



## VI ENCONTRO REGIONAL LATINO-AMERICANO DA CIGRÉ

28 de Maio a 1º de Junho de 1995  
Foz do Iguazu - Paraná - Brasil



### COMPARACION DE LA REALIZACION DEL CUARTO VINCULO ENTRE COMAHUE Y BUENOS AIRES, EN CORRIENTE ALTERNA O CONTINUA, CON RESPECTO A LA ESTABILIDAD DEL SISTEMA

Mario C. Beroqui Prof.Ap. CIC  
IITREE-UNLP (\*). Argentina

Jean Riubrugent  
IITREE-UNLP (\*). Argentina

#### Resumen

Se llevan a cabo análisis comparativos por simulación, en cuanto a la estabilidad del sistema, de la realización de un cuarto vínculo entre Comahue y Buenos Aires, en corriente alterna o en corriente continua. De los resultados obtenidos surgen ventajas comparativas, en lo que a estabilidad se refiere, a favor de la realización del vínculo en corriente continua.

Palabras Claves: Estabilidad. HVDC.

#### 1.- Introducción

La demanda del SADI evolucionará hacia el año 1998 a los 12.000 MW de pico anual. Hacia este año se habrán incorporado al sistema varias generaciones nuevas, fundamentalmente la central hidráulica de Yacyretá y centrales térmicas a gas de bajo costo de producción. Esta generación adicional será fundamentalmente de base.

Para abastecer el pico será de mucha importancia la generación de Comahue, la cual llega al centro de carga del sistema a través del sistema de transmisión Comahue-Buenos Aires. Este sistema cuenta actualmente con una doble terna en 500 kV, vínculo norte (Chocón-Puelches-Henderson-Ezeiza), y una simple terna en 500 kV, vínculo sur (Chocón-Choele-Choele-Bahía Blanca-Olavarría-Abasto).

Para 1998 la capacidad de transmisión debe incrementarse para poder transmitir, en el pico, la potencia generada en Comahue.

Se plantean dos alternativas, una de alterna consistente en la duplicación de la terna sur (Chocón-Choele-Choele-Bahía Blanca-Olavarría) y una segunda consistente en una línea de continua entre Chocón y Ezeiza.

Las dos alternativas permiten aumentar en aproximadamente 1000 MW, en estado estacionario, la transmisión entre Comahue y Buenos Aires.

Un aspecto importante a tener en cuenta en la comparación de alternativas, es la de su comportamiento ante pérdidas parciales del vínculo Comahue-Buenos Aires.

La pérdida del vínculo norte o sur no es un hecho infrecuente, sobre todo en época tornádica. Casi todos los años se da al menos un episodio de caída de torres en alguno de estos vínculos.

La pérdida de alguno de estos vínculos puede arrastrar la pérdida del otro, ya que constituye una gran perturbación para la transmisión. Si bien ante la pérdida total del vínculo, el déficit de generación en el resto del sistema estará acotado al valor de carga que son capaces de rechazar los relés de subfrecuencia, la perturbación que significa es de tal magnitud que la frecuencia en el resto del sistema descenderá muy rápidamente y

puede resultar que antes que comience a recuperarse la frecuencia, se alcancen los niveles de disparo de protecciones que aíslan partes del sistema. Corriéndose el riesgo de un desmembramiento incontrolado del sistema.

Por lo tanto, ante la pérdida de uno de los vínculos, es necesario utilizar recursos sincronizantes para evitar una pérdida completa de la vinculación Comahue-Buenos Aires. Los recursos sincronizantes son la desconexión automática de generación (DAG), resistores de frenado, interdisparo de líneas, etc.

Aunque se evite la pérdida total del vínculo, es deseable que ello se logre con la menor cantidad de generación desconectada por DAG, por las mismas razones (rápida caída de frecuencia) que ante la pérdida total.

Además, dado que la carga cortada por los relés de frecuencia será del orden de la generación desconectada, cuanto menor resulte ésta menor será la energía no suministrada y menor su perjuicio económico.

#### 2.- Criterio de comparación

La elección del criterio de comparación se basa en que:

1) Si la economía del despacho de generación requiere una muy alta generación en Comahue, no resulta razonable reducirla, por cuestiones de seguridad (estabilidad), siendo las mismas controlables.

2) La implementación de DAG, necesarios en la generación de Comahue para evitar la pérdida total del vínculo Comahue-Buenos Aires, será de un costo mucho menor que el costo de la limitación de la generación de Comahue en el despacho.

El criterio de comparación se basa en asumir la máxima generación posible en Comahue, y determinar la necesidad de actuación de desconexión automática de generación (DAG) en esta área, para evitar la pérdida total del vínculo Comahue-Buenos Aires, ante las peores perturbaciones consistentes en las pérdidas de las vinculaciones norte o sur o de continua.

#### 3.- Modelo utilizado

Dado que se pretende analizar ambas alternativas, con el fin de realizar una comparación entre los volúmenes de DAG requeridos y no dar una indicación precisa en cuanto a su valor ni a su localización, se utiliza un modelo extremadamente sencillo del sistema.

La utilización de un modelo sencillo permite centrar la atención en los aspectos fundamentales del

problema y utilizar como herramienta de simulación un programa (TUTSIM) que resulte práctico para la representación del control de potencia en la línea de continua.

Se modela el SADI en tres áreas: Comahue, Bahía Blanca y el resto del SADI. En cada una de ellas se agrupa la generación en un generador equivalente y la carga. Toda la generación y carga de Comahue se la agrupa en la barra "Chocón"; las del resto del SADI en la barra "Ezeiza".

La carga total del SADI se considera de 12000 MW, repartida 540 MW en Chocón, 300 MW en Bahía Blanca, 10560 MW en Ezeiza, y 600 MW en las estaciones intermedias de Puelches y Henderson. Estas cargas intermedias se consideran agrupadas en los extremos del vínculo, es decir 300 MW en Chocón y 300 MW en Ezeiza.

Resultando así una carga total en la barra "Chocón" de 840 MW y una de 10860 MW en la barra "Ezeiza".

La generación total instalada en Comahue será de aproximadamente 5400 MW y se considera una máxima condición de despacho de 4700 MW, o sea una utilización del 87 %.

En Bahía Blanca se considera una generación de 600 MW. El resto del sistema genera 6.700 MW.

La pérdida de toda vinculación entre Comahue y el resto del SADI, lo deja con un déficit de:

$$4700 + 600 - 540 - 300 = 4.460 \text{ MW}$$

que representa el 36.5 % (3860/10560) de su carga, que deberá ser eliminada por los relés de subfrecuencia, para alcanzar el equilibrio entre generación y carga en el resto del SADI, ante la pérdida total del vínculo.

Las vinculaciones norte y sur se consideran con la compensación serie respectiva.

Entre las barras de 500 kV de cada área y sus generadores equivalentes se considera una impedancia, representativa de los transformadores.

En las Figuras 1 y 2 se representan los unifilares con las generaciones y las cargas equivalentes, y las impedancias consideradas para ambas alternativas en base 100 MVA.

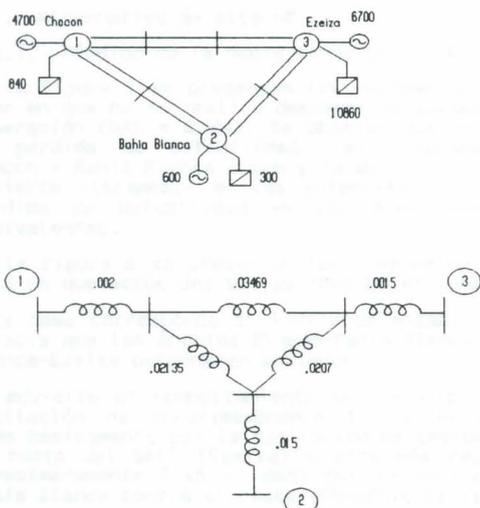


Figura 1: Alternativa con línea de alterna

La potencia mecánica entregada a los generadores se considera constante.

Los tiempos de lanzamiento de las máquinas equivalentes se adoptaron en 8 segundos.

La sensibilidad de la carga a la frecuencia se fijó en  $D = 5 \text{ p.u./p.u.}$

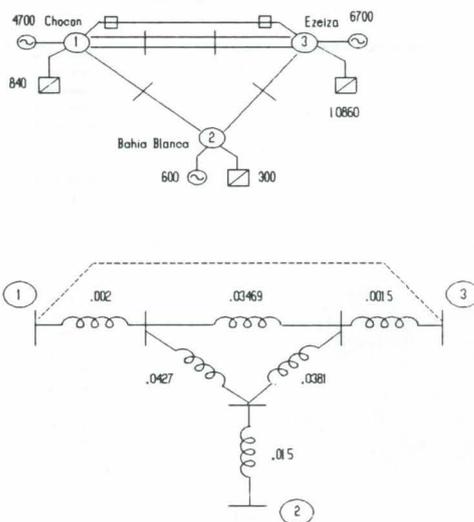


Figura 2: Alternativa con línea de continua

Se considera además que los sistemas de excitación de los generadores son perfectos, es decir la tensión de los generadores permanece en 1 p.u., durante cualquier transitorio. La desconexión automática de generadores y los interdisparos de líneas se producen al cabo de 100 ms de producida la condición de disparo. Se considera la acción de resistores de frenado en Comahue, que conectan una carga adicional de 530 MW, luego de 100 ms de producida la condición de disparo y la desconectan 300 ms después.

Para mejorar la estabilidad, la potencia por la línea de continua se hace variar en función de la diferencia entre las frecuencias de Chocón y Ezeiza, esta variación está acotada por límites permanentes y transitorios. La potencia en la línea de continua  $P_{ref}[1]$  y  $P_{ref}[2]$  (Figura 3) se establece como una potencia de referencia  $P_0$ , a la que se le suma un término proveniente de un regulador proporcional más integral ( $P + I$ ), que actúa sobre la diferencia de frecuencias entre Chocón ( $f_1$ ) y Ezeiza ( $f_3$ ). Este regulador posee para la acción integral, realimentación externa para evitar su saturación, su salida es limitada al valor de sobrecarga máxima transitoria ( $P_{mxt}$ ) resultando la señal de pedido de potencia  $PR$ .

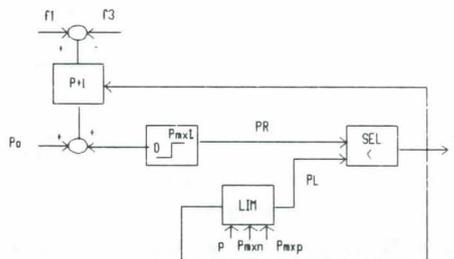


Figura 3: Establecimiento de la potencia por la línea de continua

Esta señal compete con la señal de limitación dinámica PL, en un selector de mínima, resultando la potencia de la línea P.

La función de limitación dinámica es tal que cuando la potencia supera la máxima potencia de operación normal (Pmxn = 1.000 MW en este caso), la potencia límite PL comienza a descender desde el valor de potencia máxima transitoria (Pmxt), hasta el valor de potencia máxima permanente (Pm xp), con una rampa de pendiente p.

Se consideraron dos casos de distintas capacidades de sobrecarga. Un caso de alta capacidad de sobrecarga (Pmxt = 2000, Pm xp = 1500, p = -200 MW/s y un caso de capacidad menor de sobrecarga moderada (Pmxt = 1500, Pm xp = 1300, p = -40 MW/s).

En la Figura 4 se muestra la evolución temporal de PL para ambos casos al superarse el valor máximo de operación normal

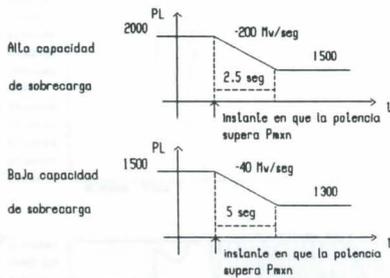


Figura 4: Evolución temporal del límite de potencia para los casos de alta y baja capacidad de sobrecarga

4.- Casos analizados

A partir de los flujos de carga correspondiente a las Figuras 1 y 2, y luego de 1 segundo, se produce la pérdida de la doble terna Chocón-Ezeiza, o del vínculo Bahía Blanca-Ezeiza o de la línea de continua.

Se presentan las evoluciones de los ángulos entre Chocón-Bahía Blanca (1), Chocón-Ezeiza (2) y Bahía Blanca-Ezeiza (3), las frecuencias en Chocón (1), Bahía Blanca (2) y Ezeiza (3) y las potencias generadas por Chocón (1), Bahía Blanca (2) y Ezeiza (2) y la potencia transmitida por la línea de continua, para los distintos casos analizados.

4.1.- Alternativa de alterna

4.1.1.- Pérdida de la doble terna Chocón-Ezeiza

En la Figura 5 se presentan las respuestas para el caso en que no se realice desconexión automática de generación (DAG = 0 MW). Se observa que se produce la pérdida de estabilidad. Las frecuencias de Chocón y Bahía Blanca suben y la de Ezeiza baja. Se advierte claramente en las potencias generadas la pérdida de estabilidad en los tres generadores equivalentes.

En la Figura 6 se presentan las respuestas para el caso en que actúe una DAG de 1800 MW en Comahue.

Este caso corresponde al límite de estabilidad. Se aprecia que los ángulos Chocón-Bahía Blanca y Bahía Blanca-Ezeiza permanecen acotados.

Se advierte un comportamiento oscilatorio, con una oscilación de aproximadamente 1.5 s de período, dada básicamente por la oscilación de Chocón contra el resto del SADI (Ezeiza) y otra más rápida, de aproximadamente 0.45 s, dada por la oscilación de Bahía Blanca contra el resto (Chocón + Ezeiza).

Las características de estas oscilaciones se pueden apreciar en las curvas de potencias generadas, donde se ve claramente la oscilación lenta en contrafase entre Chocón y Ezeiza y en Bahía Blanca solamente la oscilación rápida con el resto.

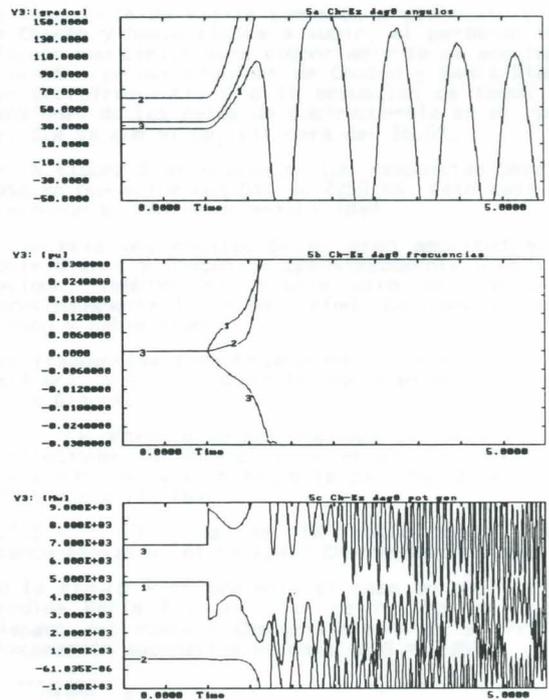


Figura 5

En un principio las frecuencias de Chocón y Bahía Blanca suben y la de Ezeiza baja. Al producirse la actuación de la DAG, Chocón y Bahía Blanca comienzan a bajar.

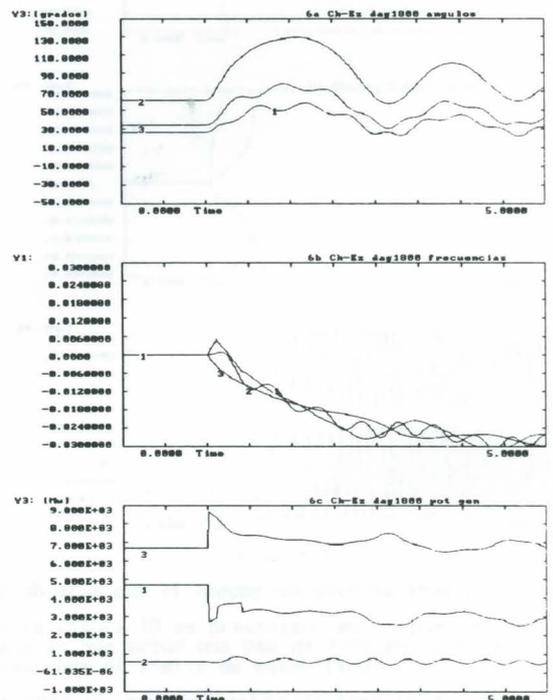


Figura 6

Nótese que dado que la DAG saca el 15 % de la generación del sistema (1800/12000), al cabo de sólo 0.85 s la frecuencia bajará aproximadamente:

$$\delta f \approx \frac{\delta P}{T} t = \frac{-0.15}{8} 0.85 = -0.01594 \text{ p.u.}$$

que corresponde a 49,2 Hz. O sea que en menos de un segundo se alcanza el primer escalón de los relés de subfrecuencia.

4.1.2.- Pérdida de la doble terna Bahía Blanca-Ezeiza

En la Figura 7 se presenta el caso en que no se realice desconexión automática de generación (DAG = 0 MW).

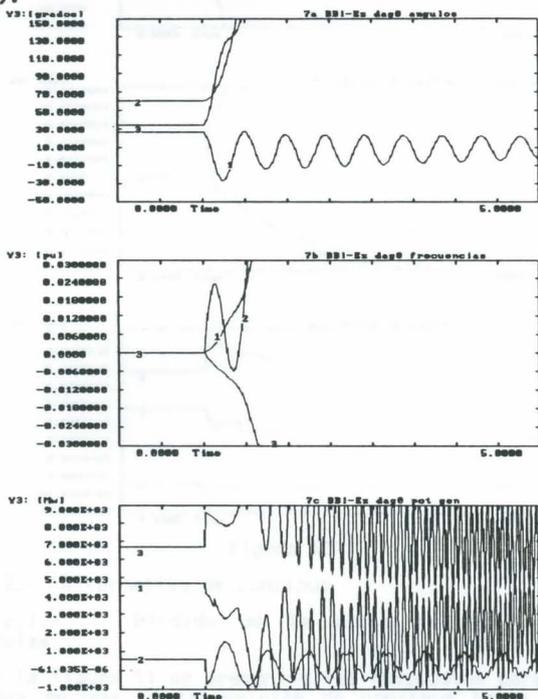


Figura 7

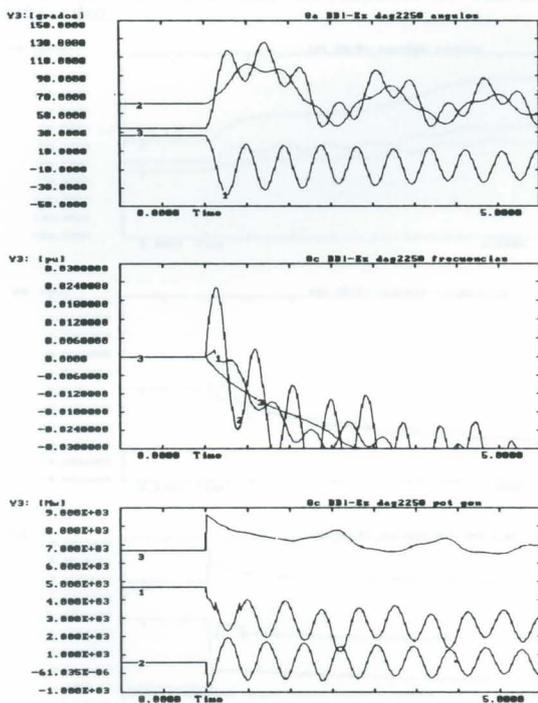


Figura 8

Se observa que el comportamiento es inestable. Luego de perder Bahía Blanca-Ezeiza, se pierde por estabilidad Chocón-Ezeiza, quedando unidas Chocón y Bahía Blanca.

La frecuencia de Ezeiza comienza a disminuir y las de Chocón y Bahía Blanca a subir, al perderse todo vínculo con Ezeiza este comportamiento se acentúa y llevará a perder máquinas de Chocón y Bahía Blanca por sobrefrecuencia y a la actuación de todos los escalones de los relés de subfrecuencia en el resto del SIN ya que el déficit será del 36.5%.

En la Figura 8 se presentan las respuestas para el caso en que actúe una DAG de 2250 MW. Este caso corresponde al límite de estabilidad.

Se aprecia una oscilación de gran amplitud entre Bahía Blanca y Chocón de aproximadamente 0.45 s de período. También se aprecia otra más lenta de aproximadamente 1.3 s de período básicamente entre Chocón y Bahía Blanca.

Las frecuencias caen bruscamente ya que el déficit será del 19 % y se advierte una gran oscilación en Bahía Blanca.

La potencia de Bahía Blanca presenta fuertes oscilaciones de potencia, razón por la cual puede que alguna protección saque la máquina de servicio, en la operación real.

4.1.3.- Pérdida de la doble terna Bahía Blanca-Ezeiza e interdisparo Chocón-Bahía Blanca

En la Figura 9 se presenta el caso en que ante la pérdida Bahía Blanca-Ezeiza se realice un interdisparo del vínculo Chocón-Bahía y no se realice desconexión automática de carga (DAG = 0 MW).

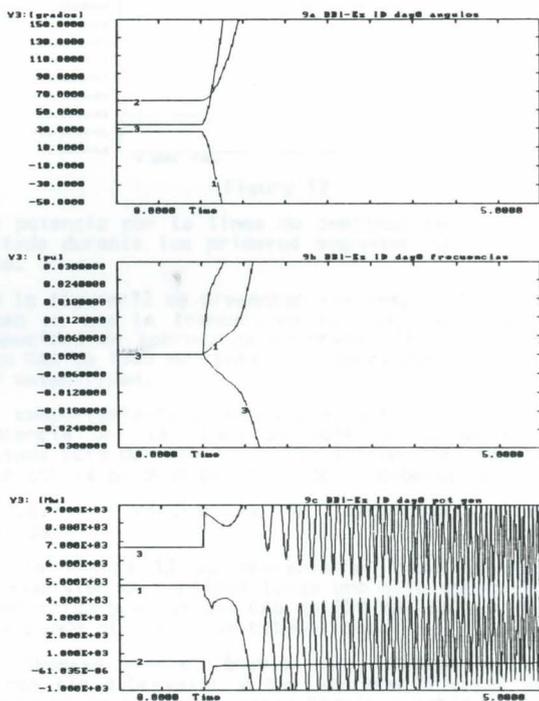


Figura 9

Se observa que el comportamiento es inestable.

En la Figura 10 se presentan las respuestas para el caso en que actúe una DAG de 1700 MW. Este caso corresponde al límite de estabilidad.

Se aprecia una oscilación de aproximadamente 1.5 s de período entre Chocón y Ezeiza.

Las frecuencias de Chocón y Ezeiza caen bruscamente debido al déficit de generación que será del orden del 22 % de la carga.

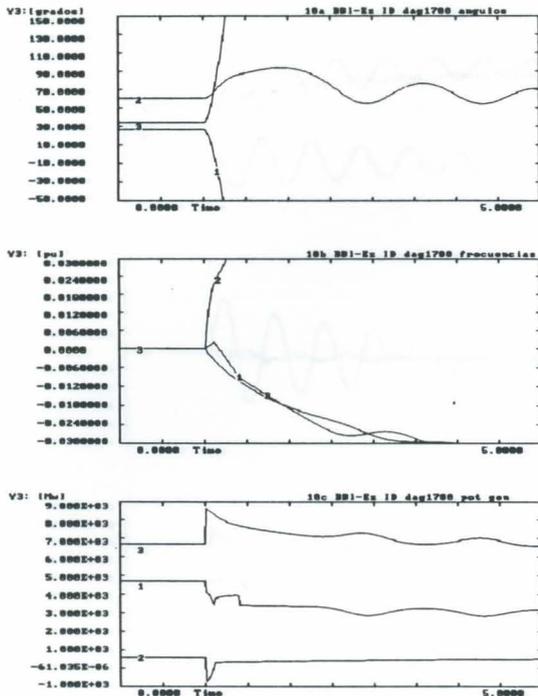


Figura 10

4.2.- Alternativa de continua

4.2.1.- Pérdida de la doble terna Chocón-Ezeiza

En la Figura 11 se presentan las respuestas para el caso en que la transmisión de continua tenga una alta capacidad de sobrecarga (Fig. 4) y actúe una DAG de 1050 MW. Este caso corresponde al límite de estabilidad.

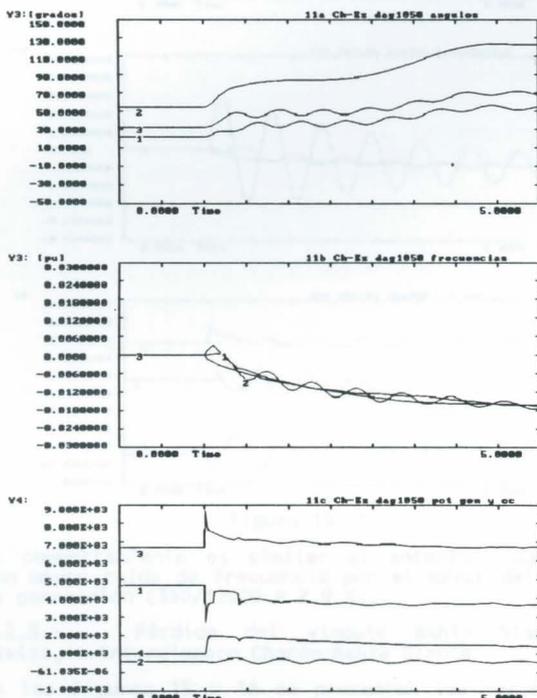


Figura 11

Se observa un comportamiento fuertemente amortiguado, persistiendo oscilaciones de pequeña ampli-

tud entre Bahía Blanca y el resto del sistema de 0.5 s de período.

Los ángulos se establecen sin sobrevalor, las frecuencias disminuyen por la pérdida del 9 % de la generación (1050/12000).

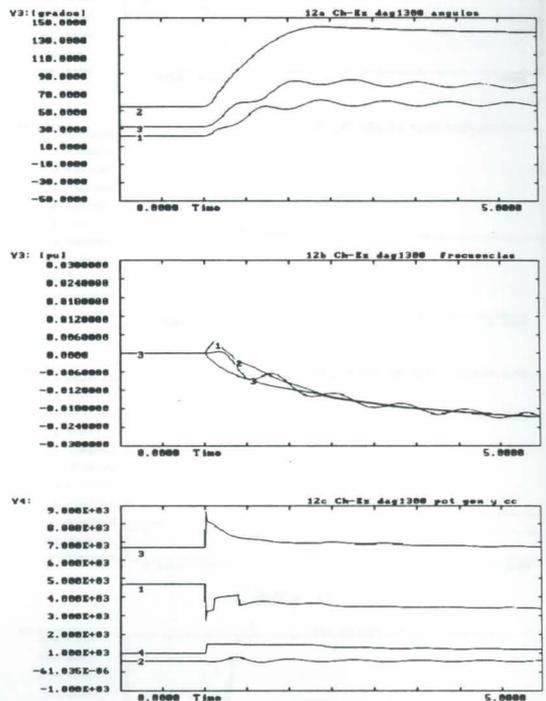


Figura 12

La potencia por la línea de continua permanece limitada durante los primeros segundos del transitorio.

En la Figura 12 se presentan las respuestas para el caso en que la transmisión de continua tenga una capacidad de sobrecarga moderada (Fig. 4) y actúe una DAG de 1300 MW. Este caso corresponde al límite de estabilidad.

El comportamiento es similar al anterior, aunque la potencia por la línea de continua permanece limitada sólo durante 1.5 s las frecuencias caen algo más por la pérdida del 11 % de la generación.

4.2.2.- Pérdida de la terna Bahía Blanca-Ezeiza

En la Figura 13 se presenta el caso en que la transmisión de continua tenga una alta capacidad de sobrecarga y actúe una DAG de 150 MW. Este caso corresponde al límite de estabilidad.

Se observa que el ángulo entre Chocón y Ezeiza crece sin sobrevalor y que aparecen fuertes oscilaciones en el ángulo entre Chocón y Bahía Blanca.

La frecuencia de Bahía presenta fuertes oscilaciones y las tres disminuyen suavemente debido al pequeño déficit del 1.3 % (150/12000).

En las potencias generadas se advierte la oscilación de Bahía Blanca en contrafase con Chocón y Ezeiza.

El limitador de potencia de la línea de continua recorta los picos positivos de la potencia transmitida.

En la Figura 14 se presentan las respuestas para el caso, en que la transmisión de continua tenga una baja capacidad de sobrecarga y actúe una DAG de 350 MW. Este caso corresponde al límite de estabilidad.

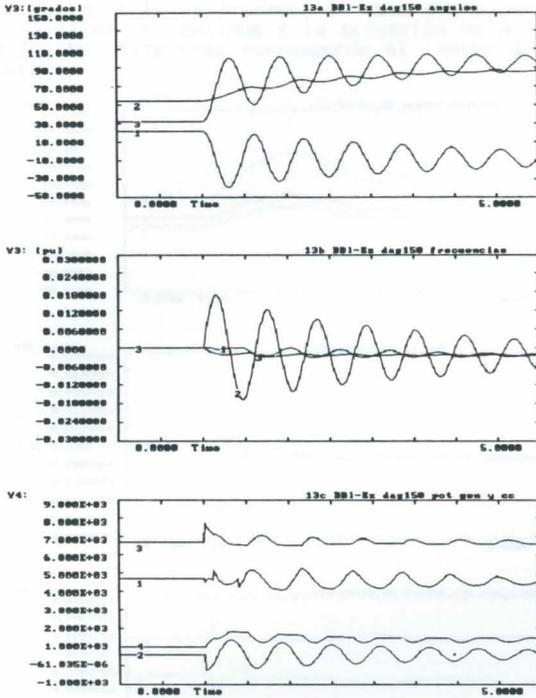


Figura 13

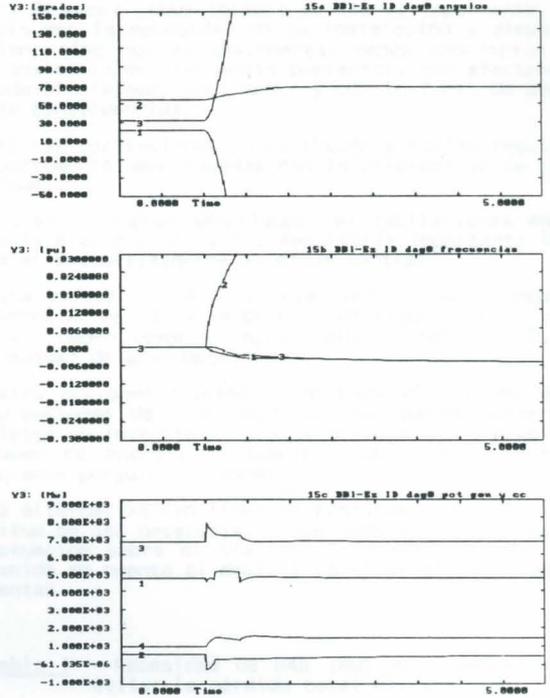


Figura 15

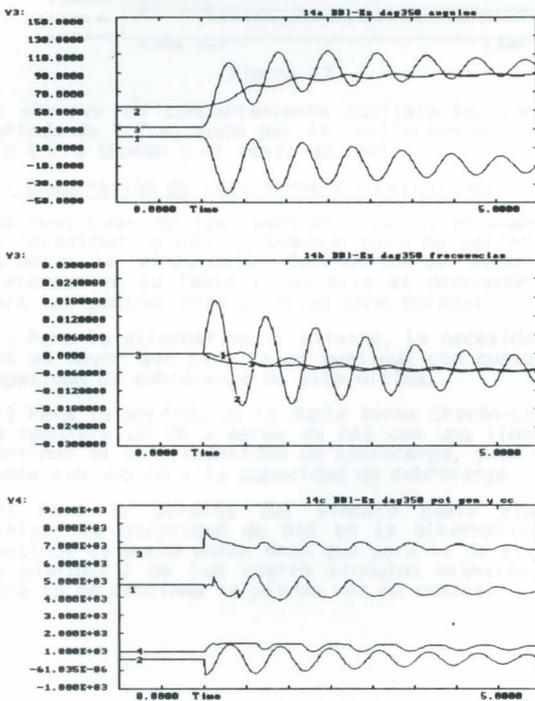


Figura 14

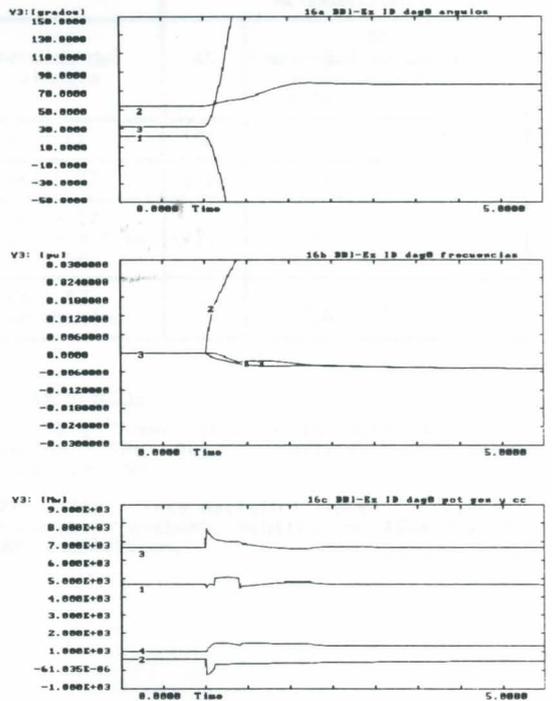


Figura 16

El comportamiento es similar al anterior, aunque con mayor caída de frecuencia por el mayor déficit de generación ( $350/12000 \approx 2.9\%$ ).

4.2.3.- Pérdida del vínculo Bahía Blanca-Ezeiza, e interdisparo Chocón-Bahía Blanca

En las Figuras 15 y 16 se presentan los casos en que ante la pérdida Bahía Blanca-Ezeiza se realice un interdisparo del vínculo Chocón-Bahía Blanca, para los casos de alta y baja capacidad de sobrecarga de la línea de continua.

En estos casos no es necesaria la actuación de DAG, para asegurar la estabilidad.

La potencia por la línea de continua no resulta limitada en el caso de alta capacidad de sobrecarga y las respuestas en ambos casos resultan muy amortiguadas.

La frecuencia cae por efecto del déficit del 2.5% ( $300/11700$ ) al perder en Bahía Blanca 600 MW de generación y 300 MW de carga.

4.2.4.- Pérdida del vínculo en continua entre Chocón y Ezeiza

En la Figura 17 se presenta el caso de la pérdida de la línea de continua y la actuación de una DAG de 250 MW. Este caso corresponde al límite de estabilidad.

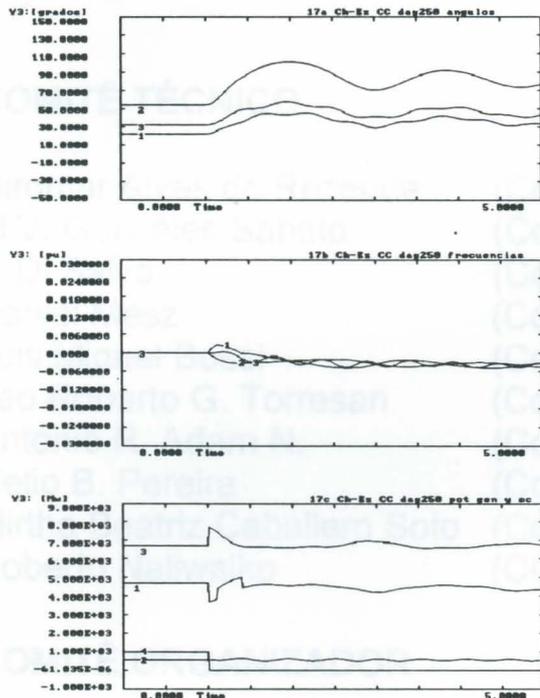


Figura 17

Se observa un comportamiento oscilatorio, con un período de 1.7 s, dado por la oscilación de potencia entre Chocón y el resto del SADI.

5.- Comparación de resultados y conclusiones

Los resultados de los casos analizados, en cuanto a la necesidad de DAG en Comahue para no perder totalmente la vinculación Comahue-Buenos Aires, se presentan en la Tabla I. De ella se desprende que para las generaciones y cargas consideradas:

- 1ª) Para la alternativa en alterna, la necesidad de DAG es mayor que para la de continua con cualquier capacidad de sobrecarga de esta última.
- 2ª) Para la pérdida de la doble terna Chocón-Ezeiza se requiere un 28 % menos de DAG con una línea de continua de baja capacidad de sobrecarga, y un 42 % menos con una de alta capacidad de sobrecarga.
- 3ª) Para la pérdida del vínculo Bahía Blanca-Ezeiza, la necesidad de DAG en la alternativa de continua es mucho menor dado que para la de alterna se pierden 2 de los cuatro vínculos mientras que para la de continua se pierde uno de cuatro.

4ª) El menor requerimiento de DAG es importante, no sólo por la necesidad de su instalación y disposición, sino que al desconectar menos generación el transitorio de frecuencia posterior, que afectará a todo el sistema, será menor y por lo tanto de menores consecuencias.

5ª) Las oscilaciones entre Chocón y Ezeiza resultan fuertemente amortiguadas con la alternativa de continua.

6ª) No se logran amortiguar las oscilaciones entre Bahía Blanca y el resto. Resultaría importante instalar estabilizadores en dicha central.

Para evitar la pérdida total del vínculo Comahue-Buenos Aires, ante la pérdida de algún vínculo parcial, deben tomarse medidas sincronizantes (DAG en Comahue) de gran magnitud.

Estas acciones representarán para el sistema perturbaciones de gran amplitud que pueden poner en riesgo su integridad. Además provocarán un gran volumen de energía no suministrada, con su consiguiente perjuicio económico.

La alternativa con línea de continua reduce la magnitud de DAG necesaria, reduciendo el impacto de su actuación sobre el sistema. Esta ventaja debe ser tenida en cuenta al decidir la alternativa a implementar.

Tabla I - Necesidad de DAG [MW] en Comahue, para evitar la pérdida total del vínculo.

Pérdida del vínculo	ALTERNATIVA		
	AC	DC	
		Capacidad	Sobrecarga
		Alta	Baja
Ch - Ez	1800	1050	1300
BBL - EZ	2250	150	350
BBL - EZ con interdisp Ch - BBL	1700	0	0
Ch - EZ en continua	--	250	250

6.- Referencia

[1] "High Power electronics HVDC and SVC" Ake Ekstrom. The Royal Institute of Technology. Stockholm 1990.  
 [2] "The Intermountain Power Project HVDC Transmission system". Publicación ASEA Transmission HVDC subdivision.

COLABORADORES

Elsidio Emilio Cavallante  
 José Mauricio Zappa  
 Odila Teresinha de O. Kirchner

(ITAIPU - Empresa colaboradora)  
 (FURNAS - Empresa colaboradora)  
 Secretaria