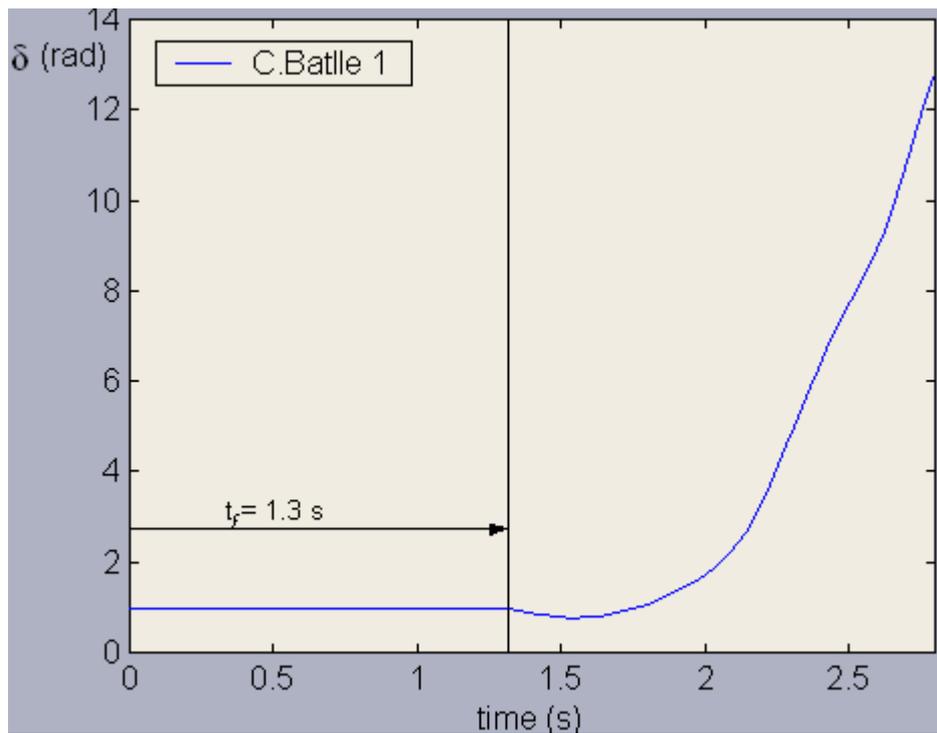


Fig. 4.11 – Respuesta temporal del ángulo del generador 1 de la Central Battle, referido al de Ezeiza, que muestra la pérdida de sincronismo del mismo, para la falta en la línea que une Mon. A 500 con Palmar 500.

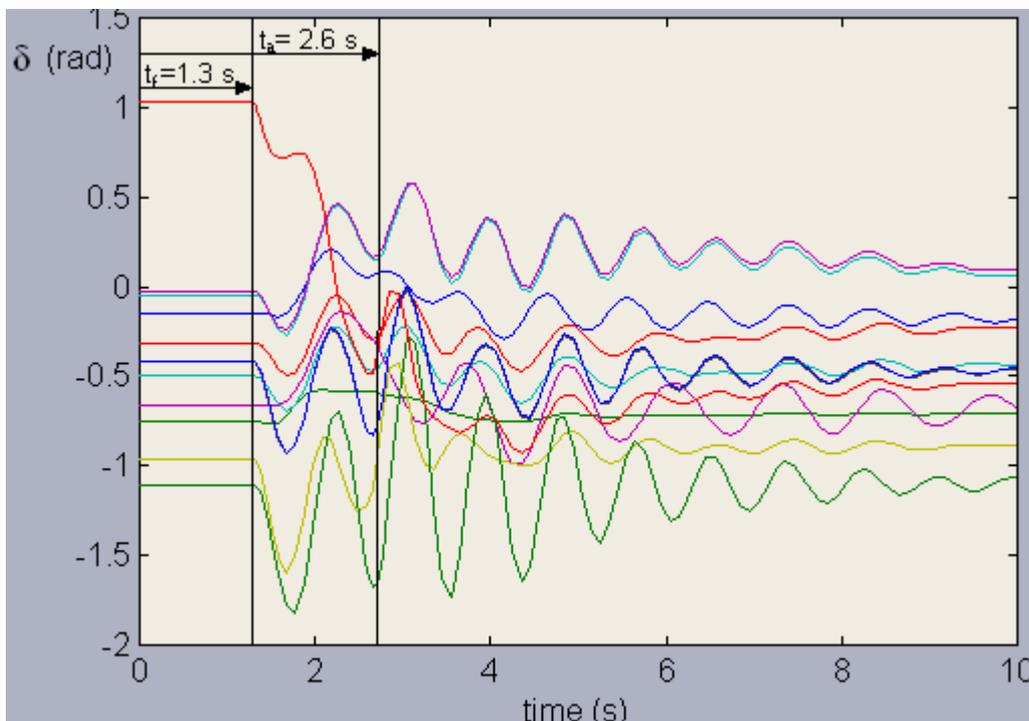


Fig. 4.12 – Respuesta temporal de los ángulos de los generadores de la red que se mantienen en sincronismo, referidos al de Ezeiza, para la falta en la línea que une Mon. A 500 con Palmar 500.



La gráfica anterior muestra que los generadores que lograron permanecer en la red, fueron capaces de llegar a nuevos estados de equilibrio.

Las tensiones de las barras más involucradas (los extremos de la línea que sale de servicio), se muestran en la figura siguiente:

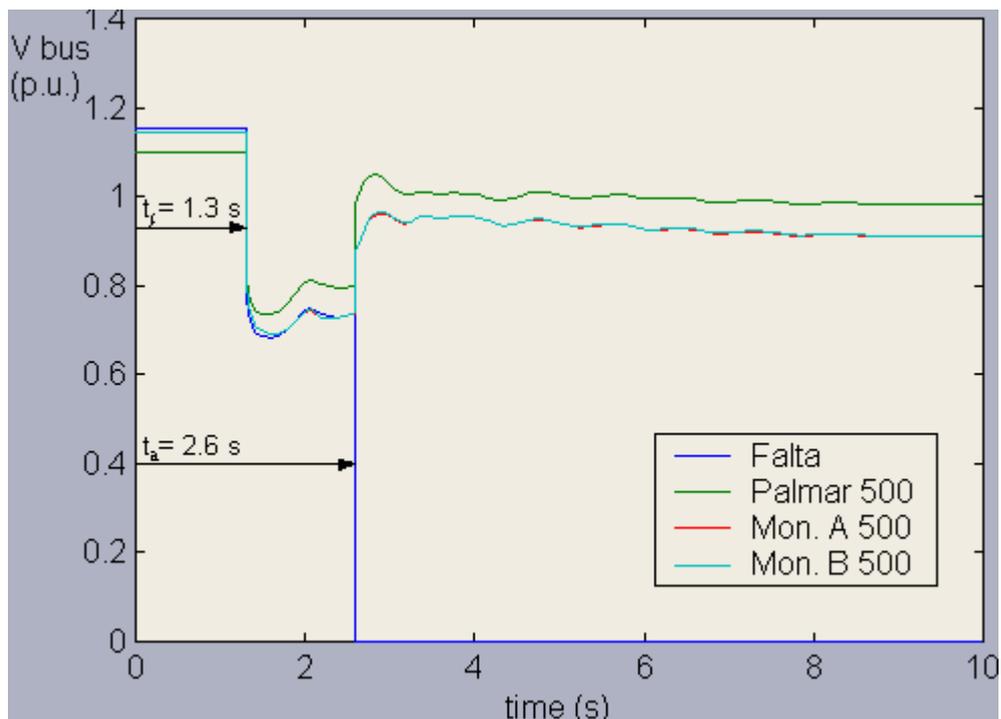


Fig. 4.13 – Evolución de las tensiones para las barras más involucradas, para la falta en la línea que une Mon. A 500 con Palmar 500.

Si bien los generadores logran llegar al equilibrio, las tensiones en las barras Montevideo A y B no logran llegar a más allá de 0.91 p.u., por lo que quizá la recuperación del escenario no sea viable (si bien estas barras son las más involucradas en el incidente, según el reporte obtenido tras la simulación hay otras cuya tensión está por debajo de 0.9 p.u.). Sin embargo, es necesario destacar que no está modelada la acción de los reguladores bajo carga de los transformadores, ni la de los recursos automáticos de reactiva (bancos automáticos de capacitores y el compensador estático de reactiva-‘CER’- de la estación ‘Montevideo A’, esencialmente) que inciden de manera directa sobre la tensión de las barras, tendientes a mejorarla; por ello no es posible afirmar si la tensión en estas barras no podría recuperarse a límites más aceptables<sup>†</sup>.

<sup>†</sup> - En rigor, la tensión de barra ante una contingencia se considera aceptable mientras esté por encima del umbral 0.85 pu durante un minuto, según reglamentación de la URSEA.



## 5. Conclusiones.

Los modelos desarrollados tienen ciertas limitaciones que se indican a continuación:

- El modelado del sistema no es completo. Los reguladores de tensión de los generadores pudieron ser adaptados al programa, pero con restricciones que implican pérdida de información, fundamentalmente en lo que respecta a las protecciones y limitadores de los mismos.
- No fueron modelados los reguladores de tensión de las centrales Botnia y Punta del Tigre, por carecer de datos. Tampoco fueron incluidos en el estudio los reguladores de velocidad de las máquinas, los reguladores bajo carga de los transformadores, ni la acción de los sistemas automáticos de compensación de reactiva.
- El modelo de las cargas es estático; sean estas consideradas como de potencia constante, o como de impedancia constante (el último fue el modelo usado en las simulaciones), el comportamiento 'real' de las mismas en el tiempo no es tenido en cuenta.
- Los modelos que se obtuvieron de UTE (particularmente los reguladores de tensión) fueron desarrollados para otra herramienta (PSS/E), con la finalidad de realizar flujos de carga y estudios de estabilidad transitoria (no necesariamente de pequeña señal), el modelado de los generadores equivalentes de Argentina tampoco escapa a esta realidad, ya que estos fueron concebidos para flujos de carga en PSS/E. Tampoco hubo ninguna instancia de comparación de los resultados de este estudio con los que se hubieran obtenido con el programa original.
- Fue necesario introducir una modificación menor en la red que se obtuvo al cargar los datos en PSAT (la inclusión de un regulador de tensión ficticio en la máquina equivalente de Ezeiza), ya que el análisis modal primario brindaba resultados inestables, debidos a un modo no electromecánico muy próximo a cero, pero positivo.

Pese a estas limitaciones, la red modelada es una aproximación razonable, particularmente a fines de realizar estudios de pequeña señal (uno de los objetivos fundamentales del proyecto), ya que las protecciones y limitadores de los reguladores de tensión no son necesarios en este tipo de estudios\*, y los reguladores de velocidad de los generadores tienen una incidencia de menor orden que la de los de tensión.

Si bien el equivalente argentino no fue diseñado para este tipo de análisis (prueba de ello es la modificación que hubo que hacer sobre Ezeiza), su incidencia sobre el modelo de pequeña señal no es de gran impacto, y los resultados confirman que dicho equivalente representa a una 'gran máquina' conectada a la red uruguaya.

\* - Ver pág. 759 ,ref [1]



Los resultados de los estudios realizados guardan gran coherencia entre sí, particularmente aquellos que vinculan los modelos lineales con las simulaciones temporales.

A su vez, pese a no haber obtenido un modelo completo del sistema (fundamentalmente en lo que respecta a estudios de estabilidad transitoria), si fue obtenida una base a tener en cuenta, tanto para continuar el desarrollo de dicho modelo, incluyendo los elementos que restan, como para poder brindar una ‘segunda opinión’ (respecto a PSS/E) con éste a la hora de analizar casos de interés relativos a la estabilidad del sistema eléctrico uruguayo.



## Referencias:

1. Kundur, Prabha (ed.) Power system stability and control. California : McGraw-Hill, 1994.
2. Anderson, Paul M. ; Fouad, A. A., eds. Power system control and stability. Piscataway : Wiley, 2003.
3. Milano, Federico. Homepage. University of Castilla - La Mancha, [s.d.] Disponible en <http://www.power.uwaterloo.ca/~fmilano/>. Visitado por última vez el 3/5/07.
4. PSAT web forum. Tech.groups.yahoo.com, 2003 - 2007. Disponible en <http://tech.groups.yahoo.com/group/psatforum/>. Visitado por última vez el 3/5/07.
5. Milano, Federico. Power System Analysis Toolbox. Documentation for PSAT, version 1.3.4. July 2005. Disponible en <http://www.power.uwaterloo.ca/~fmilano/archive/psat-1.3.4.pdf>. Visitado por última vez el 3/5/07

# Apéndices



# Apéndices

## Apéndice 1: Rutinas

### 1. Criterio de comparación de vectores de autovalores.

Para realizar la comparación fue implementada la siguiente función matlab:

```
function [z]=comparobien(x)
%Función usada para comparar en media cuadrática los resultados del
análisis lineal
%realizado en psat, con los resultados de Kundur; x debe ser de
largo=24.
vectKund;
y=vect;
for i=1:length(x)
    u(i)=(abs(x(i)-y(i)))^2;
end
s=0;
for j=1:length(x)
    s=s+u(j);
end

zo=sqrt(s);
z=zo/norm(y);
```

Que implementa  $(\sqrt{\sum |x(i)-y(i)|^2})/|y|$

### 2. Rutina para extraer la matriz $A_s$ de PSAT.

```
%Halla la matriz completa del sistema( $A_s$ ), asegurarse que corresponda
al sistema SIN FALTA.
```

```
Fx=full(DAE.Fx);
Fy=full(DAE.Fy);
Gx=full(DAE.Gx);
Gy=full(DAE.Jlfv);
As=Fx-Fy*inv(Gy)*Gx;
```



### 3. Rutinas para extraer y graficar los *mode – shapes*

#### 3.1. Principal.

```
bo=input('Escenario térmico = 0, hidráulico = 1, red completa = 2 :')
switch bo
case 0,
    mode_shapes_esc_term
case 1,
    mode_shapes_esc_hid
case 2,
    mode_shapes_red_total
otherwise,
    disp('Elija un entero entre 0 y 2!')
end
```

#### 3.2. Rutinas secundarias.

##### 3.2.1. mode\_shapes\_esc\_hid

```
Rutina para extraer los mode shapes de la red uruguaya.
%Sirve solo para la red hidráulica, con los modelos de generadores
completos,
%ya que la extracción de los coeficientes del autovector derecho
%se hizo por inspección del vector de estados de esta red.
%correr en PSAT un POWER FLOW
%correr en PSAT un EIGENVALUE ANALYSIS (plotear)

matriz_As;
[avder,lambda]=eig(As);
valp=eig(As);

%El orden de los autovalores puede ser ligeramente distinto al que
muestra PSAT
%en el reporte, por ello es conveniente compararlos para asegurarse que
se trata del mismo
%autovalor a analizar.

dmpprt=[1:length(valp)], dampratio(valp)]

b=input('Deltas=0, Omegas=1:')
a=input('Modo: ')
tol=input('Tolerancia (entre 0 y 1): ')
avderp=avder(:,a);
% Los coefs. se obtienen extrayéndolos en el orden que están en el
% vector de estados de PSAT
if b==0
    deltas=avderp([1;6;11;16;21;26;31;36;41;46;51;57;63;69]);
else
    deltas=avderp([2;7;12;17;22;27;32;37;42;47;52;58;64;70]);
end
p=max(modulos(deltas));
for i=1:length(deltas)
    if modulos(deltas(i))/p<tol
        deltas(i)=0;
    end
end
```



```

end

figure
hold on
    plot(real(deltas(1))/p, imag(deltas(1)/p), '*b')
    plot(real(deltas(2))/p, imag(deltas(2)/p), '*r')
    plot(real(deltas(3))/p, imag(deltas(3)/p), '*g')
    plot(real(deltas(4))/p, imag(deltas(4)/p), '*k')
    plot(real(deltas(5))/p, imag(deltas(5)/p), 'xb')
    plot(real(deltas(6))/p, imag(deltas(6)/p), 'xr')
    plot(real(deltas(7))/p, imag(deltas(7)/p), 'xg')
    plot(real(deltas(8))/p, imag(deltas(8)/p), 'xk')
    plot(real(deltas(9))/p, imag(deltas(9)/p), 'sb')
    plot(real(deltas(10))/p, imag(deltas(10)/p), 'sr')
    plot(real(deltas(11))/p, imag(deltas(11)/p), 'sg')
    plot(real(deltas(12))/p, imag(deltas(12)/p), 'sk')
    plot(real(deltas(13))/p, imag(deltas(13)/p), 'db')
    plot(real(deltas(14))/p, imag(deltas(14)/p), 'dr')
    ax=axis;
mi=min(ax(1), ax(3));
ma=max(ax(2), ax(4));
axis([mi ma mi ma])
axis square
hold on
plot([mi,ma], [0,0], 'k')
plot([0,0], [mi,ma], 'k')
hold off
    modulusnorm=modulos(deltas)/p;
    ang=angulos(deltas)*180/pi;
modulos_y_angulos=zeros(14,3);
modulos_y_angulos(:,1)=modulusnorm;
modulos_y_angulos(:,2)=ang;
modulos_y_angulos(:,3)=[1:14]';
nombres=['1_Almafuer'; '2_Rodri220'; '3_Ezeiza__'; '4_S_Gde_Uy'; '5_S_Gde_Ar'; '6_Yaciretá'; '7_Palmar__'; '8_Baygo__1'; '9_Baygo__2'; '10Terra__'; '11Batlle_1'; '12Batlle_2'; '13Botnia_1'; '14Botnia_2']
modulos_y_angulos

```

### 3.2.2. mode\_shapes\_esc\_term

```

%Rutina para extraer los mode shapes de la red uruguaya.
%Sirve solo para la red térmica, con los modelos de generadores
completos,
%ya que la extracción de los coeficientes del autovector derecho
%se hizo por inspección del vector de estados de esta red.
%correr en PSAT un POWER FLOW
%correr en PSAT un EIGENVALUE ANALYSIS (plotear)

matriz_As;
[avder, lambda]=eig(As);
valp=eig(As);

%El orden de los autovalores puede ser ligeramente distinto al que
muestra PSAT
%en el reporte, por ello es conveniente compararlos para asegurarse
que se trata del mismo autovalor a analizar.

```



```

dmprr=[1:length(valp)'], dampratio(valp)]

b=input('Deltas=0, Omegas=1:')
a=input('Modo: ')
tol=input('Tolerancia(entre 0 y 1): ')
avderp=avder(:, a);
% Los coefs. se obtienen extrayéndolos en el orden que están en el
% vector de estados de PSAT
if b==0
    deltas=avderp([1;6;11;16;21;26;31;36;41;47;53;59;64;70]);
else
    deltas=avderp([2;7;12;17;22;27;32;37;42;48;54;60;65;71]);
end
p=max(modulos(deltas));
for i=1:length(deltas)
    if modulos(deltas(i))/p<tol
        deltas(i)=0;
    end
end

figure
hold on
plot(real(deltas(1))/p, imag(deltas(1)/p), '*b')
plot(real(deltas(2))/p, imag(deltas(2)/p), '*r')
plot(real(deltas(3))/p, imag(deltas(3)/p), '*g')
plot(real(deltas(4))/p, imag(deltas(4)/p), '*k')
plot(real(deltas(5))/p, imag(deltas(5)/p), 'xb')
plot(real(deltas(6))/p, imag(deltas(6)/p), 'xr')
plot(real(deltas(7))/p, imag(deltas(7)/p), 'xg')
plot(real(deltas(8))/p, imag(deltas(8)/p), 'xk')
plot(real(deltas(9))/p, imag(deltas(9)/p), 'sb')
plot(real(deltas(10))/p, imag(deltas(10)/p), 'sr')
plot(real(deltas(11))/p, imag(deltas(11)/p), 'sg')
plot(real(deltas(12))/p, imag(deltas(12)/p), 'sk')
plot(real(deltas(13))/p, imag(deltas(13)/p), 'db')
plot(real(deltas(14))/p, imag(deltas(14)/p), 'dr')
ax=axis;
mi=min(ax(1), ax(3));
ma=max(ax(2), ax(4));
axis([mi ma mi ma])
axis square
hold on
plot([mi, ma], [0, 0], 'k')
plot([0, 0], [mi, ma], 'k')
hold off
modulosnorm=modulos(deltas)/p;
ang=angulos(deltas)*180/pi;
modulos_y_angulos=zeros(14, 3);
modulos_y_angulos(:, 1)=modulosnorm;
modulos_y_angulos(:, 2)=ang;
modulos_y_angulos(:, 3)=[1:14]';
nombres=['1_Almafuer'; '2_Rodri220'; '3_Ezeiza_'; '4_S_Gde_Uy'; '5_S_Gde_Ar'; '6_Yaciretá'; '7_Baygo_1'; '8_Baygo_2'; '9_La_Tabla'; '10Batlle_1'; '11Batlle_2'; '12P_Tigre'; '13Botnia_1'; '14Botnia_2']
modulos_y_angulos

```



### 3.2.3. mode\_shapes\_red\_total

```

%Rutina para extraer los mode shapes de la red uruguaya.
%Sirve solo para la red definitiva, con los modelos de generadores
completos,
%ya que la extracción de los coeficientes del autovector derecho
%se hizo por inspección del vector de estados de esta red.
%correr en PSAT un POWER FLOW
%correr en PSAT un EIGENVALUE ANALYSIS (plotear)

matriz_As;
[avder,lambdas]=eig(As);
valp=eig(As);

%El orden de los autovalores puede ser ligeramente distinto al que
muestra PSAT
%en el reporte,por ello es conveniente compararlos para asegurarse que
se trata del mismo
%autovalor a analizar.

dmptr=[1:124]', dampratio(valp)

b=input('Deltas=0,Omegas=1:')
a=input('Modo: ')
tol=input('Tolerancia(entre 0 y 1): ')
avderp=avder(:,a);
% Los coefs. se obtienen extrayéndolos en el orden que están en el
% vector de estados de PSAT
if b==0
    deltas=avderp([1;6;11;16;21;26;31;36;41;46;51;57;63;69;74;80]);
else
    deltas=avderp([2;7;12;17;22;27;32;37;42;47;52;58;64;70;75;81]);
end
p=max(modulos(deltas));
for i=1:length(deltas)
    if modulos(deltas(i))/p<tol
        deltas(i)=0;
    end
end
end

figure
hold on
plot(real(deltas(1))/p, imag(deltas(1)/p), '*b')
plot(real(deltas(2))/p, imag(deltas(2)/p), '*r')
plot(real(deltas(3))/p, imag(deltas(3)/p), '*g')
plot(real(deltas(4))/p, imag(deltas(4)/p), '*k')
plot(real(deltas(5))/p, imag(deltas(5)/p), 'xb')
plot(real(deltas(6))/p, imag(deltas(6)/p), 'xr')
plot(real(deltas(7))/p, imag(deltas(7)/p), 'xg')
plot(real(deltas(8))/p, imag(deltas(8)/p), 'xk')
plot(real(deltas(9))/p, imag(deltas(9)/p), 'sb')
plot(real(deltas(10))/p, imag(deltas(10)/p), 'sr')
plot(real(deltas(11))/p, imag(deltas(11)/p), 'sg')
plot(real(deltas(12))/p, imag(deltas(12)/p), 'sk')
plot(real(deltas(13))/p, imag(deltas(13)/p), 'db')
plot(real(deltas(14))/p, imag(deltas(14)/p), 'dr')
plot(real(deltas(15))/p, imag(deltas(15)/p), 'dg')
plot(real(deltas(16))/p, imag(deltas(16)/p), 'dk')
ax=axis;
mi=min(ax(1), ax(3));

```



```

ma=max(ax(2),ax(4));
axis([mi ma mi ma])
axis square
hold on
plot([mi,ma],[0,0],'k')
plot([0,0],[mi,ma],'k')
hold off
modulosnorm=modulos(deltas)/p;
ang=angulos(deltas)*180/pi;
modulos_y_angulos=zeros(16,3);
modulos_y_angulos(:,1)=modulosnorm;
modulos_y_angulos(:,2)=ang;
modulos_y_angulos(:,3)=[1:16]';
nombres=['1_Almafuer';'2_Rodri220';'3_Ezeiza__';'4_S_Gde_Uy';'5_S_Gde_
Ar';'6_Yaciretá';'7_Palmar__';'8_Baygo__1';'9_Baygo__2';'10Terra__';'
11La_Tabla';'12Batlle_1';'13Batlle_2';'14D__Tigre';'15Botnia_1';'16Bot
nia_2']
modulos_y_angulos

```

### 3.2.4. Otras rutinas necesarias.

%Función para calcular los módulos de los componentes de un vector de complejos

```
function [mod]=modulos(v)
```

```

for i=1:length(v)
    t(i)=abs(v(i));
end
mod=t';

```

%Función para calcular los ángulos de los componentes de un vector de complejos

```
function [ang]=angulos(v)
```

```

for i=1:length(v)
    t(i)=angle(v(i));
end
ang=t';

```

%Calcula el "coeficiente de frenado" o damping ratio de cada componente de un vector  
% de autovalores de entrada, devolviendo otro con los coeficientes ordenados igualmente.

```
function damp=dampratio(autov)
```

```

for i=1:length(autov)
    if autov(i)==0
        dampi(i)=0;
    else
        dampi(i)=-real(autov(i))/abs(autov(i));
    end
    damp=dampi';
end

```



## **Apéndice 2: Estudio de la respuesta temporal obtenida tras el análisis de pequeña señal.**

**Estudio realizado en PSAT, versión 1.3.3, sobre plataforma Matlab 5.3.**

### **1. Introducción**

El siguiente estudio presenta la comparación de la simulación de la evolución de un sistema, realizada en PSAT, a partir de un ligero apartamiento de su posición de equilibrio, y la respuesta lineal de dicho sistema en torno a la mencionada posición de equilibrio. Se toman como condiciones iniciales los valores de las variables del sistema en el instante que se eliminan los factores de perturbación. La matriz de la linealización del sistema se obtiene del análisis de autovalores que realiza el módulo de análisis de pequeña señal de PSAT.

### **2. Motivación**

La idea principal es confirmar que el programa es coherente consigo mismo, al verificar que las respuestas temporales simuladas en PSAT (en adelante respuestas no lineales) y las respuestas del sistema linealizado, obtenido de PSAT, (en adelante respuestas lineales) son más próximas entre si conforme disminuye la magnitud de la perturbación.

### **3. Procedimiento**

En primer lugar se realiza una simulación en PSAT de un sistema en el cual ocurre una falta, luego actúan los interruptores para despejar la falta, y un tiempo después vuelven a cerrarse. La falta se extingue antes del recierre de los interruptores, por lo que para ese entonces el sistema vuelve a ser el sistema anterior a la falta, apartado de su posición de equilibrio. Las variables con las que se actúa sobre la magnitud de la perturbación son el tiempo de apertura y recierre de los interruptores y la impedancia de la falta.

De esta simulación se obtienen las respuestas no lineales de las salidas del sistema. Para poder compararlas luego con las respuestas lineales, las no lineales se presentan en torno a sus valores de equilibrio en el sistema prefalta.

En esta instancia, se crea un vector con los primeros valores de cada vector de respuesta no lineal de las variables de estado, a modo de vector de condiciones iniciales para la simulación lineal.

A continuación se realiza con PSAT un análisis de autovalores del sistema prefalta en equilibrio, para poder obtener la matriz de la linealización del sistema en torno a esta posición de equilibrio. Con el sistema linealizado y las condiciones iniciales halladas, se resuelve en MATLAB la evolución de dicho sistema.

Una vez que se dispone de las respuestas lineales y no lineales, se presentan superpuestas para su comparación.



#### 4. Casos analizados

El sistema en estudio es el ejemplo clásico de Kundur <sup>[1]</sup>. La perturbación es un cortocircuito trifásico equilibrado en una de las líneas presentes entre las barras 7 y 8.

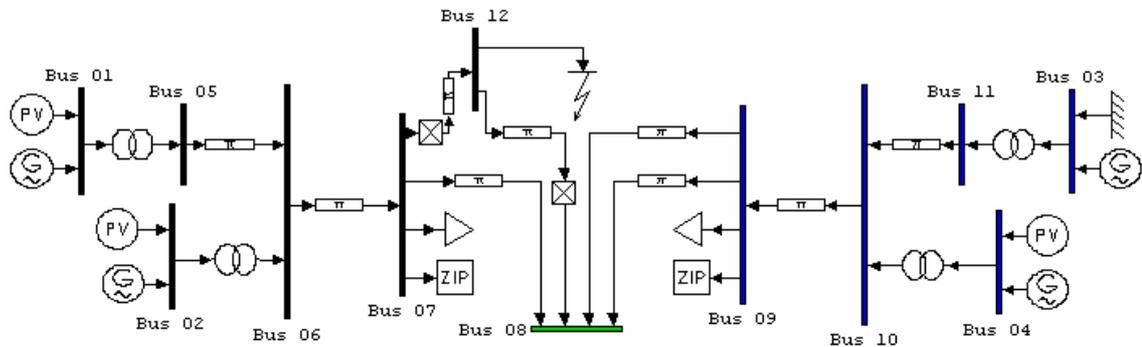


Fig.2.a – Sistema a estudiar, con falta en el bus 12

Para todos los casos, la variable a comparar es la velocidad angular del eje del generador 1, presente en la barra 1.

En la simulación original la falta ocurre en  $t = 1s$ . Los tiempos apertura y cierre varían en cada caso.

Las gráficas de las respuestas temporales tienen como origen ( $t = 0s$ ) el instante en que se produce el reenganche, y están centradas en los valores de equilibrio.

La gráfica que se obtiene por la simulación no lineal está representada en azul, mientras que la obtenida del análisis lineal está en rojo.

4.1. *Caso 1.*

Impedancia de falta: 5 p.u. resistiva.

Tiempo de apertura: 1.167s (10 ciclos después de la aparición de la falta).

Tiempo de extinción de la falta: 1.367s.

Tiempo de cierre: 1.567s (0.4s después de la apertura).

El origen de la respuesta temporal mostrada es  $t = 1.567$  (tiempo de reenganche)

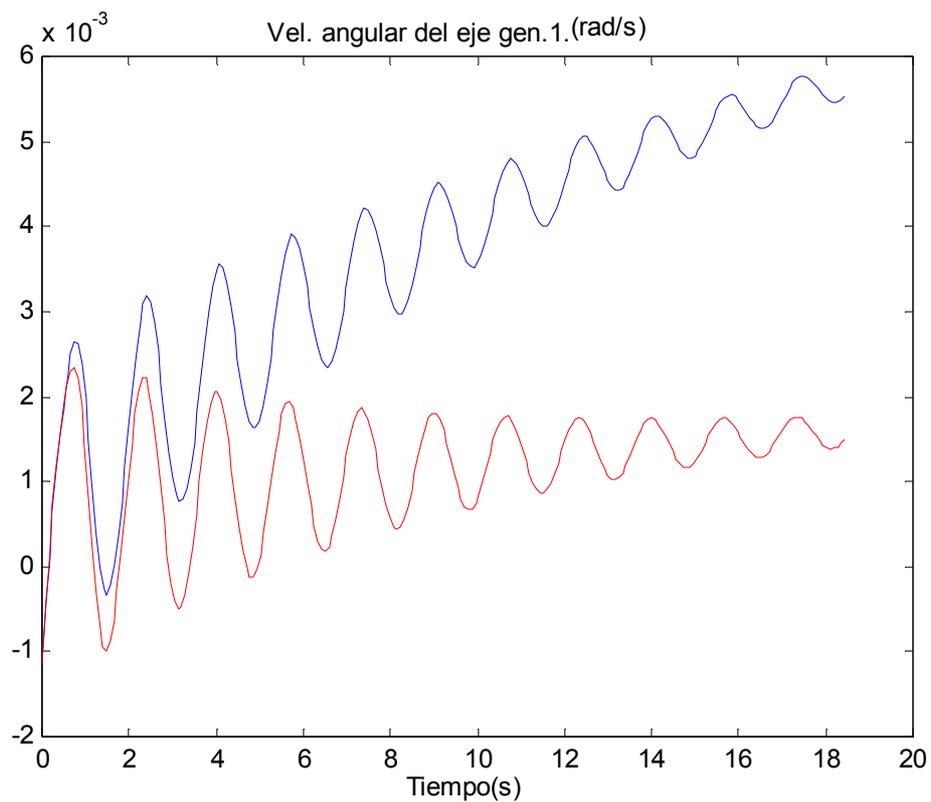


Fig.2.b – Respuesta temporal del caso 1, análisis no lineal en azul y análisis lineal en rojo

4.2. Caso 2.

Impedancia de falta: 5 p.u. resistiva.

Tiempo de apertura: 1.088s (5 ciclos después de la aparición de la falta).

Tiempo de extinción de la falta: 1.188s.

Tiempo de cierre: 1.288s (0.2s después de la apertura).

El origen de la respuesta temporal mostrada es  $t = 1.288$  (tiempo de reenganche)

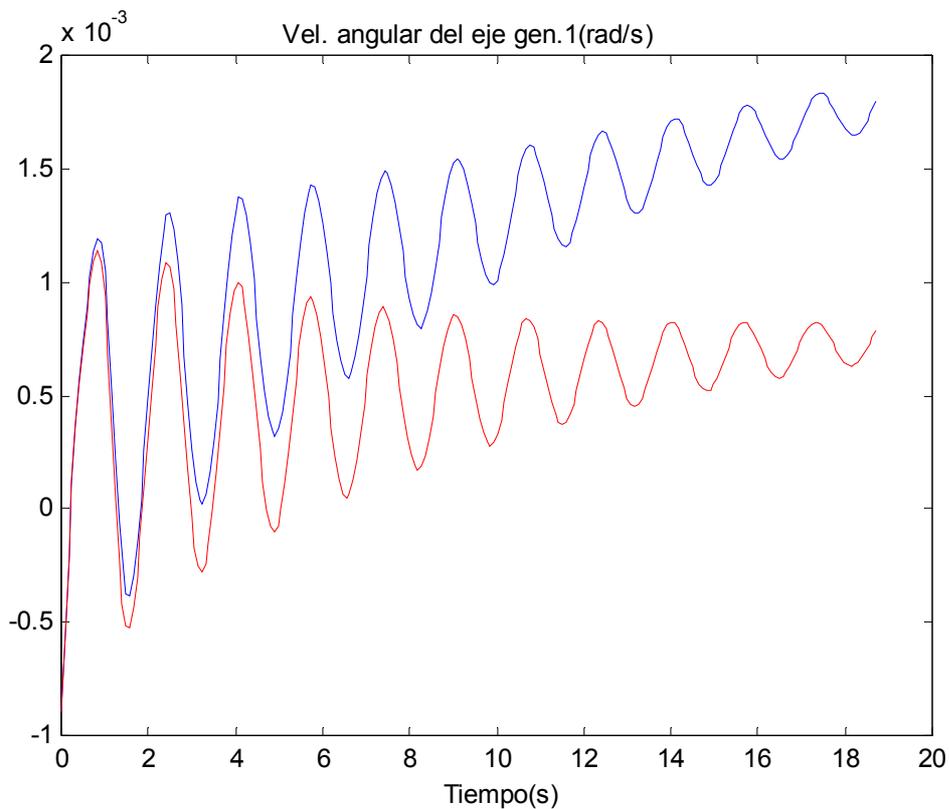


Fig.2.c – Respuesta temporal del caso 2, análisis no lineal en azul y análisis lineal en rojo



### 4.3. Caso 3.

Impedancia de falta: 15 p.u. resistiva.

Tiempo de apertura: 1.088s (5 ciclos después de la aparición de la falta).

Tiempo de extinción de la falta: 1.138s.

Tiempo de cierre: 1.188s (0.1s después de la apertura).

El origen de la respuesta temporal mostrada es  $t = 1.188$  (tiempo de reenganche)

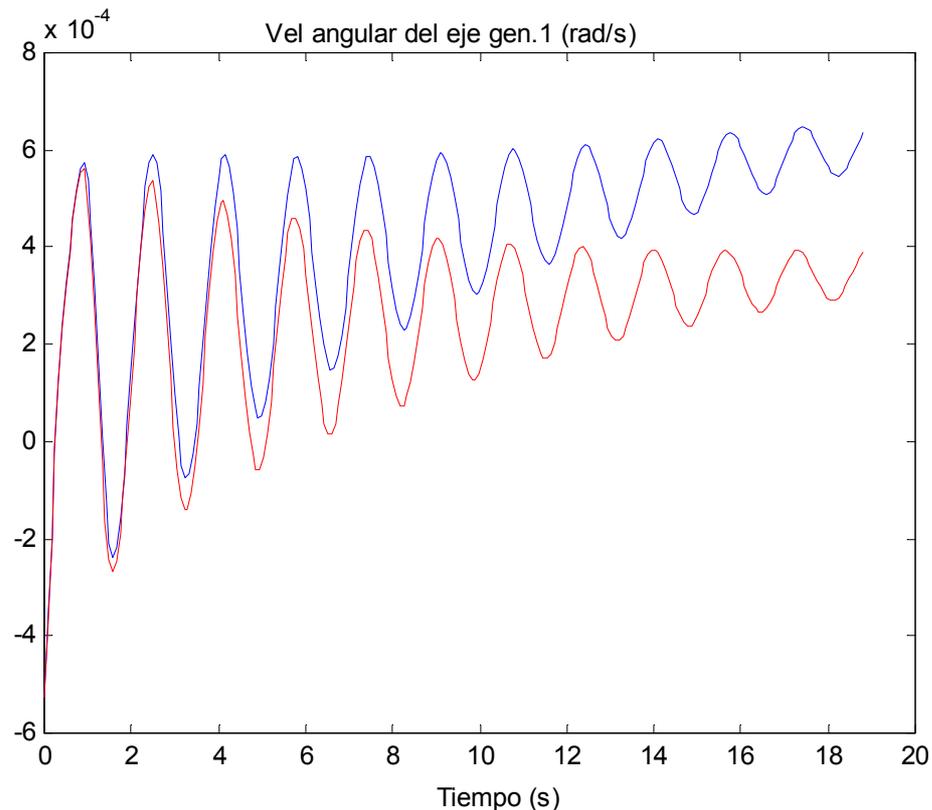


Fig.2.d – Respuesta temporal del caso 3, análisis no lineal en azul y análisis lineal en rojo

## 5. Conclusiones

El estudio realizado permitió verificar la coherencia entre los análisis lineal y no lineal brindados por el programa, mediante la comparación de los resultados obtenidos de los estudios, que muestran una proximidad creciente entre las respuestas temporales conforme disminuye la severidad de la perturbación a la que se somete el sistema.



## Apéndice 3: Apoyo teórico.

### 1. Introducción

El presente apéndice pretende dar al lector técnico no familiarizado con el tema de la estabilidad de sistemas de potencia, los aspectos teóricos mínimos necesarios para comprender cabalmente el contenido del trabajo.

Se incluye a esos efectos un tratamiento breve y concreto de los siguientes temas:

- Modelado de la máquina síncrona para estudios de estabilidad transitoria y de pequeña señal.
- Introducción a la estabilidad de pequeña señal en sistemas eléctricos de potencia.

### 2. Modelado de la máquina síncrona para estudios de estabilidad transitoria y de pequeña señal

Sin entrar en los aspectos básicos del modelado de la máquina síncrona<sup>†</sup>, (que podrían insumir unas cuantas carillas, sin un aporte significativo para la comprensión de este material) se presentan a continuación los modelos de generadores que se usaron en el trabajo:

1. Modelo clásico, utilizado como primera aproximación en versiones preliminares de la red uruguaya, a efectos de probar la misma antes de tener ingresados los modelos de máquina definitivos.
2. Modelo 5.2 de PSAT, adoptado para representar los equivalentes argentinos y las máquinas de centrales hidroeléctricas.
3. Modelo 6 de PSAT, utilizado para los generadores de centrales térmicas.

#### 2.1. Modelo clásico

El modelo electromecánico más sencillo que puede utilizarse para representar un generador síncrono es el que está dado por el siguiente conjunto de ecuaciones:

1. 
$$\frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_0$$
2. 
$$\frac{d\omega}{dt} = (P_m - P_e - K_D) / M$$

Donde las variables de estado son  $\omega$  y  $\delta$ ,  $\omega_0$  (rad/s), es la frecuencia nominal y  $M = 2H$ , con  $H$  constante de inercia de la máquina, en MW/MVA.

† - Ver referencias [1,2], por más detalles de modelado.



Conviene también en esta instancia introducir los conceptos de par sincronizante y de amortiguación ( $K_S$  y  $K_D$ ).

La expresión de la variación del par eléctrico de la máquina puede sintetizarse, en función de estas variables de estado, como la suma de dos componentes, una referida a la variación del ángulo, y otra, a la velocidad del rotor de la máquina:

$$2. \quad \Delta T_e = K_S \cdot \Delta \delta + K_D \Delta \omega$$

Para pequeñas variaciones en  $T_e$ , pueden admitirse las siguientes expresiones para  $K_S$  y  $K_D$ :

$$3. \quad K_S = \frac{d(\Delta T_e)}{d\delta} \quad @ \quad \omega \text{ cte.}$$

$$4. \quad K_D = \frac{d(\Delta T_e)}{d\omega} \quad @ \quad \delta \text{ cte.}$$

Los factores que ponderan las contribuciones del ángulo y la velocidad del rotor son los coeficientes de par sincronizante  $K_S$ , y de par de amortiguación  $K_D$ , determinantes en la estabilidad del sistema.

Así, la inestabilidad ‘de primer swing’ en el ángulo de la máquina ante una perturbación (es decir, la máquina pierde el sincronismo con el resto de la red sin que haya oscilaciones en su ángulo), se debe a la falta de par sincronizante; y la debida al crecimiento de las oscilaciones en el tiempo hasta la pérdida de sincronismo de la máquina con el sistema, ocurre por la falta de par de amortiguación de la máquina.

En sistemas modernos, donde los excitadores y sus correspondientes reguladores de tensión están bien sintonizados, la inestabilidad no oscilatoria no representa un problema. Sin embargo, la segunda forma de inestabilidad puede serlo, ya que los sistemas de excitación a menudo influyen negativamente en el par de amortiguación<sup>‡</sup>, por ello hoy día, el problema de la estabilidad de ángulo es casi equivalente al de mejorar el coeficiente mencionado.

Tras la ligera (pero conveniente) desviación del tema de los modelos de máquina, se esbozan a continuación los otros modelos de generador, utilizados en la versión definitiva de la red uruguaya.

## 2.2. Modelo 5.2

Este modelo está dado por cinco variables de estado,  $\delta$ ,  $\omega$ ,  $e'_q$  (tensión transitoria de eje q),  $e''_q$  y  $e''_d$  (tensiones subtransitorias de ejes q y d), que cumplen las siguientes ecuaciones:

$$5. \quad \frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_0$$

$$6. \quad \frac{d\omega}{dt} = (P_m - P_e - K_D) / M$$



$$7. \frac{de'_q}{dt} = \left( -f_S \cdot e'_q - \left( x_d - x'_d - \frac{T''_{d0} \cdot x''_d}{T'_{d0} \cdot x'_d} (x_d - x'_d) \right) \cdot i_d + \left( 1 - \frac{T_{AA}}{T'_{d0}} \right) \cdot v_f^* \right) / T'_{d0}$$

$$8. \frac{de''_q}{dt} = \left( -e''_q + e'_q - \left( x'_d - x''_d + \frac{T''_{d0} \cdot x''_d}{T'_{d0} \cdot x'_d} (x_d - x'_d) \right) \cdot i_d + \frac{T_{AA}}{T'_{d0}} \cdot v_f^* \right) / T''_{d0}$$

$$9. \frac{de''_d}{dt} = \left( -e''_d + (x_q - x'_q) \cdot i_q \right) / T''_{q0}$$

### 2.3. Modelo 6

Este modelo está dado por seis variables de estado,  $\delta$ ,  $\omega$ ,  $e'_q$  y  $e'_d$  (tensiones transitorias de ejes q y d),  $e''_q$  y  $e''_d$  (tensiones subtransitorias de ejes q y d), que cumplen las siguientes ecuaciones:

$$10. \frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_0$$

$$11. \frac{d\omega}{dt} = (P_m - P_e - K_D) / M$$

$$12. \frac{de'_q}{dt} = \left( -e'_q - \left( x_d - x'_d + \frac{T''_{d0} \cdot x''_d}{T'_{d0} \cdot x'_d} (x_d - x'_d) \right) \cdot i_d + \left( 1 - \frac{T_{AA}}{T'_{d0}} \right) \cdot v_f^* \right) / T'_{d0}$$

$$13. \frac{de'_d}{dt} = \left( -f_S \cdot e'_d + \left( x_q - x'_q - \frac{T''_{q0} \cdot x''_q}{T'_{q0} \cdot x'_q} (x_q - x'_q) \right) \cdot i_q \right) / T'_{q0}$$

$$14. \frac{de''_q}{dt} = \left( -e''_q + e'_q - \left( x'_d - x''_d + \frac{T''_{d0} \cdot x''_d}{T'_{d0} \cdot x'_d} (x_d - x'_d) \right) \cdot i_d + \frac{T_{AA}}{T'_{d0}} \cdot v_f^* \right) / T''_{d0}$$

$$15. \frac{de''_d}{dt} = \left( -e''_d + e'_d + \left( x'_q - x''_q + \frac{T''_{q0} \cdot x''_q}{T'_{q0} \cdot x'_q} (x_q - x'_q) \right) \cdot i_q \right) / T''_{q0}$$



Column	Variable	Description	Unit	Model
1	-	Bus number	int	all
2	$S_n$	Power rating	MVA	all
3	$V_n$	Voltage rating	kV	all
4	$f_n$	Frequency rating	Hz	all
5	-	Machine model	-	all
6	$x_l$	Leakage reactance	p.u.	all
7	$r_a$	Armature resistance	p.u.	all
8	$x_d$	$d$ -axis synchronous reactance	p.u.	III, IV, V.1, V.2, V.3, VI, VIII
9	$x_d'$	$d$ -axis transient reactance	p.u.	II, III, IV, V.1, V.2, V.3, VI, VIII
10	$x_d''$	$d$ -axis subtransient reactance	p.u.	V.2, VI, VIII
11	$T_{d0}'$	$d$ -axis open circuit transient time constant	s	III, IV, V.1, V.2, V.3, VI, VIII
12	$T_{d0}''$	$d$ -axis open circuit subtransient time constant	s	V.2, VI, VIII
13	$x_q$	$q$ -axis synchronous reactance	p.u.	III, IV, V.1, V.2, V.3, VI, VIII
14	$x_q'$	$q$ -axis transient reactance	p.u.	IV, V.1, VI, VIII
15	$x_q''$	$q$ -axis subtransient reactance	p.u.	V.2, VI, VIII
16	$T_{q0}'$	$q$ -axis open circuit transient time constant	s	IV, V.1, VI, VIII
17	$T_{q0}''$	$q$ -axis open circuit subtransient time constant	s	V.1, V.2, VI, VIII
18	$M = 2H$	Inertia constant	kWs/kVA	all
19	$D$	Damping coefficient	p.u.	all
† 20	$K_\omega$	Speed feedback gain	gain	III, IV, V.1, V.2, VI
† 21	$K_P$	Active power feedback gain	gain	III, IV, V.1, V.2, VI
† 22	$\gamma_P$	Active power ratio at node	[0,1]	all
† 23	$\gamma_Q$	Reactive power ratio at node	[0,1]	all
† 24	$T_{AA}$	$d$ -axis additional leakage time constant	s	V.2, VI, VIII
† 25	$S(1.0)$	First saturation factor	-	III, IV, V.1, V.2, VI, VIII
† 26	$S(1.2)$	Second saturation factor	-	III, IV, V.1, V.2, VI, VIII

Tabla 3.a – Parámetros de los modelos de máquina utilizados, extraída directamente del manual de PSAT, los campos marcados con † son opcionales.

La tabla anterior (extraída directamente del manual de PSAT) refiere a las constantes físicas de los modelos que representan a los generadores en la herramienta.



### 3. Introducción a la estabilidad de pequeña señal en sistemas eléctricos de potencia

#### 3.1. Concepto

La estabilidad de pequeña señal es la capacidad del sistema de mantener el sincronismo frente a pequeñas perturbaciones, las que suelen ocurrir de manera permanente, debidas a las variaciones de carga y generación.

Son consideradas pequeñas aquellas perturbaciones que pueden ser analizadas con un modelo linealizado del sistema. En este escenario, la inestabilidad (como ya se advirtió líneas antes) puede presentarse de dos formas:

- Inestabilidad por crecimiento monótono del ángulo del rotor, debida a la falta de par sincronizante.
- Inestabilidad oscilatoria con crecimiento de la magnitud de las oscilaciones hasta la pérdida del sincronismo, causada por insuficiente par de amortiguación.

La naturaleza de la respuesta de pequeña señal del sistema depende esencialmente de la estructura física del mismo, el punto de operación y los sistemas de excitación de los generadores.

En los sistemas actuales, la estabilidad ante pequeñas perturbaciones es un problema de insuficiencia de par de amortiguación. Tras la linealización del sistema, su análisis modal puede brindar los siguientes tipos de modo:

- Modos locales: asociados con la oscilación entre máquinas de una misma central, o entre porciones pequeñas del sistema, próximas eléctricamente entre sí, respecto al resto del sistema (típicamente, unas pocas centrales, sin la intervención del resto).
- Modos inter área: vinculados a la oscilación entre grandes grupos de máquinas, causados fundamentalmente por dos o más grupos de máquinas enfrentados en la red, ligados por ‘lazos débiles’.
- Modos de control: asociados a los generadores y sus controles, como así también a otros elementos de control de la red (compensadores estáticos, convertidores HVDC etc.). Reguladores de velocidad o tensión mal sintonizados, pueden ocasionar inestabilidad en estos modos.
- Modos Torsionales: relacionados con los acoplamientos entre turbina y alternador, cuya causa de inestabilidad puede estar ligada a su vínculo con los excitadores, reguladores de velocidad, líneas con compensación capacitiva en serie, etc.

En los estudios realizados, los modos de interés fueron los locales y los inter área, que conforman los llamados ‘modos electromecánicos’ del sistema.



Concentrando un poco más la atención sobre éstos, se comentan algunos detalles de los problemas de estabilidad de pequeña señal vinculados a los modos antedichos:

- Problemas locales: involucran una parte pequeña del sistema, la cual puede o bien asociar a una máquina o una central con el resto del sistema, en cuyo caso estamos frente a un ‘modo local de planta’ (los que ocasionan problemas más frecuentemente), o bien asociar algunas máquinas de una misma central, en cuyo caso se trata de un ‘modo local interplanta’. Vale comentar que usualmente la frecuencia de estos modos es del orden de 0.7 a 2Hz<sup>†</sup> (pudiendo ser aún mayor conforme su relación con el sistema completo sea menor, y dependiendo también de la inercia de las máquinas en juego, a medida que esta es mayor, disminuye la frecuencia de estos modos) .
- Problemas globales: involucran grandes porciones del sistema, interactuando de varias maneras, conformando dos o más grupos de máquinas con comportamientos que los caracterizan. Esencialmente estos problemas se dividen también en dos subgrupos: aquellos que involucran dos grandes conjuntos de máquinas oscilando uno contra el otro, que suelen tener asociado un modo de baja frecuencia (del orden de 0.1 a 0.3 Hz); y aquellos en los que aparecen subgrupos de máquinas oscilando entre sí, estos tienen asociada una frecuencia algo mayor (de 0.4 a 0.7Hz)

En el estudio presentado, pudieron observarse tanto modos locales de planta como inter área, que resultaron ser los menos amortiguados.

### 3.2. Desarrollo teórico

Dado el sistema de potencia representado por las siguientes ecuaciones:

$$dx/dt = f(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \lambda)$$

$$\mathbf{x}(0) = \mathbf{x}_0$$

Donde  $\mathbf{x}$  en  $\mathbb{R}^n$ ,  $\mathbf{u}$  en  $\mathbb{R}^m$  y  $\lambda$  en  $\mathbb{R}^p$  son las variables de estado, entradas y parámetros del sistema, respectivamente.

Fijado  $\mathbf{u}(t) = \mathbf{U}_0$  y  $\lambda = \lambda_0$ , se tiene que  $\mathbf{x}_0 = \mathbf{x}_0(\mathbf{U}_0, \lambda_0)$  y así, el sistema puede representarse como:

$$d\mathbf{x}/dt = \mathbf{A}_s \mathbf{x}$$

$$\mathbf{x}(0) = \mathbf{x}_0$$

Con  $\mathbf{A}_s$  en  $\mathbb{R}^{n \times n}$ , donde  $\mathbf{A}_s = \partial f / \partial \mathbf{x} |_{\mathbf{x}_0}$ .



Sabiendo que la solución es de la forma:

$$x(t) = e^{At}x_0; \quad e^{At} = \sum_{i=0}^{\infty} \frac{(At)^i}{i!}$$

Y que los autovalores ( $\lambda_i$ ), autovectores derechos ( $v_i$ ) e izquierdos ( $u_i$ ), cumplen las siguientes igualdades:

$$\begin{aligned} (\lambda_i I - A)v_i &= 0 \\ u_i(\lambda_i I - A) &= 0 \\ |v_i| &\neq 0 \\ |u_i| &\neq 0 \\ i &= 1..n \end{aligned}$$

Asumiremos que los  $v_i$  son linealmente independientes, lo que en particular es cierto si  $\lambda_i$  es distinto de  $\lambda_j$ , para  $i$  distinto de  $j$ .

Tras la elección de una matriz de cambio de base, invertible en  $\mathbb{C}^n$ ,

$$T := [v_1 \ v_2 \ \dots \ v_n]$$

Se cumple:

$$\lambda_i v_i = Av_i, \quad \forall i = 1..n$$

$$[\lambda_1 v_1 \ \lambda_2 v_2 \ \dots \ \lambda_n v_n] = [Av_1 \ Av_2 \ \dots \ Av_n]$$

$$[v_1 \ v_2 \ \dots \ v_n] \begin{bmatrix} \lambda_1 & & \\ & \lambda_2 & \\ & & \lambda_n \end{bmatrix} = A[v_1 \ v_2 \ \dots \ v_n]$$

$$T\Lambda = AT \implies \Lambda = T^{-1}AT$$

Puede verse fácilmente que:

$$e^{At} = \begin{bmatrix} e^{\lambda_1 t} & & \\ & e^{\lambda_2 t} & \\ & & e^{\lambda_n t} \end{bmatrix}$$

$$e^{At} = Te^{At}T^{-1}$$



La respuesta natural del sistema es entonces:

$$\vec{x}(t) = e^{At} \vec{x}_0 = T e^{\Lambda t} T^{-1} \vec{x}_0 = T e^{\Lambda t} \vec{z}_0$$

Donde las flechas se incluyen para destacar la naturaleza vectorial de estas variables.

Definiendo el vector  $\vec{z}_0$  de esta manera:

$$\vec{x}_0 = T \vec{z}_0 = \sum_{i=1}^n z_{0i} \vec{v}_i$$

Tenemos

$$\vec{x}(t) = \sum_{i=1}^n e^{\lambda_i t} z_{0i} \vec{v}_i$$

Donde  $z_{0i}$  es la componente de  $\vec{x}_0$  en la dirección de  $\vec{v}_i$ , y  $e^{\lambda_i t}$  es la componente de  $\vec{x}(t)$  en la dirección de  $\vec{v}_i$ .

Esto implica la superposición de  $n$  modos de movimiento que están dados por el par  $(\lambda_i, \vec{v}_i)$ , donde  $\lambda_i$ , brinda la cadencia de la oscilación, y  $\vec{v}_i$  la dirección del movimiento.

En base a estas consideraciones es posible conocer a que máquinas está asociado el modo  $i$ , si es posible observarlo y/o excitarlo desde un generador dado, e incluso desde qué generadores de la red es posible contribuir a amortiguarlo<sup>†</sup>.

Para nuestro estudio, los modos analizados fueron los electromecánicos, y las variables de estado de interés, los ángulos y velocidades de los rotores de las máquinas.

Esencialmente, el indicador de cómo participa determinada variable de estado en un modo particular es el elemento del autovector derecho asociado a ese modo, referido a esa variable (que bien puede ser el ángulo de los rotores); graficar en el plano complejo las componentes antedichas es realizar un diagrama de los ‘*Mode Shapes*’ del sistema.

Los elementos que identifican qué combinación de las variables de estado en estudio muestra solo a un modo son los autovectores izquierdos.

Finalmente, la combinación de estos en la matriz de ‘factores de participación’, da una medida de la asociación entre las variables de estado y los modos, de esta manera:

$$P_{ni} = v_{ni} u_{in}$$

Como  $v_{ni}$  mide la actividad del de la variable  $x_n$  en el modo  $i$ , y  $u_{in}$  ‘pesa’ la contribución de su actividad en el modo, el producto mide la participación neta, que resulta adimensionada.

<sup>†</sup> - En esta parte, se realizó una transcripción casi textual de parte del capítulo 6 de las notas del curso de Estabilidad Sistemas Eléctricos de potencia.



## Apéndice 4: Efecto del regulador de tensión sobre los coeficientes de par sincronizante y de amortiguación.

### 1. Presentación del sistema a estudiar.

El siguiente diagrama de bloques representa el modelo de un sistema máquina-bus infinito, adaptado para estudios de pequeña señal, en el cual se expresan las características dinámicas del sistema en términos de constantes “K”.

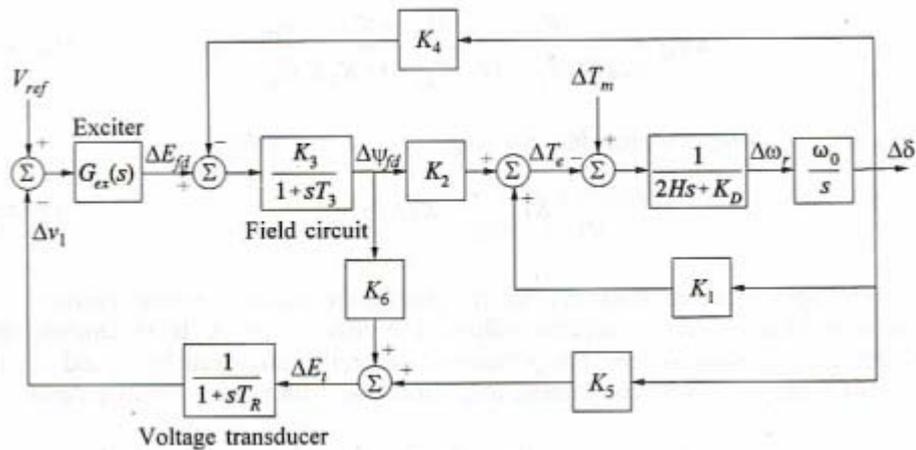


Fig.4.a - Diagrama de bloques del sistema.

Cabe destacar que las constantes  $K_2$ ,  $K_3$ ,  $K_4$  y  $K_6$  son usualmente positivas, mientras  $K_5$  puede ser tanto positiva, como negativa; esta constante, conjuntamente con la acción del regulador, es determinante en el desempeño del mismo, como se verá más adelante. El modelo presentado es válido para cualquier función de transferencia del excitador ( $G_{ex}(s)$ ); para este caso se asumirá  $G_{ex}(s) = K_A$  (excitador clásico a tiristores).

El sistema de excitación completo (esto es, excitador y regulador de tensión) que se utiliza en el estudio es el siguiente:

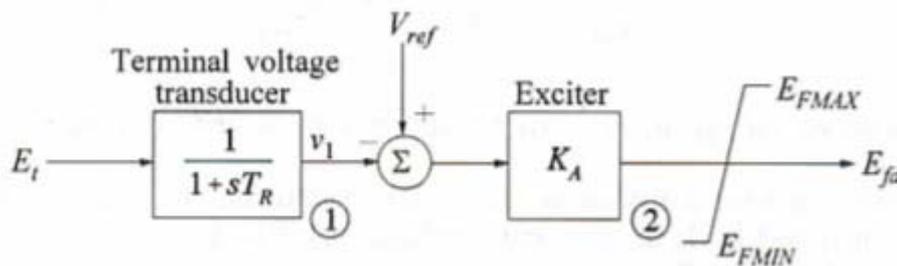


Fig.4.b - Bloque sistema de excitación.



Dicho modelo representa a un excitador a tiristores típico, adaptado para estudios de pequeña señal, de modo tal que son ignorados los límites impuestos por el bloque de saturación del sistema (por entender que la tensión de campo se encuentra dentro de dichos márgenes en el estudio) como así también los sistemas de protección y limitación (limitadores de sub y sobre-excitación, sobre-flujo etc.) que ni siquiera fueron incluidos en el modelado del controlador, por no afectar la estabilidad en pequeña señal.

Con la acción del regulador, las variaciones del flujo de campo son causadas por las variaciones de la tensión de campo, sumada a la reacción de armadura.

La ecuación que rige estas variaciones es la que sigue:

$$1) \Delta\psi_{fd} = (K_3/1+sT_3)[ - K_4\Delta\delta - (K_A/1+sT_R)( K_5\Delta\delta + K_6\Delta\psi_{fd})]$$

Por otro lado tenemos que la expresión para las variaciones en el par eléctrico es la siguiente:

$$2) \Delta T_e = K_1\Delta\delta + K_2\Delta\psi_{fd}$$

Tras sustituir la ecuación 1 en la 2 y reordenar, se obtiene:

$$3) \Delta T_e = \Delta\delta \{ K_1 - K_2K_3[ K_AK_5 + K_4(1+sT_R)]/[s^2T_3T_R + s(T_3 + T_R) + 1 + K_AK_3K_6] \}$$

## 2. Coeficiente de par sincronizante en régimen.

Para  $\omega = 0$ , (sistema en régimen), el coeficiente de par sincronizante  $K_S$  es:

$$1) K_S = K_1 - [K_2K_3( K_AK_5 + K_4)/( 1 + K_AK_3K_6)]$$

Puede verse de la ecuación 4, que para  $K_A$  positivo y  $K_5$  negativo, el efecto del regulador sobre el coeficiente de par sincronizante en régimen, es el de incrementarlo sumándole la expresión entre paréntesis rectos de dicha ecuación. Para  $K_5$  positivo, el efecto es el contrario, es decir, el de restarle la expresión antedicha, disminuyendo consecuentemente el par sincronizante.



### 3. Coeficientes de par sincronizante y de amortiguación a la frecuencia de oscilación del rotor.

Para este análisis basta con trabajar con la expresión 3, sustituyendo  $s$  por  $j\omega_{fr.osc}$ . A efectos de poder ilustrar los efectos, se considera el caso específico con los parámetros que siguen, permitiendo variar  $K_A$  entre  $0$  y  $+\infty$ :

$$K_1 = 1.591, \quad K_2 = 1.5, \quad K_3 = 0.333, \quad K_4 = 1.8, \quad T_3 = 1.91, \quad K_5 = -0.12,$$

$$K_6 = 0.3, \quad T_R = 0.02, \quad H = 3.0, \quad K_D = 0.$$

Así, para el sistema en consideración, la siguiente tabla muestra el efecto del regulador sobre los coeficientes  $K_D$  y  $K_S$ , para  $\omega_{fr.osc} = 10$  rad/s. y diferentes valores de  $K_A$ :

$K_A$	$K_{S(\Delta\psi_f)}$	$K_S = K_1 + K_{S(\Delta\psi_f)}$	$K_{D(\Delta\psi_f)}$
0.0	-0.0025	1.5885	1.772
10.0	-0.0079	1.5831	0.614
15.0	-0.0093	1.5817	0.024
25.0	-0.0098	1.5812	-1.166
50.0	0.0029	1.5939	-4.090
100.0	0.0782	1.6692	-8.866
200.0	0.2804	1.8714	-12.272
400.0	0.4874	2.0784	-9.722
1000.0	0.5847	2.1757	-4.448
Infinity	0.6000	2.1910	0.000

Tabla 4.a - Tabla de valores de  $K_S$  debido al excitador,  $K_S$  total, y  $K_D$  total, en función de  $K_A$ .

Para  $K_A = 0$ , la variación del flujo de campo se debe exclusivamente a la reacción de armadura. El efecto del regulador es el de disminuir  $K_D$  para todo  $K_A$  positivo, su valor es mínimo para  $K_A = 200$ , y se anula para  $K_A = +\infty$ .

Para valores bajos de  $K_A$ , el efecto sobre  $K_S$  es disminuirlo muy poco. Conforme  $K_A$  supera el valor 50,  $K_S$  aumenta monótonamente, hasta su límite en  $K_A = +\infty$ .



#### 4. Conclusiones.

Para sistemas de excitación con moderadas a altas ganancias, pueden realizarse las siguientes apreciaciones generales:

- Con  $K_5$  positivo, el efecto del regulador es el de introducir par sincronizante negativo y par de amortiguación positivo. La reducción en  $K_S$  debida al regulador es de poca importancia en la mayoría de los casos, ya que la constante  $K_1$  es lo suficientemente grande como para que  $K_S$  resulte mayor que cero. Cabe destacar que  $K_5$  puede resultar positivo para valores bajos de reactancia externa al sistema, como así también para condiciones de poca carga del generador.
- Para  $K_5$  negativo, la acción del regulador es la inversa, es decir, incrementa el par sincronizante pero disminuye el de amortiguación. Dicho efecto es más pronunciado conforme aumenta la ganancia del regulador.

Para altos valores de reactancia externa del sistema, como así también para grandes salidas de potencia del generador,  $K_5$  suele ser negativo, y es una situación comúnmente encontrada en la práctica.

Sin embargo, el incrementar el par sincronizante mediante la acción del regulador en estos casos, trae consigo la consecuente reducción del par de amortiguación, por lo que satisfacer ambos requerimientos resulta en una situación de compromiso, que no es resoluble en todos los casos.

Para resolver esta situación conflictiva en lo que refiere a los requerimientos del sistema, se utilizan con éxito los PSS (Power System Stabilizers), controladores de la excitación capaces de suministrar par de amortiguación, agregando un par eléctrico en fase con las desviaciones de velocidad del rotor. Utilizan para ello señales estabilizadoras, provenientes de la salida del generador, como son las desviaciones en la velocidad del rotor (la salida más “intuitiva” a usar), en la salida de potencia, o en la frecuencia en bornes del generador.

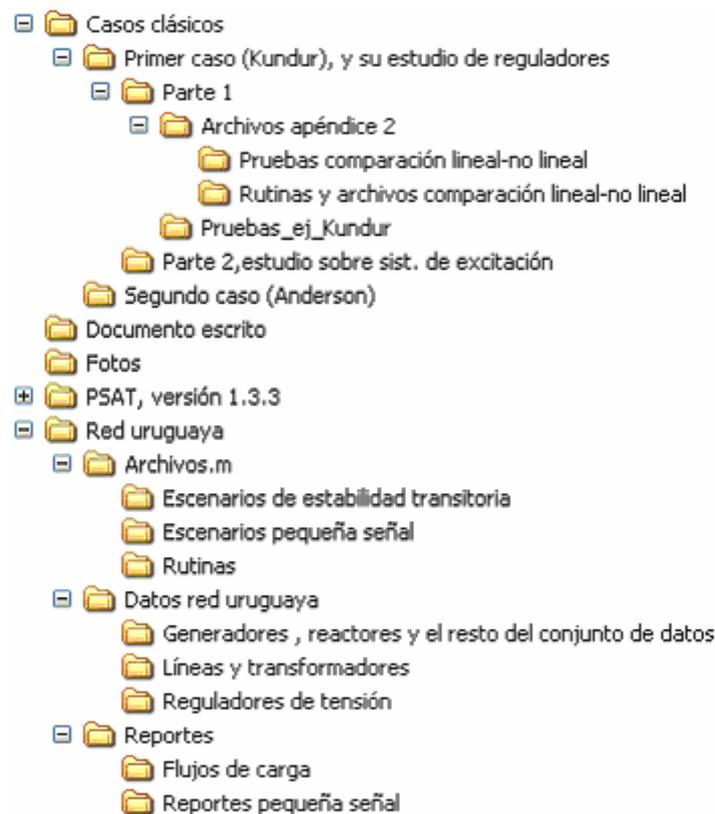


## Apéndice 5: Requerimientos del sistema y organización del CD

Los requerimientos mínimos del sistema son los siguientes:

- Procesador Pentium II de 500 MHz
- 64 Mb de RAM
- Espacio libre en disco de 100 Mb
- Plataforma Matlab 5.3

La información contenida en el CD adjunto se organiza de la siguiente manera:



Al abrir el CD, podrán verse 5 carpetas principales, a saber:

- Casos clásicos
- Documento escrito, Word
- Fotos
- Red uruguaya
- PSAT, versión 1.3.3

Como así también se incluye el manual de PSAT para la versión utilizada, la versión en PDF de la documentación, y un artículo que sintetiza los resultados del trabajo.



En la carpeta ‘Casos clásicos’ se encuentran los archivos en Simulink utilizados para la realización de los estudios sobre los dos *benchmarks* seleccionados.

La carpeta ‘Documento escrito’, es la versión electrónica en formato PDF de la documentación entregada en papel.

En ‘Red uruguaya’ se incluyen los datos que fueron usados para realizar el modelo, los archivos que se utilizaron para la realización de los estudios (tanto de estabilidad transitoria como de pequeña señal), y los reportes obtenidos del programa para los archivos recién mencionados.

La carpeta ‘PSAT, versión 1.3.3’ contiene el paquete de software utilizado para la realización de los estudios. Dentro de esta carpeta están todas las rutinas empleadas para la realización de los mismos, por lo que no es necesario cargarlas desde la carpeta externa ‘Rutinas’(incluso los escenarios están presentes en esta carpeta). Sin embargo, hay también otros escenarios de pruebas intermedias, por lo que, en caso de querer reproducir los resultados, si se recomienda ingresar en PSAT los archivos de los escenarios que ya están seleccionados dentro de la carpeta ‘Red uruguaya’.



## Reflexión final

Inicialmente el proyecto constaba de tres partes principales. Una primera instancia para familiarizarse con el manejo del software y lograr soltura a la hora de interpretar los resultados obtenidos. Una vez completa esta etapa, la idea era adentrarse en el modelado y la realización de estudios sobre la red uruguaya. Los mismos, vinculados a estabilidad transitoria y de pequeña señal, contemplarían distintos escenarios y contingencias. Por último, tras realizar un análisis detallado del modelo de pequeña señal de la red, se pretendía evaluar una propuesta de síntesis de PSS para los generadores más comprometidos.

De los objetivos propuestos, fue posible alcanzar satisfactoriamente las dos primeras instancias, y desarrollar en cierta medida la etapa de análisis de la última, ilustrada en parte del capítulo 4 de este trabajo.

Quedó pendiente la propuesta de selección de los generadores a los cuales incluir PSS's y la sintonización de estos últimos. La falta de experiencia en ejecución de proyectos de esta magnitud, que derivó en una mala administración de tiempos, sumada a algunas eventualidades personales no consideradas en el momento de la planificación, fue lo que no nos permitió completar esta última etapa. Llegado el momento de enfrentar este tema, dada su complejidad, se entendió que ya no se contaba con el tiempo necesario para realizar un desarrollo serio, por lo que se optó por no abordarlo y concretar de manera satisfactoria lo realizado hasta entonces.

No obstante, el aporte que nos dejó el trabajo fue muy significativo, tanto a nivel de conocimientos adquiridos, como de los que pudimos profundizar, relativos tanto a aspectos técnicos, como de planificación, ejecución y documentación de un proyecto.

Además, la experiencia vivida en este año y medio fue plenamente positiva, ya que el grupo humano que se formó para el proyecto, tanto de nuestra parte como de la de los tutores, permitió un trabajo ameno, productivo y libre de conflictos.

# Análisis de fenómenos dinámicos en sistemas eléctricos de potencia.

Carlos Rodríguez ([carosghi@yahoo.com.ar](mailto:carosghi@yahoo.com.ar)), Federico Zilli ([cfedezl@adinet.com.uy](mailto:cfedezl@adinet.com.uy)) y Alejandro Zunín. ([azunin@internet.com.uy](mailto:azunin@internet.com.uy))

Tutores: Ing. Michel Artenstein, Ing. Álvaro Giusto.

**Resumen:** Este trabajo consistió en realizar estudios vinculados a la estabilidad de la red eléctrica uruguaya mediante el uso de un paquete de software para análisis de estabilidad transitoria y pequeñas perturbaciones. Dicho software, llamado PSAT (*Power System Analysis Toolbox*), permite realizar análisis estático, dinámico y de control de los sistemas eléctricos de potencia.

## I. INTRODUCCIÓN

El estudio de la estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia es una de las disciplinas más interesantes y complejas de la ingeniería. Involucra desde el diseño de las redes, hasta sus protecciones y sistemas de control.

Mantener en sincronismo estos sistemas ante súbitas variaciones en la carga o en la generación, o ante cortocircuitos en la red, ha sido un problema a manejar desde que la transmisión de energía eléctrica comenzó a funcionar con corriente alterna. Este se ha complicado cada vez más conforme crecieron las distancias, aumentó el mallado de las redes, y se necesitó cada vez más potencia.

Ante estos requerimientos, nuevos generadores fueron desarrollados, y sus sistemas de excitación junto a los disyuntores de líneas fueron perfeccionándose aumentando su velocidad de respuesta.

Sin embargo, la demanda de energía siguió creciendo, y la operación de los generadores al borde de sus límites obligó a ingenieros y matemáticos a desarrollar o adaptar teorías sobre estabilidad, y a proyectar y ejecutar diversos mecanismos para simular la operación de los sistemas, en pos de prevenir los resultados catastróficos de eventuales faltas.

En principio estos eran verdaderos ‘modelos a escala’ de las redes a estudiar, en los cuales se podía ‘simular’ el comportamiento del sistema, ajustando reóstatos o activando relés, a fin de representar faltas o apertura de líneas, monitoreando las tensiones y graficándolas en tiempo real.

Con el advenimiento de los computadores digitales, los ‘analizadores de redes’ fueron cediendo su espacio, hasta transformarse hoy día en piezas de museo.

El objetivo de este proyecto consistió en realizar estudios vinculados a la estabilidad de la red eléctrica uruguaya mediante el uso de un paquete de software para análisis de estabilidad transitoria y pequeñas perturbaciones.

Este paquete, que puede trabajar sobre las plataformas Matlab y Octave, se llama PSAT (*Power*

*System Analysis Toolbox*), y permite realizar análisis estático, dinámico y de control de los sistemas eléctricos de potencia. El mismo es de uso libre y es posible obtener su última versión en la página del autor [3]; en particular para la realización de este trabajo se utilizó la versión 1.3.3 de dicho software.

El trabajo se centró en ingresar el modelo de la red uruguaya, constituido por 16 generadores y 128 buses (incluida su conexión con un modelo simplificado equivalente de la red argentina), adaptando la misma al programa, para desarrollar así estudios de estabilidad transitoria y análisis de pequeña señal. La finalidad de esta tarea es la de contribuir con resultados que se puedan comparar con los obtenidos por otros programas, despertando una nueva posibilidad de estudiar cambios en la red uruguaya, particularmente los referentes a futuras expansiones.

Fueron modelados con datos precisos los transformadores, generadores, compensadores de reactiva y líneas. Dado que algunos de los modelos originales de los sistemas de excitación son bastante complejos para ser representados con la herramienta, fue necesario realizar un análisis particular de los mismos. Dicho análisis consistió en la simplificación y posterior representación en PSAT de tales sistemas. Así, fueron simplificados con criterios razonables detallados en el documento. Esta medida permitió su representación y posterior simulación, para tomarlos como patrones de comparación con los excitadores que serían luego diseñados para trabajar directamente en PSAT. Ya que dicho programa tiene tres modelos de sistemas de excitación incorporados, se buscó adaptar en la mejor medida posible estos modelos a los simplificados, que representan a los excitadores de la red Uruguaya.

Luego de finalizado el modelado de la red se efectuaron estudios sobre este, se marcaron algunos escenarios de generación específicos, donde la misma es de naturaleza predominantemente hidráulica o térmica. Posteriormente se efectuó el análisis en pequeña señal de estos escenarios y se obtuvieron los auto vectores para los modos electromecánicos de mayor interés.

## II. MODELADO DE LA RED URUGUAYA

Para representar el modelo de la red en la herramienta a utilizar (programa PSAT), se tuvo que elegir el método de ingreso de los datos; dicho programa dispone de varias maneras de ingresarlos [6], como ser: diagrama en Simulink, archivos de matrices, etc. Debido a la cantidad de barras y líneas a representar se optó por el método de archivo de matrices.

A continuación se muestra un plano de la red uruguaya con detalle específico en la red de la ciudad de Montevideo.

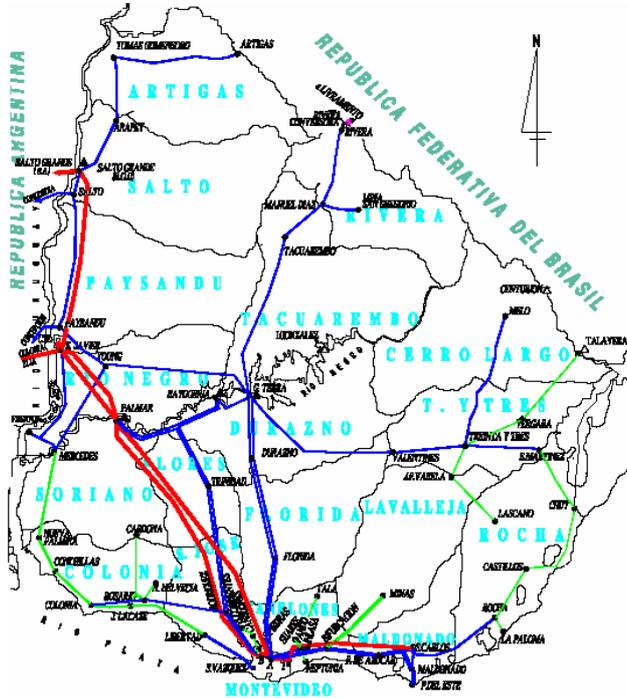


Fig.1 – Plano geográfico de la red Uruguay.

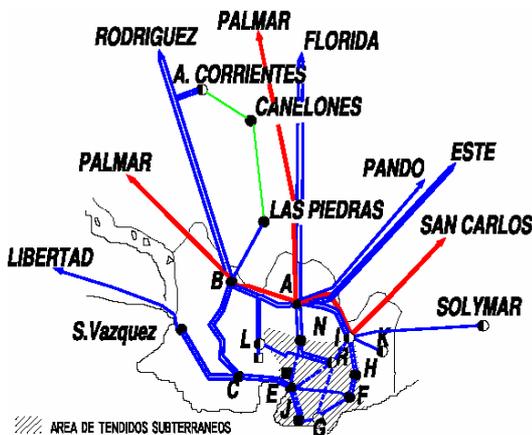


Fig.2 – Plano geográfico, detalle de la red en Montevideo.

Además de incluir las barras de la red Uruguay, fueron agregadas algunas de la República Argentina, en forma de “barras equivalentes”, para representar la red de forma completa, incluyendo la interconexión permanente que tiene la red Uruguay con la Argentina.

De esta forma se cargaron los diferentes datos como estaciones, líneas, compensadores de reactiva y generadores en forma precisa. Para estos últimos se tuvo que hacer un análisis mas detallado, para poder elegir el modelo de máquina mas adecuado a cada uno de los generadores instalados, ya que PSAT dispone de 8 modelos de máquina. En la siguiente figura se enumeran los principales parámetros para cada modelo. [6]

Order	$T'_{d0}$	$T'_{g0}$	$T''_{d0}$	$T''_{g0}$	$x_d$	$x'_d$	$x''_d$	$x_g$	$x'_g$	$x''_g$
II						✓				
III	✓				✓	✓		✓		
IV	✓	✓			✓	✓		✓	✓	
V.1	✓	✓		✓	✓	✓		✓	✓	
V.2	✓		✓	✓	✓	✓	✓	✓		✓
V.3	✓				✓	✓		✓		
VI	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
VIII	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓

Fig.3 – Parámetros, según el modelo de máquina disponible en PSAT.

Esencialmente, fueron adoptados los modelos 6 para los generadores de centrales térmicas, y 5.2 para los de las hidroeléctricas y las equivalentes del sistema argentino.

Si bien los datos de la mayoría de los generadores correspondieron fielmente a los modelos utilizados para representarlos en el programa, para algunos casos, por ausencia de algunos datos, fueron propuestos como parámetros ciertos valores típicos, extraídos de la literatura [1], con el fin de completar los modelos de dichos generadores.

Para los estudios sobre el modelo de la red uruguaya se generaron cuatro escenarios posibles, con las características que se detallan en cada uno de ellos:

- ❑ Escenario Hidráulico 1, donde la mayor parte de la potencia generada por la red es de origen hidráulico y con intercambio normal de potencia con Argentina.
- ❑ Escenario Térmico 1, donde la mayor parte de la potencia generada por la red es de origen térmico y con intercambio normal de potencia con Argentina.
- ❑ Escenario Hidráulico 2, donde la mayor parte de la potencia generada por la red es de origen hidráulico y con mínimo intercambio de potencia con Argentina.
- ❑ Escenario Térmico 2, donde la mayor parte de la potencia generada por la red es de origen térmico y con mínimo intercambio de potencia con Argentina.

### III. MODELADO DE LOS SISTEMAS DE EXCITACIÓN

Una vez obtenidos los datos de los sistemas de excitación de la red, fue necesario adaptarlos convenientemente para poder incluirlos en los escenarios que fueron objeto de estudio.

Para ello se procedió al análisis de dichos datos, que incluyen modelos -bajo la forma de diagramas de bloques- de los excitadores de los generadores de las siguientes centrales:

1. Salto Grande (Uruguay y Argentina).
2. Palmar.
3. Baygorria.
4. Batlle y Ordóñez.
5. La Tablada (CTR).
6. Terra.

Ya que algunos de estos modelos son bastante complejos para ser representados con nuestras herramientas, fueron simplificados con criterios razonables a detallar más adelante. Esta medida permitió su representación y posterior simulación, para tomarlos como patrones de comparación con los excitadores diseñados para trabajar directamente en PSAT.

Como dicho programa tiene tres modelos de sistemas de excitación incorporados [6], se buscó adaptar en la mejor medida posible estos “modelos-dato” a los simplificados que representan a los de la red uruguaya.

Para lograrlo se utilizó la herramienta Simulink de MatLab, conjuntamente con el paquete destinado a Control, editando tanto los sistemas que soporta PSAT, como aquellos que representan a los de la red.

Así, controlador por controlador, se ajustaron los parámetros del excitador de PSAT, para aproximar lo mejor posible su respuesta a diversas entradas, a aquella brindada por el sistema que representa al excitador real.

Luego, a modo de test sobre los controladores obtenidos, fue construido un pequeño sistema de transmisión que incluye al generador a controlar, el sistema de control, y una línea a ser sometida a una falta que une a la máquina con una barra de carga unida a una slack.

Dicho sistema fue utilizado tanto para simulaciones temporales como para análisis modal, comparando su desempeño con el de un sistema análogo pero en el que la excitación está fijada (es decir, con ausencia del controlador diseñado).

*A. Criterio utilizado para la adaptación de los modelos.*

Básicamente, la idea consistió en eliminar los sistemas de protección incluidos en los reguladores, por Ej. limitadores de corriente de campo, de reactiva, protecciones por sub-excitación y sobre-excitación, etc., entendiendo que en las simulaciones es posible verificar que los límites del generador no son violados, o si eso ocurre, tomar acciones sobre el regulador para evitarlo.

De esta manera, fue posible obtener un diagrama de bloques representativo del lazo principal del excitador, el cual sería utilizado posteriormente, para ajustar los parámetros del regulador de PSAT, elegido para representarlo en el modelo desarrollado de la red.

A continuación se muestra un ejemplo de los pasos de ajuste que se efectuaron para cada uno de los reguladores

*B. Ejemplo.*

En la figura 4 se puede ver el diagrama original del excitador de Central Batlle. En este caso, se optó por eliminar los bloques destinados a las protecciones por sobrecorriente y limitación de subexcitación, como así también al compensador (cabe destacar que dicho compensador no está siendo utilizado actualmente en el generador

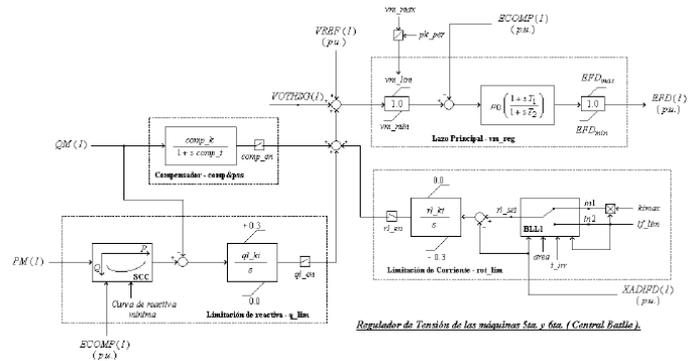


Fig.4 - Excitador de la turbina de la central Batlle.

Tras las simplificaciones antes mencionadas, el lazo principal representado en Simulink quedó así:

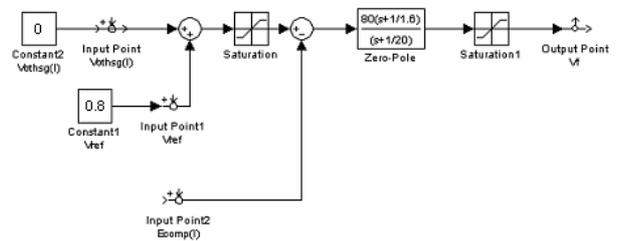


Fig.5 - AVR depurado de la central Batlle (Simulink).

Para representar en el programa a este regulador se eligió el modelo I de PSAT, y el diagrama de bloques del mismo es el siguiente:

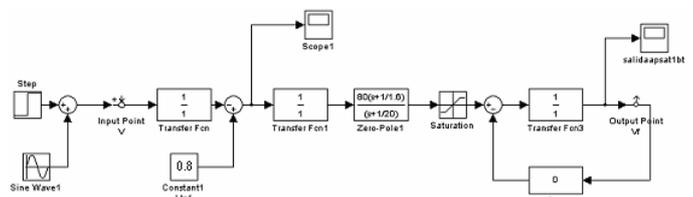


Fig.6 - Modelo del AVR I de PSAT, ajustado al de la Central Batlle.

Se procedió al ajuste del controlador mediante la comparación de las respuestas temporales de ambos reguladores para idénticas entradas, como ser, entradas sinusoidales y escalones de diferentes magnitudes.

Tras ajustar el regulador se lo incluyó en el siguiente sistema de prueba, a efectos de evaluar su desempeño:

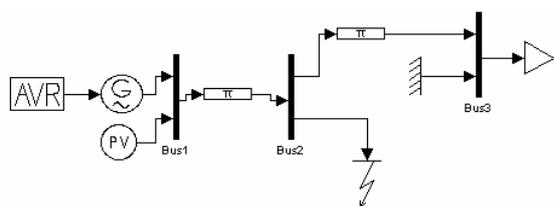


Fig.7 - Sistema de prueba del excitador obtenido.

Sobre este sistema se realizaron estudios, tanto de estabilidad transitoria como análisis modal. En la figura 8 se muestra la variación de la tensión de barras para el sistema de prueba con regulador y sin regulador, en las figuras 9 se muestran los autovalores obtenidos.

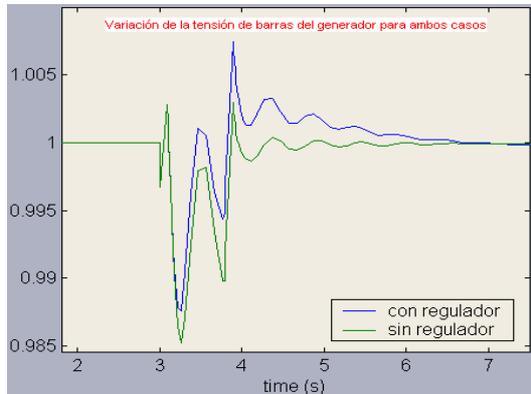


Fig.8 - Gráfica de tensiones de barra de generador de casos con y sin regulador para el generador de Central Batlle.

Autovalor	Estados		Real	Imag	Frecuencia
1	vf Exc 1,	vm Exc 1	-10000.0187	13.6615	2.1743
2	vf Exc 1,	vm Exc 1	-10000.0187	-13.6615	2.1743
3	vr2 Exc 1		-98.5344	0	0
4	delta Syn 1,	omega Syn 1	-1.2777	11.5732	1.8419
5	delta Syn 1,	omega Syn 1	-1.2777	-11.5732	1.8419
6	e2d Syn 1		-31.7768	0	0
7	e2q Syn 1		-28.771	0	0
8	e1d Syn 1		-5.2541	0	0
9	vr1 Exc 1,	e1q Syn 1	-0.78084	0.47034	0.07486
10	vr1 Exc 1,	e1q Syn 1	-0.78084	-0.47034	0.07486

Fig.9a – Reporte de análisis modal para caso con regulador

Autovalor	Estados		Real	Imag	Frecuencia
1	e2d Syn 1		-31.4967	0	0
2	e2q Syn 1		-30.5312	0	0
3	omega Syn 1,	delta Syn 1	-1.0644	11.3434	1.8054
4	omega Syn 1,	delta Syn 1	-1.0644	-11.3434	1.8054
5	e1d Syn 1		-4.1987	0	0
6	e1q Syn 1		-0.08543	0	0

Fig.9b – Reporte de análisis modal para caso sin regulador

Se puede ver que el sistema con regulador mejora algo la tensión de barras del generador, aproximándola ‘más rápidamente’ a la nominal que el sistema sin regulador. En cuanto a los autovalores, se puede ver una mejora en los modos electromecánicos ( $\omega$  y  $\delta$ ) de aproximadamente un 20%.

Los resultados de los estudios realizados para incluir los reguladores de tensión en el modelo de la red uruguaya realizado en PSAT fueron satisfactorios, ya que fue posible representarlos en el programa mediante el uso de los reguladores-tipo incluidos en este.

El criterio de simplificación utilizado fue de gran utilidad, dado que para los estudios en pequeña señal el no incluir protecciones ni limitadores no afecta el comportamiento del sistema; y para los estudios de estabilidad transitoria es posible verificar para cada regulador si estos límites son o no violados, e incluso tomar acciones sobre los controladores, (esencialmente

sobre su banda de saturación) para mantener las variables dentro de dichos límites.

Es necesario destacar, sin embargo, que dicha simplificación redundó en pérdida de información, y que particularmente para casos de contingencias severas, el comportamiento de los reguladores originales puede resultar significativamente diferente del mostrado por los reguladores adaptados.

#### IV. ESTUDIOS REALIZADOS SOBRE EL MODELO DE LA RED URUGUAYA

Una vez incluidos los sistemas de excitación, el modelo de la red tuvo el suficiente grado de detalle como para poder realizar estudios de pequeña señal, como así también algunos de estabilidad transitoria.

La red que se modeló corresponde a casos de demanda máxima previstos para el año 2007; en particular fueron modelados los generadores de Botnia, previstos para entrar en servicio a fines del 2007.

Para los estudios de pequeña señal, se usaron los escenarios de generación definidos anteriormente como hidráulico 2 y térmico 2. En los mismos se intentó minimizar el tránsito de potencia entre las redes uruguaya y argentina, a efectos de analizar casos en que el sistema eléctrico uruguayo está prácticamente autoabastecido e independiente de la Argentina.

A los efectos de analizar la participación de los generadores en cada modo, fue realizada una rutina en Matlab que permitió obtener la matriz de vectores propios derechos del sistema, (“*Mode-Shapes*”) cuya columna ‘i’ es el autovector asociado al modo ‘i’, y sus elementos están asociados a las variables de estado del sistema, de manera que es posible reconocer en este conjunto determinada variable de cada máquina, para juzgar así la participación\* de los generadores en el modo, para las variables a observar.

Por ejemplo, es posible, dado un modo, ubicar su autovector derecho asociado, y entre sus coordenadas hallar las correspondientes a los ángulos de cada generador; luego, para visualizar claramente la participación de cada ángulo, normalizar estos valores asignando la unidad a la coordenada mayor. Con este conjunto de valores complejos (que representan la magnitud y fase de la participación del ángulo del rotor de la máquina en el modo seleccionado) es elaborado un gráfico que permite visualizar de manera concreta la participación de todos los generadores en el modo.

Las variables de interés de este estudio son los ángulos y las velocidades de los rotores de las máquinas.

A continuación se presentan los resultados del mismo para los ángulos, en el caso hidráulico, en uno de los modos menos amortiguados, el 66.

\* - En este trabajo, se denominaron ‘coeficientes de participación’ a las coordenadas del autovector derecho correspondiente a determinado modo, que a su vez corresponden a una variable de estado a estudiar (p.ej.  $\delta$ ); no confundirlos con los ‘factores de participación’.

1) *Modo 66*

Se utilizó el escenario antes definido como hidráulico 2 donde la red uruguaya está prácticamente autoabastecida, las centrales de Punta del Tigre y La Tablada están apagadas, y las demás, generando conforme la siguiente tabla, extraída del flujo de cargas del sistema.

Generador	ángulo (rad.)	P. activa (MW)	P. reactiva (MVar)
Salto Grande	-0.06888	845	-160.62
Palmar	-0.20590	300	-63.262
Baygorria, gen.1	-0.18796	34.2	-4.708
Baygorria, gen.2	-0.17835	68.4	-7.583
Terra	-0.19768	152	-8.349
C. Batlle, gen.1	-0.37339	80	-16.416
C. Batlle, gen.2	-0.38340	125	-28.058
Botnia, gen.1	-0.22817	65.92	19.554
Botnia, gen.2	-0.22400	67.92	19.771

Fig.10 - Generación de las máquinas uruguayas en el escenario hidráulico.

El reporte de análisis lineal muestra once parejas de autovalores complejos conjugados, correspondientes a los modos electromecánicos del sistema.

Autovalores	Estados dominantes	Parte real	Parte Imq.	Frec.	$\zeta$
V.P. 40,41	$\delta\_Gen\_1, \alpha\_Gen\_14$	-2.7453	+/-16.9613	2.6995	0.160
V.P. 53,54	$\delta\_Gen\_1, \alpha\_Gen\_12$	-2.9823	+/-13.9906	2.2267	0.208
V.P. 56,57	$\delta\_Gen\_1, \alpha\_Gen\_11$	-1.6322	+/-12.2087	1.9431	0.132
V.P. 58,59	$\delta\_Gen2, \alpha\_Gen\_2$	-2.0851	+/-11.7911	1.8766	0.174
V.P. 64,65	$\delta\_Gen\_8, \alpha\_Gen\_8$	-2.1537	+/-9.9916	1.5902	0.211
V.P. 66,67	$\delta\_Gen13, \alpha\_Gen\_13$	-0.5547	+/-9.4413	1.5026	0.059
V.P. 68,69	$\delta\_Gen9, \alpha\_Gen\_9$	-1.6207	+/-9.4994	1.5119	0.168
V.P. 70,71	$\delta\_Gen4, \alpha\_Gen\_4$	-1.8898	+/-9.1098	1.4499	0.203
V.P. 72,73	$\delta\_Gen7, \alpha\_Gen\_7$	-1.2423	+/-8.9482	1.4242	0.137
V.P. 74,75	$\delta\_Gen10, \alpha\_Gen\_10$	-0.7849	+/-8.1223	1.2927	0.096
V.P. 76,77	$\delta\_Gen1, \alpha\_Gen\_1$	-0.3719	+/-6.7126	1.0684	0.055
V.P. 78,79	$\delta\_Gen3, \alpha\_Gen\_3$	-0.7047	+/-6.9114	1.1	0.101
V.P. 81,82	$\delta\_Gen6, \alpha\_Gen\_6$	-0.2524	+/-5.3127	0.8455	0.047

Fig.11 -- Parejas de autovalores del escenario hidráulico

A continuación se muestra una tabla que resume la influencia de cada generador sobre este modo de oscilación, dado por la pareja de autovalores (66,67), en lo que respecta a su variable  $\delta$ , descartando aquellos valores que están por debajo del 5% del mayor.

Generador	Módulo	Ángulo (grados)
Almafuerte	0	0
Rodriguez220	0	0
Ezeiza		
S.Grande Uj.	0	0
S.Grande Ar.	0	0
Yaciretá	0	0
Palmar	0.1294	7.3770
Baygorria 1		0
Baygorria 2		0
Terra	0.1702	-55.8214
C.Batlle 1		0
C.Batlle 2		0
Botnia 1	1	142.7181
Botnia 2	0.9190	144.3840

Fig.12 - Módulo y ángulo de coeficientes de participación de los ángulos de generadores en el caso hidráulico, para el modo 66.

En este modo, la participación de las máquinas de Botnia es preponderante. Lo que sigue es el gráfico de dichos coeficientes en el plano complejo, a modo de fasores.

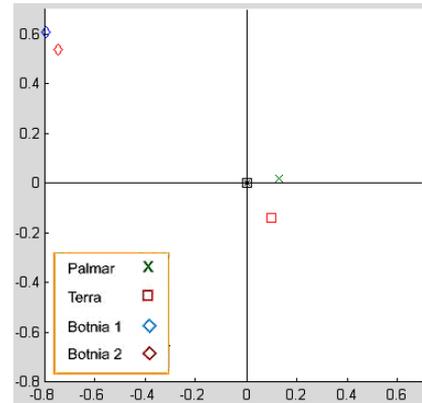


Fig.13 – Gráfico de los coeficientes de participación de los ángulos de generadores en el caso hidráulico, para el modo 66.

De la imagen puede apreciarse que en este modo local, las máquinas de Botnia participan mayoritariamente, oscilando ‘en contrafase’ con los generadores de Terra y Palmar.

2) *Estudio de estabilidad transitoria.*

Tras haber realizado el estudio de pequeña señal sobre la red uruguaya, fue menester intentar confirmar sus resultados mediante simulaciones temporales, que ilustraran la participación de este modo de oscilación en ciertas perturbaciones a las que se sometió el sistema.

Para ello se simuló el comportamiento de la red ante una falta de elevada impedancia (es decir, en la que se disipa poca potencia), intentando emular la aparición súbita de una carga grande, la cual luego sería despejada mediante la extinción de dicha falta. Esta técnica de complemento al análisis de pequeña señal es utilizada por algunos autores<sup>♥</sup> para intentar validar los resultados de dicho análisis con simulaciones temporales.

En el escenario hidráulico 2, fue incluida una falta en la barra que une los transformadores de generación de Botnia con el de transmisión, según el siguiente unifilar:

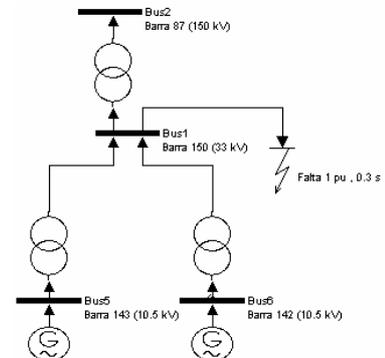


Fig. 14 – Esquema unifilar de la localización de la falta en el caso de la perturbación próxima a los generadores de Botnia.

<sup>♥</sup> Ver Pág. 73, ref. [2]; también pueden ser utilizados ‘escalones’ de generación, o variaciones súbitas en la carga de una barra.

A los efectos de la simulación, la perturbación de impedancia 1 p.u. resistiva (unos 11  $\Omega$ ) comienza en  $t=1.3s$ , y se extingue en  $t=1.6s$ , sin que actúen disyuntores.

Las que siguen son las gráficas de respuesta temporal para los ángulos de los rotores de los generadores de Botnia, Palmar, Terra y Salto Grande, referidos al de Ezeiza (la *Slack*), que se extienden por un período de 6s.

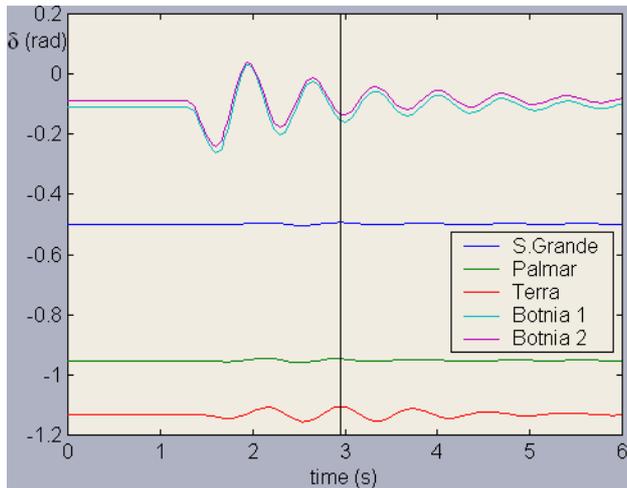


Fig. 15 – Respuesta temporal del ángulo de los generadores, referidos al de Ezeiza, para la falta próxima a Botnia

El comportamiento de los ángulos de las máquinas en la simulación se asemeja en buena medida al del modo 66, ya que en la respuesta temporal se puede relacionar la magnitud de las oscilaciones con la de los fasores que intervienen en el modo, y es posible observar en la figura 15 un desfase del orden de los 200° entre las respuestas temporales de los ángulos de Botnia y Terra.

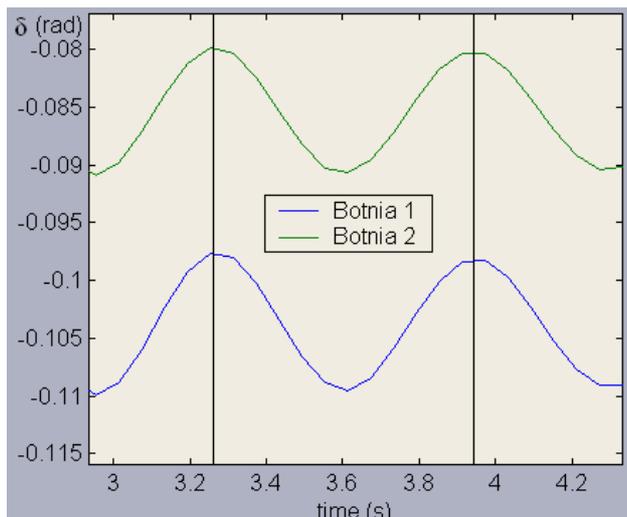


Fig. 16 – Respuesta temporal ampliada del ángulo de los generadores de Botnia, referidos al de Ezeiza.

De la figura 16, en la que se muestra la ampliación del gráfico de las respuestas de las máquinas de Botnia, se puede estimar el período de la oscilación (de aprox. 0.7s), con lo que puede calcularse la frecuencia, que vale 1.43 Hz.

Por la manera en la que esta falta afectó a los generadores de la red, y por la frecuencia de oscilación del ángulo de las máquinas en el transitorio, es posible afirmar que el modo 66 (recordando que la frecuencia del mismo es de 1.5 Hz, y que su factor de amortiguación  $\zeta$  vale 0.06) está marcando una fuerte presencia en el comportamiento del sistema ante esta perturbación.

Es necesario destacar que esta manera de observar el comportamiento de un modo local particular, intentando excitarlo ubicando una perturbación de magnitud moderada, ‘próxima eléctricamente’ al grupo de máquinas de mayor participación en el mismo, puede mostrar también la influencia de otros modos, que sean igualmente excitados por la contingencia, de manera que pueda no ser tan ‘netamente distinguible’ su incidencia en el comportamiento temporal del sistema (ello puede explicar la manera en la que actúa Palmar, que influye menos que lo previsto por el análisis modal, como también las ligeras diferencias de fase y frecuencia entre los resultados del estudio lineal y la simulación).

## V. CONCLUSIONES

Pese a las limitaciones, la red modelada es una aproximación razonable, particularmente a fines de realizar estudios de pequeña señal (uno de los objetivos fundamentales del proyecto), ya que las protecciones y limitadores de los reguladores de tensión no son necesarios en este tipo de estudios\*, y los reguladores de velocidad de los generadores tienen una incidencia de menor orden que la de los de tensión.

Los resultados de los estudios realizados guardan gran coherencia entre sí, particularmente aquellos que vinculan los modelos lineales con las simulaciones temporales.

A su vez, pese a no haber obtenido un modelo completo del sistema (fundamentalmente en lo que respecta a estudios de estabilidad transitoria), si fue obtenida una buena base a tener en cuenta, tanto para continuar el desarrollo de dicho modelo, incluyendo los elementos que restan, como para poder brindar otra opinión con éste a la hora de analizar casos de interés relativos a la estabilidad del sistema eléctrico uruguayo.

## VI. AGRADECIMIENTOS

A nuestros tutores, Ing. Álvaro Giusto e Ing. Michel Arstenstein por su paciencia, interés y apoyo sostenido en el transcurso del proyecto.

Al Dr. Ing. Federico Milano por su contribución con la creación de PSAT, y por disipar las dudas planteadas en su foro.

Al personal de UTE que facilitó los datos de la red uruguaya.

A nuestras familias y parejas.

\* - Ver pág. 759 ,ref [1]

## VII. CRÉDITOS

Las figuras 1,2 y 4 fueron proporcionadas por UTE, mientras que la figura 3 fue extraída de la ref.[6].

## VIII. REFERENCIAS

- [1] Kundur, Prabha (ed.) Power system stability and control. California : McGraw-Hill, 1994.
- [2] Anderson, Paul M. ; Fouad, A. A., eds. Power system control and stability. Piscataway : Wiley, 2003.
- [3] Milano, Federico. Homepage. University of Castilla - La Mancha, [s.d.]. Disponible en <http://www.power.uwaterloo.ca/~f milano/>. Visitado por última vez el 3/5/07.
- [4] PSAT web forum. Tech.groups.yahoo.com, 2003 – 2007. Disponible en <http://tech.groups.yahoo.com/group/psatforum/>. Visitado por última vez el 3/5/07.
- [5] Milano, Federico. Power System Analysis Toolbox. Documentation for PSAT, version 1.3.4. July 2005. Disponible en <http://www.power.uwaterloo.ca/~f milano/archive/psat-1.3.4.pdf>. Visitado por última vez el 3/5/07.