

**Comité de Estudio C1 - Desarrollo de Sistemas y Economía**

**OPERACIÓN DEL SADI EN EL MEDIANO PLAZO**

**M. BEROQUI  
IITREE-UNLP  
Argentina**

**R. BIANCHI  
IITREE-UNLP  
Argentina**

**G. AMICO  
CMMESA  
Argentina**

**Resumen** – Se analizan alternativas de expansión de la red en 500 kV del SADI, ante la necesidad de evacuar la energía producida por futuras obras de generación previstas. El escenario de referencia en el que se realiza el análisis, corresponde al de verano 2013/14

Para alcanzar el escenario de referencia se parte del sistema actual, incrementándose la demanda de acuerdo a una tasa de crecimiento histórica y se consideran las obras de generación y transmisión previstas y aquellas cuya realización se considera más probable para el abastecimiento de la demanda del escenario de referencia.

Partiendo de este escenario de referencia para el verano 2013/2014, se analizan alternativas de expansión de la red para permitir la inclusión de nueva generación adicional.

Del volumen de obras de cada alternativa y del análisis de los resultados de los estudios, se comparan las alternativas en función de las prestaciones de cada una y los costos asociados a las mismas.

**Palabras clave:** Sistema Argentino De Interconexión (SADI) – Planificación de la expansión – Comportamiento dinámico

## **1 INTRODUCCIÓN**

Se analiza el funcionamiento de SADI (Sistema Argentino De Interconexión) en el verano 2013/14, es decir seis años adelante. Para ello se parte del sistema actual, se incrementa la demanda y la generación y se incluyen las obras de transmisión necesarias para abastecer la demanda.

Partiendo de una demanda 2007/8 de 18200 MW se estima para el 2013/14 una demanda del orden de 24200 MW, es decir un crecimiento de 6000 MW.

En generación se consideran todas las obras en ejecución o en proyecto avanzado que en conjunto aportan una potencia instalada adicional de 7000 MW.

Se consideran en servicio todas las obras de transmisión en construcción y previstas: tercer vínculo Yacyretá – GBA, corredores del plan federal (NOA – NEA, Comahue – Cuyo, Minera), corredor Patagónico. Además se consideran en servicio un vínculo Bahía Blanca – Mar del Plata-Abasto y un tercer tramo Choele Choel – Bahía Blanca.

Sobre este escenario se analiza la incorporación de 1880 MW más de generación, 885 MW en el área Cuyo (Los Blancos I y II, El Baqueano y Lujan de Cuyo) y 995 MW en el área Comahue (Chihuido I y II).

Se analizan posibles ampliaciones para evacuar esta generación adicional. Para evaluar las prestaciones de distintas alternativas se realizan estudios de estabilidad transitoria por simulación, analizando el comportamiento de cada una ante una serie de perturbaciones en el sistema.

Se van eligiendo aquellas alternativas que sean capaces de cumplir con las condiciones de diseño del sistema, que básicamente consisten en que el sistema resulte estable ante perturbaciones, en particular que ante la

pérdida de cualquier tramo de línea pueda ser recuperada la operación estable y sin sobrecarga de ningún elemento, con una desconexión automática de generación (DAG) máxima de 1200 MW.

Se plantean dos posibles ampliaciones del sistema de transmisión para evacuar esta posible generación adicional. Una alternativa consiste en una línea entre Los Reyunos y Ezeiza, de aproximadamente 900 Km. con una estación intermedia, que posibilitará alimentar demanda en mejores condiciones de calidad y seguridad. La segunda alternativa consiste en ampliar el corredor Comahue-GBA, con una línea más desde Piedra del Águila hacia el mercado (siguiendo la traza de actual cuarta terna y solamente hasta la E.T. Olavarría), también de aproximadamente 900 km.

Del volumen de obras de cada alternativa y del análisis de los resultados de los estudios, se comparan las alternativas en función de las prestaciones de cada una y los costos asociados a las mismas.

## **2 ESCENARIO DE REFERENCIA**

En el esquema geográfico de la Fig 1, se presenta la red de alta tensión (500 kV) de Argentina, en color rojo está indicada la red actual (2008), mientras que en color amarillo se presentan las obras de generación y transmisión que caracterizan el escenario de referencia considerado para el verano 2013/2014.

### **2.1 Demanda y generación**

Para estimar la demanda máxima del escenario de pico de verano del 2013/14, se asume una tasa de crecimiento del 5% anual acumulativo, con excepción de las demanda industriales de Alto Lumbreira (150 MW), Acindar (200 MW) y Aluar (840 MW), las cuales representan un total de 1190 MW, y se consideran constantes a lo largo de los años a analizar.

De esta forma, para el pico de verano del 2013/14 se prevé un incremento de 6000 MW en la demanda, con respecto al mismo escenario del 2007/08, resultando una demanda total de 24200 MW.

Se considera además un intercambio nulo con Brasil, exportación de 280 MW a Uruguay, y 56 MW a Paraguay.

En el verano 2013/14 dado que las pérdidas en la red serán del orden de 1000MW, para abastecer la demanda, más las pérdidas, más la exportación se requerirá una potencia generada del orden de 25500 MW.

Por lo tanto, se consideran aproximadamente 7000 MW de generación adicional a la existente en la actualidad, compuesta principalmente por la generación de las siguientes centrales:

- CC M Belgrano 845 MW
- CC S. Martín 845 MW
- CC Cobos 650 MW
- Atucha II 745 MW
- Cota 83 Yacyretá 1000 MW
- Barrancosa/Condor Clif 1280 MW

### **2.2 Elementos de transmisión**

Para el escenario de referencia del verano de 2013/14, se considera una serie de nuevas obras de transmisión (líneas y estaciones) disponibles, entre las que se destacan:

- Corredor Comahue – Cuyo en 500 kV, con compensación serie del 70%.
- Corredor NOA – NEA en 500 kV.
- Vínculo en 500 kV entre Bahía Blanca, Mar del Plata, Abasto, con las correspondientes estaciones intermedias en 500 kV. con compensación serie.
- Vínculo en 500 kV entre Pto. Madryn, Dolavon, Sta. Cruz Norte, Río Santa Cruz y Esperanza, con las correspondientes estaciones intermedias en 500 kV. con compensación serie.
- Compensación serie de la LAT 500 kV Pto. Madryn – Choele Choel.
- Cuarto transformador 500/220/132 kV en Ezeiza, con compensación shunt de reactivo en el terciario.
- Tercer vinculo Yacyretá-GBA
- Línea minera en 500 kV, Mendoza-San Juan-Rodeo- Recreo
- Estaciones de 500 kV de Escobar, Atucha II y ampliación de Ezeiza

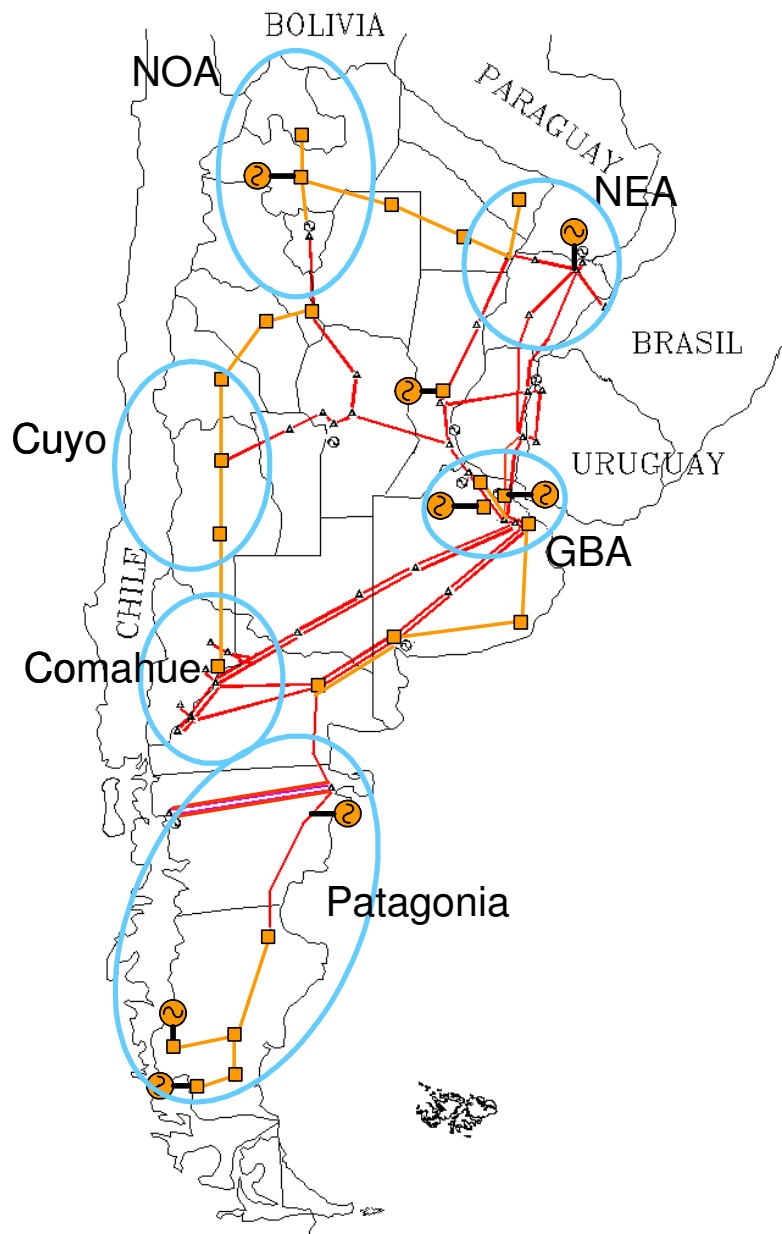


Fig. 1. Escenario de referencia verano 2013/14

### 3 ALTERNATIVAS DE EXPANSIÓN

Sobre el escenario de referencia se analizan alternativas de expansión del sistema de transporte, para permitir la incorporación la incorporación de 1880 MW más de generación en las áreas Cuyo y Comahue, como se indica en la Fig 2.

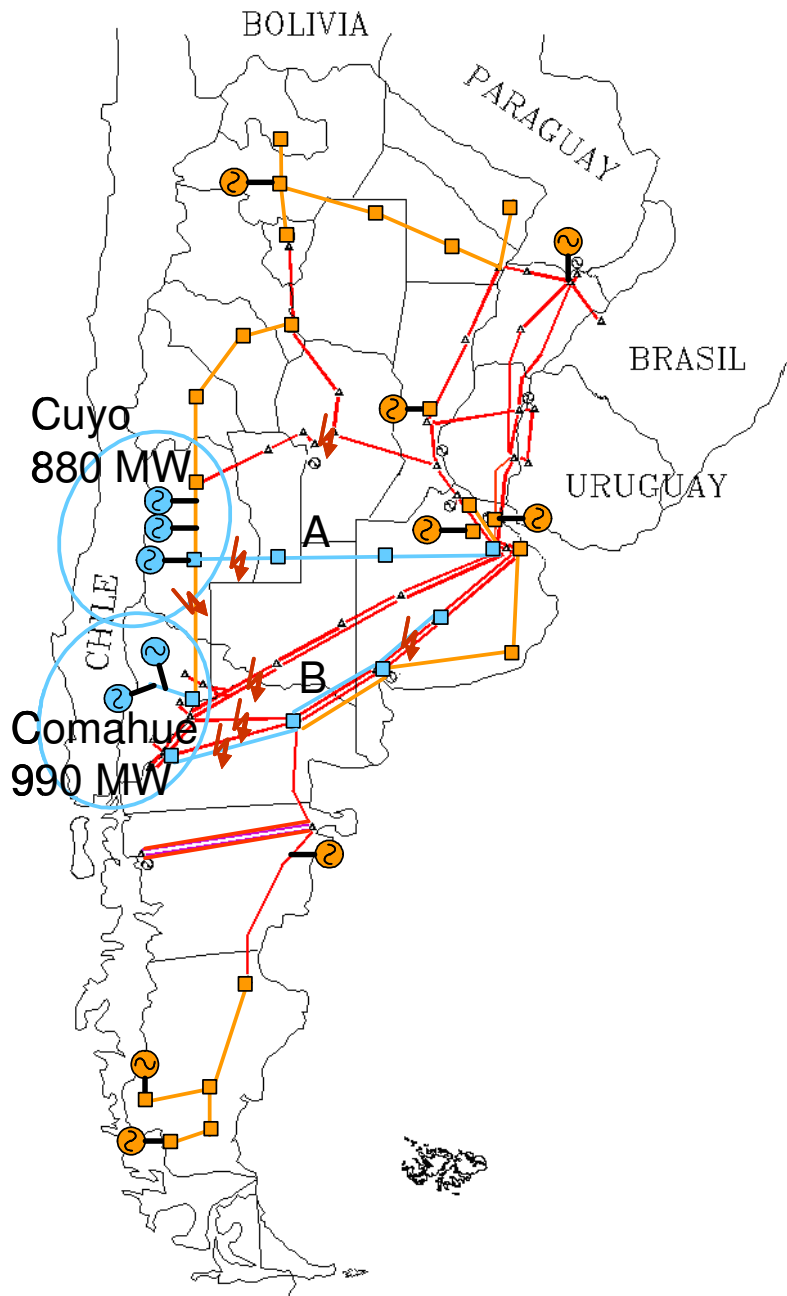


Fig. 2. Alternativas de expansión verano 2013/14

En el área Cuyo se incorporan 885 MW adicionales dados por:

- Los Blancos I (3 x 108 MW)
- Los Blancos II (1 x 120 MW)
- El Baqueano (2 x 95 MW)
- Lujan de Cuyo (1 x 250 MW)

En el área Comahue se incorporan 995 MW dados por:

- Chihuido I (3 x 235 MW)
- Chihuido II (2 x 145 MW)

### 3.1 Alternativa A

Esta alternativa como se indica en la Fig 2 consiste en un corredor desde Cuyo a Gran Buenos Aires. Se trata de 900 km de línea de 500 kV, con compensación serie del 70 %, desde la estación Los Reyunos a la

estación Ezeiza (podría llegar a ser otra E.T. de las actuales o una futura a construirse en el área), en principio con tres tramos de 300 km cada uno y dos estaciones intermedias.

La estación intermedia a 300 km de Buenos Aires, está en una zona donde existe un importante consumo, que actualmente debe ser alimentado desde estaciones de alta tensión relativamente lejanas y presenta dificultades de abastecimiento. Esta estación resulta por ello plenamente justificada.

La estación a 300 km de Los Reyunos por el contrario está en una zona semidesértica prácticamente sin consumo eléctrico, por lo cual el objeto de esta estación sería en principio solamente para permitir la compensación serie y paralelo de la línea.

Una alternativa podría ser utilizar solo una estación intermedia a 500 a 550 km de los Reyunos y a 400 a 350 km de Buenos Aires, de esta forma se evitaría una estación intermedia. Actualmente ya existen en operación en el SADI tramos de líneas de 550 km de longitud.

Esta alternativa requiere además la ampliación de los campos respectivos de las existentes estaciones Los Reyunos y Ezeiza

### **3.2 Alternativa B**

Esta alternativa, como se indica en la Fig 2, consiste en un refuerzo del corredor desde Comahue a Gran Buenos Aires. Se trata de la duplicación de tres tramos: Piedra del Águila - Choele Choel - Bahía Blanca – Olavarría, con su correspondiente compensación serie. En total estos tramos suman también aproximadamente 900 km de línea de 500 kV.

Las estaciones intermedias ya están construidas y por lo tanto solo se requiere su ampliación. Sin embargo debe tenerse en cuenta que esta alternativa requiere obras adicionales para alimentar desde las estaciones existentes, la zona correspondiente a la estación intermedia a 300 km de Buenos Aires considerada en la alternativa A.

### **3.3 Evaluación estática de alternativas**

Para evaluar estas alternativas desde el punto de vista estático se realizaron flujos de carga para la condición de demanda máxima del verano 2013/14, y se verifican los criterios de calidad estáticos, que están dados por:

- Tensiones de 500 kV en una banda de +/- 3%
- Todos los generadores dentro de su curva de operación, y con potencia reactiva inductiva.
- Todas las líneas y transformadores sin sobrecargas.

Se encuentra que con ambas alternativas analizadas es posible evacuar la nueva generación cumpliendo con los criterios estáticos mencionados

## **4 ANÁLISIS DINÁMICO**

Para poder considerar cada alternativa como una válida, se realizaron simulaciones dinámicas para verificar el comportamiento de cada alternativa ante un conjunto de fallas.

### **4.1 Escenario de referencia**

Previamente al análisis dinámico de cada una de las alternativas, se requirió validar desde el punto de vista dinámico, el escenario de referencia usado como punto de partida, para lo cual se realizaron una serie de simulaciones y análisis, que permitieron establecer características de equipamiento y límites operativos.

Por ejemplo la gran distancia entre las generaciones del extremo sur y el centro de carga, hacen que naturalmente este sistema presente una tendencia al bajo amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas. Por ello se puso especial énfasis en la rapidez de los sistemas de excitación y el ajuste de los estabilizadores de las nuevas unidades presentes en la zona patagónica para el escenario de referencia, de forma de maximizar el amortiguamiento que puedan aportar.

En la Fig 3 se presenta la respuesta de un conjunto de ángulos de unidades distribuidas en el sistema, ante un recierre monofásico exitoso en la línea de vinculación del Sistema Patagónico al resto del sistema. La Fig 3-(a) corresponde al caso sin compensación serie en el corredor patagónico y la Fig 3-(b) corresponde a una compensación serie del 50% en todas las líneas.

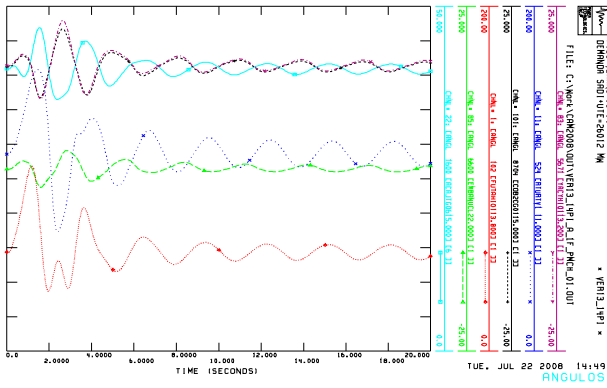


Fig. 3-(a). Sin compensación serie

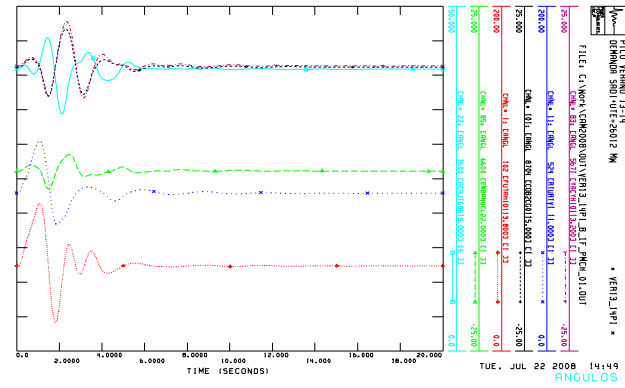


Fig. 3-(b). Con compensación serie

Si bien la compensación serie de las líneas del sistema patagónico no resulta estrictamente necesaria desde el punto de vista estático, ya que las potencias están, muy por debajo de los máximos térmicos admitidos por las líneas, la compensación serie del 50% resulta necesaria para asegurar un comportamiento dinámico de pequeña señal aceptable para una exportación desde Patagonia hacia el resto del sistema de 800 MW. Sin compensación serie se presenta un comportamiento oscilatorio de muy bajo amortiguamiento.

#### 4.2 Alternativas

Se verifica si las alternativas son capaces de cumplir con las condiciones de diseño del sistema, que consisten en que ante las fallas testigo pueda ser recuperada la operación estable y sin sobrecarga de ningún elemento, con una Desconexión Automática de Generación (DAG) máxima asociada al tipo de falla

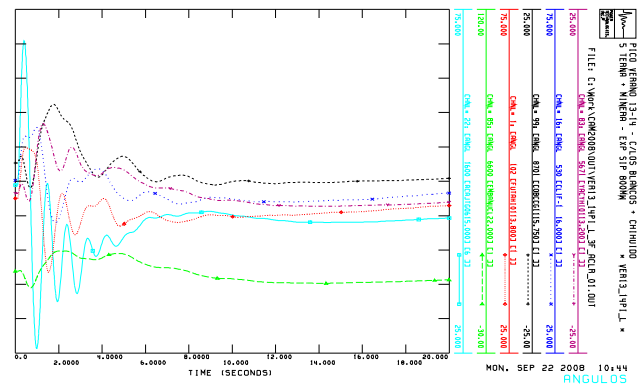
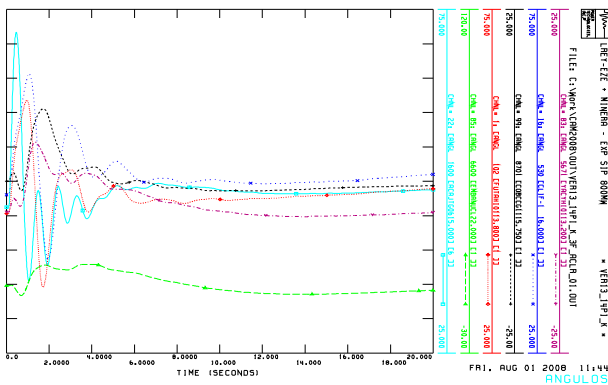
Como fallas testigos se consideraron fallas trifásicas de 80 ms de duración seguida del despeje definitivo del tramo fallado. Ante estas fallas con una DAG máxima de 1200 MW luego de 180 ms de implantada la falla, debe alcanzarse una operación post-falla estable y sin sobrecargas.

Para cada alternativa, se analizaron seis fallas con las localizaciones indicadas en la Fig 2. En todas ellas se realizó DAG de unidades de la región Comahue (excepto en falla Embalse Almafuerte que se requiere DAG de unidades de Río Grande).

A manera de ejemplo en la Fig 4 se presenta la respuesta de un conjunto de ángulos de unidades distribuidas en el sistema, de potencias activas por líneas y de frecuencias distribuidas en el sistema, ante falla y pérdida de la línea entre Comahue y Cuyo (Agua del Cajón –Los Reyunos), con posterior DAG de 1200 MW. La Fig 4-(a) corresponde a la alternativa A y la Fig 4-(b) corresponde a la alternativa B.

Para esta falla, como para las demás, no se observan problemas de estabilidad en ninguno de los casos analizados, resultando un adecuado amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas.

La frecuencia en todos los casos sólo cae hasta 49,6 Hz y luego comienza a recuperarse. Es decir, que en ningún caso se producen cortes de carga por subfrecuencia, ajustados por debajo de 49.2 Hz, ya que los 1200 MW de generación perdidos con la DAG son recuperados por la regulación primaria de frecuencia (RPF).



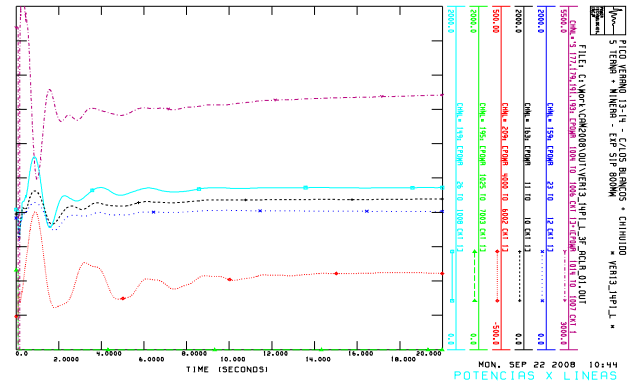
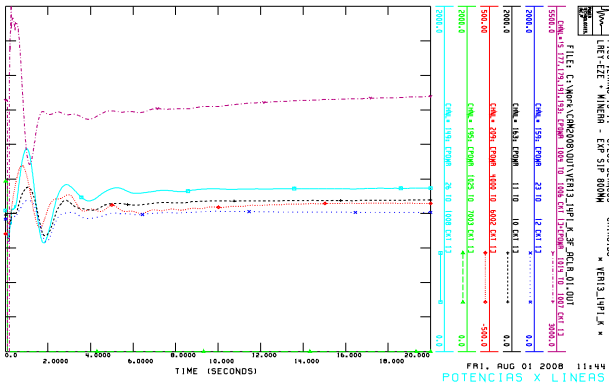


Fig. 4–(a). Angulos, potencias y frecuencias, para la Alternativa A

Fig. 3–(b). Angulos, potencias y frecuencias, para la Alternativa B

En la Tabla I se presenta un resumen de resultados de los estados post-falla, para las distintas fallas en las dos alternativas.

Tanto en la Alternativa A, como en la B, se visualizan elementos de la red con sobrecargas luego de la contingencia. Para este análisis se considera que las sobrecargas de TI no son limitaciones de importancia, mientras que si lo son las de los Capacitores Serie. Por ello deben preverse los medios de eliminación de las mismas, ya sea por aumento de las corrientes admisibles en los Capacitores Serie, o por otras ampliaciones de transporte y/o por otros automatismos de control.

Para equiparar, en cuanto a sus prestaciones, será necesario aumentar la capacidad de corriente de los capacitores serie de Choele Choele en la Alternativa A y de Olavaria en la Alternativa B.

TABLA I. Fallas y Resultados post-falla

FALLA	Alternativa A	Alternativa B
Chocón – Puelches	TI Chocón –Puelches 127%	TI Chocón-Puelches 136%
Chocón – Choele Choel	CS Choele Choel 108% TI P. Aguila-Choele Choel 117%	OK
Piedra del Águila – Choele Choel	CS Choele Choel 124.5%	OK
Embalse -Almafuerte	OK	CS Puelches 102.7% CS Henderson 101,7%
Agua del cajón- Los Reyunos	CS Puelches 100% OK	OK

<b>FALLA</b>	<b>Alternativa A</b>	<b>Alternativa B</b>
Los Reyunos - Ezeiza	OK	-
Bahía Blanca - Olavarría	-	OK
Olavarría - Abasto	-	CS Olavarría 114%

## 5 CONCLUSIONES

- Se estableció un escenario de referencia para el sistema argentino de interconexión (SADI), correspondiente al verano del año 2013/14, donde se incluyen todas las obras en ejecución, programadas y aquellas con más probabilidad de realización.
- En el escenario de referencia se definieron estados de operación factibles, tales que cumplan con los criterios de desempeños estáticos y dinámicos del SADI.
- A partir de dichos escenarios se plantearon dos alternativas para la evacuación de nueva potencia de generación a instalar en las zonas de Cuyo y Comahue.
- La alternativa A requiere: 900 km de línea de 500kV (en dos o tres tramos entre Los Reyunos - Ezeiza), con una o dos estaciones nuevas y la ampliación de otras dos. También requiere la ampliación de la capacidad de corriente de los capacitores serie de Choele Choel.
- La alternativa B requiere: 900 km de línea de 500kV (Líneas Piedra del Águila - Olavarría) y la ampliación de cuatro estaciones. También requiere la realización de obras adicionales para el abastecimiento de una zona distante a aproximadamente 200 km de las estaciones de 500 kV existentes. También requiere la ampliación de la capacidad de corriente de los capacitores serie de Olavarría.
- Se encuentra que ambas alternativas resultan adecuadas para evacuar la potencia de las nuevas centrales, verificándose los criterios de desempeño del sistema. Para ello, en ambas alternativas se requiere la ampliación de la capacidad de corriente de capacitores serie.
- Desde el punto de vista del desarrollo del sistema eléctrico, la Alternativa A cubre un área en donde no existen estaciones de 500 kV cercanas. La Alternativa B por el contrario no aporta al abastecimiento de nuevas zonas, por lo que debería ser comparada con una línea de HVDC punto a punto entre Comahue y Buenos Aires.

## 6 REFERENCIAS

- [1] Guía de Referencia Transener 2007-2014
- [2] Plan Federal de Transporte en Quinientos kilovoltios (500 kV). Res SE N° 0174/2000 y modificatorias.
- [3] Procedimientos para la Programación de la Operación, el despacho de Cargas y la Determinación de Precios. Anexo 16 (Reglamento del Sistema de Transporte)
- [4] G. Amico, R. Molina, V. Sinagra. "Reglas para Determinación de Límites de Transmisión en la Red Eléctrica de Argentina". C1.02\_Sinagra - XII ERIAC 20 al 24 de mayo de 2007