



OSCILACIONES EN LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA FUTALEUFÚ
DIAGNÓSTICO Y SOLUCIÓN DEL PROBLEMA

R. D. Molina*
P. Belkenoff**

J. Mastronardi**
M. Beroqui***

G. Lo Giudice*
J. Agüero***

*** Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista CMMESA**
**** Hidroeléctrica Futaleufú**
***** IITREE - Universidad Nacional La Plata.**
Argentina

1. RESUMEN

La Central Hidroeléctrica Futaleufú (4 x 118 MW) constituye la Planta de generación más importante del Sistema Interconectado Patagónico (SIP). Se vincula a la E.T. Puerto Madryn mediante una doble terna de 330 kV de 550 km de longitud. El SIP es un sistema eléctrico radial dividido en dos áreas, norte y sur, interconectadas mediante una larga LAT de 132 kV de 300 km de longitud.

En el pasado, con elevados flujos de potencia entre el norte y sur del SIP, era común observar oscilaciones en la potencia activa de las líneas de interconexión. En el año 1997, la incorporación de estabilizadores (PSS) en los grupos generadores de la C.H.Futaleufú (CHF), permitió aumentar en gran medida el amortiguamiento de las oscilaciones de potencia.

Posteriormente se instalaron PSS en la mayoría de las unidades generadoras del SIP. No obstante, en algunas situaciones operativas poco frecuentes, se producían episodios oscilatorios que no podían ser claramente explicados con las herramientas analíticas y de simulación disponibles.

En febrero de 2006 se habilitó la interconexión del SADI (Sistema Argentino de Interconexión) con el SIP mediante la línea de alta tensión de 500 kV Choele Choel - Puerto Madryn. Esta interconexión ubicó al SIP como un apéndice Sur del SADI y obligó a recalibrar PSS de generadores del área Sur del SIP a efectos de preservar los márgenes de estabilidad oscilatoria [1].

El objetivo de este trabajo, consiste en mostrar los resultados de los estudios y tareas de campo realizadas para comprender la naturaleza de un importante evento oscilatorio registrado el 14 de Marzo de 2006 y también las soluciones adoptadas para incrementar los márgenes de estabilidad oscilatoria del Sistema Interconectado eléctrico Patagónico (SIP).

2. PALABRAS-CLAVE

Oscilaciones electromecánicas - Estabilizador -PSS - Modelo dinámico – Simulador de transitorios electromecánicos – Homologación - Estudios – Ensayos de campo-

3. INTRODUCCIÓN

La C.H. Futaleufú (CHF) de 472 MW, ubicada al pie de la cordillera de los Andes en la Provincia de Chubut, está compuesta por cuatro grupos generadores de 118 MW. Abastece localmente una pequeña demanda - Comarca Andina - y exporta más del 97% de su producción al nodo Puerto Madryn (costa atlántica) mediante una doble terna de 550 km en 330 KV.

En la figura 1 se muestra la condición operativa de la CHF y del nodo Puerto Madryn a las 9 hs del día 14/03/06

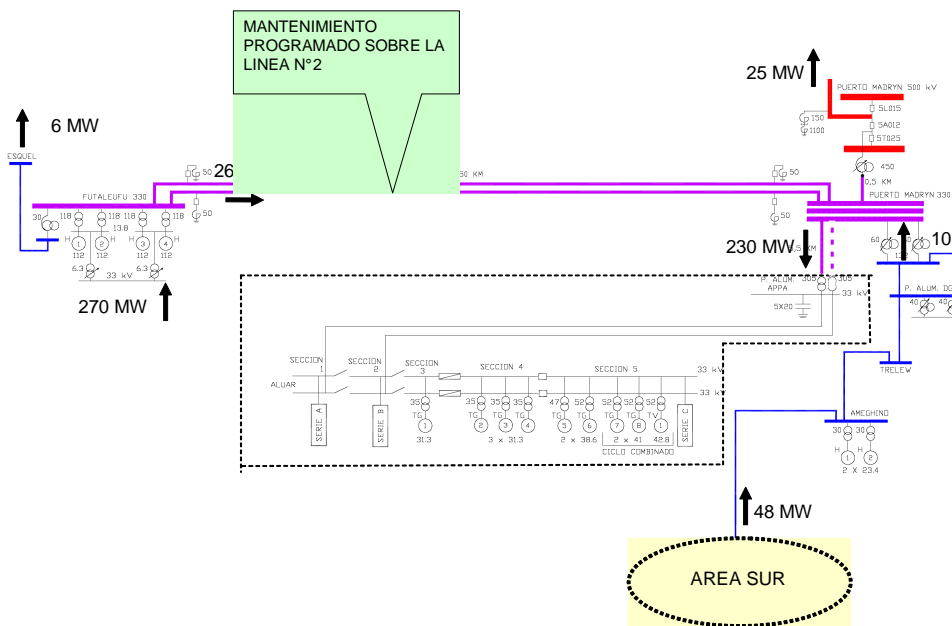


Fig.1

Ese día la CHF operaba con 3 generadores (3 x 90 MW) transportando 264 MW hacia Pto Madryn; la Planta de Aluminio de Puerto Madryn estaba conectada al SIP mediante una terna de 330 kV demandando 230 MW y el SIP exportaba un pequeño saldo de 25 MW hacia el resto del SADI.

4. MANIOBRA OPERATIVA

Por tareas de mantenimiento, a las 9.15 hs del día Martes 14/03/06 se programó la maniobra de apertura de una de las dos ternas de 330 kV entre Futaleufú y Pto Madryn. Si bien esta maniobra era rutinaria en el SIP aislado, se trataba de la primera vez con el SIP interconectado al SADI y la Planta de Aluminio conectada mediante un solo arribo de 330 kV.

4.1 Estudios para programar la operación

Se realizaron estudios de la maniobra de apertura de la LAT de 330 KV Futaleufú – Madryn utilizando el Simulador de Transitorios Electromecánicos PSS/E, sobre un completo y detallado modelo del parque generador del SADI y sus principales controles,.

Como muestra del grado de detalle de los modelos dinámicos utilizados en el estudio, en la Figura 2 se presenta el diagrama de bloques del PSS (Estabilizador) de los grupos generadores de la CHF. Puede verse que se incluyen lógicas como el “reset alineal” (variación adaptativa de la constante de tiempo del filtro “wash-out”) y la lógica “on/off” .

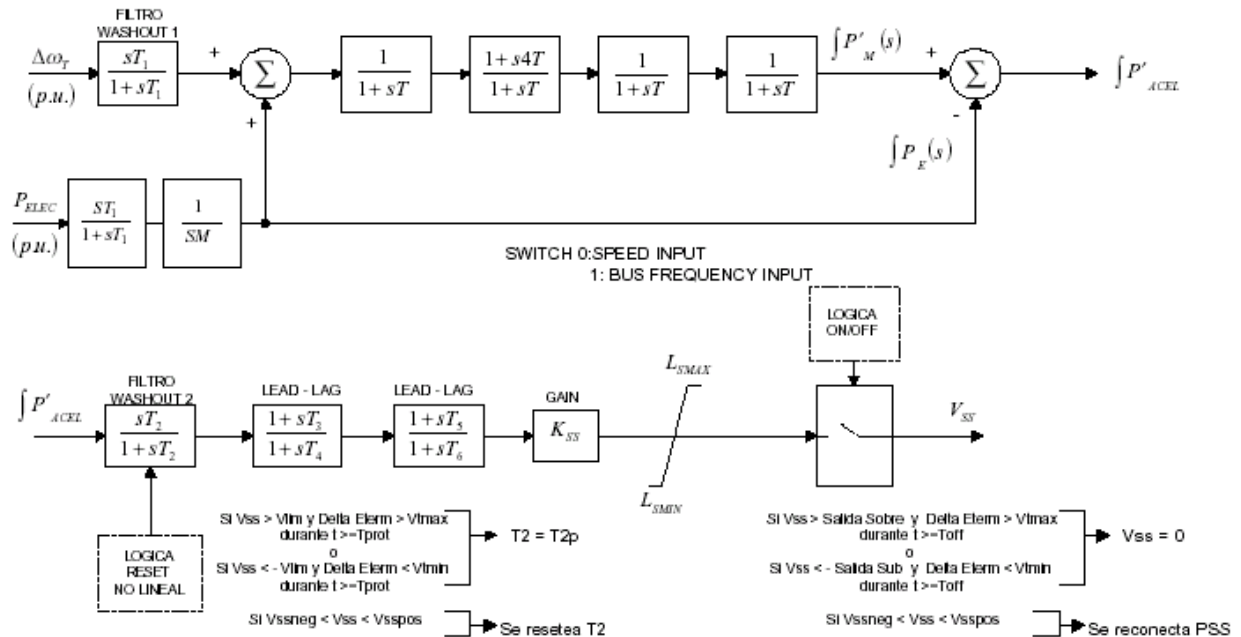


Fig. 2 – Modelo PWX5P4 de PSS de la CHF

Los modelos utilizados en el estudio, incluyendo el PSS de la CHF, fueron identificados mediante un proceso de “validación” contra registros de ensayos de campo.

Estos estudios dieron como resultado para la maniobra programada un amplio margen de estabilidad angular de los generadores de la CHF y adecuado amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas aún con un transporte de 300 MW desde Futaleufú

4.2 Evento oscilatorio 14/03/06 – 9.19 hs

El 14 de Marzo de 2006 luego de la maniobra de apertura de la terna 2 de 330 kV entre Futaleufú y Puerto Madryn, se originaron oscilaciones de potencia activa y reactiva crecientes en la C.H. Futaleufú que, en menos de 40 segundos, provocaron la apertura de la otra terna del corredor de 330 kV.

Las oscilaciones de potencia en el sistema de 330kV originaron la apertura de la Línea 1 de 330 kV por actuación del relé de impedancia y del grupo FUTAHIO1 por sobre tensión. En la figura 2 se presenta un registro obtenido en el generador 1 de la CHF donde pueden verse oscilaciones crecientes que en la potencia activa alcanzaron una amplitud pico a pico de 120 MW.

Los otros dos generadores de la CHF quedaron operando en paralelo en barras de 330 kV aumentando la frecuencia de la carga local (Esquel). Manualmente se procedió a la desconexión de restantes generadores de la Central H. Futaleufú interrumpiendo con ésta maniobra el abastecimiento al alimentador de Esquel.

Los estudios previos realizados con el simulador de transitorios electromecánicos (PSS/E) no permitieron predecir este riesgo operativo aún modelando con mucha precisión el escenario pre-falla.

REGISTROS EN CENTRAL FUTALEUFU (GENERADOR N°1)

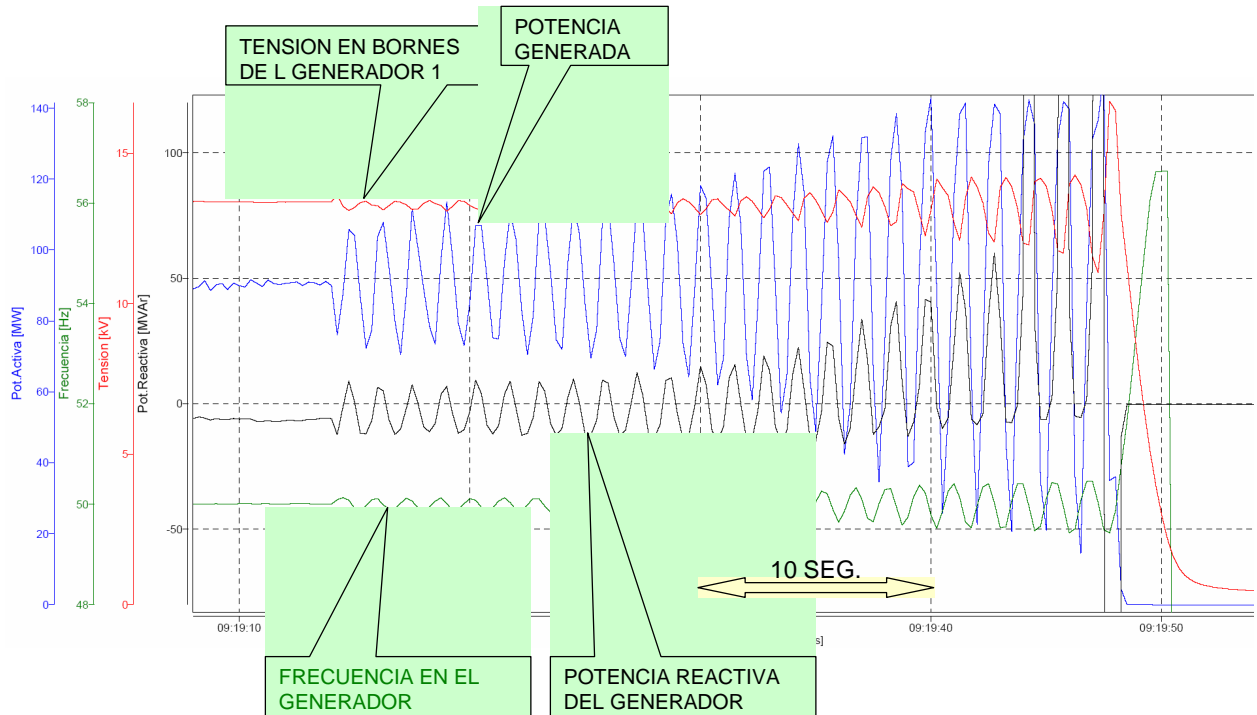


Fig 2. Registros en CHF – 14/03/06 9.19 hs

5. ANALISIS DE LAS OSCILACIONES

5.1 Estudios preliminares

Para avanzar en el análisis se realizaron simulaciones sobre un escenario idéntico al del 14/03/06 a las 9 hs, considerando diferentes ganancias (KSS) de los PSS de la CHF, cuyos resultados se muestran en la Fig. 3.

Las curvas de color azul corresponden a una KSS igual al 50% del valor original. En color rojo se muestran los resultados para una KSS igual al 30%, mientras que en color negro – oscilación creciente – corresponde al caso en que $KSS = 0$, lo que es equivalente a que el PSS esté F/S.

Estos estudios permitieron concluir que, por alguna razón el día 14/03/06 los PSS estuvieron F/S, al menos por un lapso de tiempo suficiente para originar el episodio oscilatorio. En consecuencia se requería mejorar aún más el modelo dinámico del SADI para poder explicar el evento oscilatorio

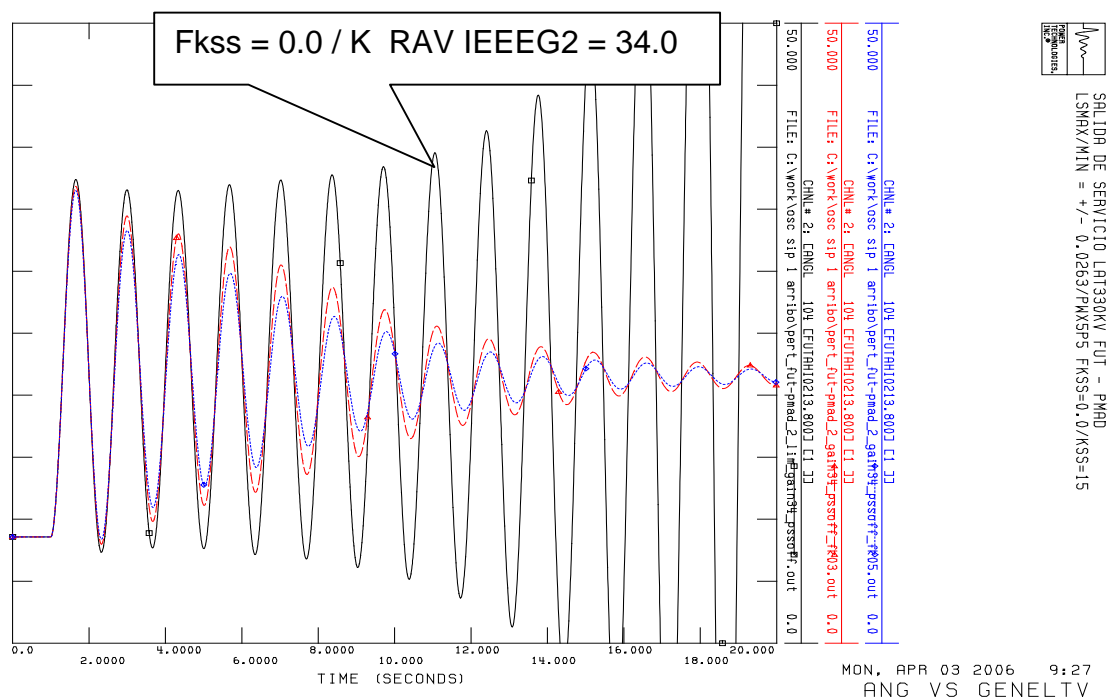


Fig 3. Simulaciones maniobra apertura LAT 330 kV para diferentes ganancias KSS de los PSS de la CHF

En vista de los resultados de los estudios se procedió a revisar en detalle la información de fabricante de los PSS a efectos de detectar alguna protección o lógica adicional no incluida en el modelo.

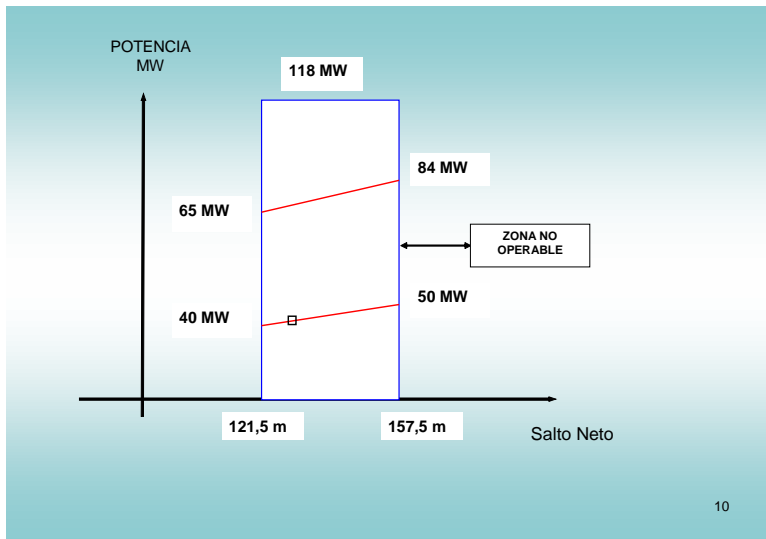
Como primer paso, se constató que los PSS de las unidades de CHF permanecieron conectados durante todo el proceso oscilatorio. En segundo lugar se descartó la actuación de la lógica “on/off “ de los PSS durante el evento dado que la misma está incluida en el modelo PWX5P4 y las simulaciones (PSS/E) no mostraban esto. Sin embargo era evidente que, el día 14/03/06 por algún motivo, los PSS de CHF no funcionaron como se esperaba

Como resultado de esta revisión se detectó la existencia de una “banda muerta” o “rango” de potencia activa donde el PSS puede ser inhibido en forma automática para evitar amplificar “resonancias hidráulicas – draft surging”. Esta lógica no estaba incluida en el modelo PWX5P4.

5.2 Efecto “draft surging”

Las oscilaciones de potencia activa debido a pulsaciones de presión de la columna de agua en centrales hidroeléctricas con largas tuberías de admisión han sido reportadas y estudiadas desde principios del siglo XX [2]. En el caso de la CH Futaleufú estas oscilaciones se encuentran en el rango de frecuencias de las oscilaciones electromecánicas y en consecuencia el PSS puede promover grandes oscilaciones en la potencia reactiva y tensión en bornes del generador.

En la Fig. 4 se presenta un gráfico donde se muestra la “región operativa” de un generador de la CHF en la cual se produce el efecto “draft surging”. Como se ve la resonancia hidráulica depende de la cota del embalse (salto neto) y de la potencia generada. Por debajo de 40 MW y por arriba de 84MW este fenómeno no se produce. En cambio dentro del rango 40 → 84 MW la aparición del efecto draft surging dependerá del salto neto y en consecuencia de la cota del embalse.



El día 14/03/06 la CHF operaba con una cota cercana a la máxima. La zona “no operable” (resonancia hidráulica) se encontraba en el rango de potencias que va desde 50 → 84 MW para cada unidad generadora.

Fig 4. Región de resonancias hidráulicas en la C.H.Futaleufú

5.3 Calibración del PSS en zona de “surging”

Para evaluar el comportamiento del PSS de las unidades de la CHF en la zona de resonancias hidráulicas se realizaron mediciones en la CHF variando la potencia generada a efectos de ingresar dentro de la “zona no operable por surging”. En la Fig 5 se muestran los registros obtenidos en un generador de la CHF.

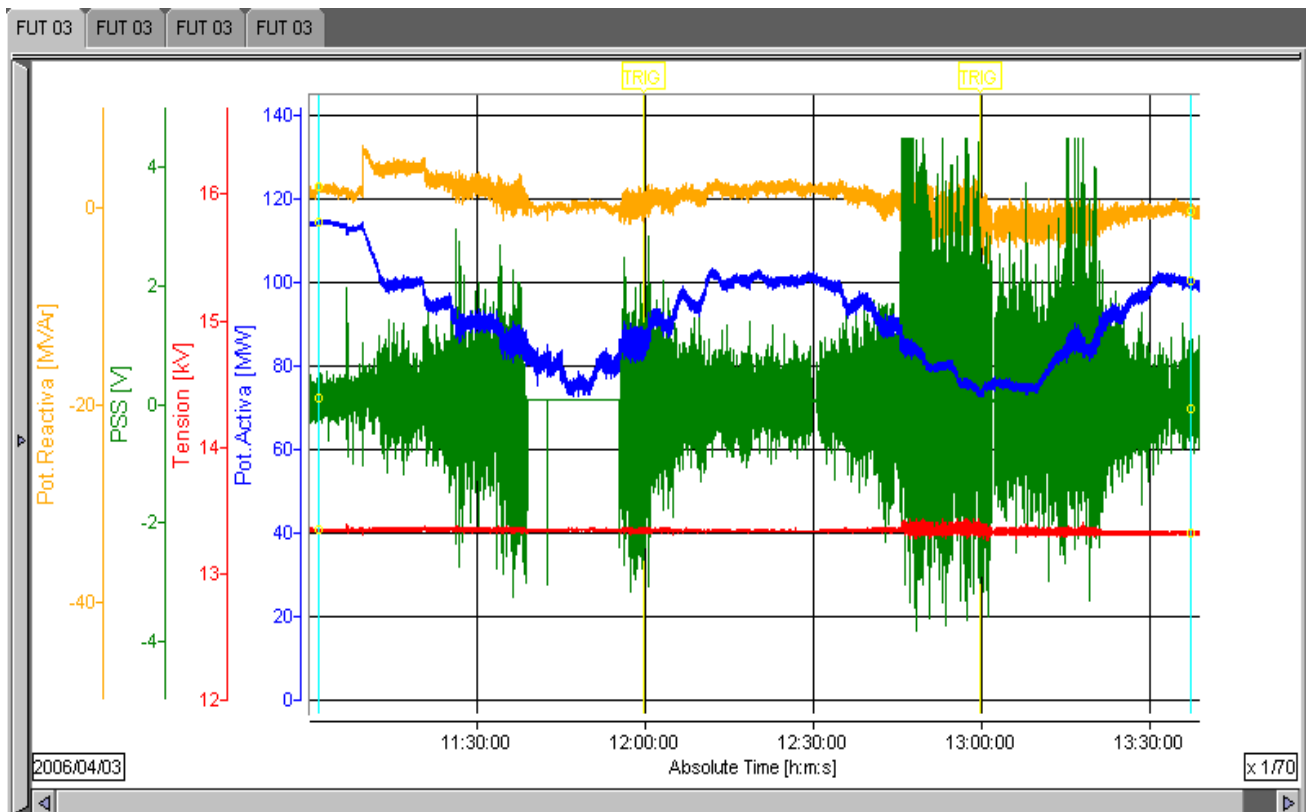


Fig 5. Mediciones en campo (Q, Uss, Vt y P) para un generador de la C.H.Futaleufú



La curva color naranja corresponde a la potencia reactiva (Q), en color verde Uss (tensión de salida del PSS), en color azul P (potencia activa) y en color rojo Vt (tensión en bornes del generador). El tramo de registro entre las 11.30 y 12 hs muestra que por debajo de 100 MW aparecen oscilaciones de P que se amplifican cuando la potencia desciende. A medida que aumentan las oscilaciones de potencia activa la tensión de salida del PSS se amplifica promoviendo variaciones de potencia reactiva. Cuando la potencia desciende de 84 MW el PSS se “desconecta” (la tensión Uss se anula) con lo cual desaparecen las oscilaciones de Q. Cuando la potencia se incrementa por arriba de 84 MW el PSS vuelve a operar.

Para explicar la causa de este comportamiento del PSS se analizó detalladamente la información de fabricante: Se constató que es factible programar un rango de potencias de operación restringida del PSS. Se verificó que los parámetros ajustados por el fabricante correspondían a: $P_{\min} = 40 \text{ MW}$, $P_{\max} = 84 \text{ MW}$ y $K_{ss} = 0$. Con estos parámetros, dentro de la zona de “draft surging” el PSS se anula y cuando sale de esta se “reconecta” automáticamente.

Entre las 12.30 y las 13.30 hs se repitieron las mediciones sin anular la ganancia en la zona de draft surging ($K_{ss} = 15$). En la Fig 5 pueden verse grandes excursiones de Uss que promueven importantes oscilaciones de Q que se reflejan en la tensión en bornes. De aquí se concluye que el PSS no puede operar con una ganancia elevada dentro de la “zona” de resonancias hidráulicas.

5.4 Causa de las oscilaciones – Estudios complementarios

En el instante previo al evento del 14/03/06 las tres unidades de la CHF operaban con una potencia superior a 84 MW. En consecuencia, era necesario mejorar el modelo de los estabilizadores de la CHF y profundizar los estudios con el simulador de transitorios electromecánicos.

Para estos estudios se reemplazó el modelo del PSS por uno nuevo denominado PWX5P5, con el agregado de una lógica on/off programable dentro de una banda de potencias, ajustando la Potencia Superior = 84 MW, la Potencia Inferior = 40 MW y el Factor de Reducción de Ganancia = 0%.

Mediante estudios [3] con el simulador PSS/E y el modelo PWX5P5 se verificó que en el instante de la desconexión de la LAT de 330 kV el incremento de la impedancia vista desde la CHF produce un escalón de reducción de potencia eléctrica igual a 18 MW/máq. Por este motivo las unidades ingresan en el límite superior de resonancia hidráulica y dentro de la banda de potencias (40-84 MW) donde los estabilizadores se anulan. Los estudios permitieron verificar además que la lógica “draft-surging” del PSS produjo ciclos de “conexión/desconexión” automática del mismo luego de la apertura de la LAT de 330 kV amplificando aún más las oscilaciones.

De esta manera se explica la oscilación registrada y la posterior apertura de la línea N°1 por relé de impedancia.

6. SOLUCION DEL PROBLEMA

6.1 Estudios con PSS/E

Con el nuevo modelo PWX5P5, se probó el efecto de ajustar los siguientes parámetros de la *lógica on/off por surging*: Potencia Superior = 75 MW, Potencia Inferior = 40 MW, Factor de Reducción de Ganancia Estática = 30%. El efecto de estos cambios frente a la maniobra de apertura de la LAT de 330 kV Futaleufú – Madryn puede verse en la Figura 3 comparando la curva roja ($FK_{ss}=30\%$) con la curva de color negro ($FK_{ss}=0\%$).

6.2 Ensayos en campo

Luego de recalibrar la *lógica on/off por surging* se realizaron mediciones en campo variando la potencia generada de manera de entrar y salir de la banda de potencias de resonancias hidráulicas. Se evaluaron



especialmente las excursiones de potencia reactiva y de tensión en las unidades de la CHF debidas a la operación del PSS en la zona de surging, para diferentes factores de reducción de ganancia estática de los PSS (FKss). Se verificó que para $FKss = 30\%$ estas variaciones resultan moderadas.

6.3 Resultados de maniobra del 25/06/06

Finalmente, con los PSS de las unidades de la CHF recalibrados, el 25 de Junio de 2006 se realizó la maniobra de apertura de la LAT de 330 KV Futaleufú – Madryn. En esta ocasión las unidades de la CHF y el SIP presentaron muy buen amortiguamiento.

7. CONCLUSIONES

- La interconexión en 500 kV SIP – SADI y la Planta de Aluminio conectada mediante un solo arribo de 330 kV disminuyeron los márgenes de estabilidad del modo de oscilación (CHF + ALUAR) vs resto del SADI, haciendo que el mismo resulte inestable cuando los PSS de la CHF se anulan.
- A partir de las mejoras realizadas en el modelado de los PSS de Central Futaleufú y de las hipótesis efectuadas sobre los modelos de Reguladores de Velocidad y Turbina de Central Futaleufú fue posible reconstruir el episodio oscilatorio del 14/03/06.
- Mediante el reajuste de 0% a 30% del factor de reducción de Ganancia Estática, dentro de la Banda de 40 MW a 84 MW, en los PSS de las unidades de Central Futaleufú se pudo efectuar en forma segura la maniobra de desconexión de la línea de 330 kV Futaleufú – Madryn y mejorar significativamente los márgenes de estabilidad oscilatoria del SIP.
- Este trabajo destaca la importancia de emplear modelos cada vez más precisos en los simuladores de transitorios electromecánicos [4] y la necesidad de realimentar permanentemente los estudios con los resultados de mediciones y/o ensayos en campo.

8. BIBLIOGRAFÍA

- [1] *Estudio de diagnóstico de estabilidad oscilatoria ante la interconexión de los sistemas Argentino y Patagónico* D. G. Colomé, M. Velásquez, G. Rattá, R. Molina - XII ERIAC CIGRE Mayo 2007
- [2] *Power Swings in Hydroelectric Power Plants*- W.J.RHEINGANS , ASME – Abril 1940
- [3] *Desconexión de una línea de 330 kV- Análisis de incidente de fecha 14/03/2006* – IT1091 J. Agüero – M. Barbieri – M. Beroqui - R.Bianchi Lastra (IITREE-LAT) – O. Cosatti (Transpa SA) – Abril 2006
- [4] *Estabilizador (PSS) de la Central RIO GRANDE.-Inconvenientes operativos. Modelo para evaluación de Seguridad* . R. Molina - STO.ERLAC, Ciudad del Este, Paraguay mayo de 1993.