

Análisis Modal del Sistema Eléctrico Uruguayo

Álvaro Giusto y Pablo Monzón
 Instituto de Ingeniería Eléctrica
 Facultad de Ingeniería
 Montevideo, Uruguay
 Contacto: alvaro@fing.edu.uy

Abstract—Este trabajo describe el análisis modal del sistema eléctrico uruguayo. Los escenarios bajo estudio comprenden los máximos térmicos e hidráulicos previstos para el año 2010, incluyendo los generadores y grandes consumidores que han entrado en servicio durante los años 2006 y 2007. Abarcan, asimismo, el escenario máximo correspondiente al año 2004, con generación hidráulica dominante. Los principales modos de oscilación son estudiados y discutidos en detalle, prestando particular atención a los modos asociados al sistema de generación del Río Negro y a Botnia que exhiben un amortiguamiento insuficiente. Los resultados del análisis modal fueron validados mediante el estudio de las respuestas transitorias frente a faltas significativas. Se describe también, brevemente, el efecto de la colocación de un *Power System Stabilizer* (PSS) en la central Terra, con el objetivo de amortiguar el denominado modo Río Negro y modos locales asociados.

Index terms: Estabilidad de sistemas eléctricos, Análisis modal, Estabilidad en pequeña señal.

I. INTRODUCCIÓN

El comportamiento dinámico de un sistema eléctrico es un fenómeno complejo, que admite una multiplicidad de abordajes. El concepto mismo de estabilidad admite varias interpretaciones: estabilidad de ángulo, de tensión, estabilidad transitoria, en pequeña señal, etc. Cada uno de estos conceptos, originados en décadas de experiencia internacional en la operación y planificación de estos sistemas, así como sus herramientas de análisis asociadas, responde solo un aspecto del fenómeno global, y como tal debe entenderse.

El presente trabajo¹ trata de la estabilidad del sistema uruguayo frente a pequeñas perturbaciones, o si se prefiere, su estabilidad en pequeña señal. Lo que se estudia es la capacidad del sistema eléctrico de mantener el sincronismo frente a pequeñas perturbaciones. Se entiende que una perturbación es pequeña si el modelo linealizado en torno del punto de equilibrio correspondiente permite estudiar la respuesta adecuadamente. En general, la inestabilidad en pequeña señal está asociada a la insuficiencia de amortiguación en el sistema. Sin perjuicio de que ninguna evaluación de desempeño de un sistema de potencia puede prescindir del análisis de la respuesta en gran señal, el análisis modal mediante técnicas lineales provee información valiosa acerca de las características inherentes del sistema y asiste en su diseño.

La red uruguaya conoce antecedentes de estudios de respuesta en pequeña señal que fueron desarrollados frente a escenarios que no están ya presentes, [1]. Existen controladores estabilizadores del sistema de potencia (PSS) instalados que no han sido sintonizados por la ausencia de estudios específicos.

Este trabajo reporta estudios de análisis modal sobre escenarios actuales y a corto plazo del sistema eléctrico uruguayo interconectado con el argentino. El foco está puesto en los modos locales del sistema

uruguayo. Por tal razón, el sistema argentino está descrito mediante un modelo equivalente, simplificado.

El modelo consta de aproximadamente 50 generadores y 360 barras agrupados en 3 escenarios base que combinan régimen térmico o hidráulico y flujo de carga al año 2004 o 2010. El sistema argentino fue modelado mediante un equivalente, al tiempo que los generadores uruguayos y Salto Grande fueron modelados con detalle en sus sistemas de excitación y control de velocidad. El modelo se basa en flujos de carga y datos dinámicos suministrados por UTE, migrados al programa DSAT [2].

Los resultados incluyen un análisis de dos modos locales del sistema uruguayo. Uno de ellos está asociado directamente a las unidades de generación hidroeléctrica del Río Negro, particularmente las centrales Terra y Baygorria. Este modo, cuya frecuencia natural es cercana a 1.1 Hz, exhibe un coeficiente de amortiguamiento insuficiente. El segundo modo estudiado en detalle es el asociado con los generadores de Botnia, que también posee pobre amortiguamiento.

El análisis de ambos modos incluye sus *mode shapes*—los componentes de los autovectores derechos asociados—, y los respectivos factores de participación [3]. Estos indicadores aportan información valiosa sobre la medida en que cada generador del sistema oscila de acuerdo a cada modo y las máquinas desde las que es más efectiva una acción de amortiguamiento, por ejemplo, mediante señales estabilizadoras PSS. También se estudia la influencia de determinados aspectos del modelo, particularmente el modelo de carga y determinadas contingencias, sobre el comportamiento de cada modo de oscilación.

El artículo está organizado de la siguiente forma. Las principales características de los modelos usados se describen en la sección II, así como una descripción de los diferentes escenarios y contingencias estudiadas. El análisis modal es detallado en la sección III, que finaliza con un análisis de los modos del Río Negro y de Botnia. La información dinámica que aporta el modelo lineal es validada en la sección IV mediante la obtención de respuestas transitorias. En la sección V, se ilustra el efecto de colocar un PSS para corregir uno de los modos problemáticos. El reporte finaliza con unos comentarios finales a modo de conclusión.

II. DESCRIPCIÓN DEL MODELO

El modelo representa el sistema interconectado argentino-uruguayo en tres escenarios base que se describen más adelante. Las características comunes del modelo se detallan a continuación.

El sistema total consta de aproximadamente 360 barras y, dependiendo del caso, aproximadamente 50 máquinas. La red argentina es modelada mediante una red equivalente, consistente en 67 barras y 28 máquinas. Incluye tres máquinas equivalentes: Ezeiza, Almafuerte y Rodríguez, y modelos individuales para cada generador de las centrales Yaciretá y Salto Grande.

El sistema uruguayo incluye las redes de 500, 150 y 110 kV, parte de la red de 60 kV y los transformadores de Alta a Media Tensión.

Las máquinas sincrónicas de las centrales hidroeléctricas se representaron mediante modelos de orden 5; las térmicas se modelaron con orden 6. En los escenarios base, las cargas se modelaron como 30% a

¹Este trabajo fue parcialmente financiado por el Proyecto PDT 47-05.

potencia constante y 70% a impedancia (Z) constante para la potencia activa (P) y 100 % Z constante para la potencia reactiva (Q). La siguiente Tabla brinda detalles sobre los modelos dinámicos de cada unidad. Los modelos se identifican mediante nomenclatura standard, ya sea de IEEE [4] o PSS/E [5]. UDM denota un modelo que ha sido desarrollado específicamente por los autores en el ambiente DSAT.

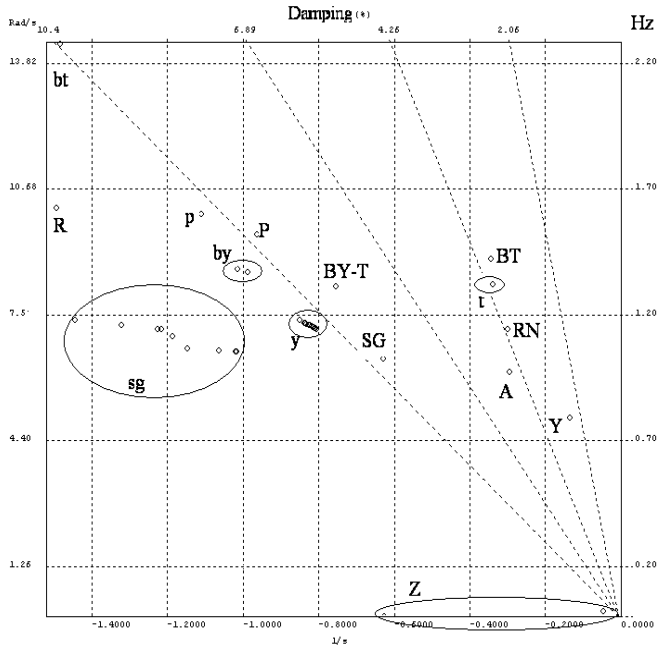


Fig. 1. Modos electromecánicos, escenario # 1.

TABLE I
MODELOS DINÁMICOS

Unidad	Modelo de máquina	Sistema de excitación	PSS	Reg. de velocidad
ALMAFUERTE	GENSAL	X	X	X
EZEIZA	GENSAL	X	X	Slack
RODRIGUEZ	GENSAL	X	X	X
YACIRETA	GENSAL	X	X	X
SALTO GRANDE	GENSAL	UDM	UDM	IEEEG3
TERRA	GENSAL	UDM	X	X
BAYGORRIA	GENSAL	IEEET2	X	X
PALMAR	GENSAL	UDM	X	IEEEG3
BATLLE 4a	GENROU	X	X	X
BATLLE 5a	GENROU	UDM	X	IEEEG1
BATLLE 6a	GENROU	UDM	X	IEEEG1
PTA DEL TIGRE	GENROU	ESAC6A	X	IEESG0
BOTNIA	GENROU	UDM	X	IEEEG1
CTR	GENROU	IEEET2	X	X

A. Descripción de escenarios y contingencias

Los escenarios base estudiados son tres:

Escenario base 1: Escenario máximo hidráulico correspondiente al año 2010.

Escenario base 2: Escenario máximo térmico correspondiente al año 2010.

Escenario base 3: Escenario máximo correspondiente al año 2004, con generación hidráulica dominante.

Fueron considerados algunos escenarios auxiliares, resultantes de tomar todas o algunas cargas modeladas con P,Q cte.

Las contingencias consideradas son relativas a la presencia o no de algunas barras o líneas de transmisión, a saber:

- Línea Young-Terra en 150 kV.
- Línea San Javier-Fray Bentos en 150 kV.
- Barra Trinidad, 150kV
- Línea San Javier-Salto Grande en 500 kV.
- Conexión Salto Grande Uruguay-Salto Grande Argentina, 500 kV.

En caso de analizar todas las contingencias para cada uno de los escenarios posibles, se trataría de más de 40 casos. Presentamos aquí sólo los casos de mayor interés.

III. ANÁLISIS MODAL

Esta sección presenta los resultados del análisis modal de los modelos descritos en la Sección II. Fueron calculados todos los autovalores de la matriz de transición de estados del modelo lineal, así como sus respectivos autovectores derechos -que serán referidos como *mode shapes* por brevedad y comodidad- y los factores de participación. Consúltese la referencia [3] por una detallada definición e interpretación de estos indicadores. Los cálculos fueron realizados en el paquete DSAT [2].

A modo de referencia, un límite inferior aceptable de 5% es considerado para el coeficiente de amortiguamiento ζ en este trabajo, que equivale a una atenuación de 73% entre picos consecutivos de la onda sinusoidal amortiguada correspondiente. Este criterio está totalmente en línea con los que se han dado UTE y entidades reguladoras argentinas y brasileñas.

La Figura 1 representa los autovalores de los modos electromecánicos del sistema para el escenario base 1. Las abscisas y ordenadas corresponden, respectivamente, a la parte real (seg^{-1}) e imaginaria (rad/seg o Hz, según el eje) de los modos mencionados. El gráfico indica también el factor de amortiguamiento (%).

Los modos asociados al control o a la dinámica magnética de los generadores, generalmente reales y de frecuencias relativamente altas, no son mostrados.

En primer lugar, cabe destacar que todos los modos tiene parte real negativa, de lo que resulta la estabilidad del sistema frente a pequeñas perturbaciones.

Los modos denotados "Z" son inherentes a la dinámica del centro de inercia del sistema y no son considerados en este estudio. El modo electromecánico más lento es el que denominamos "Y" ($\omega_n = 0.79\text{Hz}$, $\zeta = 2.7\%$) y está asociado a la central generadora Yaciretá. El análisis de los *mode shapes* (no graficados) indica que en este modo de oscilación, todas las máquinas de Yaciretá oscilan en forma coherente y en contrafase con el resto del sistema. Este modo es, por tanto, el modo común de la Central Yaciretá en su conjunto, oscilando contra el resto del sistema. El amortiguamiento de este modo, si bien insuficiente, no incluye los efectos de su sistema de excitación, que no fue considerado.

Note el conjunto de modos "y"². Son en total 17 modos (uno menos que la cantidad de máquinas de la central Yaciretá). Se trata de modos locales de la central, en la que una o más máquinas oscilan en contrafase con otras, permaneciendo el resto del sistema completamente ajeno. Los modos locales, internos a la centrales, son siempre más rápidos y amortiguados que el modo colectivo de la central.

Como ya fue mencionado anteriormente, no fue el objetivo de este trabajo analizar los modos del sistema argentino, sino los modos propios de la red uruguaya. Así, sólo mencionaremos rápidamente a los otros modos del sistema argentino: aquellos denotados "A" y "R", asociados a los generadores Almafuerte y Rodríguez.

El primer modo relevante para nuestro análisis es uno que denominaremos "Río Negro", o "RN" en el gráfico. Su frecuencia y

²Usaremos minúsculas para denotar modos locales de las centrales generadoras y letras mayúsculas para los modos comunes y para los que involucran varias centrales generadoras

amortiguamiento son, respectivamente, ($\omega_n = 1.14\text{Hz}$, $\zeta = 4.1\%$). Los componentes significativos del *mode shape* correspondiente son representados en la Figura 2. Como puede observarse, este modo está presente en las centrales Terra y Baygorria (y en menor medida, en Botnia) las que oscilan aproximadamente en fase³. Los *mode shapes* se interpretan de forma similar a un diagrama fasorial. En este caso, una vez excitado este modo, los rotores de las máquinas de Terra, Baygorria y Botnia oscilarán aproximadamente en fase a una frecuencia de 1.14 Hz (o sea, un período de 877 ms) en contrafase con el resto del sistema. Esta oscilación se amortigua con un coeficiente $\zeta = 4.1\%$, que implica una atenuación de 77 % entre picos consecutivos de la onda. En contrapartida, el modo es casi no observable en el resto del sistema.

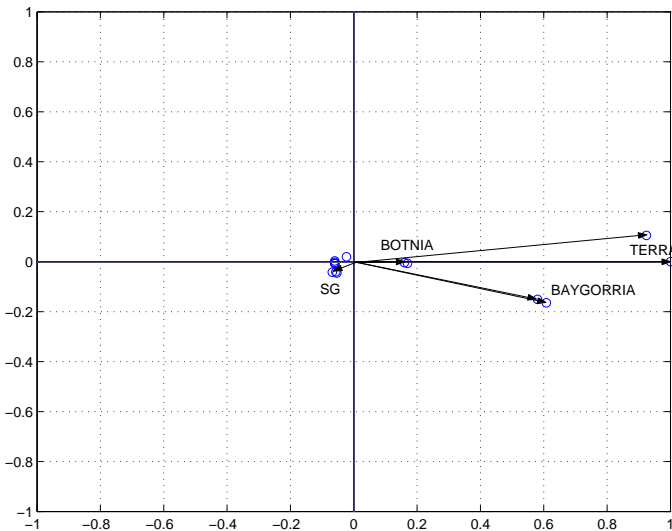


Fig. 2. Mode shape del modo Río Negro.

La Tabla II lista los factores de participación de cada máquina en este modo. Como puede observarse, las máquinas con factores de participación significativos son las de Terra, seguida por las de Baygorria. Este modo, entonces, puede ser amortiguado mediante la sintonía de señales estabilizadoras preferentemente en Terra o, en menor medida, en Baygorria (ver V).

TABLE II
FACTORES DE PARTICIPACIÓN DEL MODO RÍO NEGRO

Factor de participación	Máquina	Central
1	TER 131G13.8	TERRA
0,83	TER 134G13.8	TERRA
0,83	TER 132G13.8	TERRA
0,83	TER 133G13.8	TERRA
0,37	BAY 71G7.00	BAYGORRIA
0,37	BAY 72G7.00	BAYGORRIA
0,33	BAY 73G7.00	BAYGORRIA
0,04	BOT 101G10.5	BOTNIA
0,03	BOT 102G10.5	BOTNIA
0,02	SGU 134G13.8	SALTO GRANDE
0,02	SGU 139G13.8	SALTO GRANDE

El modo Río Negro es, entonces, el modo correspondiente al sistema de generación hidráulica del Río Negro oscilando contra el

³El modo se manifiesta apenas marginalmente en Palmar. El análisis de los resultados arroja una relación directa entre la participación de cada central en este modo y la distancia eléctrica al sistema de 500 kV

resto de la red. Resta estudiar la influencia sobre este modo de los diferentes escenarios y contingencias.

La Tabla III lista los autovalores del modo Río Negro para un amplio conjunto de escenarios y contingencias, ordenada por factor de amortiguación creciente. Se concluye que el modo Río Negro tiene un amortiguamiento insuficiente para el escenario hidráulico 2010, que puede llegar a ser francamente insuficiente, del orden de 3.4%. El peor escenario es el caso hidráulico 2010, que tiene la salida de la línea Young-Terra como contingencia más desfavorable.

La discusión sobre los modos asociados al sistema hidráulico del Río Negro, continúa con el modo denominado "BY-T" en la Figura 1. Aquí se da una oscilación conjunta de las máquinas de la central Baygorria en oposición de fase con las de Terra, al tiempo que el resto del sistema participa apenas marginalmente. Tanto este modo como los denominados "t" (modos locales de la central Terra) pueden ser eficazmente amortiguados mediante la acción de señales estabilizadoras en la central Terra. Los modos "P" y "p" corresponden, respectivamente al modo común y a un modo local de la central Palmar.

Como hemos mencionado antes, los modos locales de una central son generalmente más rápidos y más amortiguados que los modos comunes respectivos. Esta afirmación puede ser verificada, con la ayuda de la Figura 1, para las centrales Salto Grande, Palmar y Botnia. La misma relación existe entre el modo común del Río Negro "RN" y los modos "BY-T", "P", etc.

El otro modo que merece nuestra atención será denominado "Botnia", o "BT" en la Figura 1. Examinando sus *mode shapes* y sus factores de participación puede concluirse rápidamente que es el modo en el que ambos generadores de Botnia oscilan coherentemente en contrafase con el resto del sistema. Es un modo observable sólo en esta central y sólo es posible amortiguarlo en estas máquinas.

La Tabla IV lista los autovalores del modo Botnia para diferentes escenarios y contingencias. Este modo tiene un amortiguamiento francamente insuficiente para todos los casos considerados. El más crítico es la salida de la línea Fray Bentos- San Javier; el segundo es la salida de Young-Terra. La situación es casi la misma, independientemente de si el régimen predominante es térmico o hidráulico.

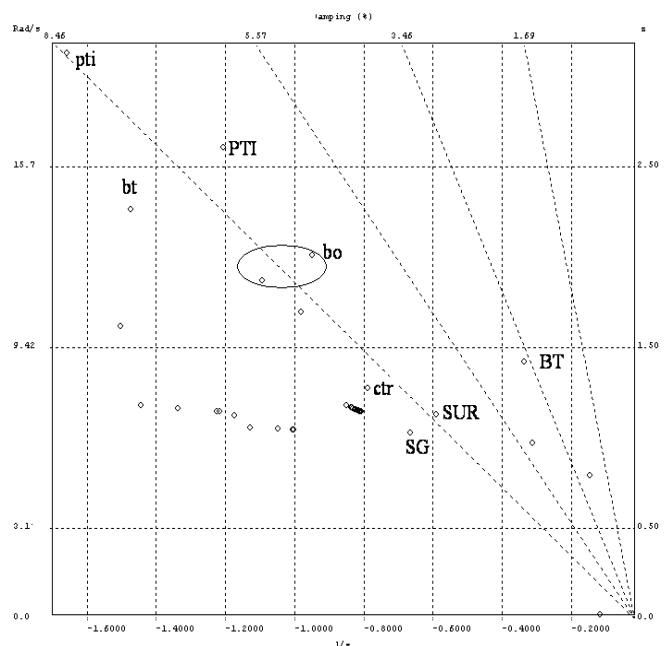


Fig. 3. Modos electromecánicos, escenario # 2.

Consideremos ahora la Figura 3, que despliega el patrón de

TABLE III
MODO RÍO NEGRO

Parte Real	Parte Imag.	Frecuencia (Hz)	Damping (%)	Escenario	Contingencia
-0,24	6,95	1,11	3,44	Hidráulico 2010 base	Sale Young-Terra
-0,29	7,11	1,13	4,06	Hidráulico 2010 base	Sale FB-SJ
-0,29	7,19	1,14	4,07	Hidráulico 2010 base	Sale Trinidad
-0,3	7,21	1,15	4,09	Hidráulico 2010 base	Sale SGA-SGU
-0,3	7,18	1,14	4,15	Hidráulico 2010 base	No fault
-0,31	7,18	1,14	4,28	Hidráulico 2010 con P cte	No fault
-0,4	7,38	1,17	5,37	Caso 2004 base	Sale Young-Terra
-0,42	7,55	1,2	5,59	Caso 2004 base	Sale Trinidad
-0,43	7,57	1,2	5,62	Caso 2004 base	Sale SGA-SGU
-0,43	7,56	1,2	5,65	Caso 2004 base	No fault
-0,45	7,52	1,2	5,97	Caso 2004 base, P cte	No fault

TABLE IV
MODO BOTNIA

Parte Real	Parte Imag.	Frecuencia (Hz)	Damping (%)	Escenario	Contingencia
-0,19	8,21	1,31	2,35	Hidráulico 2010 base	Sale FB-SJ
-0,2	8,08	1,29	2,47	Hidráulico 2010 con P cte Botnia	Sale FB-SJ
-0,21	8,17	1,3	2,56	Térmico 2010 base	Sale FB-SJ
-0,22	8,04	1,28	2,78	Térmico 2010 P cte en Botnia	Sale FB-SJ
-0,32	8,85	1,41	3,61	Térmico 2010 base	Sale Young-Terra
-0,32	8,83	1,41	3,68	Hidráulico 2010 base	Sale Young-Terra
-0,33	8,93	1,42	3,71	Térmico 2010 con P cte	No fault
-0,34	8,94	1,42	3,76	Térmico 2010 base	No fault
-0,34	8,94	1,42	3,76	Térmico 2010 base	Sale Trinidad
-0,34	8,83	1,41	3,83	Térmico 2010 P cte en Botnia	Sale Young-Terra
-0,34	8,95	1,42	3,84	Hidráulico 2010 base	No fault
-0,34	8,94	1,42	3,84	Hidráulico 2010 base	Sale Trinidad
-0,34	8,8	1,4	3,89	Hidráulico 2010 con P cte Botnia	Sale Young-Terra
-0,36	8,92	1,42	3,98	Térmico 2010 P cte en Botnia	No fault
-0,36	8,91	1,42	3,99	Térmico 2010 P cte en Botnia	Sale SJ-SGU
-0,36	8,92	1,42	4,05	Hidráulico 2010 con P cte Botnia	No fault
-0,36	8,86	1,41	4,05	Hidráulico 2010 con P cte	No fault
-0,37	8,9	1,42	4,19	Hidráulico 2010 con P cte Botnia	Sale SJ-SGU

autovalores para el escenario base 2, es decir, el régimen térmico previsto para el año 2010. En él se pueden apreciar, además de algunos modos ya presentados, aquellos asociados con las unidades térmicas de Montevideo y San José: Central Battle y Ordóñez (BO), Central Térmica de Respaldo (CTR) y Punta del Tigre (PTI).

El modo "SUR" ($\omega_n = 1.13 Hz$, $\zeta = 8.3 \%$) consiste en la oscilación coherente de todas las centrales del sur del territorio (BO,PTI,CTR) y de Botnia, en contrafase con las unidades de Salto Grande. Si bien es observable en cada una de esas centrales, sus factores de participación lo hacen amortiguable esencialmente desde la CTR y/o Salto Grande. Aparecen otros modos asociados a las centrales térmicas, tales como "PTI" y "pti" (modo común y local de la central Punta del Tigre) y los modos locales "bo" y "ctr" de las respectivas centrales. Estos modos, a diferencia de los asociados al Río Negro y a Botnia tienen un amortiguamiento razonable, siempre mayor al 7 %.

IV. RESPUESTA TRANSITORIA

Esta sección está dedicada a validar los resultados previos mediante simulaciones temporales sobre el modelo no lineal. Concretamente, el sistema será sometido a la acción de algunas faltas significativas. Las respuestas temporales serán interpretadas a la luz del análisis modal precedente. En todos los casos, las variables desplegadas serán los ángulos de los rotores de las respectivas máquinas, tomando la máquina Ezeiza como referencia. Es necesario mencionar que, dado que las respuestas corresponden al sistema no lineal y las perturbaciones no son necesariamente pequeñas, los cálculos aproximados que se comentan más adelante no son más

que una herramienta para vincular estas respuestas no lineales con el análisis exacto de la respuesta lineal de la sección precedente.

En primera instancia, observaremos en la Figura 4 la respuesta transitoria frente a una falta trifásica en la línea Young-Terra, en un punto muy próximo a Young. La falta es despejada a los 60 ms mediante la apertura simultánea de ambos extremos de la línea.

Más allá de los primeros ciclos, donde la respuesta en gran señal domina, es posible observar en diferentes máquinas la presencia de dos modos bien diferenciados. La respuesta de Yaciretá, con una oscilación lenta y persistente, exhibe el modo "Y" con un período de aproximadamente⁴ 1.25 s, correspondiente a una frecuencia de 0.8 Hz. Terra y Baygorria oscilan ostensiblemente en fase, con un período de aproximadamente 0.91 s, o sea, una frecuencia de 1.1 Hz, la correspondiente al modo denominado "Río Negro", véase Tabla III. Un análisis más detallado del gráfico, no incluido aquí, revela la oscilación en fase de Palmar y Botnia con ambas máquinas mencionadas.

Con la intención de observar el modo Botnia, se simuló una falta trifásica en la línea Fray Bentos-San Javier, cercana a Fray Bentos, despejada en 60 ms. En la Figura 5 se despliegan los ángulos de una máquina de Terra y una de Botnia. Lo interesante del caso es que las respuestas exhiben simultáneamente los modos Río Negro y Botnia. Es notable la demora en la extinción de ambas respuestas.

Nótese que la respuesta de Terra, luego del transitorio inicial, exhibe un comportamiento sinusoidal amortiguado. El período y la

⁴Todas las afirmaciones sobre períodos de oscilación y consiguientes frecuencias se hicieron midiendo cuidadosamente los tiempos entre picos mediante una adecuada ampliación de las Figuras 4 y 5.

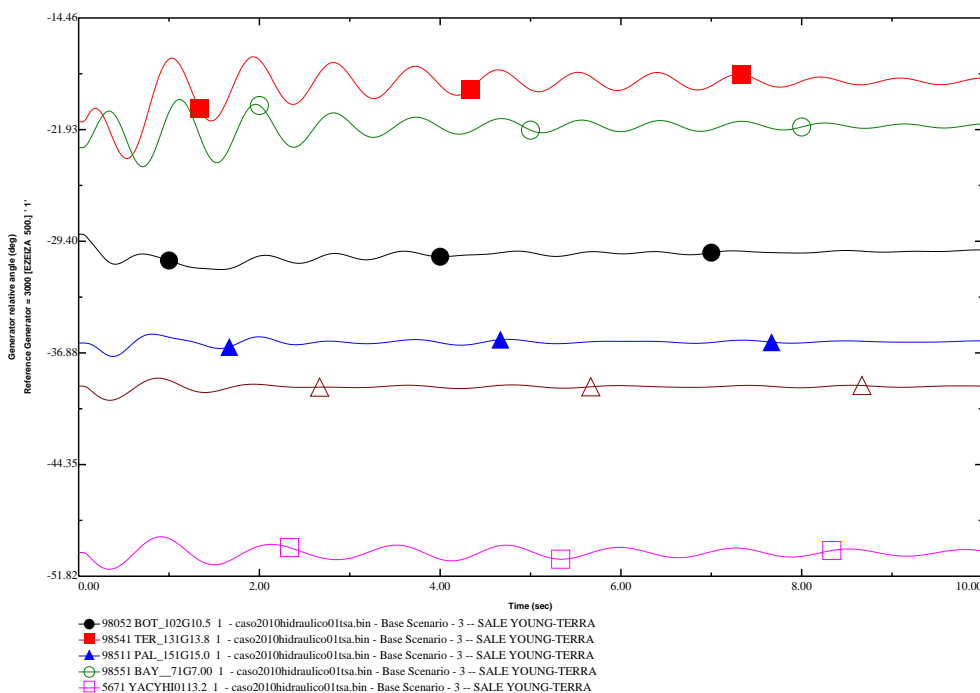


Fig. 4. Falta en Línea Young-Terra, Escenario # 1. Ángulos relativos a EZEIZA

frecuencia de esa oscilación, son, respectivamente 0.9s y 1.12 Hz: los correspondientes al modo Río Negro, como ya fue observado anteriormente.

La respuesta en Botnia es más compleja. Dado que la falta estudiada excita también el modo Río Negro, en las máquinas de Botnia deben superponerse este modo y también el modo común de Botnia. Note en la Figura 5 que, una vez transcurridos los primeros ciclos, la forma de onda rememora lo que en Electrónica y Procesamiento de Señales se conoce como batido⁵, es decir, la modulación en amplitud resultante de la superposición de dos ondas de frecuencia cercana. La observación de la onda arroja un período de batido de aproximadamente 13.4 s, lo que corresponde a una frecuencia de batido de 0.075 Hz. La frecuencia de la portadora es de 1.23 Hz. Un simple cálculo permite obtener las frecuencias de las ondas superpuestas: 1.16 y 1.31 Hz. Estas estimaciones son muy cercanas a lo arrojado por el análisis modal en las Tablas III y IV para los modos Río Negro y Botnia, respectivamente.

Se realizaron simulaciones en el programa PSS/E sobre el modelo

⁵El fenómeno tiene una explicación simple, que intentaremos describir a continuación. Si superponemos dos ondas sinusoidales de frecuencias f_1 y f_2 próximas

$$y(t) = y_1(t) + y_2(t) = A_{sen}(2\pi f_1 t) + A_{sen}(2\pi f_2 t),$$

la onda resultante $y(t)$ puede calcularse, mediante simple álgebra trigonométrica, como

$$y(t) = 2A_{sen}(2\pi \frac{f_2 + f_1}{2} t) \cos(2\pi \frac{f_2 - f_1}{2} t).$$

Así, el batido se observa como una onda modulada en amplitud, con la señal modulante de frecuencia $\frac{f_2 - f_1}{2}$ y una onda "portadora" de frecuencia $\frac{f_2 + f_1}{2}$. La cercanía de ambas frecuencias simplemente facilita la observación del fenómeno, dado que la señal modulante resulta relativamente lenta. La presencia de diferentes amplitudes y/o fases no afecta la esencia de la discusión previa.

de UTE⁶. Los resultados de esos estudios confirman los resultados del análisis modal del sistema hidráulico del Río Negro y de la Central Botnia.

V. MITIGACIÓN DE OSCILACIONES USANDO UN PSS

En la presente Sección se muestran los efectos sobre el sistema que tiene agregar un PSS en un punto específico de la red. Las señales estabilizadoras de los sistemas de potencia o, más brevemente, los PSS, son acciones de control en el sistema de excitación de una o varias máquinas que son concebidas para aportar un componente de par eléctrico que, en la presencia de oscilaciones electromecánicas, actúa en contrafase con la velocidad del rotor. Se genera así una acción de control capaz de amortiguar los modos de oscilación de una máquina y de extensas áreas del sistema [3].

Los PSS se proyectan de acuerdo a un conjunto de modelos bien establecidos, condicionados por la elección de la variable a ser medida. La variable física más natural es la velocidad del rotor, que puede ser medida directamente mediante tacómetros digitales acoplados al eje de la máquina. Los modos torsionales, presentes preponderantemente en las unidades térmicas, y la necesidad de filtrar los movimientos de desplazamiento lateral de los ejes verticales motivaron el desarrollo de estructuras de PSS que se valen de la medición de magnitudes eléctricas, medibles con mayor confiabilidad y más inmunes a los modos torsionales. Referimos al lector a [3] y [6] por una discusión más profunda y a la norma [4] por una descripción de las diversas estructuras y modelos de sistemas de excitación y PSS.

A modo de ejemplo, presentamos los resultados de colocar un PSS en la central Terra. El diseño del mismo se basó en valores típicos de los parámetros, prácticas recomendadas e hipótesis razonables. Un diseño operativo debería contar además con mediciones y ensayos *in situ*.

La Figura 6 ilustra el lugar de los autovalores de los modos electromecánicos con y sin PSS en Terra. La situación previa se

⁶Estas simulaciones fueron realizadas, a pedido de los autores, por profesionales de la Gerencia de Planificación de la Explotación y Estudios, cuya gentileza agradecemos.

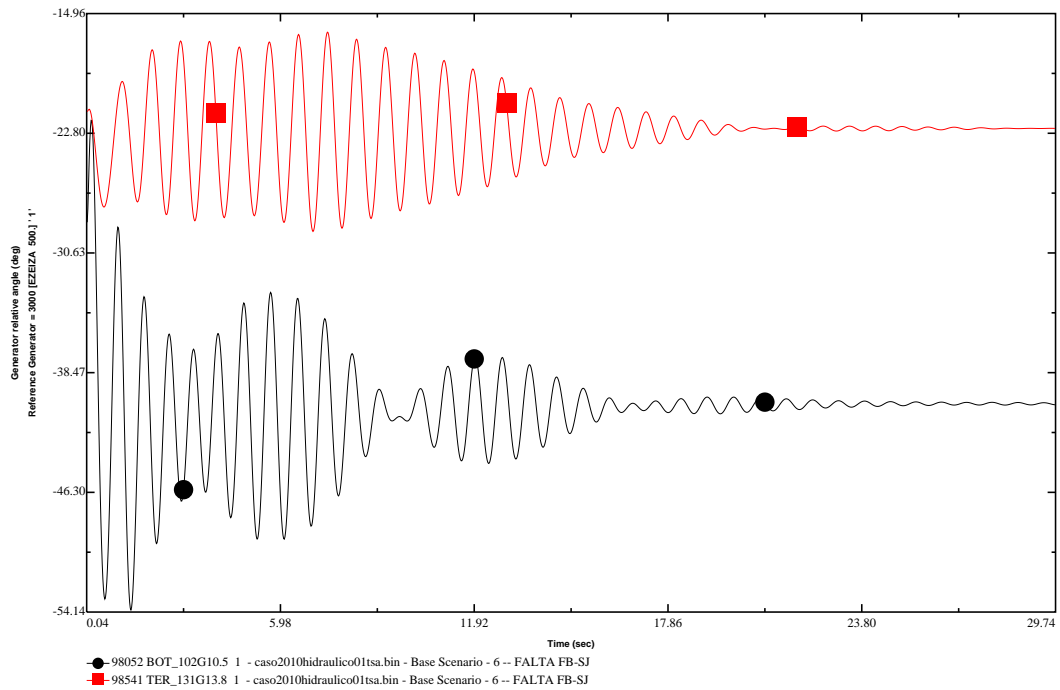


Fig. 5. Falta en Línea Fray Bentos-San Javier, Escenario # 1. Ángulos relativos a EZEIZA

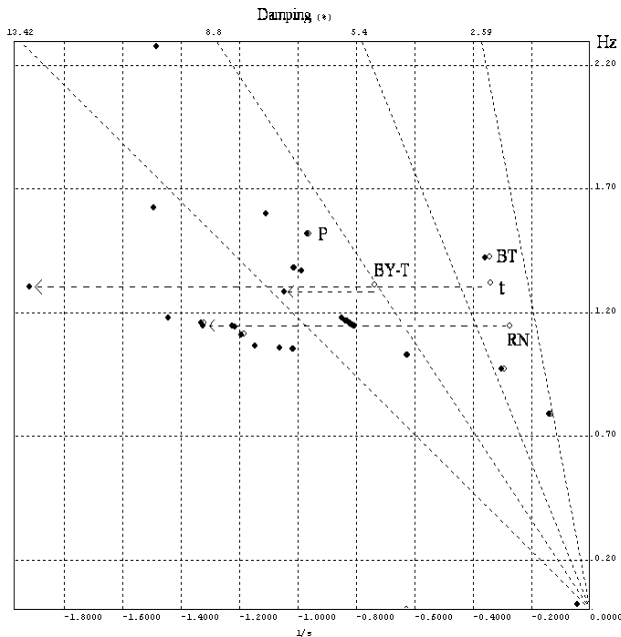


Fig. 6. Efecto de la inclusión de PSS en Terra sobre los modos electromecánicos del escenario hidráulico 2010. Sin PSS: ◊; con PSS: ●.

representa mediante el símbolo ◊ y es exactamente la representada en la Figura 1. La adición del PSS en la central Terra (puntos ● en la Figura 6) produce un incremento importante del factor de amortiguación, no sólo del modo Río Negro, sino también de los modos locales de Terra y Baygorria. La conclusión primaria es, entonces, que el PSS permite amortiguar eficazmente los modos mencionados.

La Tabla V lista los autovalores del modo Río Negro para las

cuatro contingencias más adversas del Escenario hidráulico 2010. Puede observarse un amortiguamiento mejor que 17% en todos los casos.

Las Figuras 7 y 8 muestran algunos de los efectos del PSS sobre el sistema.

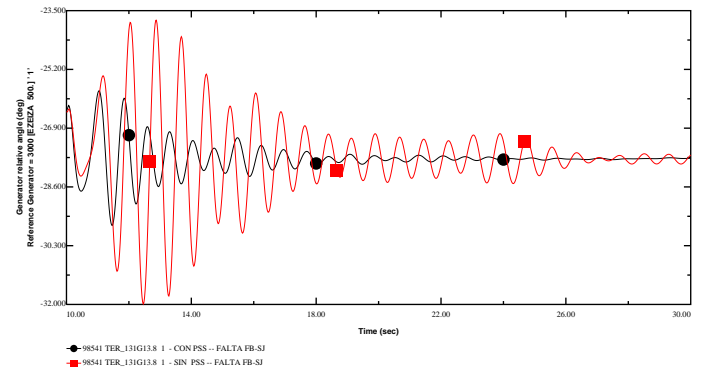


Fig. 7. Falta en línea FB-SJ. Ángulos de rotor de Terra con y sin PSS.

VI. CONCLUSIONES

En este trabajo se reportan trabajos de análisis de la estabilidad en pequeña señal del sistema uruguayo. Las características relevantes de los modelos utilizados fueron cuidadosamente descritas. Los modos más importantes fueron presentados cualitativamente, incluyendo aspectos que hacen a la posibilidad de ser observados y/o amortiguados desde determinadas máquinas del sistema. La atención se centró en dos modos particulares, uno asociado al sistema hidráulico del Río Negro y el otro a Botnia. Estos modos exhiben una respuesta con amortiguación francamente insuficiente. Fueron presentadas las máquinas más adecuadas en cada caso para aportar la amortiguación necesaria, a partir del análisis de los respectivos factores de participación. A modo de ejemplo se presentó la inclusión

TABLE V
MODO RÍO NEGRO, CON PSS EN TERRA

Parte Real	Parte Imag.	Frecuencia (Hz)	Damping (%)	Escenario	Contingencia
-1,19	6,88	1,09	17,01	Hidráulico 2010 base con PSS	Sale Young-Terra
-1,27	7,22	1,15	17,32	Hidráulico 2010 base con PSS	Sale FB-SJ
-1,32	7,21	1,15	18,07	Hidráulico 2010 base con PSS	No fault
-1,33	7,22	1,15	18,10	Hidráulico 2010 base con PSS	Sale Trinidad

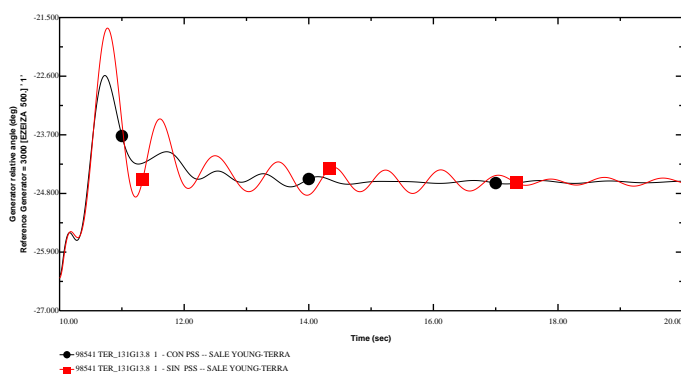


Fig. 8. Falta en línea Y-T. Ángulos de rotor de Terra con y sin PSS.

de señales estabilizadoras en la central Terra para mejorar el modo del Río Negro. El análisis modal fue validado a partir de la respuesta transitoria del sistema eléctrico frente a determinadas faltas. La presencia de los modos de interés detrás de las respectivas respuestas

transitorias fue comentada en cada caso.

VII. AGRADECIMIENTOS

Los modelos empleados en este reporte han sido suministrados por UTE. El aporte institucional de UTE, así como de los Ings. Carlos Alonso, Alvaro Musetti, Freddy Rabin y otros profesionales de las Gerencias "Estudios y Proyectos" y "Planificación de la Explotación y Estudios" es sinceramente reconocido y agradecido por los autores.

REFERENCES

- [1] Consultora CESI, *Informe Central de Gas Natural del Litoral Oeste*, 1997.
- [2] Powertech Labs Inc., *DSATools, Dynamic Security Assessment Software.*, www.powertechlabs.com.
- [3] P. Kundur. *Power System Stability and Control*, Mc- Graw Hill, New York, 1994.
- [4] IEEE Standard 421.5, *IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies*, 1992.
- [5] Siemens-PTI. *PSS/E, Power System Simulator for Engineering.*
- [6] Study Committee 38 Cigré, *Analysis and Control of Power System Oscillations*, Dec. 1996.