

## LIMITACIÓN DE POTENCIAS DE CORTOCIRCUITO EN LA RED DE 500KV

---

### INFORME TÉCNICO GPOR/DPR N°52.4.1-V1/2016

Realizado por: Pablo Gill, Pablo Gigli, Cesar Schlegel  
Revisado por: Jorge Nizovoy  
Aprobado por: Jorge Nizovoy  
Versión: 1  
Fecha: 29/12/2016

#### **Resumen:**

*En este documento se presenta una síntesis del análisis realizado a la fecha de cierre de la Guía de Referencia de Transener 2017-2024 sobre diferentes alternativas de para la expansión de la red de 500kV en el Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA).*

*El foco principal del trabajo es estudiar la solución de la ET Rodríguez, que en el corto plazo superará su potencia de cortocircuito de diseño. Se compararon dos alternativas básicas: bypassRD y separación de la ET con Reactores Limitadores de Corriente (CLR, por sus siglas en inglés). La separación con CLR presentó un mejor desempeño para escenarios de corto plazo. Se estudian valores de referencia de la reactancia, corriente nominal y métodos para mitigar Tensión Transitoria de Restablecimiento (TRV).*

*La solución propuesta presenta un desempeño aceptable en los escenarios de corto plazo y mediano plazo (horizonte de 8 años) planteados en la Guía de Referencia 2017-2024.*

## **CONTENIDO**

<b>1. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>3</b>
<b>2. ESCENARIOS DE EXPANSIÓN DE LA RED .....</b>	<b>3</b>
<b>3. POTENCIA DE CORTOCIRCUITO DE DISEÑO DE LAS EETT DEL ÁREA .....</b>	<b>5</b>
<b>4. REACTORES LIMITADORES DE POTENCIA DE CORTOCIRCUITO (CLR) .....</b>	<b>6</b>
4.1 EXPERIENCIAS EN LA UTILIZACIÓN DE CLR EN 500kV .....	6
4.2 DISPOSICIONES BÁSICAS APLICADAS A LA RED DE 500kV DEL SADI .....	7
<b>5. BYPASS ET EZEIZA.....</b>	<b>8</b>
<b>6. AMPLIACIÓN EN ET MANUEL BELGRANO .....</b>	<b>9</b>
<b>7. SEPARACIÓN DE ET RODRÍGUEZ.....</b>	<b>10</b>
7.1 DESCRIPCIÓN BÁSICA DE ALTERNATIVAS .....	10
7.2 COMPARACIÓN BYPASSRD VS CLR. DESEMPEÑO ANTE FALLAS SIMPLES DE LÍNEAS DE 500kV .....	10
7.3 COMPARACIÓN BYPASSRD VS CLR ANTE SALIDA DE UN TRANSFORMADOR 500/220 kV .....	13
7.4 EFECTO DE LOS CLR EN LA REDUCCIÓN DE NIVELES DE CORTOCIRCUITO .....	13
7.5 VERIFICACIÓN PRELIMINAR DE TRV .....	16
7.6 DESBALANCE EN TRANSFORMADORES 500/220kV .....	17
7.7 CORRIENTE NOMINAL DE LOS CLR .....	18
7.8 ALTERNATIVAS PARA LA IMPLEMENTACIÓN PRÁCTICA EN LA SUBESTACIÓN .....	19
<b>8. ET PLOMER .....</b>	<b>21</b>
<b>9. CONCLUSIONES .....</b>	<b>23</b>
<b>10. REFERENCIAS.....</b>	<b>25</b>

## **1. Introducción**

Las altas corrientes de cortocircuito en el sistema de transmisión, si no son limitadas de forma adecuada por debajo de los valores de diseño, pueden provocar fallas catastróficas en equipos y a su vez pueden presentar una seria amenaza a la seguridad del personal operativo de una Estación Transformadora (ET).

Actualmente, se ha alcanzado el límite de corriente de cortocircuito de diseño en barras de 500kV en las estaciones transformadoras (EETT) Ezeiza (EZ) y Rodríguez (RD). En el corto plazo, la entrada de generación prevista en el área norte del área GBA y Litoral, conjuntamente con las futuras líneas de 500 kV, extienden los problemas de superación de potencias de cortocircuito de diseño a otras EETT del área (Atucha (AT), Campana (CA), M. Belgrano (MB)). Transener está procurando resolver los problemas que se vislumbran para incorporar nueva generación y la respectiva transmisión necesaria en GBA, que aseguren contar con la capacidad de transporte sin superar la potencia de cortocircuito de las instalaciones. La búsqueda de una solución involucra el estudio de distintas alternativas:

- Incremento de la capacidad de corrientes de cortocircuito admisibles de las instalaciones existentes;
- Separación de circuitos de 500 kV
- Limitación de corrientes de cortocircuito recurriendo a reactores limitadores núcleo de aire en 500kV

El cambio de equipamiento en una ET para repotenciar su capacidad de cortocircuito podría involucrar el cambio interruptores y otros equipos, así como el refuerzo de pórticos, malla de puesta de tierra, conexiones de equipos, etc. Esto podría resultar muy difícil de efectuarse en la práctica debido a las indisponibilidades de elementos críticos del sistema que las obras podrían requerir. Por esta razón, en el caso particular de las EETT Ezeiza y Rodríguez, que son esenciales para el abastecimiento de la demanda, resulta poco factible elevar la potencia de cortocircuito de diseño. Para lograr mantener el nivel de cortocircuito por debajo de los valores de diseño, se estudia la separación conveniente de circuitos de 500kV junto con la utilización de CLR y la construcción nuevas líneas y estaciones de 500kV para no comprometer la confiabilidad y no disminuir límites de transmisión del sistema.

## **2. Escenarios de Expansión de la Red**

La Figura 1 expone los esquemas unifilares de expansión de la red de 500kV del área Gran Buenos Aires (GBA) presentados en las hipótesis de la Guía de Referencia 2017/2024.

En la Figura 1 (a) se muestra la red actual. La ET Rodríguez es el punto de entrada de potencia desde el norte a través de tres líneas (desde Atucha, M. Belgrano y Campana). Luego mediante un doble corredor, se vinculan las principales estaciones para abastecimiento de la demanda con transformación 500/220kV: Rodríguez (3x800 MVA), Ezeiza (4x800MVA) y Abasto (2x800MVA). Desde el Sur la inyección de potencia se efectúa mediante dos corredores dobles, que son parte del corredor Comahue – GBA, conectados uno en Abasto (desde Olavarría) y el otro en Ezeiza (desde Henderson).

La Figura 1 (b) muestra la red prevista para Verano 2019/2020, donde se produciría el ingreso de un nuevo ciclo combinado en Manuel Belgrano. En este escenario se encuentra en servicio el bypassEZ, que consta de la vinculación de una de las líneas Abasto – Ezeiza y una de las Ezeiza – Rodríguez, detallado en la sección 5. También se encuentra una solución para limitación de cortocircuito en M. Belgrano y Rodríguez empleando CLR para separar barras en las EETT. La

barra indicada como RDB se vincula con EZ y la RDA con el bypassEZ, para minimizar los niveles de cortocircuito. En la sección 7 se estudia una comparación entre la separación de Rodríguez empleando CLR y otra alternativa mediante un bypass entre una de las líneas Ezeiza – Rodríguez y una de las Rodríguez – M. Belgrano, similar al caso de Ezeiza.

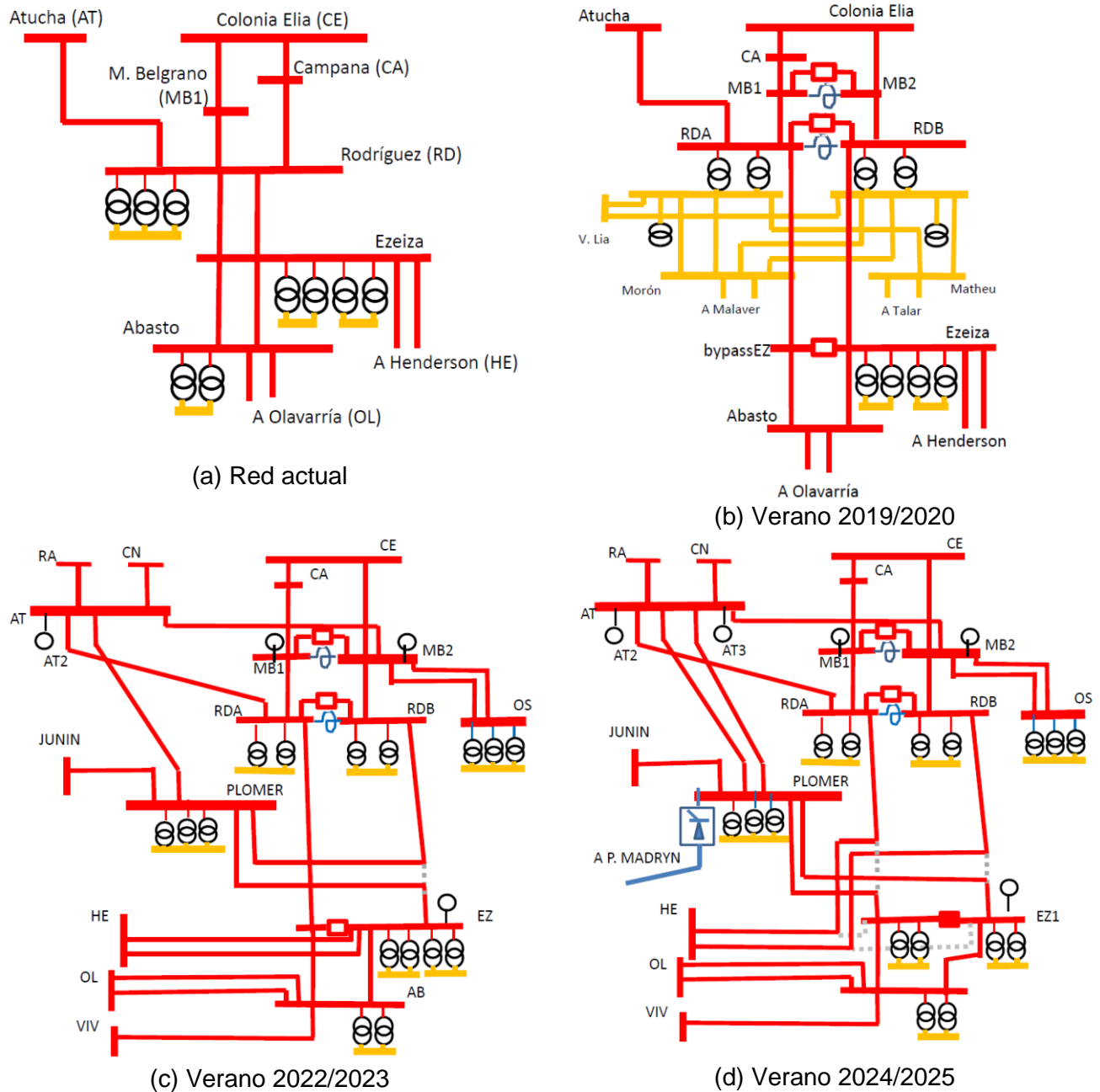


Figura 1. Esquemas unifilares de Expansión de la red del área GBA según hipótesis de la Guía de Referencia 2017/2024

En la Figura 1 (c) se expone un escenario correspondiente al Verano 2022/2023 donde se encuentran en servicio las futuras EETT Plomer y O. Smith. La vinculación de estas EETT responde a la propuesta de vinculación inicial del CAF, determinadas en los Estudios de Abastecimiento del AMBA de 2014:

- ET Plomer 500/220 kV, 3x800 MVA, secciona una de las líneas Ezeiza – Rodríguez mediante una Doble Terna (DT) de 500 kV.

- ET O. Smith 500/220 kV 3x800 MVA, se vincula mediante una DT de 500kV con la ET M. Belgrano 2. Adicionalmente se construye la línea Atucha – M. Belgrano.

Para este período también estaría en servicio el corredor Cuyo – GBA (Rio Diamante – Charlone – Junin – Plomer) y la línea Abasto – Vivotatá, que son parte del Plan Federal de Obras de Transporte. Por último, cabe mencionar que este escenario contempla una línea entre Atucha – Plomer, cuya estructura debería ser preparada para Doble Terna y una línea desde R. Coronda – Atucha que ofrece un camino paralelo al corredor Rosario – Rodríguez.

La Figura 1 (d) muestra el escenario horizonte de la Guía de Referencia correspondiente al Verano 2024/2025, donde se encontraría en servicio la nueva Central Nuclear denominada Atucha 3, así como la inyección potencia de un vínculo de HVDC proveniente del corredor Comahue/Patagonia – GBA. Se considera que esta podría ser la primera etapa de un bipolo, donde una convertidora podría ubicarse en P. Madryn, estando el corredor patagónico de 500kV duplicado con compensación serie. La configuración final del vínculo HVDC podría ser LCC multiterminal, considerando dos puntos de inyección de potencia, por ejemplo el segundo terminal de inyección en la ET Brown. Por otro lado, en este caso se plantea una apertura completa de los corredores dobles Ezeiza – Rodríguez y Henderson – Ezeiza, vinculando la ET Ezeiza y ET Plomer entre sí mediante dos líneas de 500kV, y por otro lado vincular las ET Henderson y ET Rodríguez entre sí. Para mantener un grado de confiabilidad aceptable ante fallas simples, es necesario también tener un doble vínculo entre Plomer y Atucha. En este nuevo escenario no quedaría vinculadas directamente las EETT Ezeiza y Rodríguez, y por lo tanto se atenúan los problemas de potencia de cortocircuito y además estas estaciones dejan de estar en puntos intermedios del corredor principal de flujos de potencia Norte – Sur. Esta nueva configuración permite eliminar dicha direccionalidad, ya que los flujos de potencia desde el sur se inyectarían en Abasto (a través de líneas Olavarría y Vivotatá VIV), en Plomer (mediante el vínculo HVDC principalmente) y en Rodríguez (desde Henderson). Cabe mencionar, que si bien no está representado en los diagramas de la Figura 1, esta propuesta una nueva línea de 500kV entre las EETT G. Brown –Henderson, que favorece la evacuación de potencia desde la ET G. Brown, permite uniformizar las transferencias de potencia en los subcorredores dobles del corredor Comahue – Buenos Aires y fortalece el nodo Henderson ante la apertura de Henderson - Ezeiza. La inyección de HVDC en Plomer hace que la línea Rio Diamante Charlone no se cargue efectivamente (aún con compensación serie) y su principal fin sea proporcionar confiabilidad a la ET Charlone. Se incluye debido a que es parte del Plan Federal.

### 3. Potencia de Cortocircuito de Diseño de las EETT del Área

Las limitaciones relevantes de las EETT del área se exponen en la Tabla 1.

Tabla 1. Valores de potencia de cortocircuito admisible en EETT del área

ET	Scc adm [MVA]	Observaciones
Ezeiza	25000	Limitados por equipos de playa y diseño electrodinámico. El remplazo de equipos y repotenciación se considera muy difícil de efectuarse en la práctica debido a las indisponibilidades de elementos críticos para el abastecimiento de demanda que las obras podrían requerir.
Rodríguez	25000	
Abasto	25000	
M. Belgrano	26000	Limitado por malla de PAT y diseño electrodinámico. La repotenciación es compleja, ya que los pórticos imponen esta limitación.
Campana	25000	Limitado por malla de PAT y diseño electrodinámico

ET	Scc adm [MVA]	Observaciones
Atucha	25000 (actual) 34600 (repotenciado)	Actualmente limitado por diseño electrodinámico de interconexiones entre equipos. Se considera factible su repotenciación hasta una corriente de cortocircuito admisible de 40kA (34.6 GVA), con cambios que involucrarían principalmente las conexiones de equipos y refuerzo de la malla de tierra.
C. Elíe	21600	Limitado por malla de PAT y diseño electrodinámico
Ramallo	18000	Limitado por diseño electrodinámico. La repotenciación es compleja, ya que los pórticos imponen esta limitación.

#### 4. Reactores Limitadores de Potencia de Cortocircuito (CLR)

##### 4.1 Experiencias en la Utilización de CLR en 500kV

Los reactores limitadores de corriente (CLR), además de su función limitadora, presentan una caída de tensión y consumo de potencia reactiva bajo condiciones normales de la red. Además, el aumento de reactancia podría producir problemas de estabilidad. Por lo tanto, el valor del CLR y ubicación debe ser estudiada cuidadosamente para que sea una solución técnico-económica factible [1]. En Brasil la solución del CLR ha sido exitosa en casos particulares. La especificaciones básicas utilizadas para la especificación del CLR (que podrían determinar también su infactibilidad) fueron la caída de tensión, pérdidas por efecto joule y valores de flujo magnético cercanos (podría requerirse mayores distancias libres ya que las líneas de campo se cierran por el aire) [2].

La utilización de CLR requiere análisis de funcionamiento del sistema, definición de dimensiones físicas del equipamiento, especificaciones de las características eléctricas y especial atención sobre efectos del flujo magnético sobre el personal, de forma directa o a través de contacto con estructuras metálicas en la vecindad. Las ventajas y desventajas de la posición del CLR en la subestación y las necesidades para el caso específico deben analizadas también. Es indispensable que pueda ser cortocircuitado según condiciones operativas. La Figura 2 muestra disposiciones existentes.

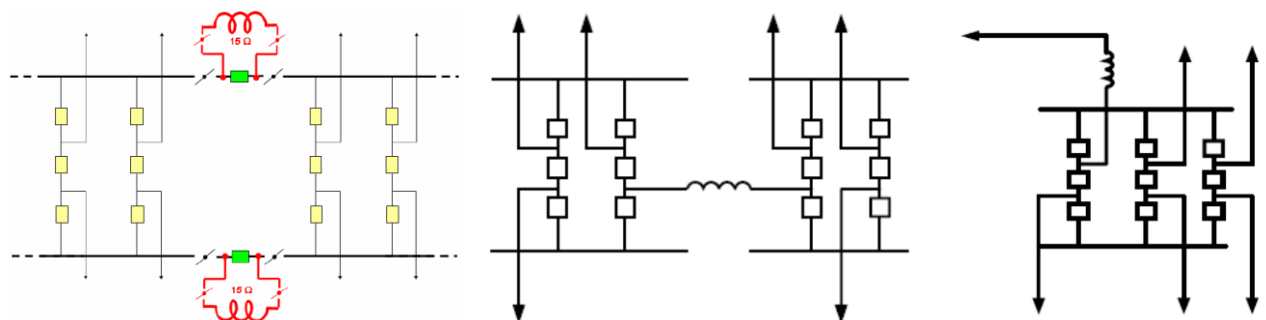


Figura 2. Ejemplos de disposiciones de CLR [1]

Por otro lado, los CLR pueden causar incrementos de Tensión Transitoria de Restablecimiento (TRV, por sus siglas en inglés) que aparece entre los contactos de interruptores cercanos al interrumpir una corriente de falla. Luego que los contactos del interruptor se separan, con el primer paso por cero de la corriente, se produce la extinción del arco y la tensión entre los contactos se incrementa rápidamente. Si la rigidez dieléctrica entre los contactos del interruptor no se recupera tan rápido como la tensión de restablecimiento entre contactos, el interruptor puede reencenderse y continuará conduciendo. La instalación de adecuados capacitores en paralelo y en ambos extremos a tierra puede resolver el problema de TRV elevada.



En la Figura 3 se muestra a modo de ejemplo la disposición de los CLR de 500kV ubicados en la estación Tucuruí de Electronorte. Pueden identificarse 3 reactores monofásicos, más un fase de reserva, y los respectivos capacitores en serie y paralelo para mitigar TRV. También puede observarse el cercado de los reactores para garantizar distancias libres por campos magnéticos.

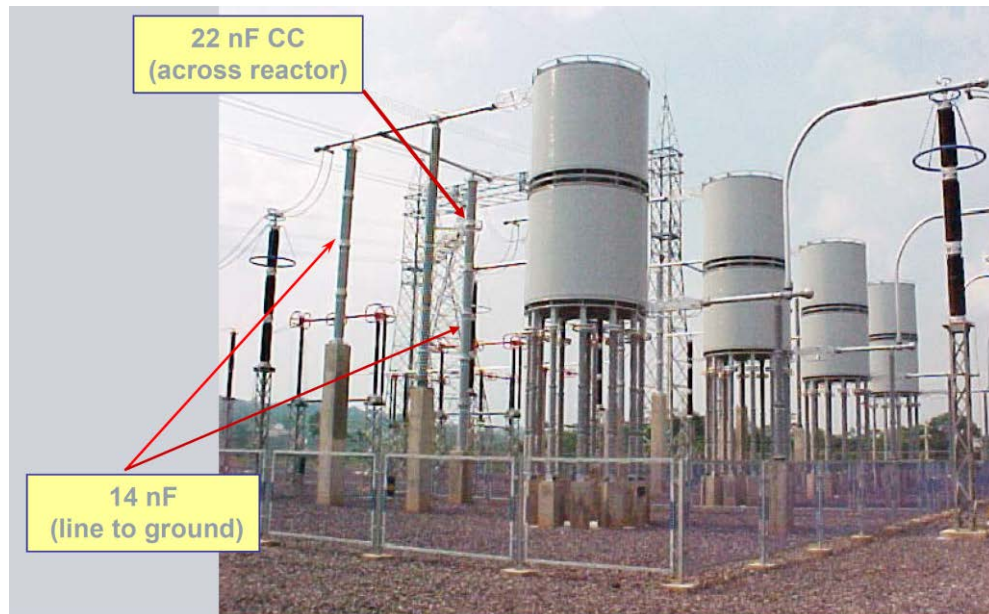


Figura 3. Ejemplo de reactores limitadores de cortocircuito en 500kV de Electronorte, Brasil  
20 ohm (60 Hz), 2600 A [4]

#### **4.2 Disposiciones Básicas Aplicadas a la Red de 500kV del SADI**

En el caso puntual de aplicaciones en el sistema de 500kV de Transener, la utilización de CLR se plantea para separar eléctricamente barras de estaciones transformadores donde se desea limitar el nivel de cortocircuito y sea factible su instalación. La separación se trata de hacer de forma tal que cada barra quede lo más balanceada posible desde el punto de vista de ángulo de tensiones para minimizar circulación de corriente por el reactor para evitar consumo adicional de potencia reactiva en condición de red completa.

Ante contingencias en el sistema, la corriente por el reactor podría ser significativa, y en función de estudios detallados de análisis de contingencias sobre diferentes condiciones operativas del sistema podrían identificarse necesidades eventuales de reservas de potencia reactiva u otros requerimientos especiales. La corriente nominal de los reactores será elegida para poder afrontar situaciones en condición de red incompleta.

En la Figura 4 se exponen los esquemas de conexión de los CLR planteados para una ET con doble interruptor y alternativamente una ET con interruptor y medio, así como el esquema unifilar equivalente que se utilizará en el presente informe. Se contempla la posibilidad de puenteo mediante los interruptores acopladores de barra, de forma análoga a la disposición de los bancos de capacitores serie actualmente instalados en las EETT Puelches y Henderson. Se prevé que cada reactor tendrá sus respectivos capacitores en paralelo y a tierra para mitigar TRV, y se considera que tendrán una fase de reserva en la ET. En función de estudios detallados de Ingeniería de la Subestación de cada caso particular, si hubiera espacio físico disponible, la fase de reserva podría ser de conexión rápida.

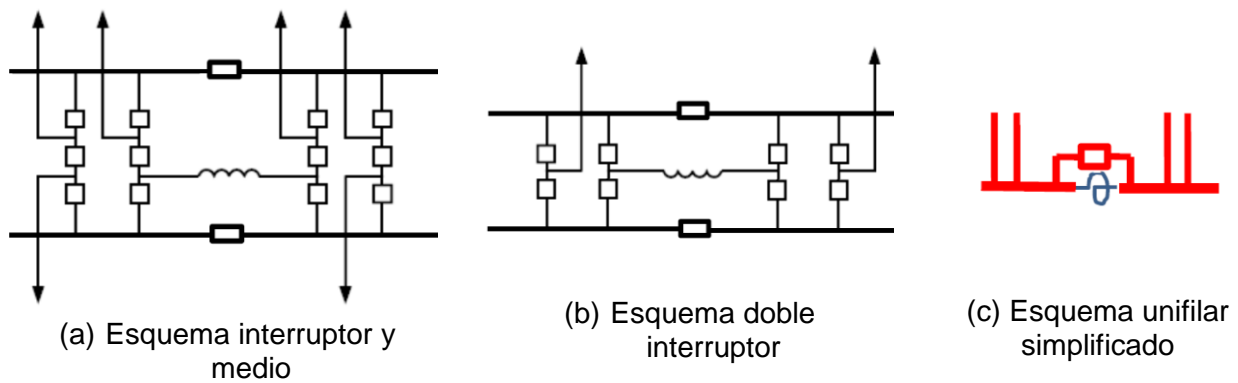


Figura 4. Esquemas de conexión de CLR para la red de 500kV. (a) Para estaciones con doble interruptor. (b) Para estaciones con interruptor y medio. (c) Esquema unifilar equivalente donde se representa la posibilidad de puenteo mediante interruptor según condiciones operativas.

## 5. Bypass ET Ezeiza

Actualmente se está realizando una modificación en la ET Ezeiza para mitigar el aumento de potencia de cortocircuito en el plazo inmediato, denominada *bypassEZ*. Esta solución consta de la instalación de un interruptor adicional que vincula una de las líneas Abasto – Ezeiza (5ABEZ1) y una de las líneas Ezeiza – Rodríguez (5EZRD2) directamente, que permitirá que pueda operarse con ambas líneas vinculadas entre sí, sin estar vinculadas a ET Ezeiza, disminuyendo el nivel de cortocircuito en unos 3000 MVA aproximadamente (baja de 25GVA a 22GVA). Si bien quedará una vinculación directa Abasto – Rodríguez, cada tramo Abasto-bypassEZ y bypassEZ-Rodríguez mantiene sus esquemas de protección independientes. Entonces, ante la salida de alguno de los subtramos por una falla, el operador podría reconectar el tramo que permanece energizado a las barras de Ezeiza y así aumentar la confiabilidad de la operación en N-1, siempre que las correspondientes verificaciones de niveles de cortocircuito lo permitan.

La Figura 5 se representa el esquema del *bypassEZ*, donde se muestra cómo se modifica la característica de doble interruptor de los campos de las líneas que se conectan, quedando éstas vinculadas a la ET Ezeiza con un esquema equivalente a interruptor y medio. La operación normal sería con interruptor central cerrado solamente y los interruptores a las barras abiertos, pudiendo ser cerrados convenientemente según condiciones operativas.

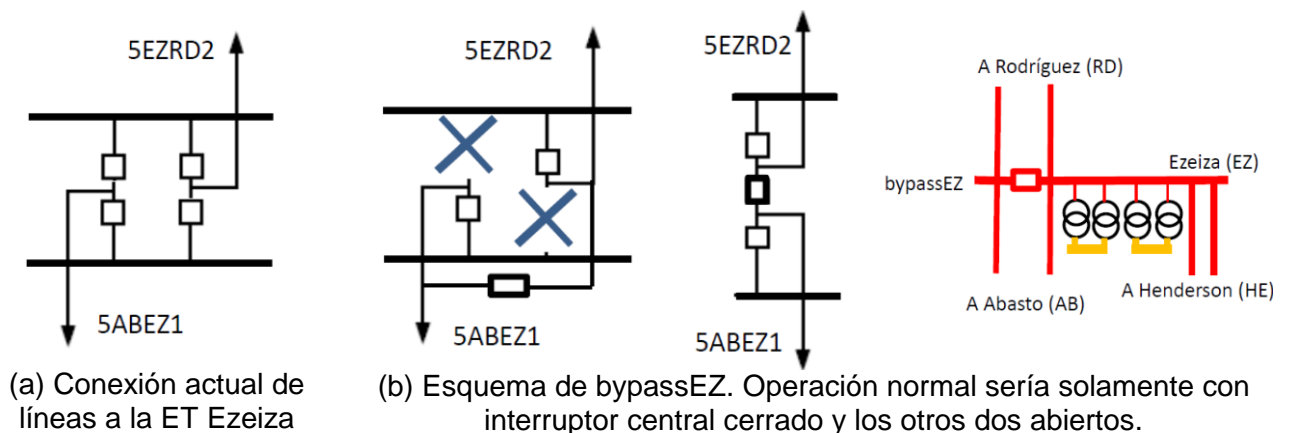


Figura 5. Esquema de *bypassEZ* con interruptor.

Esta solución es de carácter transitorio para mitigar un problema en el plazo inmediato. Con las ampliaciones esperadas en el sistema, los escenarios de la Guía de Referencia de Transener



2017/2024 reflejan que para el año 2022 ya se produciría nuevamente la superación de niveles de cortocircuito de diseño en la ET Ezeiza, aun considerando la operación con bypassEZ. Por lo tanto, esta modificación simple de bajo costo tiene una vida corta, pero proporciona un margen para estudiar la mejor alternativa de fondo que permita solucionar el problema por un plazo de tiempo mayor.

En el escenario horizonte de esta Guía de Referencia se plantea una posible solución de largo plazo donde Ezeiza queda vinculada con dos líneas de 500kV a la futura ET Plomer y con dos líneas de 500kV a Abasto. Las actuales dos líneas de 500kV desde Henderson, se extenderían directamente hacia Rodríguez, quedando un doble corredor Henderson – Rodríguez. Para que esto sea factible es necesario realizar otras líneas adicionales para fortalecer la vinculación de las EETT Plomer (doble terna de 500kV hacia Atucha) y Henderson (línea de 500kV a G. Brown). En la sección 8, donde se describe la vinculación de ET Plomer, se muestra en la Figura 20 un esquema de la red de GBA para el escenario horizonte.

## 6. Ampliación en ET Manuel Belgrano

La vinculación de un nuevo Ciclo Combinado (CC) adyacente al CC M. Belgrano y las futuras vinculaciones de líneas de 500kV hacia las EETT Atucha y ET Oscar Smith, están planteadas desde la denominada ET M. Belgrano 2 (MB2) adyacente a la actual ET M. Belgrano. Esta nueva ET además seccionará la línea Campana – Rodríguez. En adelante, a fines de diferenciar ambas, las barras actuales de ET Manuel Belgrano se denominarán ET MB1, y la futura: MB2.

Debido a la necesidad de separar eléctricamente las barras de 500kV de la ET Rodríguez, es deseable vincular MB1 y MB2 para favorecer la distribución pareja de las transferencias de potencia en el doble corredor CE-MB-RD y además no profundizar aún más la pérdida confiabilidad, minimizando las redistribuciones de flujos de potencia en el corredor CE-MB ante fallas simples en los corredores MB-RD-EZ.

Si se vincularan de forma rígida MB1 y MB2, se producirían en el corto plazo la superación la capacidad admisible de cortocircuito de diseño en las EETT Campana (25 GVA) y MB1 (26 GVA). Para evitar esto, la vinculación entre MB1 y MB2 se plantea a través de un reactor limitador según el esquema de la Figura 6. Cuando se seccione la línea Campana – Rodríguez para la vinculación de la nueva ET MB2, se pueden intercambiar las vinculaciones con la línea Colonia Elia – M. Belgrano 1 hacia M. Belgrano2 y vincular Campana con M. Belgrano 1. Las EETT Campana y M. Belgrano 1 quedarían sobre un mismo corredor, y se podría controlar más fácilmente su nivel de potencia de cortocircuito, mediante un reactor limitador.

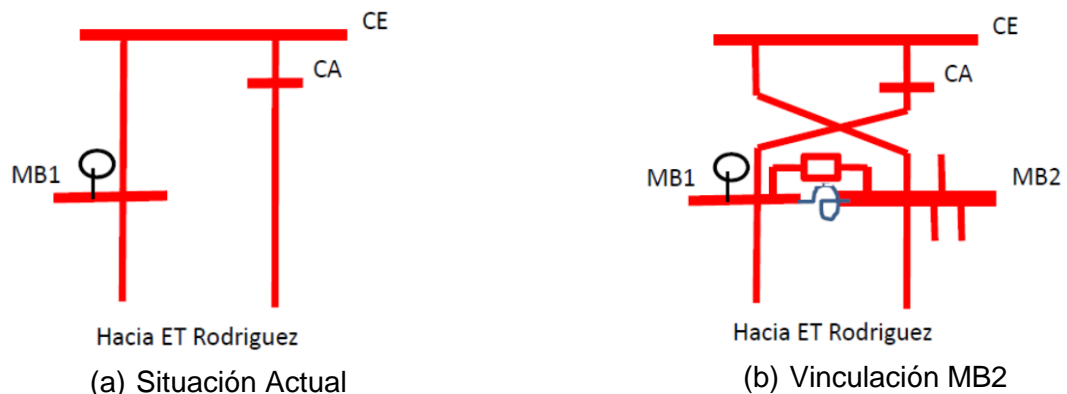


Figura 6. Esquema de ampliación de ET Manuel Belgrano

## 7. Separación de ET Rodríguez

### 7.1 Descripción Básica de Alternativas

Actualmente el nivel de potencia de cortocircuito de las barras de 500kV de la ET Rodríguez está llegando al valor de diseño. Teniendo en cuenta al cuarto transformador 500/220 kV (T1RD) que está instalando Edenor, la superación se produce con la entrada de cualquier futuro Ciclo Combinado en la zona costera del Paraná.

Una simple alternativa para reducir el nivel de cortocircuito de Rodríguez en 500kV, que se presentó en algunas Guías de Referencias de años anteriores y en los estudios de Abastecimiento del AMBA realizados por el CAF, era el denominado “bypass de RD”. En esta alternativa la línea 5EZR1 se conectaba directamente con una línea a M. Belgrano sin vincularse a las barras de 500kV de Rodríguez, tal como se describe en la Figura 7 (a). Por otro lado, en la Figura 7 (b) se muestra la solución de separación de Rodríguez mediante un CLR. En este caso se deben repartir convenientemente los campos en cada subestación para mantener lo más balanceado posible el ángulo de las tensiones en condición de red completa, para evitar circulaciones de potencia por el reactor excesivas en condiciones normales y reducir de manera más efectiva el nivel de cortocircuito en cada subestación resultante. En el caso de la alternativa de separación con CLR quedarán dos transformadores 500/220kV sobre cada juego de barras de 500kV de Rodríguez.

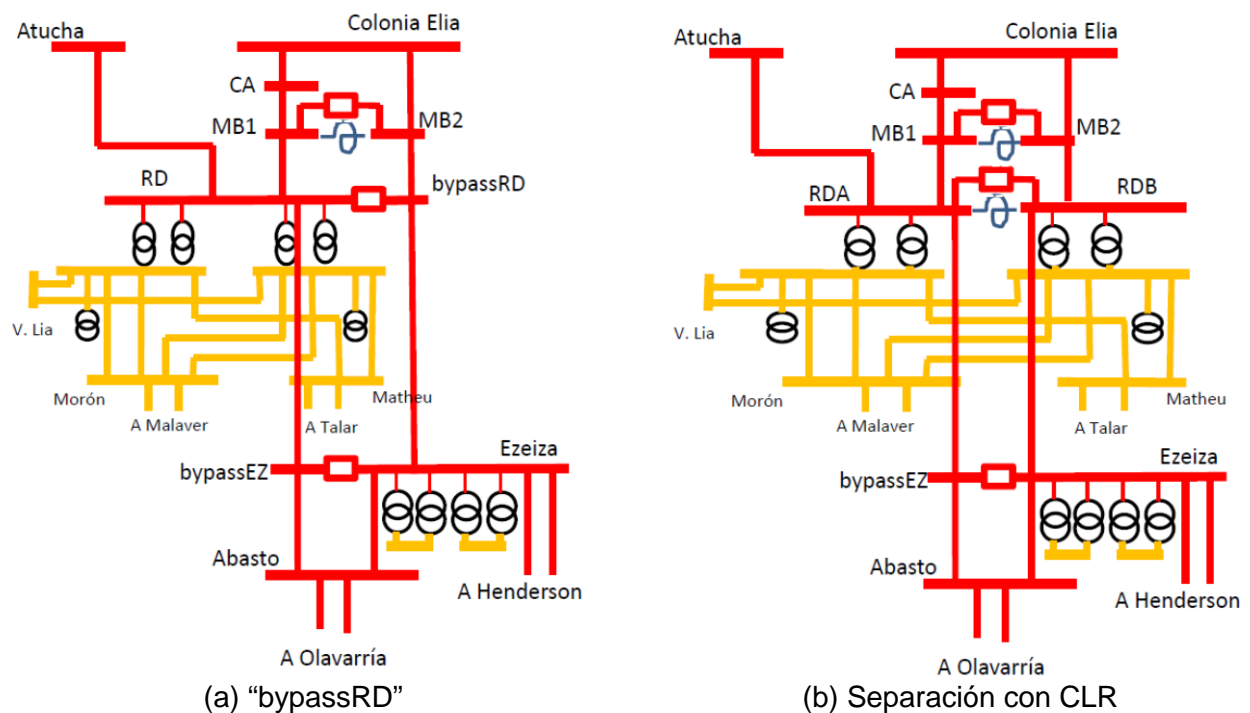


Figura 7. Esquemas de las alternativas para separación de Rodríguez en el corto plazo Verano 2019/2020

### 7.2 Comparación *bypassRD* vs CLR. Desempeño ante Fallas Simples de Líneas de 500kV

La ET Rodríguez está ubicada en un punto intermedio del principal corredor de transferencias de potencia entre el Norte y el Sur del SADI. Debido a la presencia del *bypassEZ*, el *bypass RD* implicaría otra apertura en el corredor Norte –Sur, generando un anillo de gran extensión RD – MB – EZ – AB – RD, que por un lado profundiza el desbalance de los flujos de potencia activa por el corredor (minimizando su utilización) y aumenta el consumo de potencia reactiva; y por otro

lado presenta mayores redistribuciones de flujos de potencia ante fallas simples en el sistema, teniendo un impacto más negativo en los límites de transmisión. Ante fallas simples sobre el anillo mencionado, la Desconexión Automática de Generación (DAG) en máquinas cercanas podría ser contraproducente ya que si bien bajarían las transferencias de potencia adyacentes, se produciría la pérdida control de tensión. La DAG resulta bastante ineficiente debido a que es una región muy mallada y los coeficientes de efectividad de DAG son muy bajos, además que de la acción de la Regulación Primaria de Frecuencia (RFP) y los cortes de demanda por subfrecuencia son distribuidos uniformemente en todo el sistema. Una acción efectiva que debería implementarse junto con la DAG es el disparo de demanda localizado ante la detección de un evento bajo ciertas condiciones.

El bypass RD le quita dos líneas de 500kV de vinculación a la ET Rodríguez quedando solamente con tres líneas de 500kV y sin descomprimir la demanda del nodo RD 500kV. Considerando que tendrá 4 transformadores 500/220 kV de 800MVA, en un escenario de pico de corto plazo que entre los cuatro transformadores las transferencias de potencia sumen 2400MW. En cambio la separación con CLR deja dos secciones de la ET con la mitad de la demanda (aprox. 1200 MW cada subestación) y tres vinculaciones de 500kV cada una (considerando al CLR como una de ellas). Por lo tanto, el bypass RD introduce una mayor reducción en la confiabilidad de la ET respecto de la separación con CLR.

A modo de ejemplo comparativo, en la Figura 8 se muestran los factores de distribución para la falla de la línea Rodríguez – M. Belgrano para las dos alternativas de separación. En el caso de bypassRD se observa que la distribución de flujo de potencia postfalla se produce fuertemente por todo el anillo MB2-bypassRD-EZ-AB-bypassEZ-RD en un 70% aproximadamente. En el caso del CLR, la distribución queda mayormente confinada a MB2-RD2 y por el CLR se distribuye aprox un 50%, bajando la distribución de flujos por el camino RD2-EZ-AB-bypassEZ-RD1 en solamente un 20%. Además la demanda de Rodríguez queda vinculada a 4 líneas de 500kV, mientras que en el caso de bypassRD solamente a 2 líneas (RD quedaría vinculada a AT y bypassEZ) pudiéndose producirse además bajas tensiones postfalla en RD.

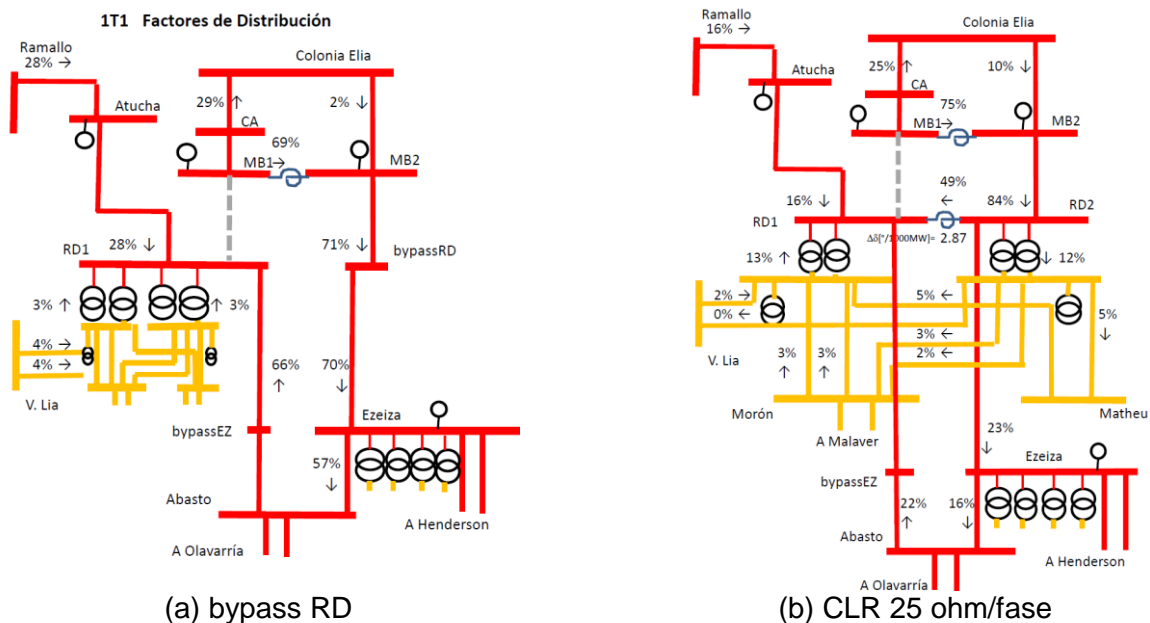


Figura 8. Factores de Distribución por falla Rodríguez – M. Belgrano (RD-MB1)

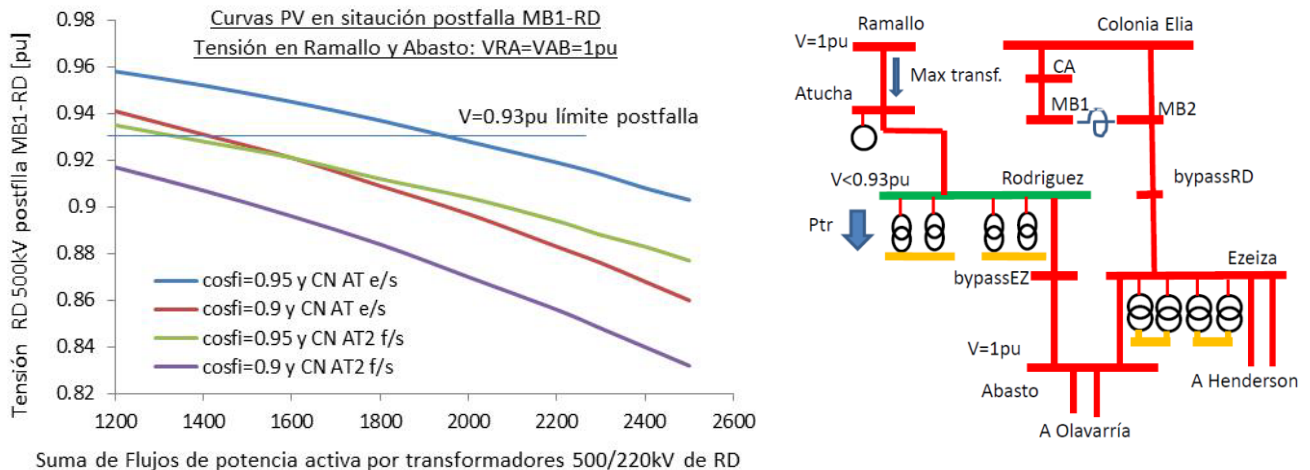


Figura 9. Curvas PV en condición N-1 de RD-MB1 en caso de bypassRD

La Figura 9 muestra las curvas PV postfalla para el caso de bypassRD para la contingencia M. Belgrano – Rodríguez. En las curvas se considera de forma optimista que la magnitud de la tensión en Ramallo y Abasto postfalla se mantiene en 1.0 pu. Se realizan casos para diferentes valores de factor de potencia medidos del lado de 500kV de los transformadores y la variante de la Central Nuclear (CN) Atucha 2 en servicio (e/s) o fuera de servicio (f/s). Se aprecia aún para el caso el caso más optimista, donde el factor de potencia es 0.95 y la CN TA e/s, que para flujos de potencia de 2000MW por los transformadores 500/220kV, la tensión postfalla ya queda por debajo de 0.93pu (valor determinado por tensión mínima postfalla de 20 minutos según criterios de diseño del sistema Anexo 16 de los Procedimiento Técnicos de CAMMESA). La situación es más crítica si se considerase un factor de potencia más bajo, o que las tensiones en Abasto y Ramallo podrían estar por debajo de 1.0pu y peor aún si la CN Atucha 2 está fuera de servicio. El valor de 2000MW de demanda ya es superado en la actualidad aún con tres transformadores 500/220kV.

Considerando la misma contingencia de la línea M. Belgrano – Rodríguez (MB1-RD) en el caso de separación de Rodríguez con CLR no se observa este problema de bajas tensiones postfalla, gracias a que quedan vinculadas las líneas a Ezeiza y M. Belgrano 2, que garantizan soporte de tensión. Sin embargo, en este caso aparecen pequeñas distribuciones de flujo de potencia sobre los transformadores (del 12% por dos transformadores, 6% en c/u) y las líneas de 220kV (como máximo del 5%). Esto quiere decir que si el flujo prefalla por la línea fallada de 500kV era de 1200MW, la carga por cada transformador de la barra RDB luego de la falla se incrementaría en 72 MW, y el flujo de potencia por una línea Rodríguez – Matheu aumentaría 60 MW. Si estos elementos de la red hubieran estado operando en el estado prefalla cercano a sus límites, las sobrecargas asociadas serían del orden de un 10%. Estos valores pueden ser manejados por posteriores acciones manuales del operador, tales como cierre de acoplamiento de barras para puentear los reactores CLR y balancear la carga de los transformadores y las líneas de 220kV.

Si bien el problema mencionado de alta concentración de demanda en RD se alivia notoriamente con ET O. Smith (que podría tomar gran parte de la demanda de Matheu y Talar), existen actualmente indefiniciones sobre la factibilidad del proyecto de la ET O. Smith en 500kV, sobre todo por cuestiones ambientales de la traza de las líneas entre M. Belgrano y O. Smith, que podrían retrasar aún más su concreción. Entonces, la solución de RD debería ser lo más robusta posible y no depender de la construcción de Smith. Por lo tanto, la opción de separación con CLR surge como la más apropiada desde el punto de vista de confiabilidad ante fallas simples de líneas de 500kV.

### 7.3 Comparación bypassRD vs CLR ante salida de un transformador 500/220 kV

Debido a la entrada en servicio del cuarto transformador 500/220kV de Rodríguez, es necesario operar con barras desacopladas en 220kV, independientemente de alternativas de separación de 500kV. La red de 220kV operaría anillada como muestra la Figura 7, repartiendo de forma equitativa las líneas a Matheu, Morón y V. Lía, con el fin de poder soportar la salida de un transformador 500/220 kV de forma más efectiva posible (comparativamente a si se armaran subsistemas radiales de 220kV sobre cada barra de 220kV de Rodríguez).

En la Figura 10 muestra los factores de distribución por la salida de servicio de un transformador 500/220 kV, sobre cada uno de los otros transformadores 500/220 kV y las líneas de 220kV, para la alternativa del bypassRD y para la alternativa de CLR adoptando un valor de 25ohm/fase (que se valida respecto a su capacidad para limitación de cortocircuito en la sección 7.4. Cada factor de distribución indica el porcentaje del flujo prefalla del elemento fallado que se redistribuye por cada elemento en el estado posfalla. Por ejemplo en el caso del bypassRD, 37% del flujo prefalla del transformador que dispara se redistribuye por el que está en paralelo, mientras que un 25% por cada uno de los otros dos que están en la otra barra de 220kV y un 12% por la líneas de 220kV a V. Lía.

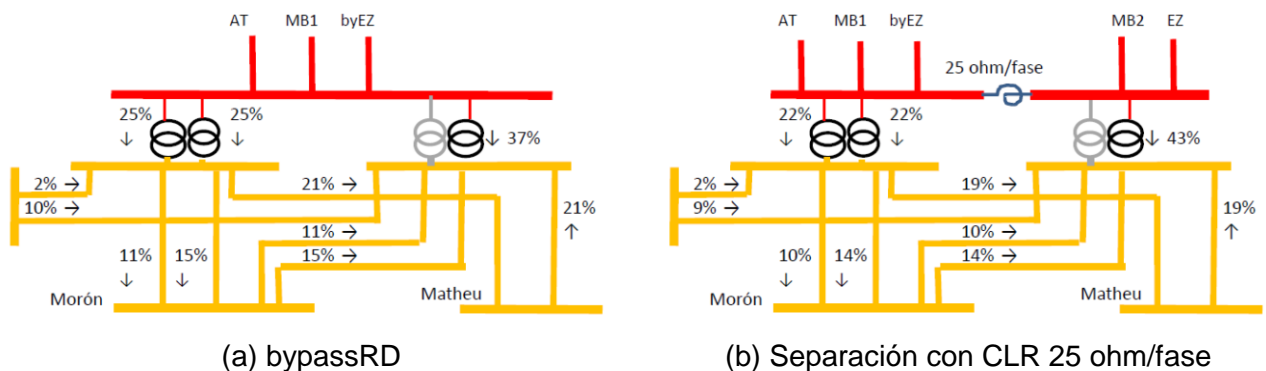


Figura 10. Factores de Distribución por salida de un transformador 500/220kV

En el caso con CLR de 25 ohm/fase aumenta ligeramente el factor de distribución sobre el transformador en paralelo, de 37% a 43%, pero por otro lado disminuyen los factores de distribución en las líneas de 220kV (por ejemplo en la Mathue-RD baja de 21% a 19%). Se observa que la diferencia de valores en los factores de distribución que introduce la separación con CLR no es muy significativa, siendo la principal causa de desbalance la separación de barras de 220kV.

### 7.4 Efecto de los CLR en la Reducción de Niveles de Cortocircuito

El valor de reactancia se adopta para poder limitar las corrientes de cortocircuito por debajo de los valores admisibles, tanto para el escenario de corto plazo como para el escenario horizonte de la Guía de Referencia correspondiente al año 2025. A modo de ejemplo de la efectividad de los CLR para disminuir el nivel de cortocircuito trifásico y monofásico de las EETT del área en el escenario de corto plazo Verano 2019/2020 se exponen en la Figura 11 (a) y (b), respectivamente. En el eje x se representa el valor de la reactancia de los CLR en RD y MB en ohm/fase, adoptándose el mismo valor en ambos de forma preliminar.



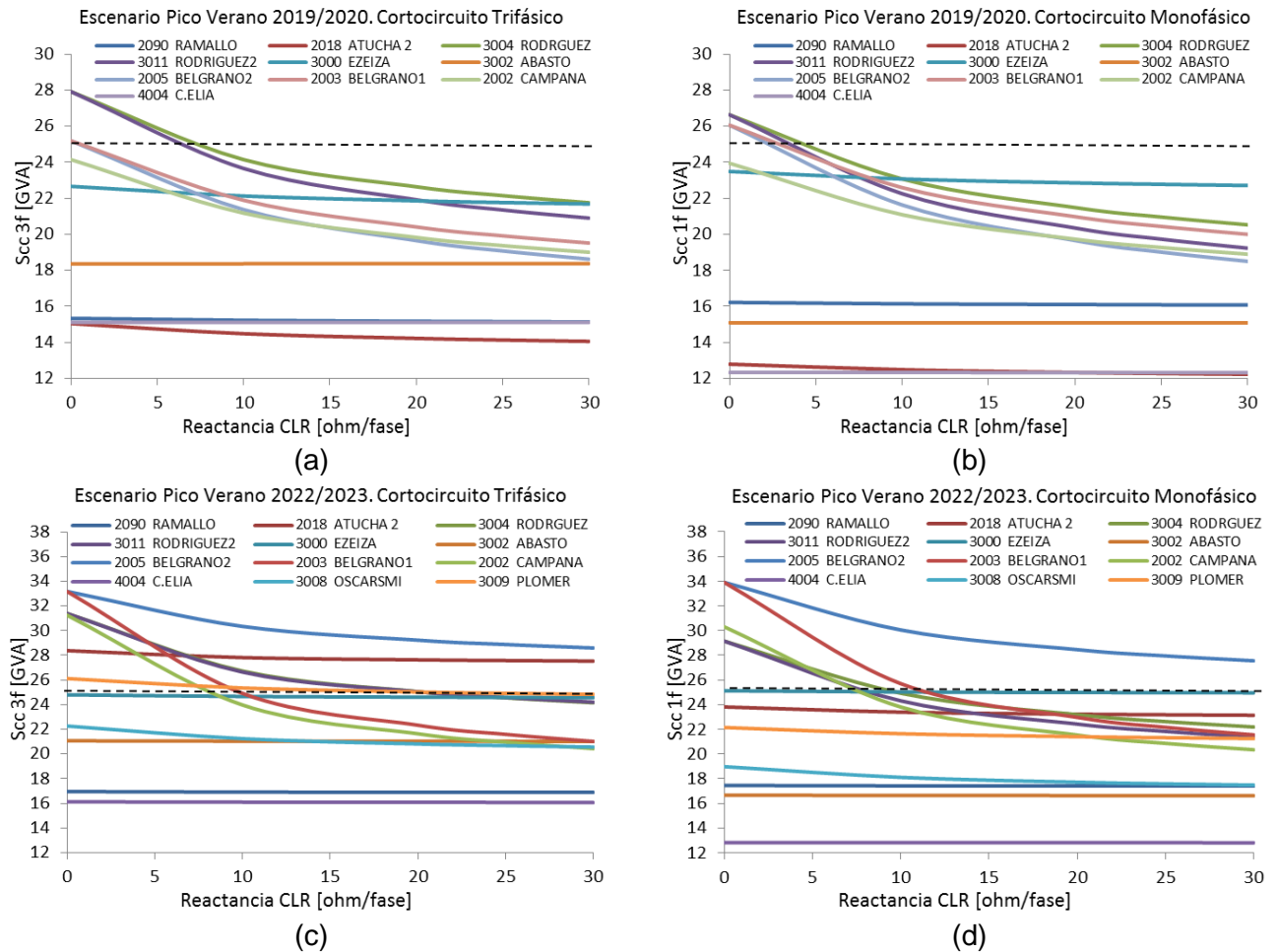


Figura 11. Efecto de Reducción de Potencias de Cortocircuito en función de la reactancia de los CLR para escenarios de corto plazo Verano 2019/2020 (a) y (b); y Verano 2022/2023 (c) y (d)

En la Figura 11 (c) y (d), se muestran los niveles de cortocircuito trifásico y monofásico, en las EET del área en función de la reactancia de los CLR, para el escenario Verano 2022/2023, cuyo diagrama unifilar se muestra en la Figura 1 (c).

Del análisis de las curvas de la Figura 11 se observa que sin tomar medidas adicionales (valores correspondientes a reactancia nula), incluso en el escenario de corto plazo se superan los valores admisibles de potencia de cortocircuito de diseño en Rodríguez y M. Belgrano.

Para el año 2022/2023, se observa que un valor de reactancia de 25 ohm/fase se logra mantener a Ezeiza y Rodríguez por debajo de los 25GVA, pero con un margen marginal. La únicas que superan la barrera de los 25GVA son MB2 (que será diseñada para soportar dichos niveles) y Atucha (que será repotenciada a 34 GVA). En la Figura 12 se muestran los aportes de corrientes de cortocircuito trifásico en cada barra de Rodríguez, para los escenarios Verano 2019/2020 y Verano 2022/2023. Se observa que la corriente que circula por el CLR es 4.4 GVA en caso de mayor valor.



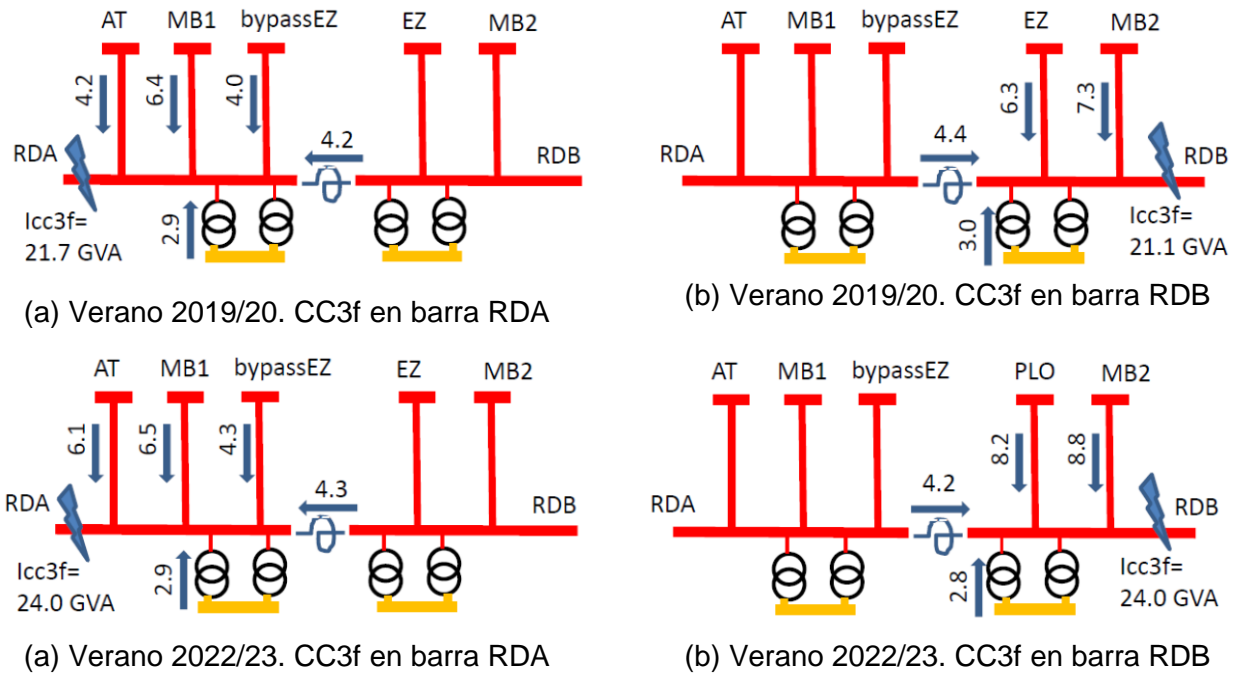


Figura 12. Aportes de corriente de cortocircuito en barras de Rodríguez 500kV

El hecho que Ezeiza y Rodríguez alcancen nuevamente su límite de cc de diseño para este período indica que la solución del bypassEZ debe ser modificada por otra alternativa. Surge entonces la propuesta de escenario horizonte explicada en la sección 2, cuyos niveles de cortocircuito para el pico de Verano 2024/2025 se exponen en la Figura 13. Al desvincular de Ezeiza las dos líneas de Henderson, se observa que se logra bajar la potencia de cortocircuito en Ezeiza por debajo de 25 GVA, pero con poco margen. Podría estudiarse utilizar los campos que quedan liberados de las líneas a Henderson para separar la ET Ezeiza en dos con un pequeño CLR para tener mayor margen.

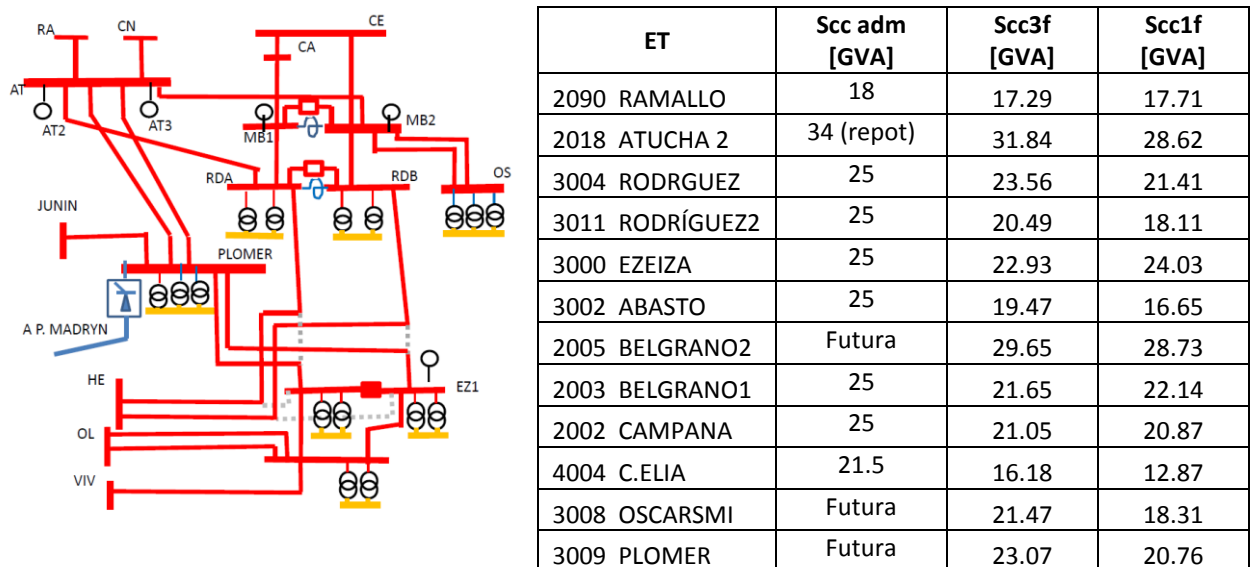


Figura 13. Niveles de cortocircuito resultantes en escenario horizonte 2024/2025. CLR 25 ohm.

En todos los casos se aprecia que el cruce de líneas en M. Belgrano, para que MB1 y Campana queden sobre el mismo corredor, permite que la ET Campana no supere su límite de 25 GVA. En

caso que hubiera quedado Campana vinculada al corredor de MB2, su nivel de cortocircuito habría resultado similar a esta última, ya solamente distan 2 km aproximadamente.

### **7.5 Verificación preliminar de TRV**

La Tensión de Restablecimiento es la tensión que aparece entre los polos de un interruptor luego de una maniobra. Cuando los contactos se separan durante la interrupción de la falla, un arco aparece entre los contactos y es mantenido hasta que la corriente pasa por cero. Una vez que la corriente es interrumpida, una Tensión Transitoria de Restablecimiento (TRV, por sus siglas en inglés) aparece entre los contactos. Si en el instante que aparece la TRV, la rigidez dieléctrica entre contactos es mayor al valor de TRV, entonces la corriente será interrumpida exitosamente. Si no lo es, aparecerá un arco y no se interrumpirá. La TRV es afectada por varios parámetros del sistema, incluyendo: inductancia y capacidad del Sistema, nivel de corriente de cortocircuito del sistema en punto de estudio de TRV, Capacidades de elementos de subestación, líneas de transmisión que acometen a la barra y sus características y factores internos de los interruptores.

La Tasa de Crecimiento de la TRV (RRTRV, por sus siglas en inglés) y el valor pico de la TRV junto con la magnitud de la corriente, son los parámetros críticos que determinan la severidad de la maniobra.

La presencia de un reactor serie en el circuito tiene dos consecuencias básicas:

- 1) Reduce el valor pico de la TRV (efecto positivo)
- 2) Aumenta drásticamente el valor de la RRTRV (efecto negativo)

La instalación de adecuados capacitores adicionales en paralelo con el CLR y en ambos extremos a tierra puede resolver el problema de RRTRV elevada. En la Figura 12 de la sección 7.4, se muestran los aportes de corrientes de cortocircuito trifásico en cada barra de Rodríguez, para los escenarios Verano 2019/2020 y Verano 2022/2023. Se observa que la corriente que circula por el CLR es 4.4 GVA en caso de mayor valor, que representa menos de un 20% de la capacidad nominal de los interruptores de la ET (25 GVA). Por lo tanto para los fines de verificación de RRTRV recomendados por la norma IEC 62271-100 se utilizará como criterio para control de TRV, limitar el valor de RRTRV al correspondiente a corrientes del 30% de la nominal T30 de 5kV/ $\mu$ s. En la Figura 14 se muestra el modelo utilizado en ATP para obtener un valor preliminar de capacitancias necesarias para limitar RRTRV en el caso de Rodríguez. Se muestra también la respuesta temporal de la simulación de una falla trifásica en una de las barras sin el agregado de capacitores, y alternativamente con el agregado de capacitores en paralelo al reactor y entre bornes del reactor y tierra de 20 nF, verificándose una correcta limitación. El valor de 20nF proporciona un valor preliminar que deberá verificarse con simulaciones más completas sobre varios escenarios y diferentes tipos de fallas.

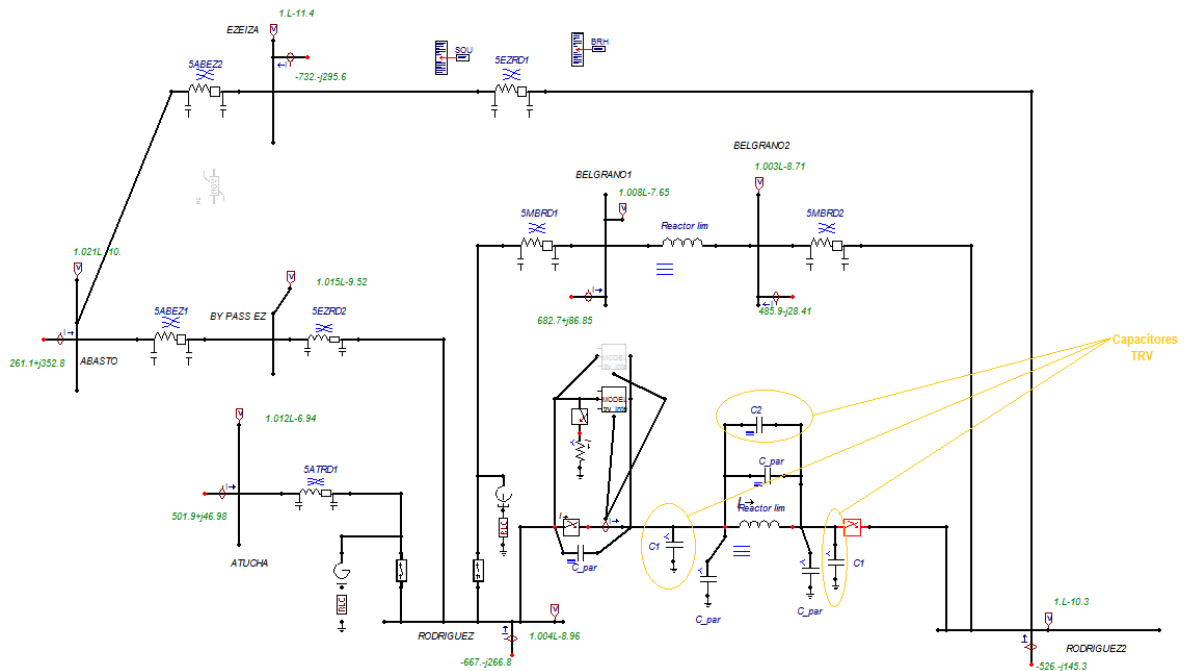


Figura 14. Modelo ATP utilizado para Verificación TRV

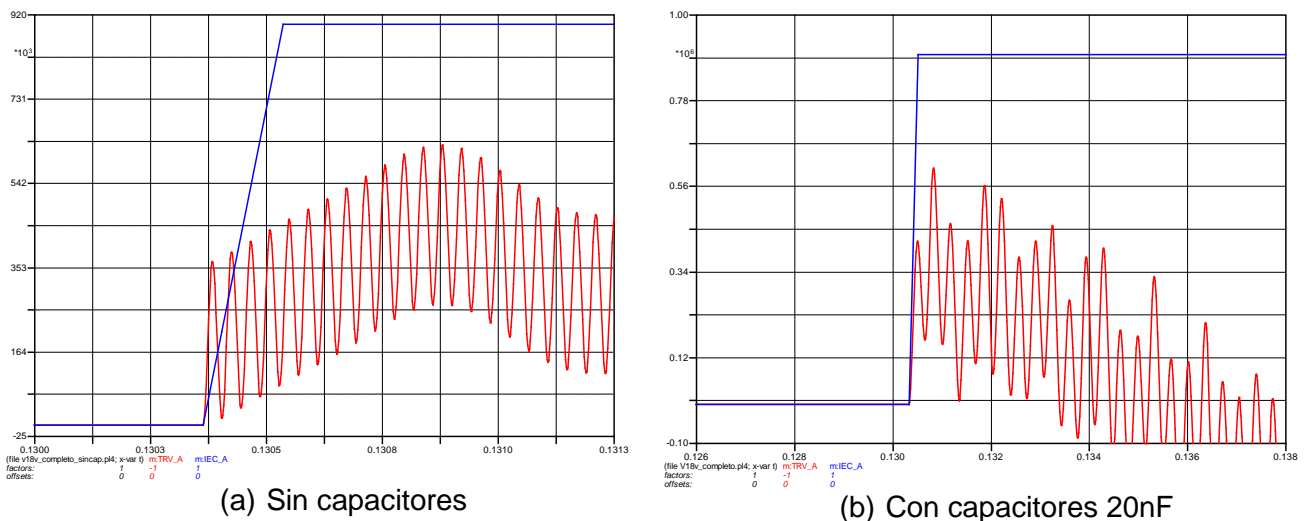


Figura 15. Verificación de Control de TRV para falla trifásica en barra RDA

## 7.6 Desbalance en Transformadores 500/220kV

El CLR introduce un desequilibrio en las barras de 500kV de Rodríguez que provoca un desbalance en los flujos de potencia entre los pares de transformadores 500/220kV de cada barra.

Para evaluar los máximos desbalances que podrían producirse con el CLR de 25 ohm/fase en el escenario de corto plazo Verano 2019/2020 se confeccionaron 64 casos que resultan de la combinación de:

- Máxima y Mínima Demanda del área
- CC MB1 en servicio y fuera de servicio
- CC MB2 en servicio y fuera de servicio

- CN Atucha 2 en servicio y fuera de servicio
- Máxima y Mínima transmisión por corredor Ramallo-Atucha-Rodríguez
- Máxima transmisión Norte-Sur y Sur-Norte por corredor Rodríguez - Ezeiza

Las transferencias máximas en cada caso se encuentran mediante un análisis de contingencias utilizando Flujos de Carga de DC y el enfoque de factores de distribución y efectividad de DAG. Los factores de distribución y de efectividad de DAG se obtienen del modelo completo de la red con corridas de Flujo de Carga tipo Governor [3]. El límite de transmisión asociado a un determinado escenario de demanda y generación del área se encuentra aumentando progresivamente el flujo Norte hacia Sur (o Sur hacia Norte según corresponda) utilizando un modelo reducido de la red, calculando la situación prefalla mediante Flujos de Carga de DC. Los estados postfalla se calculan mediante la utilización de los factores de distribución y de DAG calculados con la red completa [3]. Esta simplificación permite automatizar fácilmente muchas corridas con gran cantidad de combinaciones. Se está implementando la simulación mediante macros de Excel, que permiten luego procesar los resultados con herramientas de este programa.

La Figura 16 muestra el Factor de Desbalance calculado como la relación entre la potencia que fluye por los transformadores en la barra RDA y la potencia total que fluye por todos los transformadores 500/220 kV. Se observa que en los casos de mayor desbalance este factor resulta de un 55%. Por ejemplo, si la potencia total que fluye por los transformadores fuera 2400 MW, entonces el mayor desbalance podría llegar a 1320 MW por un par de transformadores y 1080 MW por los otros dos. Considerando un factor de potencia de 0.95 y que los transformadores de RDB están al 100% de carga con tensión 1pu, la máxima potencia en el caso de mayor desbalance podría ser de  $2 \cdot 800 \cdot 0.95 / 0.55 = 2763 \text{ MW}$  (Si estuvieran balanceados sería de  $4 \cdot 800 \cdot 0.95 = 3040 \text{ MW}$ ). Si bien este desbalance máximo podría significar una reducción de 300 MW de capacidad de transformación, dicho nivel de carga no se alcanzaría en la práctica si se efectúan las ampliaciones previstas y se operara respetando el criterio N-1.

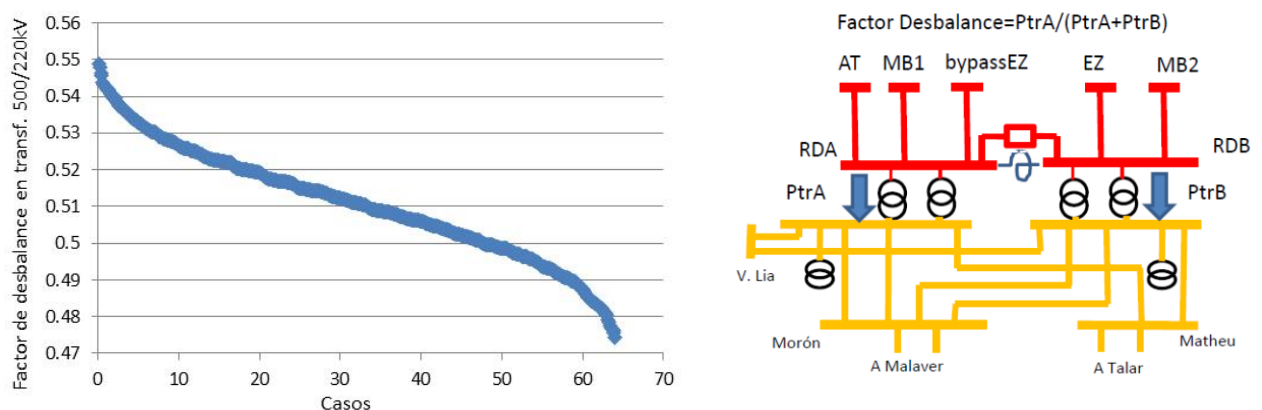


Figura 16. Valores extremos de Desbalances de Flujos de Potencia por transformadores 500/220 kV en los casos de transferencias máximas en Red completa N, resultantes de diferentes combinaciones de generación y demanda del área y transmisiones de potencia

## 7.7 Corriente Nominal de los CLR

Para estudiar las corrientes que circularían por los CLR, se estudian condiciones de Red Completa N y de Red Incompleta N-1 de líneas de 500kV del área, realizando un barrido de condiciones operativas con los mismos lineamientos de los casos generados en la sección 7.6.

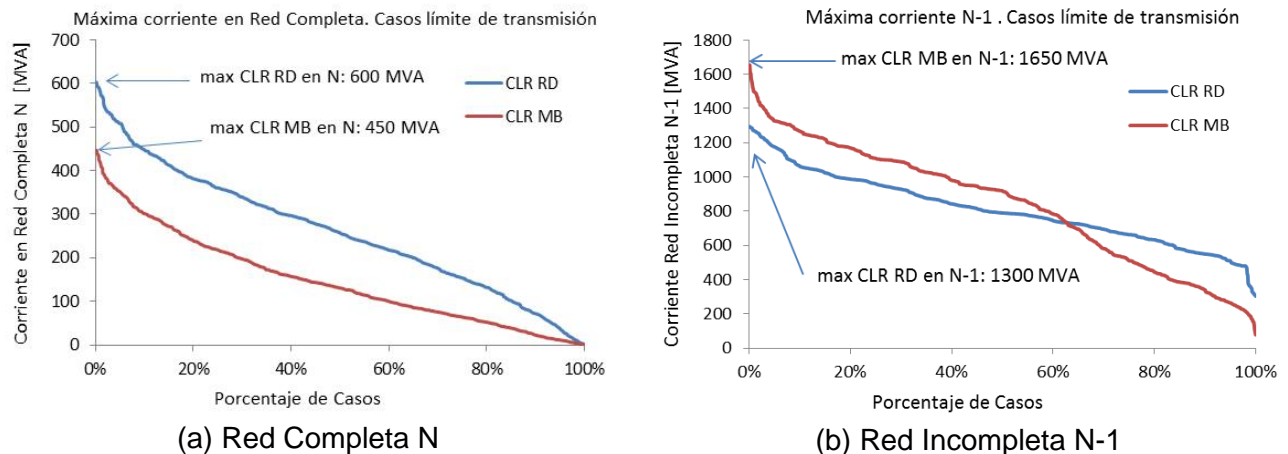


Figura 17. Corriente por los CLR para diferentes condiciones operativa en condición de Red Completa N e Incompleta N-1, para escenario de corto plazo Verano 2019/2020

La Figura 17 muestra los resultados del análisis para los escenarios de corto plazo verano 2019/2020, donde es esperable que los desbalances sean más pronunciados, ya que para escenarios posteriores la red aumenta su mallado y disminuiría la corriente por los reactores. Sin embargo, esto son valores indicativos que deben verificarse con los escenarios de expansión de la red. En principio se analiza hasta condición N-1, ya que es esperable que para condiciones de N-x (con  $x > 1$ ) pueda operarse con el reactor puentado sin superar niveles de cortocircuito admisibles.

Teniendo en cuenta que la mayor corriente en N-1 para el CLR de MB es 1650 MVA, podría adoptarse una corriente nominal para los CLR de 2000 A y para uniformizar el equipamiento elegir similar característica en Rodríguez (aunque los estudios reflejen que será un poco menor).

Desde el punto de vista de máximos requerimientos de potencia reactiva en condición de red completa, una corriente de 600MVA (con tensión 1pu) en el reactor de 25ohm/fase (0.01pu) consume 36MVar. En condición N-1, una corriente de 1650 MVA tiene asociado un consumo de 270 MVar, que si bien existe mucha generación en el área, deberán estudiarse la reservas de reactivo necesarias para soportar contingencias cumpliendo con los criterios de desempeño del sistema.

## 7.8 Alternativas para la Implementación Práctica en la Subestación

En la Figura 18 (a) muestra la disposición actual de salidas de línea en la ET Rodríguez. , Desde el punto de vista de la implementación de la separación con CLR, no es suficiente solamente separar la barras e introducir el CLR, sino que debe despejarse lugar para que el CLR tenga espacio y además deben efectuar cruces de líneas de una sección a la otra para lograr la configuración deseada. En particular, es necesario liberar los campos de las líneas 5CARD1 y 5ATRD1 para poder vincular el CLR en éstos, y reubicar estas líneas en otros campo. Además se agregan interruptores de acoplamiento de barra para poder puentear los CLR, según condiciones operativas, quedando un esquema como el expuesto en la Figura 4(b).

En la Figura 18(b) y (c) se muestran dos alternativas que actualmente se está estudiando su factibilidad. La alternativa 1 presenta la desventaja que podría ser necesario mover alguna de las líneas de 220kV (2RDVL1y2) o bien en vez de realizar los nuevos campos en aires, tengan que ser realizados en GIS para que ocupen menos espacio. La alternativa 2 no presenta este inconveniente, sin embargo están involucradas mayor número de intervenciones en líneas, y podría tener mayores inconvenientes prácticos desde el punto de vista de permisos de trabajo por las indisponibilidades asociadas.



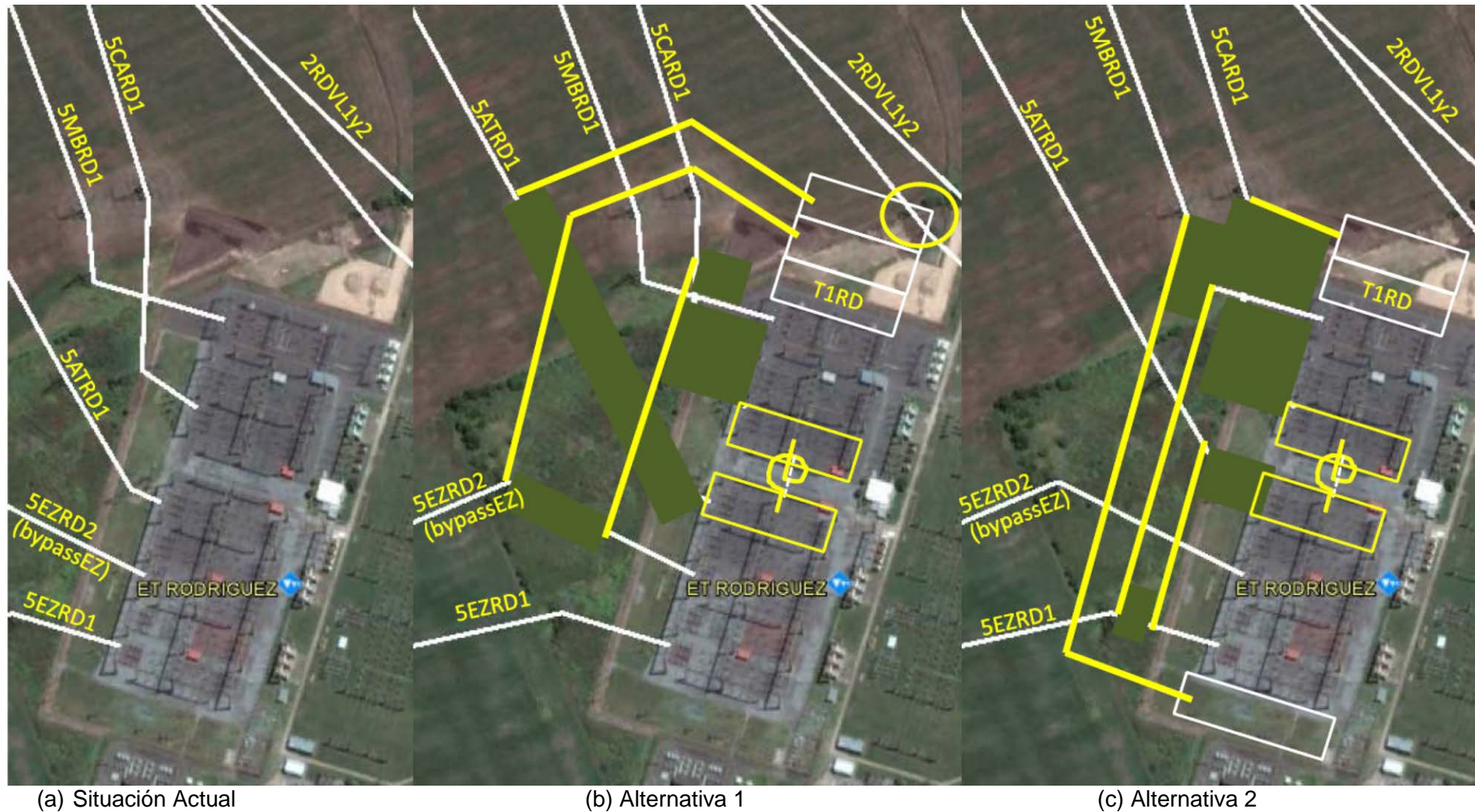


Figura 18. Alternativas para la redistribución de líneas para poder ubicar el CLR





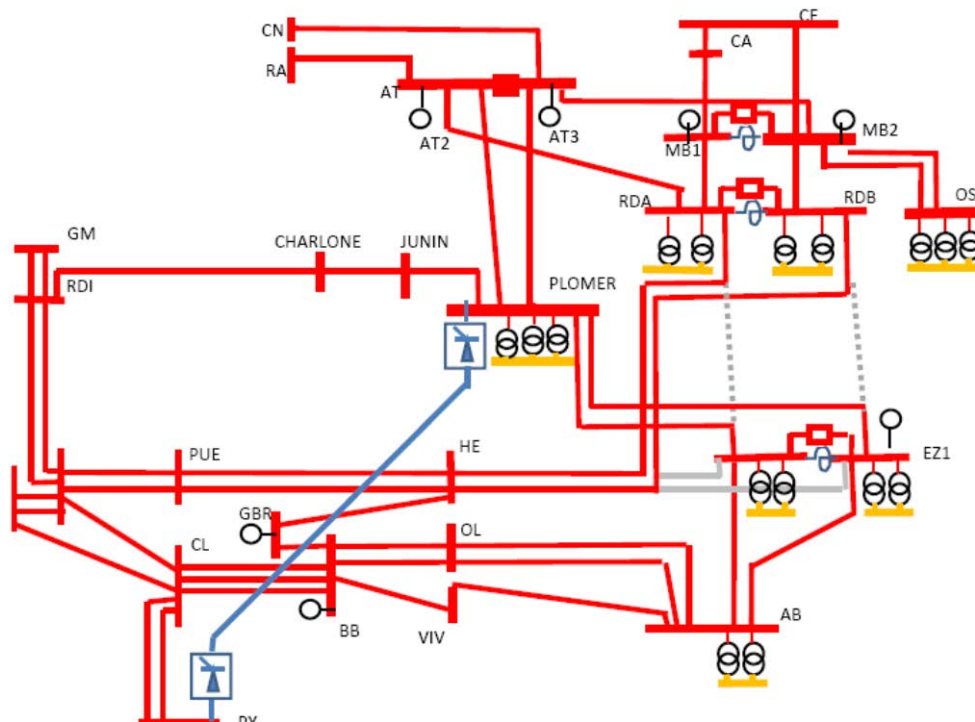


Figura 20. Alternativa para vinculación de ET Plomer en el mediano plazo

En la Figura 20 se representa un CLR en Ezeiza que podría instalarse utilizando los campos que se liberan al eliminar la conexión del doble corredor hacia Henderson. En el flujo típico del escenario horizonte de la esta Guía de Referencia se ha verificado que sin el CLR, se llegaría a un valor justo por debajo del admisible.

Teniendo en cuenta que en el escenario de mediano plazo quedará por un lado una vinculación directa Plomer – Ezeiza y por otro lado Rodríguez – Henderson, el punto de seccionamiento óptimo del corredor Ezeiza – Rodríguez deberá ser analizado teniendo en cuenta no solamente la vinculación inicial, la posible situación final también.

## 9. Conclusiones

Se comparó el desempeño de dos alternativas para separar las barras de 500kV de Rodríguez para limitar las corrientes de cortocircuito: bypassRD y separación mediante Reactores Limitadores de Corriente (CLR, por sus siglas en inglés).

La ET Rodríguez está ubicada en un punto intermedio del principal corredor de transferencias de potencia entre el Norte y el Sur del SADI. Debido a la presencia del bypassEZ, el bypass RD implicaría otra apertura en el corredor Norte –Sur, generando un anillo de gran extensión RD – MB – EZ – AB – RD, que por un lado profundiza el desbalance de los flujos de potencia activa por el corredor (minimizando su utilización) y aumenta el consumo de potencia reactiva; y por otro lado presenta mayores redistribuciones de flujos de potencia ante fallas simples en el sistema, teniendo un impacto más negativo en los límites de transmisión. Ante fallas simples sobre el anillo mencionado, la Desconexión Automática de Generación (DAG) en máquinas cercanas podría ser contraproducente ya que si bien bajarían las transferencias de potencia adyacentes, se produciría la pérdida control de tensión. La DAG resulta bastante ineficiente debido a que es una región muy mallada y los coeficientes de efectividad de DAG son muy bajos, además que de la acción de la Regulación Primaria de Frecuencia (RFP) y los cortes de demanda por subfrecuencia son distribuidos uniformemente en todo el sistema. Una acción efectiva que debería implementarse junto con la DAG es el disparo de demanda localizado ante la detección de un evento bajo ciertas condiciones.

El bypass RD le quita dos líneas de 500kV de vinculación a la ET Rodríguez quedando solamente con tres líneas de 500kV y sin descomprimir la demanda del nodo RD 500kV. En cambio la separación con CLR deja dos secciones de la ET con la mitad de la demanda (y tres vinculaciones de 500kV cada una. Por lo tanto, el bypass RD introduce una mayor reducción en la confiabilidad de la ET respecto de la separación con CLR.

Se estudia el caso particular de la falla M. Belgrano – Rodríguez, donde se desprende que para la alternativa del bypassRD podría aparecer bajas tensiones postfalla en Rodríguez (La Figura 9 muestra las curvas PV postfalla para diferentes escenarios). En el caso de separación de Rodríguez con CLR no se observa este problema de bajas tensiones postfalla, gracias a que quedan vinculadas las líneas a Ezeiza y M. Belgrano 2, que garantizan soporte de tensión.

Si bien el problema mencionado de alta concentración de demanda en RD se alivia notoriamente con ET O. Smith (que podría tomar gran parte de la demanda de Matheu y Talar), existen actualmente indefiniciones sobre la factibilidad del proyecto de la ET O. Smith en 500kV, sobre todo por cuestiones ambientales de la traza de las líneas entre M. Belgrano y O. Smith, que podrían retrasar aún más su concreción. Entonces, la solución de RD debería ser lo más robusta posible y no depender de la construcción de Smith.

Por lo tanto, la opción de separación con CLR surge como la más apropiada desde el punto de vista de confiabilidad ante fallas simples de líneas de 500kV.

Debido a la necesidad de separar eléctricamente las barras de 500kV de la ET Rodríguez, es deseable vincular MB1 y MB2 para favorecer la distribución pareja de las transferencias de potencia en el doble corredor CE-MB-RD y además no profundizar aún más la pérdida confiabilidad, minimizando las redistribuciones de flujos de potencia en el corredor CE-MB ante fallas simples en los corredores MB-RD-EZ. Si se vincularan de forma rígida MB1 y MB2, se producirían en el corto plazo la superación la capacidad admisible de cortocircuito de diseño en las EETT Campana (25 GVA) y MB1 (26 GVA). Para evitar esto, la vinculación entre MB1 y MB2 se plantea a través de un reactor limitador CLR según el esquema de la Figura 6. Cuando se seccione la línea Campana – Rodríguez para la vinculación de la nueva ET MB2, se pueden intercambiar las vinculaciones con la línea Colonia Elia – M. Belgrano 1 hacia M. Belgrano2 y

vincular Campana con M. Belgrano 1. Las EETT Campana y M. Belgrano 1 quedarían sobre un mismo corredor, y se podría controlar más fácilmente su nivel de potencia de cortocircuito, con el correcto valor de reactancia del CLR.

Se realizó un análisis del valor necesario de reactancia en los CLR de Rodríguez y Belgrano, y se encontró que un valor de 25 ohm/fase presenta un buen desempeño con las alternativas de expansión de la red propuestas en la Guía de Referencia de Transener 2017/2024. Se estudió la factibilidad respecto a análisis de contingencias del sistema, valor de la corriente nominal necesaria de los CLR, estudios preliminares de medidas mitigar TRV y alternativas prácticas para implementación en la ET.

Además se describió la solución de plazo inmediato para limitación de cortocircuito en Ezeiza, denominada bypass de Ezeiza, actualmente en construcción. Esta solución es de carácter transitorio ya que con las ampliaciones esperadas en el sistema, los escenarios de la Guía de Referencia de Transener 2017/2024 reflejan que para el año 2022 ya se produciría nuevamente la superación de niveles de cortocircuito de diseño en la ET Ezeiza, aun considerando la operación con bypassEZ. Por lo tanto, esta modificación simple de bajo costo tiene una vida corta, pero proporciona un margen para estudiar la mejor alternativa de fondo que permita solucionar el problema por un plazo de tiempo mayor.

En el escenario horizonte de esta Guía de Referencia se plantea una posible solución de largo plazo que permite mantener las potencias de cortocircuito por debajo de las de diseño. En la sección 8, donde se describe la vinculación de ET Plomer, se muestra en la Figura 20 un esquema de la red de GBA para el escenario horizonte. En este escenario se encontraría en servicio la nueva Central Nuclear denominada Atucha 3, así como la inyección potencia de un vínculo de HVDC en ET Plomer proveniente del corredor Comahue/Patagonia – GBA. Se considera que ésta podría ser la primera etapa de un bipolo, donde una convertidora podría ubicarse en P. Madryn, estando el corredor patagónico de 500kV duplicado con compensación serie. La configuración final del vínculo HVDC podría ser LCC multiterminal, considerando dos puntos de inyección de potencia, por ejemplo el segundo terminal de inyección en la ET Brown. Por otro lado, en este caso se plantea una apertura completa de los corredores dobles Ezeiza – Rodríguez y Henderson – Ezeiza, vinculando la ET Ezeiza y ET Plomer entre sí mediante dos líneas de 500kV, y por otro lado vincular las ET Henderson y ET Rodríguez entre sí. Para mantener un grado de confiabilidad aceptable ante fallas simples, es necesario también tener un doble vínculo entre Plomer y Atucha. En este nuevo escenario no quedaría vinculadas directamente las EETT Ezeiza y Rodríguez, y por lo tanto se atenúan los problemas de potencia de cortocircuito y además estas estaciones dejan de estar en puntos intermedios del corredor principal de flujos de potencia Norte – Sur. Esta nueva configuración permite eliminar dicha direccionalidad, ya que los flujos de potencia desde el sur se inyectarían en Abasto (a través de líneas Olavarría y Vivoratá), en Plomer (mediante el vínculo HVDC principalmente) y en Rodríguez (desde Henderson). Cabe mencionar, que si bien no está representado en los diagramas de la Figura 1, se propone una nueva línea de 500kV entre las EETT G. Brown –Henderson, que favorece la evacuación de potencia desde la ET G. Brown, permite uniformizar las transferencias de potencia en los subcorredores dobles del corredor Comahue – Buenos Aires y fortalece el nodo Henderson ante la apertura de Henderson - Ezeiza. Debe estudiarse si resulta necesario repotenciar los bancos de capacitores serie de Henderson.

## **10. Referencias**

- [1] CIGRE Technical Brochure 497. Application and Feasibility of Fault Current Limiters in Power Systems. WG.A3.23, 2012.
- [2] Brazilian Successful Experience in the Usage of Current Limiting Reactors for Short – Circuit Limitation. J. Amon, P. C. Fernandez, E. H. Rose, A. D'Ajuz, A. Castanheira. CIGRE SC A3 Technical Colloquium, 2011.
- [3] Metodología para Simulación Estática de Contingencias y Confección de Algoritmos del Automatismo DAGNEA. P. Gill, J. Delfino, A. Tello. ERIAC 2015.
- [4] Reactor Applications in Power Systems. Cristian Weber. Trench.