



**ACCESOS A GBA A LARGO PLAZO.
ALTERNATIVAS DE ABASTECIMIENTO 2033**

Mario Beroqui*
IITREE-FI-UNLP
Argentina

María Beatriz Barbieri
IITREE-FI-UNLP
Argentina

Patricia Liliana Arnera
IITREE-FI-UNLP
Argentina

Víctor Sinagra
CAMMESA
Argentina

Gerardo Amico
CAMMESA
Argentina

RESUMEN

Se presenta la metodología empleada y los principales resultados obtenidos en estudios realizados con el fin de encontrar y analizar alternativas de crecimiento de los accesos a un área de la red eléctrica de Argentina, denominada GBA (Gran Buenos Aires), con un horizonte de largo plazo (20 años).

Se considera una duplicación de la carga del área en ese período.

En primer lugar se estima la necesidad mínima de Líneas/cables de 500 kV y 220 kV, Transformadores 500/220 kV, y equipos de compensación de reactivo, para abastecer la demanda del conjunto de las zona de GBA, en el estado final (2033).

Luego se analizan alternativas de corriente alterna (CA) y continua (CC), para reducir las potencias de cortocircuito.

Finalmente se arriba a alternativas de solución de corriente alterna y de corriente continua, que además de cumplir con las condiciones operativas y de cortocircuito, permiten la operación en condiciones N-1 tanto de las líneas de 500 kV que llegan al área GBA, como de los transformadores de 500/200 kV de cada zona.

PALABRAS-CLAVE

Planificación, Abastecimiento, Potencias de cortocircuito, HVDC.

1. INTRODUCCIÓN

Se presenta la metodología empleada y los principales resultados obtenidos en estudios realizados por el IITREE-Fac. de Ing. de la UNLP, por indicación del Operador del sistema Argentino (CAMMESA), con el fin de encontrar y analizar alternativas de crecimiento de los accesos a un área de la red eléctrica de Argentina, denominada GBA (Gran Buenos Aires), con un horizonte de largo plazo (20 años).

El Sistema Argentino de Interconexión (SADI), en la actualidad cuenta con una demanda pico de alrededor de 20000 MW y cuenta con una red de transporte de 500kV, como se aprecia en la Figura 1. Una característica particular del SADI, es que aproximadamente el 40% de la demanda se encuentra concentrada en una reducida zona denominada Gran Buenos Aires (GBA). En la Figura 1 se muestra un detalle de la red eléctrica de GBA actual, donde se aprecia un anillo en 500 kV (rojo) y se

distinguen tres estaciones de 500/220 kV (Abasto, Ezeiza y Rodríguez) y las redes de 220 kV (amarillo) y 132 kV (azul).

Se toma como año base el 2013 y como año horizonte el 2033, es decir 20 años a futuro. Para el área GBA se estima un crecimiento anual acumulado de la demanda del 3.5 %, por lo tanto la demanda se duplicará en el 2033.

Se analizan posibles alternativas de expansión de la red de GBA para alcanzar el abastecimiento de la demanda en el año horizonte, es decir las necesidades adicionales de: a) Líneas y/o cables de 500 kV y 220kV. b) Transformadores 500/220 kV. c) Equipamiento de compensación de reactivo.

Las alternativas deben contemplar que: a) Se cumplan con los niveles de tensión permitidos (+/- 3% en 500 kV y +/-5% en 220 kV) y que no se produzcan sobrecargas en ningún elemento de la red. b) Tenga una confiabilidad mínima que permita la operación sin cortes de carga, en condiciones de una línea de 500 kV ó un transformador 500/220 kV fuera de servicio. c) Las potencias de cortocircuito resultantes sean compatibles con el equipamiento.

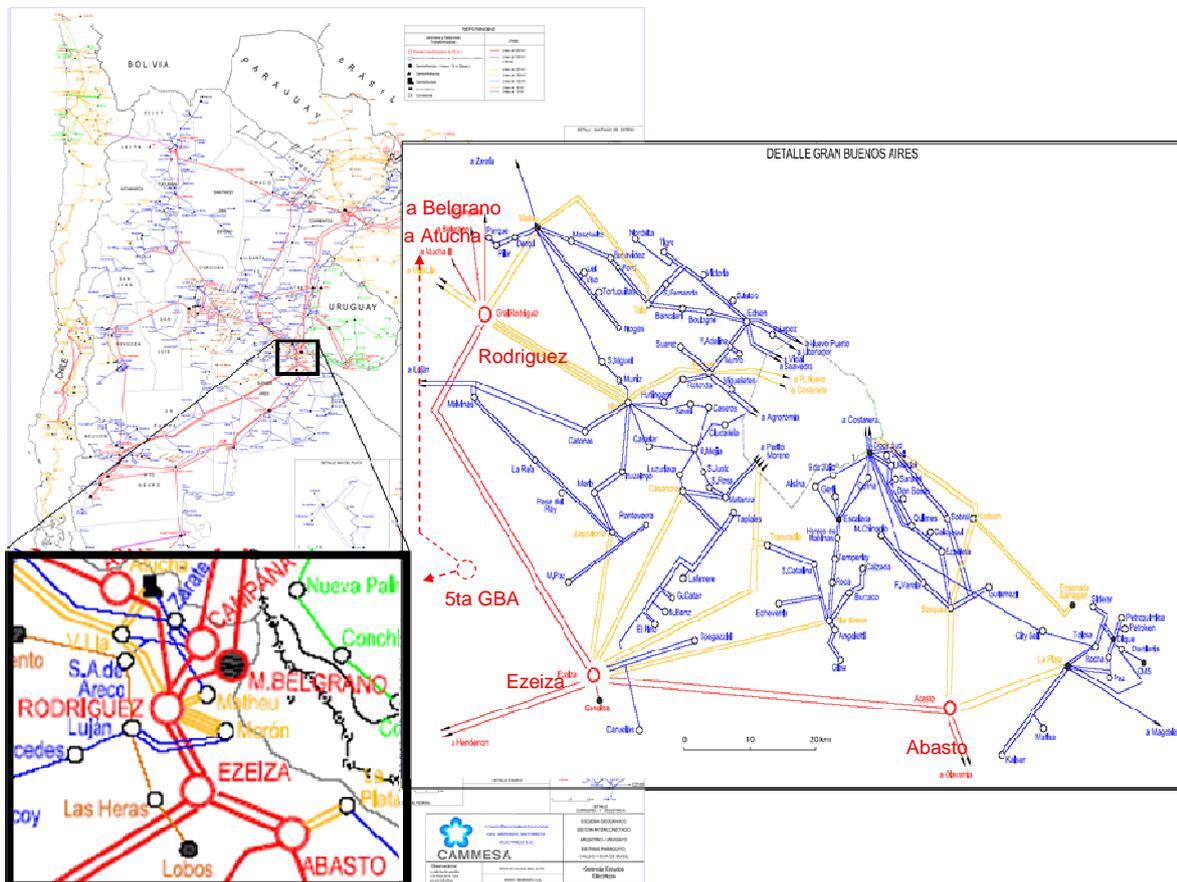


Fig. 1: Unifilar Geográfico del SADI y de GBA

2. CASO BASE (2013)

El 2013 es el año tomado como base para el análisis, en el cual se consideran en GBA dos estaciones más: la de Belgrano ya existente, y una futura a construir denominada 5ta GBA, que se estima estará ubicada sobre el oeste del GBA entre Ezeiza y Rodríguez.

En la Figura 2 se muestra un unifilar correspondiente al área GBA, para el caso base (2013 – En azul red de 500 kV y en rojo red de 220 kV). Se aprecian las cinco estaciones transformadoras, las barras de 220 kV y los transformadores de cada estación. La carga de GBA es de 8200 MW, tiene una

generación interna de 3236 MW e importa desde el resto del SADI 5028 MW, para la condición de pico de carga.

Al área GBA llegan 9 líneas de 500 kV, que se encuentran cargadas entre el 10% y el 102% de la potencia natural, con un promedio de 43%. En las distintas estaciones existen 12 transformadores (500/220 kV) de 800 MVA cada uno, que se encuentran cargados entre el 45% y el 80% de su potencia nominal.

Las potencias de cortocircuito tanto trifásicas como monofásicas, no superan los 25 GVA en 500kV (23.7 GVA), ni los 15 GVA en 220 kV (11.6 GVA), en ninguna estación. Los valores de 25 GVA y 15 GVA, corresponden a los soportados por el equipamiento más viejo de las estaciones del área (Ezeiza y Rodríguez).

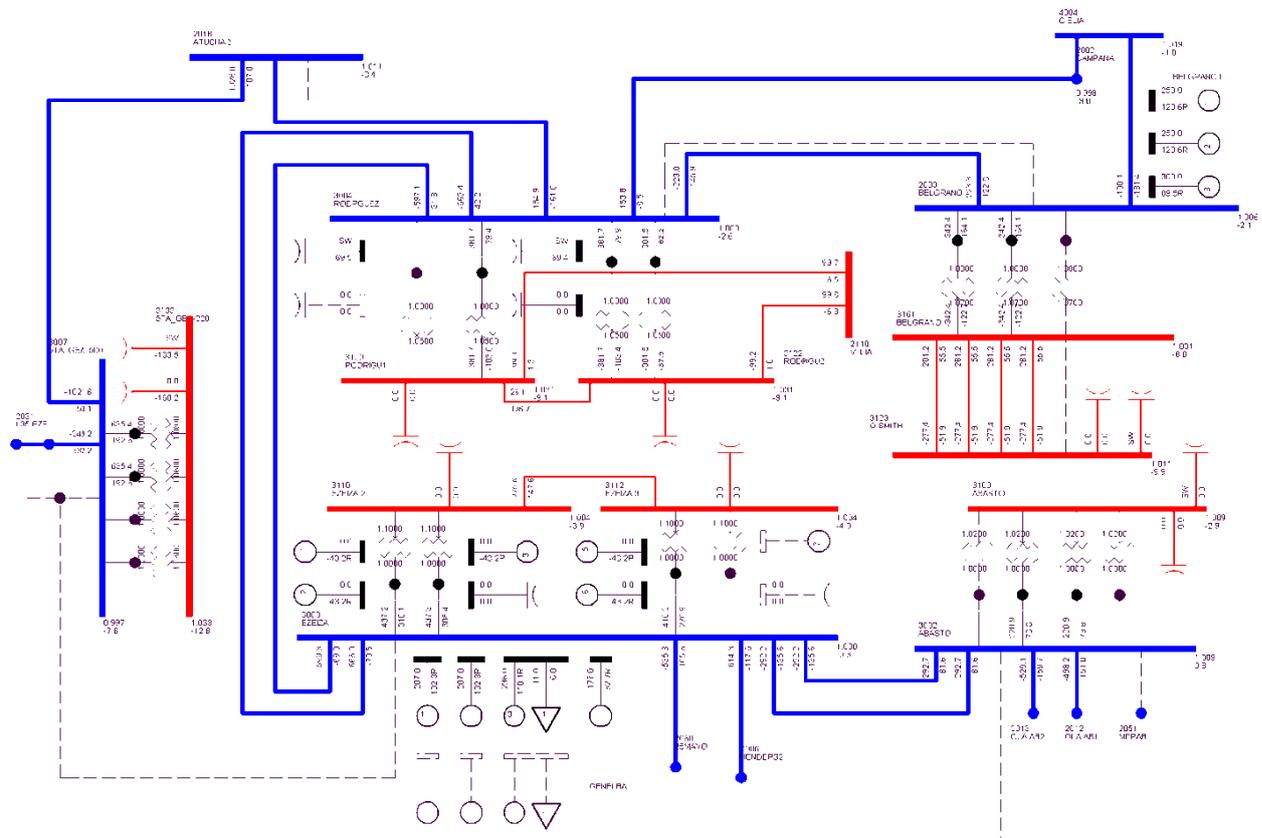


Fig. 2: GBA. - Caso Base 2013

3. CASO MÍNIMO EQUIPAMIENTO (2033)

Se analiza la ampliación de mínimo equipamiento que es capaz de suministrar la demanda del año 2033 (16200 MW), en adecuadas condiciones de tensión y sin sobrecargas.

El mecanismo de análisis consiste en ir aumentando la demanda de GBA, hasta que aparezca alguna limitación dada por sobrecarga en algún elemento (línea de 220 kV ó transformador 500/220 kV) ó dejen de cumplirse condiciones aceptables de tensión. Alcanzada la limitación se ingresa el elemento necesario para evitarla y se continúa aumentando la carga hasta alcanzar otra limitación. Se continúa este proceso hasta que se alcanza la demanda final.

En la Figura 3 se muestra un unifilar correspondiente a este caso (2033). La generación interna de GBA es de 3936 MW (solo 657 MW mayor que en el año base), y se tienen 10 líneas de 500 kV que llegan al área (solo una más que en el año base) y se encuentran cargadas entre el 49% y el 140% de la potencia natural, con un promedio de 99%. En las distintas estaciones son necesarios 19

transformadores (500/220 kV) de 800 MVA cada uno, que se encuentran cargados entre el 70% y el 90% de su potencia nominal.

Resulta necesario incorporar 19 nuevas líneas y/o cables de 220 kV. La compensación de reactivo adicional a la existente resulta de 1680 MVA en los transformadores de 500/220 kV y 4425 MVA en barras de 220 kV.

Mientras en el 2013 ingresaban desde 500 kV 4827 MW de potencia activa y 1992 MVAR de potencia reactiva ($\cos\phi_i = 0.924$), en el 2033 ingresan 12164 MW de potencia activa y solo 277 MVAR de potencia reactiva ($\cos\phi_i \approx 1$). El hecho que el sistema, por tener las líneas muy cargadas no aporte reactivo, es el responsable de que deba aumentarse tanto la compensación de reactivo en GBA.

Los valores de potencias de cortocircuito establecidos como permitidos (25 GVA en 500 kV y 15 GVA en 220 kV), son superados en barras de 500 kV de Ezeiza (29.4 GVA) y Rodríguez (28.4 GVA) y en 220 kV se encuentran en el límite en Ezeiza (14.9 GVA), Rodríguez (15.1 GVA) y Abasto (15.3 GVA).

Esta configuración concebida como la mínima para abastecer la demanda no admite la pérdida de ninguna de las líneas de 500 kV, ni una condición N-1 de Transformadores 500/220 kV.

Si se agregan a este caso líneas de 500 kV y/o transformadores 500/220 kV para mejorar la confiabilidad, el resultado será un aumento de las potencias de cortocircuito que ya están levemente superadas en 220 kV y francamente superadas en 500 kV.

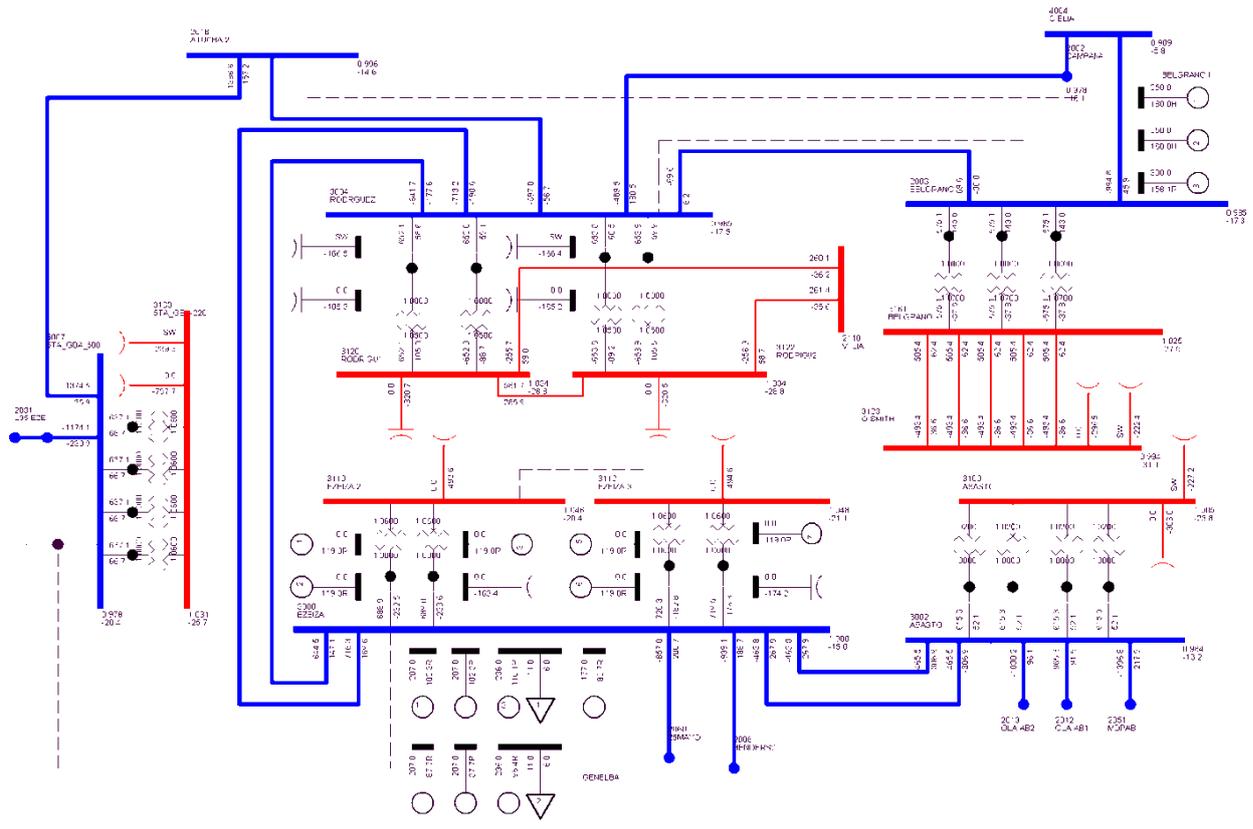


Fig. 3: GBA. – Caso mínimo equipamiento 2033

4. ADECUACIÓN DE LAS POTENCIAS DE CORTOCIRCUITO (2033)

Para solucionar el problema de las altas potencias de cortocircuito se analizan diversas alternativas:

- Repotenciar las estaciones. En particular las estaciones de Ezeiza y Rodríguez en 500 kV se deberían repotenciar pasando de 25 GVA a 35 GVA, como valor admisible. Las nuevas estaciones de Belgrano y 5ta_GBA deberán admitir por lo menos 35 GVA.
- División de barras. Partiendo del caso de mínimo equipamiento, se dividen las barras de Rodríguez, Ezeiza y Abasto de 500 kV y de 220 kV, como se aprecia en la Figura 4. Para preservar la característica de soportar el N-1 de líneas de 500 kV deben agregarse dos líneas más con respecto al caso de mínimo equipamiento. Los valores de potencias de cortocircuito máximos resultan en barras de 500 kV en Ezeiza (20 GVA) y en 220 kV en Ezeiza (13.8 GVA).
- Back-to-Back entre Ezeiza y Rodríguez. Dado que los aportes a las potencias de cortocircuito de Ezeiza sobre Rodríguez, y de Rodríguez sobre Ezeiza son del orden de 11 GVA, con una convertora Back-to Back en Ezeiza, como se aprecia en la Figura 5, se eliminan los aportes al cortocircuito de una sobre otra, con lo cual se reducen todos los niveles de cortocircuito. Resulta necesario agregar compensación shunt en Ezeiza. Los valores de potencias de cortocircuito máximos resultan en barras de 500 kV en Ezeiza (19 GVA) y en 220 kV en Abasto (14.8 GVA).

5. CASOS FINALES (2033)

Todavía persiste el problema de que ante cualquier transformador que salga de servicio en cualquier zona, se produciría sobre carga en los otros y por lo tanto se deberá cortar carga.

En las estaciones de Belgrano y 5ta GBA que son nuevas, se supone que por lo menos soportaran potencias de corto circuito de 35 GVA. Por ello en esas estaciones puede aumentarse el número de transformadores en paralelo.

En las otras zonas de GBA, no puede conectarse un transformador más sin que se excedan las potencias de cortocircuito consideradas como máximas admisibles, tanto para el caso con división de barras, como para el caso con la Back-to Back. Se plantean tres posibles soluciones basadas en los casos analizados.

5.1 Transformadores de Reserva

Incluir en Abasto, Ezeiza y Rodríguez un transformador más, pero en reserva, es decir fuera de servicio. Ante la falla de un transformador, se debería cortar carga hasta conectar el transformador en reserva.

5.2 Solución de alterna

Partiendo del caso de división de barras analizado se ve que en Ezeiza, no hay chance de conectar un quinto transformador, ya que indefectiblemente se excedería la potencia de las barras de 220 kV. Por lo tanto la única posibilidad de que esta estación soporte la condición N-1 de transformadores de 500/220 kV, es reducir la potencia de carga de la zona, como mínimo, en el equivalente a la carga máxima de un transformador (aproximadamente 700 MW). Para ello se transfiere parte de la carga a la estación 5ta_GBA.

La mayor potencia que demanda la 5ta_GBA, obliga a agregar una línea de 500 kV más entre 5ta_GBA y Abasto, para permitir el funcionamiento en condiciones N-1 de todas las líneas de 500 kV, como se muestra en la Figura 4.

En las otras estaciones de GBA, se incluyó en cada una, un transformador más que los mínimos necesarios.

Para que los transformadores sean efectivos en condiciones N-1, deberían estar las barras de 220 kV de cada estación unidas, pero si así se hiciese se excederían las potencias de cortocircuito admisibles en 220 kV. Por ello se unen a través de reactores limitadores, como se muestra en la Figura 4. El valor

de los reactores es tal que evita sobrepasar la potencia de cortocircuito y a su vez evita sobrecargas en el funcionamiento con N-1 transformadores.

En todas las barras de GBA de 500 kV las potencias de cortocircuito están por debajo de los 25 GVA, y todas las de 220 kV por debajo de 15 GVA, a excepción las barras de Belgrano 500 kV donde se alcanza 25.5 GVA, pero esta estación posee un límite máximo mucho más amplio.

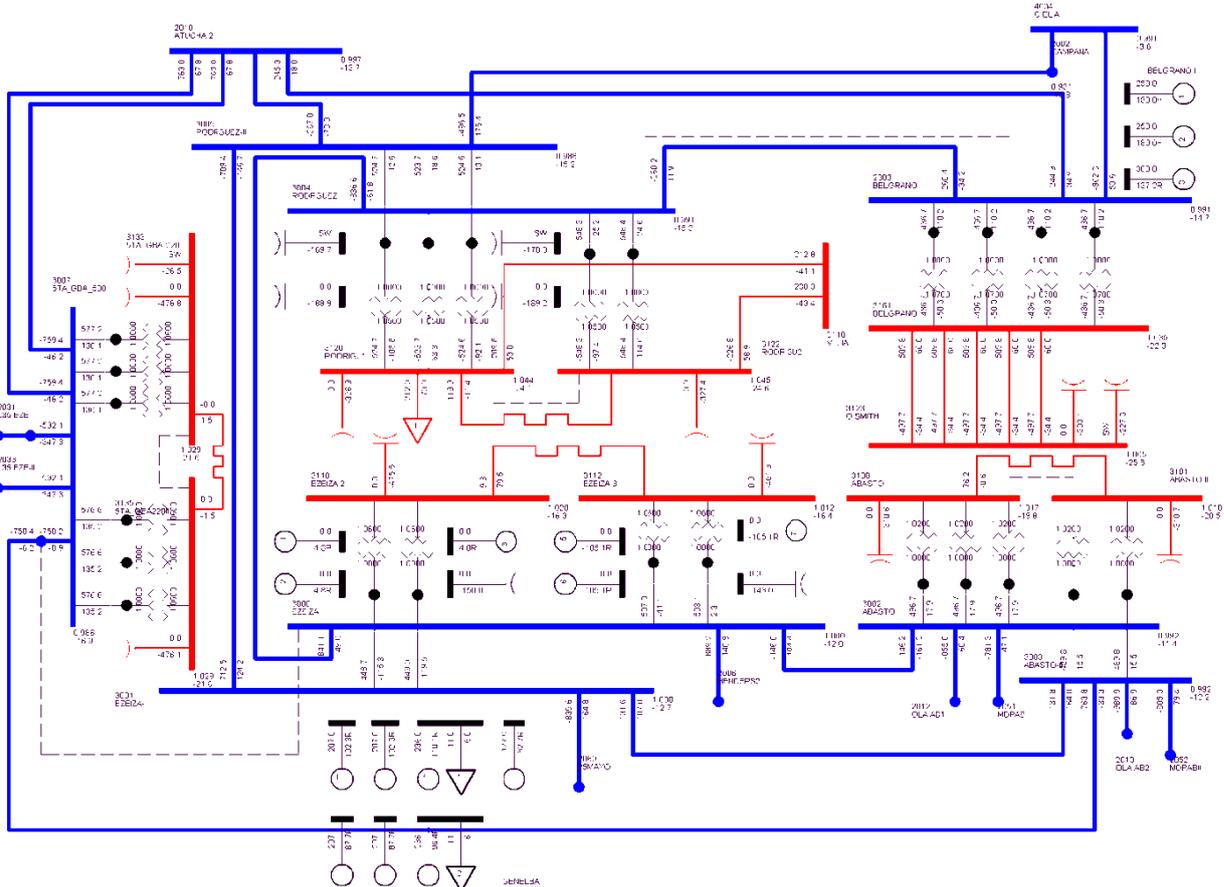


Fig. 4: Caso solución de alterna 2033

De esta forma todas las barras se encuentran por debajo de sus potencias de cortocircuito máximas admisibles y en todas las zonas puede perderse un transformador sin que se produzcan sobrecargas.

5.3 Solución de continua

Otro camino de posible solución al funcionamiento de todos los transformadores en condición N-1 sería “inyectar” en corriente continua (CC) desde el exterior de GBA, el equivalente a la potencia máxima de un transformador (700 MW) en cada zona, reduciendo así la carga por los mismos.

En las estaciones de Belgrano y de 5ta_GBA, puede agregarse un transformador más en cada estación sin que aparezcan problemas de potencias de cortocircuito. Por lo tanto debería inyectarse en CC en cada una de las zonas abastecidas desde las estaciones de Abasto, Ezeiza y Rodríguez.

El corazón de la carga de estas tres zonas son las centrales de Costanera y Puerto, que se encuentran en una zona muy poblada de GBA de modo que la posibilidad de acceso sería únicamente posible con cables, no con líneas aéreas.

Para reforzar la zona alimentada desde Abasto se ha incluido un cable de CC entre Abasto 500 kV y Costanera 220 kV, para reforzar la zona alimentada desde Ezeiza un cable de CC entre Ezeiza 500 kV

y P. Moreno 220 kV y para reforzar la zona alimentada desde Rodríguez un cable de CC entre Belgrano 500 kV y Puerto 220 kV, como se indica en la Figura 5.

En todas las barras de GBA de 500 kV y de 220 kV las potencias de cortocircuito están por debajo de los 25 GVA y de 15 GVA respectivamente.

De esta forma todas las barras se encuentran por debajo de sus potencias de cortocircuito máximas admisibles y en todas las zonas puede perderse un transformador sin que se produzcan sobrecargas.

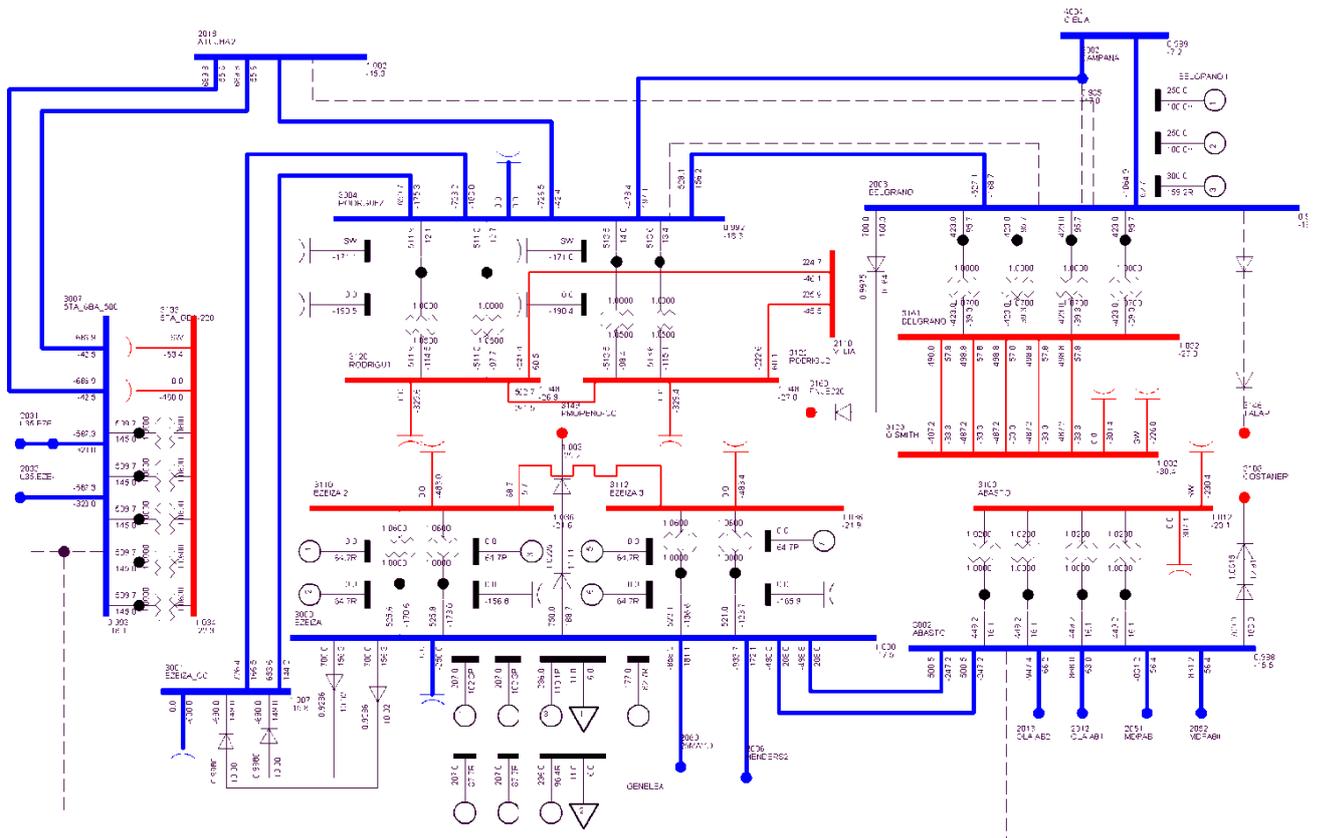


Fig. 5: Caso solución de continua 2033

Dado que ambas centrales (Puerto y Costanera) están situadas sobre el Río de la Plata, podría pensarse en utilizar cable submarino por el fondo del río, por el norte desde la zona de Campana (Estación Belgrano) hasta Central Puerto y desde un punto al este de Abasto sobre el río (Berisso), hasta Central Costanera (ver Figura 1). Estos cables podrían empalmar con líneas aéreas de HVDC que provengan de generaciones lejanas ó ser alimentados en 500 kV desde las estaciones de Belgrano y Abasto.

Otra alternativa es utilizar cables subterráneos, una posibilidad relativamente fácil para zonas pobladas es ubicar la traza del cable en la franja de servidumbre de una línea existente. En particular dado que en la central Barragán (al este de Abasto) existe la posibilidad de instalar hacia futuro otro ciclo combinado, podría pensarse en un cable de continua desde Barragán hasta Costanera, siguiendo la traza de la línea de 220 kV existente.

La solución de continua sería especialmente apta en un caso futuro en que existan largas líneas de transmisión de corriente continua (HVDC), que traigan potencia desde la región sur del país y/o desde el noreste hacia GBA. En ese caso deberá tenerse en cuenta la posibilidad de repotenciar las estaciones inversoras ya que las potencias a traer desde estas regiones será mucho mayor que la equivalente a un transformador (700 MW).

6. CONCLUSIONES

- Se parte del caso inicial (2013), donde se verifica la inexistencia de sobrecargas y donde no se superan los máximos admitidos en las potencias de cortocircuito. A partir de este caso se aumenta la carga al 3.5% anual, con lo cual se duplicará en el año final (2033). Incorporando las generaciones que necesarias para abastecer este aumento de carga.
- Para la demanda final (2033), se establece el requerimiento mínimo de nuevo equipamiento de transformadores 500/220 kV, compensación de reactivo, líneas y cables de 500 kV y 220 kV, de modo tal que en todas las zonas, se verifique que se cumplen las condiciones admitidas de valores de tensión (+-3% en 500 kV, +/-5% en 220 kV) y no se presente sobrecarga en ningún elemento.
- El caso de mínimo equipamiento 2033 muestra que se requerirá una gran cantidad de compensación de reactivo en el área GBA, en parte por el aumento de carga y en parte por la alta carga de líneas y cables de este caso. Esta configuración de equipamiento mínimo no admite condiciones N-1. Por otra parte los valores de potencias de cortocircuito establecidos como permitidos son superados (25 GVA en 500 kV y 15 GVA en 220 kV). Para soportar la condición N-1 de líneas de 500 kV, es necesario el agregado de tres líneas adicionales.
- Para solucionar el problema de las altas potencias de cortocircuito se analizan diversas soluciones.
 - Repotenciar las estaciones.
 - División de barras.
 - Enlace Back-to-Back entre Ezeiza y Rodríguez.
- Para permitir el funcionamiento en el escenario 2033, en condiciones N-1 de transformadores de 500/220 kV en todas las estaciones de GBA y simultáneamente cumplir con las máximas potencias de cortocircuito, se plantean tres posibles soluciones:
 - Transformadores en Reserva.
 - Solución de alterna. Reubicando parte de la carga alimentada desde Ezeiza, incluyendo más transformadores en servicio y conectando barras de 220 kV a través de reactores limitadores
 - Solución de continua. Inyectando a través de cables de HVDC una potencia equivalente a un transformador, en las zonas alimentadas desde Abasto, Ezeiza y Rodríguez.

BIBLIOGRAFÍA

[1] “Reducing the Short Circuit Level in Kuwait Transmission Network (A Case Study)” Mahmoud Gilany, Wael AL-Hasawi. World Academy of Science, Engineering and Technology 53 2009.

[2] “City Infeed with HVDC Light and Extruded Cables” Björn Jacobson, Gunnar Asplund, Marc Jeronese, Paulo Fischer de Toledo. CEPSI 2006. 16th Conference of the Electric Power Supply Industry, Mumbai, India. 6-10 November 2006.