

## Análisis de Estabilidad del Sistema Eléctrico Paraguayo con la Operación Interconectada de Itaipu y Yacyreta

**Marcos Andrés Cáceres Almeida** <sup>[1]</sup>  
socramc1@gmail.com

**Silvia Carolina Arrúa Martínez** <sup>[1]</sup>  
silvita76@gmail.com

**Enrique Ramón Chaparro Viveros** <sup>[2][3]</sup>  
cver@itaipu.gov.py

<sup>[1]</sup> **Facultad de Ingeniería – Universidad Nacional de Asunción – UNA**  
Campus Universitario – San Lorenzo – Paraguay.

<sup>[2]</sup> **Itaipu Binacional**  
Central Hidroeléctrica – Hernandarias – Alto Paraná – Paraguay.

<sup>[3]</sup> **Facultad Politécnica – Universidad Nacional del Este – UNE**  
Campus de la Universidad Nacional del Este – Alto Paraná – Paraguay.

### Paraguay

## RESUMEN

El Sistema Eléctrico Paraguayo (SIP), administrando y operado por la ANDE (Administración Nacional de Electricidad), cuenta con dos grandes centrales hidroeléctricas, que operan actualmente de forma separada, alimentando radialmente dos sub-sistemas: el Sub-Sistema 1 (SS1), cuya fuente principal de alimentación es Itaipu, y el Sub-Sistema 2 (SS2), siendo abastecido por Yacyretá.

Esta configuración operativa es adoptada como consecuencia de la debilidad del sistema eléctrico, ya que una posible interconexión de las referidas centrales hidroeléctricas, en el nivel de tensión de 220kV, habrá inestabilidad transitoria; y, además, esta topología resulta en un sistema eléctrico de baja confiabilidad, y restringe la capacidad de transmisión durante contingencias y/o en condiciones de operación de plena carga.

En el 2013 fue puesta en operación la línea de transmisión en 500kV, conectando la Subestación de Margen Derecha (SE-MD), de Itaipu, con la Subestación de Villa Hayes (ES-VHA), de la ANDE, denominada LT 500kV MD-VHA. También, en el año 2016, la ANDE prevé la construcción y puesta en servicio de la segunda línea de transmisión, en 500kV, que conectara la Subestación de Ayolas (ES-AYO), con la ES-VHA, denominada LT 500kV AYO-VHA. Con estas dos obras finalizadas, y operando normalmente, se tendrá un importante incremento en la capacidad de transmisión del SIP.

El objetivo del presente trabajo consiste en evaluar, en régimen permanente y dinámico, la estabilidad y confiabilidad de la operación interconectada del SIP, a nivel de 500kV entre Itaipu y Yacyretá, considerando la primera y la segunda línea de transmisión en 500kV. En el estudio se considera la configuración normal de operación de los generadores del sector de 50Hz de Itaipu, con sus estabilizadores de potencia desconectados. También se analiza la ventaja que implica la activación y ajuste local de aquellos estabilizadores.

## PALABRAS CLAVES

Estabilidad de Régimen Permanente y Transitoria, Operación Interconectada, Central Hidroeléctrica de Itaipu y Yacyretá.

## 1 INTRODUCCIÓN

El SIP se abastece de energía eléctrica principalmente de las centrales hidroeléctricas de Itaipu y Yacyretá. Cuenta, además, con la central hidroeléctrica de Acaray, que funciona como una central de punta, y algunas pequeñas centrales eléctricas de generación térmica de menor porte.

Actualmente, el Sistema Interconectado Nacional (SIN) se encuentra operando en dos subsistemas aislados: el SS1, cuya fuente principal de alimentación es Itaipu, y el SS2, siendo abastecido por Yacyretá. Dicha separación se debe a la inestabilidad del sistema eléctrico ante una interconexión de los sistemas eléctricos paraguayo, brasileño y argentino, a través de las centrales de Itaipu y Yacyretá, respectivamente, debido principalmente a las diferencias de estatismos entre el sistema brasileño (mayoritariamente con parque generador hidráulico) y argentino (mayoritariamente con parque generador térmico), y el débil vínculo de interconexión con el que se cuenta (una red de transmisión en 220kV en su mayor parte).

Como parte de los refuerzos requeridos para el sistema de transmisión del SIN, con vista a atender la creciente demanda, se ha puesto en servicio la línea LT 500kV MD-VHA. A su vez, para el año 2016, la ANDE tiene prevista la energización de la segunda línea en 500kV, conectando la ES-AYO con la ES-VHA. Con estas dos obras finalizadas, y operando convenientemente, se tendrá un importante incremento en la capacidad de transmisión del SIP, y un vínculo, en 500kV, entre Itaipu y Yacyretá, pudiendo solucionar los problemas de estabilidad de voltaje e interconexión [1].

Es objetivo del presente trabajo realizar una evaluación, tanto en régimen permanente como en régimen dinámico, y la viabilidad y estabilidad de la operación interconectada del sistema eléctrico, a nivel de 500kV, entre Itaipu y Yacyretá, considerando la primera y la segunda línea de transmisión en 500kV. De esa manera, en el estudio se considera la configuración normal del sistema de excitación de los generadores del sector de 50Hz de Itaipu, con sus Estabilizadores de Sistemas de Potencia (ESP) desconectados. También, se presenta un análisis de la ventaja de activación y ajuste local de aquellos estabilizadores.

## 2 ESTABILIDAD ANGULAR

Los grandes sistemas eléctricos deben ser capaces de operar de forma adecuada, tanto en presencia de pequeñas variaciones de carga, como ante grandes perturbaciones [2].

### 2.1 Conceptos sobre Estabilidad Angular

Cuando varios generadores operan de forma interconectada, sus respectivos rotores giran en sincronismo, en condiciones normales; y, ante una perturbación, deben ser capaces de alcanzar rápidamente un nuevo estado de equilibrio, para mantener el sincronismo y no afectar la operación normal del sistema. Pequeñas variaciones en la carga, o en la generación, pueden ocasionar inestabilidad, dependiendo de las condiciones iniciales de operación, la robustez del sistema de transmisión y del tipo de control de excitación. En el análisis de la estabilidad de pequeñas perturbaciones, es posible linealizar el sistema de ecuaciones que describen la dinámica de los componentes del sistema eléctrico.

Ante grandes perturbaciones, la respuesta del sistema depende de la relación no lineal potencia – ángulo. Usualmente, la configuración topológica del sistema eléctrico se altera luego de la perturbación, por lo que el punto de operación final estable difiere de la condición estable pré-disturbio.

### 2.2 Dinámica del rotor y Ecuación de Oscilación

En condiciones normales de operación, el torque mecánico de entrada, en un generador, es igual al torque eléctrico de salida, sin considerar las pérdidas mecánicas. Si hay desbalance entre ambos, el rotor acelera, o desacelera. La ecuación (1) describe el comportamiento dinámico del rotor, y se denomina ecuación de oscilación. La variable de estado corresponde a la posición angular del rotor.

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_a = P_m - P_e \quad (1)$$

La ecuación (1) es la expresión matemática fundamental que gobierna la dinámica rotacional de la máquina síncrona, en los estudios de estabilidad.

### 2.3 Modelo de Generadores Síncronos

Los generadores ssíncronos están representados, básicamente, por ecuaciones de aceleración del rotor (Ecuación de oscilación), y ecuaciones de la dinámica del flujo eléctrico, que describen el comportamiento dinámico de los circuitos ubicados en el rotor y en el estator. Aplicando la Transformada de Park, al sistema de ecuaciones diferenciales no lineales, se obtiene un sistema de ecuaciones referenciados a los ejes directo y de cuadratura, obteniéndose un modelo consistente en dos redes independientes, sin influencia del uno sobre el otro, en donde los valores de corriente y voltaje son considerados constantes [4].

En el presente trabajo, se utilizó el paquete de software PSAT (Power System Analysis Toolbox); el cual, constituye una herramienta, elaborada para fines académicos y científicos, completamente desarrollada en MatLab®, de distribución gratuita [3]. El PSAT fue elaborado para análisis del régimen permanente y del régimen dinámico de Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP). En ese contexto, fue utilizado el modelo 5.2 (modelo pre-definido) para representar los generadores de Itaipu y Yacyreta.

#### 2.3.1 Regulador Automático de Tensión (RAT)

El RAT es un dispositivo de control, del sistema de excitación de generadores, que regula el voltaje terminal de la máquina, a través de la comparación periódica del voltaje monitoreado en el estator, con un voltaje de referencia. Cuando existe una diferencia substancial entre dichos valores, se genera automáticamente una alteración proporcional en el valor de la corriente de campo, y se produce la cantidad necesaria de reactivos para mantener el voltaje terminal dentro de valores permitidos [4].

Para el ajuste de tal dispositivo de regulación, se recurrió al procedimiento descrito en [5], en donde se altera súbitamente el valor del voltaje de referencia (variación en escalón), y se monitorea el voltaje terminal. Los parámetros se consideran ajustados cuando el error cuadrático medio, entre el voltaje terminal y el de la referencia, son menores que una tolerancia. Tanto el ESP como el Regulador Automático de Velocidad (RAV) deben estar desactivados.

#### 2.3.2 Regulador Automático de Velocidad (RAV)

El objetivo del RAV es mantener la velocidad angular del rotor, próxima a un valor pre-especificado (valor nominal), ya que está asociada a la frecuencia del SEP. En los generadores hidráulicos, el RAV debe actuar sobre los dispositivos que controlan la admisión de agua a la turbina. Básicamente, el sistema de regulación de velocidad de los generadores hidráulicos está compuesto por un sensor que se encarga de detectar los cambios en la velocidad de la máquina, y suministra una señal proporcional al error entre la velocidad medida y la referencia, que determina el porcentaje de cierre, o apertura, del distribuidor que regula el flujo de agua en la turbina. En el caso de sistemas eléctricos interconectados, y multi-máquinas, que atienden de forma conjunta a la demanda de potencia, se requiere de una característica importante de los RAVs, denominado *estatismo*, la cual determina la reducción de velocidad, en estado estable, en función de la demanda. Esto se representa a través de la curva *Carga-Velocidad*. El *estatismo* generalmente tiene un valor de 5% para 10% [4]. El ajuste de sus parámetros sigue los delineamientos descritos en [4].

#### 2.3.3 Estabilizador de Sistemas de Potencia

Los ESPs proveen de una señal complementaria al voltaje de referencia del RAT, en el sistema de excitación, para aumentar el amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas, lográndose con esto, una mejora substancial del desempeño dinámico. Usualmente, la señal de entrada del ESP es la velocidad angular del rotor [4]. Uno de los métodos utilizados para ajuste de los parámetros del ESP tiene como base el criterio de Nyquist [5]. En el presente trabajo, el ESP fue ajustado siguiendo los delineamientos descritos en [6].

### 3 ANALISIS DE DESEMPEÑO DE LA INTERCONEXION DEL SIN EN 500KV

#### 3.1 Configuración del SIN

En el presente trabajo, el sistema de transmisión del SIN, en su totalidad, se representa hasta el nivel de 220kV. Se representan a las centrales de Itaipu y Yacyretá, a las principales subestaciones de 500kV: SE-MD, ES-AYO, y ES-VHA, así como todas las subestaciones de 220 kV que son Acaray (ES-ACY), Limpio (ES-LIM), Coronel Oviedo (ES-COV), Guarambaré (ES-GUA), San Lorenzo (ES-SLO), entre otras. Se emplean modelos pre-definidos del PSAT para representar a los Compensadores Estáticos de Reactivos (CER), en ES-LIM y ES-SLO, siendo representados estos últimos hasta el nivel de 66kV. La central hidroeléctrica de Acaray se representa como una inyección de potencia constante, y los sistemas eléctricos argentino y brasileño, como una carga modelada como impedancia constante. El modelo propuesto del SIN, representado en el PSAT, fue validado con los resultados obtenidos del programa de flujo de potencia utilizado en la ANDE [7]. Para ello, se realizaron simulaciones de flujo de potencia, utilizando el *software* PSAT, para tres escenarios de carga: demanda máxima del SIN para el verano 2012 – 2013 (Caso Base), aumento del 5% de la carga del Sistema Metropolitano, disminución del 5% de la carga del Sistema Metropolitano, obteniéndose resultados altamente satisfactorios para considerar validado el modelo [2].

#### 3.2 Modelaje y Validación de controladores del Sistema de Excitación

##### 3.2.1 Ajuste del RAT y del PSS

Siguiendo el procedimiento descrito en [5], para el RAT se optó por el modelo Tipo III del PSAT, y se realiza la simulación del incremento en escalón del 10% del voltaje de referencia. El ESP y el RAV, del correspondiente generador, están desactivados durante el procedimiento de ajuste.

A su vez, los ESPs de las centrales hidroeléctricas de Itaipú y Yacyretá fueron ajustados siguiendo los delineamientos del criterio de Nyquist, tal como se describe en [6]. Para el ajuste del ESP, se consideran los parámetros del RAT y del RAV ajustados previamente. Para el caso de Yacyretá, fueron comparados los resultados obtenidos del modelo completo, utilizado por la ANDE, con el modelo pre-definido del PSAT, previamente ajustado, obteniendo resultados altamente satisfactorios [2].

##### 3.2.2 Ajuste del Regulador de Velocidad (RAV)

El modelo de RAV utilizado corresponde al modelo Tipo II del PSAT. Los parámetros fueron ajustados considerando el diagrama de Bode de la función de transferencia. El sistema debe cumplir los siguientes criterios de forma a que el RAV tenga un buen desempeño [8].

$$\text{Margen de Ganancia} \geq 10 \text{ dB} \quad \text{y} \quad \text{Margen de Fase} \geq 50^\circ$$

Los resultados obtenidos, para representar el RAV, asociado a Itaipú y Yacyretá en el PSAT, fueron satisfactorios, tal como se describe en [2].

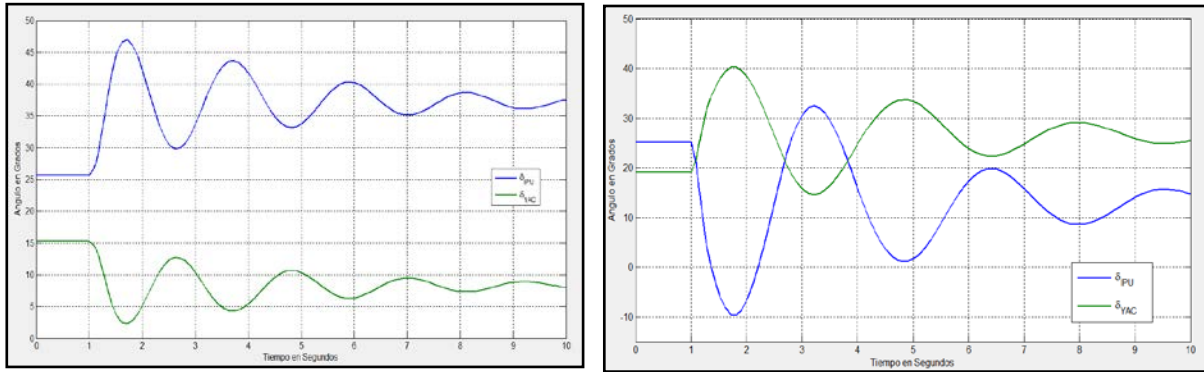
#### 3.3 Evaluación de Desempeño del SIN interconectado

Fueron consideradas cuatro contingencias: a) Cortocircuito en la SE-MD 500kV y apertura de la LT 500kV MD-VHA, b) Cortocircuito en la ES-AYO 500kV y apertura de la LT 500kV AYO-VHA, c) Cortocircuito en la barra de 500kV de Foz de Iguazú y rechazo de carga del sistema brasileño, y d) Cortocircuito en la ES-AYO 500kV y rechazo de carga del sistema argentino.

##### 3.3.1 Cortocircuito en la SE-MD 500kV y apertura de la LT 500kV MD-VHA

Se consideran despachos de Yacyretá al SIN comprendidos entre 500 y 1500 MW. La condición más desfavorable corresponde al despacho de 500 MW. En el mencionado intervalo de despacho de Yacyretá para el SIN, el sistema interconectado permanece estable ante la perturbación simulada.

En la **Figura 1** se observa el valor instantáneo del ángulo interno del rotor de Itaipu,  $\delta_{IPU}$ , y el de Yacyreta,  $\delta_{YAC}$ , ante la ocurrencia del evento. Se observa un amortiguamiento lento de las referidas variables electromecánicas. Con la implementación del PSS de IPU se logra disminuir la amplitud de las oscilaciones.



(a)  $\delta_{IPU}$  y  $\delta_{YAC}$ , estando Itapúa 50Hz **sin** ESP.

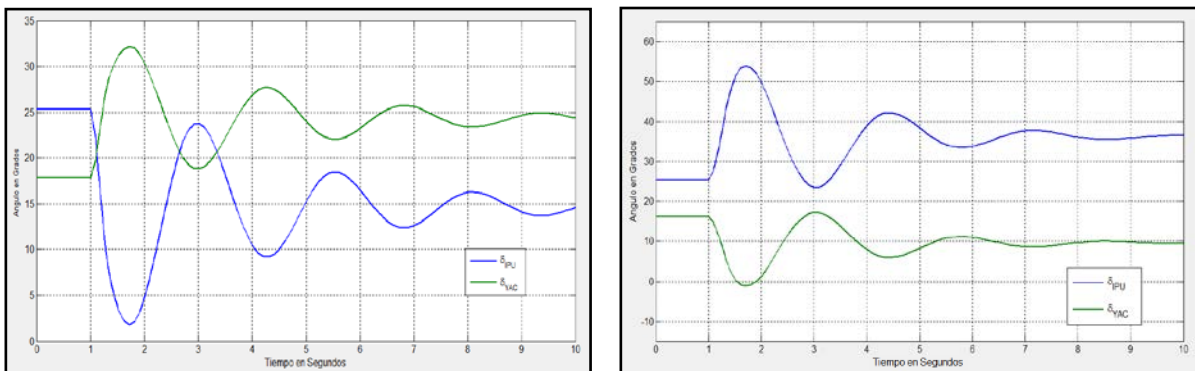
(b)  $\delta_{IPU}$  y  $\delta_{YAC}$ , estando Itapúa 50Hz **con** ESP.

**Figura 1** – Ángulo interno de los rotores de los generadores – cortocircuito en SE-MD 500kV.

### 3.3.2 Cortocircuito en la ES-AYO 500kV y apertura de la LT 500kV AYO-VHA

Los resultados más relevantes son para los valores de:

- **Despacho de Yacyretá al SIN 600 MW:** el SIN presenta un comportamiento estable, como se muestra en la **Figura 2**, con los valores instantáneos de los ángulos internos amortiguados. En la misma se ve que  $\delta_{YAC}$  tiende a acelerar, debido a la falla en la Subestación de Ayolas. Las oscilaciones son poco amortiguadas, debido a que las oscilaciones no estabilizan luego de transcurridos 4 segundos. El amortiguamiento de las oscilaciones se incrementa con la activación de los ESPs de Itaipu 50Hz.
- **Despacho de Yacyretá al SIN 1000 MW:** El SIN presenta un comportamiento estable ante la falla simulada, con oscilaciones de amplitud decreciente, conforme se muestra en la **Figura 3**. Pero se debe tomar medidas correctivas de tal forma a no superar las capacidades nominales de las líneas de 220 kV provenientes de Ayolas.



(a)  $\delta_{IPU}$  y  $\delta_{YAC}$ , estando Itapúa 50Hz **sin** ESP.

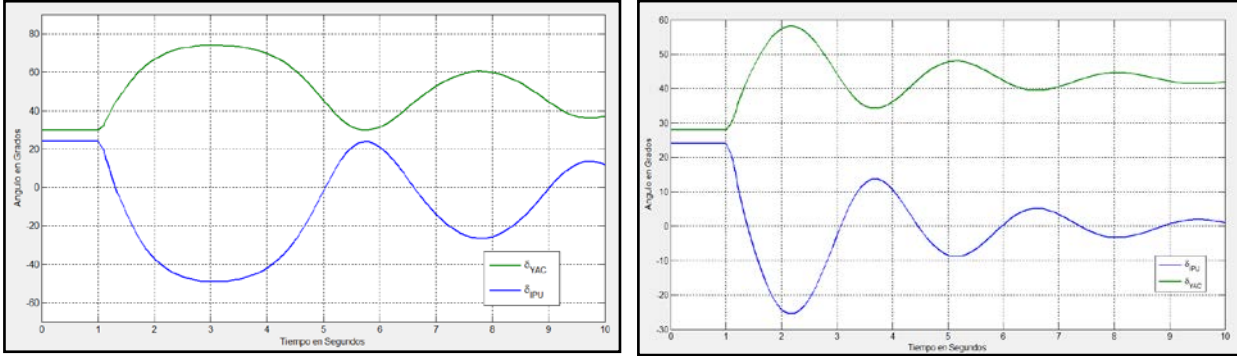
(b)  $\delta_{IPU}$  y  $\delta_{YAC}$ , estando Itapúa 50Hz **con** ESP.

**Figura 2** – Respuesta al cortocircuito en ES-AYO 500kV – Despacho de Yacyretá = 600MW.

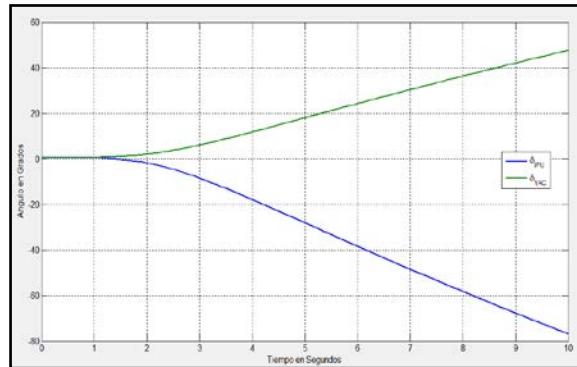
- **Despacho de Yacyretá al SIN 1500 MW:** Con un despacho mayor a 1000 MW se pierde el sincronismo entre las máquinas de IPU y YAC, como se muestra en la **Figura 4**.



**XI SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO – CIGRÉ Paraguay**  
24, 25 y 26 de Setiembre de 2014



**Figura 3** – Respuesta al cortocircuito en ES-AYO 500kV – Despacho de Yacyretá = 1000MW.

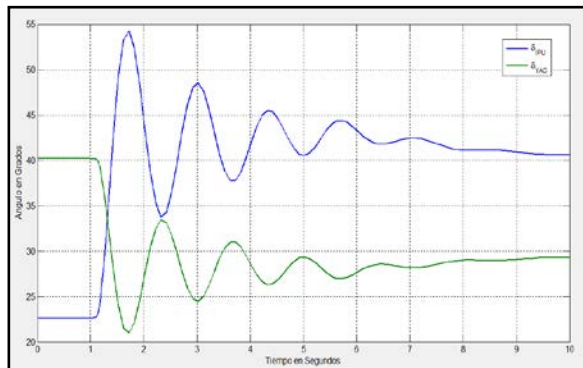


**Figura 4** – Respuesta al cortocircuito en ES-AYO 500kV – Despacho de Yacyretá = 1500MW.

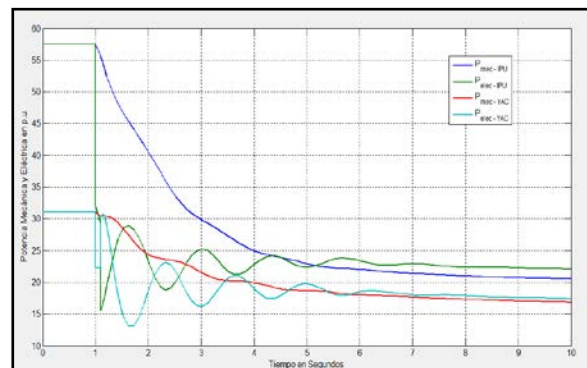
Pero con la disminución del despacho de 1500 MW a 900 MW luego de la perturbación se consigue mantener la estabilidad, aunque se tiene sobrecarga en el sistema de transmisión de 220 kV AYO-SPA. Se evita tal sobrecarga disminuyendo a 600 MW el valor de despacho de Yacyretá.

**3.3.3 Cortocircuito en la barra de 500kV de Foz y rechazo de carga del Sistema Brasileño**

En la condición más desfavorable, cuando Yacyretá despacha al SIN 1500 MW, y desde Itaipu 50Hz, el despacho es de 750 MW, se obtuvieron respuestas estables. En la **Figura 5**, se muestran las curvas de respuesta de los ángulos de los rotores ( $\delta_{IPU}$  y  $\delta_{YAC}$ ).



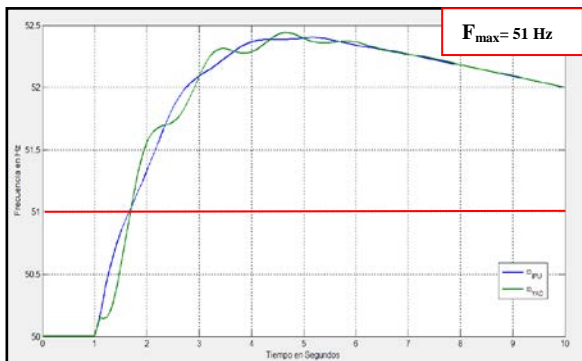
**Figura 5** – Respuesta al cortocircuito en Foz 500kV – Despacho de Yacyretá = 1500MW.



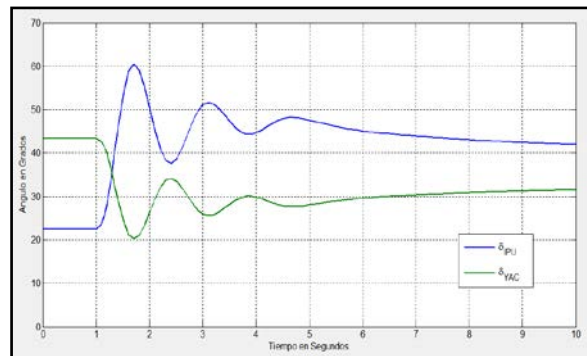
**Figura 6** – Respuesta al cortocircuito en Foz 500kV – Despacho de Yacyretá = 1500MW.

En la **Figura 6**, se muestra la generación de potencia en Itaipu y Yacyretá, para el mismo evento. Se observa que la generación de ambas disminuye, debido a la pérdida del gran bloque de carga, que representa el Sistema Brasileño.

Se observa, que durante el tiempo de simulación, la potencia mecánica y la eléctrica se mantienen con valores diferentes, lo que indica que el RAV no corrige la frecuencia del sistema eléctrico, tal que permanece fuera de los rangos aceptables, inmediatamente después del disturbio (ver **Figura 7**). Con la activación y ajuste de los ESPs en Itaipu, se consigue una mejora substancial tanto en el amortiguamiento del sistema como en la regulación de frecuencia (ver **Figura 8**).



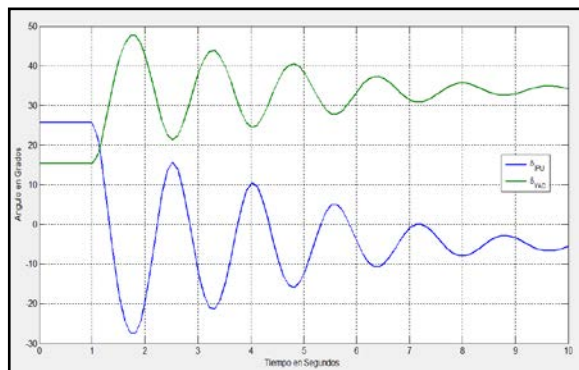
**Figura 7** – Respuesta de la frecuencia del SIP luego del cortocircuito en Foz 500 kV.



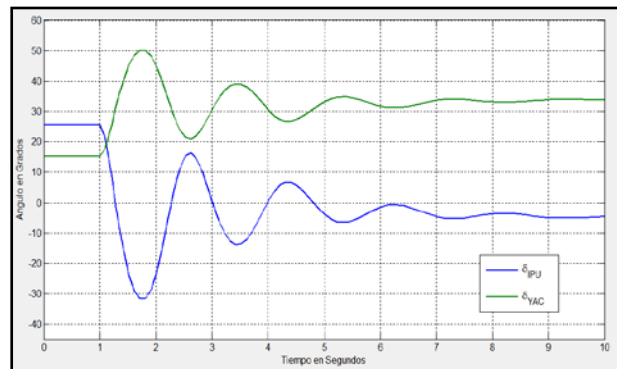
**Figura 8** –  $\delta_{IPU}$  y  $\delta_{YAC}$ , estando Itaipuá 50Hz con ESP – cortocircuito en Foz 500kV.

### 3.3.4 Cortocircuito en la ES-AYO 500kV y rechazo de carga del Sistema Argentino

El evento se analizó para valores de despacho de Yacyretá al SIN entre 500 y 1500 MW. Para esta perturbación, la condición de operación inicial más crítica ocurre para un despacho de 500MW de Yacyretá. Las curvas de respuesta de los ángulos  $\delta_{IPU}$  y  $\delta_{YAC}$  se muestran en la **Figura 9 (a)**. La respuesta es oscilatoria; sin embargo, con la activación y ajuste de los ESP de Itaipu 50Hz, dichas oscilaciones son amortiguadas, conforme se indica en **Figura 9 (b)**.



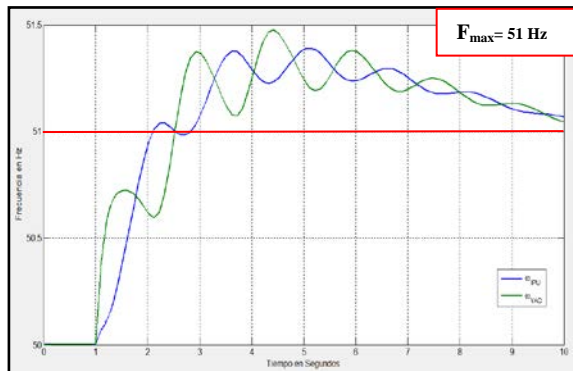
**(a)**  $\delta_{IPU}$  y  $\delta_{YAC}$ , estando Itaipu 50Hz sin ESP.



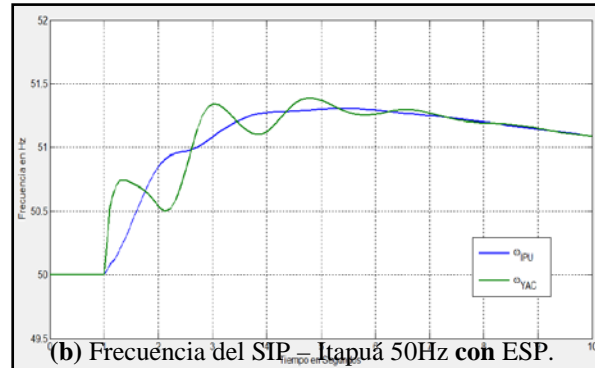
**(b)**  $\delta_{IPU}$  y  $\delta_{YAC}$ , estando Itaipu 50Hz con ESP.

**Figura 9** – Respuesta al cortocircuito en ES-AYO 500kV – Rechazo de carga del sistema argentino.

La frecuencia del SIP, luego de ocurrido el cortocircuito, se mantiene fuera de los rangos aceptables (49-51Hz), lo que implica emplear medidas correctivas. Con la activación y ajuste del ESP en Itaipu 50Hz se corrige substancialmente este inconveniente, tal como se muestra en la **Figura 10**.



(a) Frecuencia del SIP – Itaipu 50Hz sin ESP.



(b) Frecuencia del SIP – Itaipu 50Hz con ESP.

**Figura 10** – Respuesta de frecuencia del SIP para el evento simulado.

Como se puede apreciar en la **Figura 10 (b)**, se alcanza un valor máximo de frecuencia igual a 51,4Hz, en régimen transitorio; el cual, se estabiliza en 51Hz en aproximadamente 5 segundos. Sin embargo, aumentando el despacho de Yacyretá al SIN, se consigue obtener una respuesta en el cual la frecuencia del sistema alcanza la frecuencia nominal promedio de 50Hz. Eso ocurre a partir de un valor de despacho de 1000 MW desde Yacyretá.

#### 4 CONCLUSIONES

Ante la posibilidad de una operación interconectada, de los subsistemas SS1 y SS2, teniendo únicamente la línea de 500 kV MD-VHA en servicio, se vio la necesidad de activar y ajustar los ESPs de Itaipu 50Hz, para incrementar el amortiguamiento de las oscilaciones, luego de las grandes perturbaciones consideradas.

Con la segunda LT de 500 kV AYO-VHA, y teniendo los ESPs de Itaipu 50Hz desactivados, se evaluó el posible rango de despacho de Yacyretá al SIN, y se encontró que para valores menores, o iguales a 600 MW, el SIN tiene un comportamiento estable ante la desconexión de LT de 500 kV AYO-VHA, no requiriéndose medidas especiales. Para valores entre 600 MW y 1000 MW, el comportamiento es estable, pero será necesario medidas correctivas, para evitar sobrecargas en algunas líneas de transmisión. Si el despacho es mayor a 1000 MW se presentarán problemas de estabilidad, requiriéndose medidas correctivas para evitar pérdida de sincronismo. Conforme con los resultados obtenidos, con la activación de los ESPs de Itaipu, mejora el desempeño transitorio del SIP. Además, se observó la necesidad de implementar un sistema de control automático de generación a fin de controlar, y regular, también, el equilibrio carga-frecuencia del SIP y sus intercambios con los sistemas eléctricos brasileño y argentino. Por lo tanto, la interconexión de las centrales de Itaipu y Yacyreta, teniendo en cuenta las restricciones de despacho de Yacyretá al SIN.

#### BIBLIOGRAFIA

- [1] Plan Maestro de Generación y Transmisión, Periodo 2012 – 2021, ANDE.
- [2] Marcos C., Silvia A. *Análisis de estabilidad del Sistema Eléctrico Paraguayo con la operación interconectada de las centrales de Itaipu y Yacyretá*. Trabajo Final de Grado – Facultad de Ingeniería de la UNA, 2012.
- [3] Federico M., *User Guide for PSAT v.1.3.4*, 2005.  
<http://faraday1.ucd.ie/psat>. <http://www.uclm.edu>
- [4] CEPTEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. Programa ANATEM – Análise de Transitórios Eletromecânicos. Manual de Usuário V10.04.05, Rio de Janeiro – Brasil.
- [5] P. Kundur, *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill, 1994.



XI SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO – CIGRÉ Paraguay  
24, 25 y 26 de Setiembre de 2014

- [6] Martins N., Lima L. T G, “*Eigenvalue and Frequency Domain Analysis of Small-Signal Electromechanical Stability Problems*”. IEEE Symposium on Application of Eigen analysis and Frequency Domain Method for System Dynamic Performance, 1989.
- [7] CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. Programa ANAREDE – Programa de Análise de Redes. Manual de Usuário V09.07.05, Rio de Janeiro – Brasil.
- [8] Ogata K. *Ingeniería de Control Moderna*. Pearson Educación, 2003.