

C1 – Desarrollo y Economía del Sistema

ALTERNATIVAS PARA REDUCIR EL NIVEL DE CORTOCIRCUITO EN EL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL (SIC) DE CHILE

C. WEISHAAPT*
Transelec
Chile

G. FROMM
Transelec
Chile

A. ALEGRÍA
Transelec
Chile

D. DE LA TORRE
Transelec
Chile

***Resumen** – El esquema de libre competencia en el mercado de generación eléctrica en Chile ha implicado que gran parte de las centrales generadoras se concentren en zonas específicas del país de acuerdo a la disponibilidad de sus recursos primarios. Estos proyectos de generación buscan la alternativa más conveniente para el desarrollo de su sistema transmisión de forma que el proyecto en su conjunto sea viable técnica y económicamente, lo que muchas veces no se traduce en el crecimiento armónico del sistema eléctrico, considerando que se debe cumplir con la premisa de libre acceso a las instalaciones de transmisión. Uno de los grandes problemas que ha implicado esta concentración de generación es que algunas subestaciones del SIC poseen altos niveles de cortocircuito, lo que introduce importantes desafíos en la planificación del crecimiento de las mismas, además de requerir un alto nivel de confiabilidad y seguridad en la operación. Dado que existen limitaciones en la capacidad de los elementos serie que no pueden ser desestimadas, este trabajo describirá la metodología utilizada para determinar la solución más efectiva y de menor costo para mitigar la problemática en la S/E Charrúa 220 kV, lo que incluye la revisión de las alternativas disponibles en el mercado, los análisis técnicos y económicos, la verificación del cumplimiento normativo y un diseño conceptual preliminar del esquema.*

Palabras clave: Reducción de Cortocircuito – capacidad de interrupción – reactores serie – configuración de interruptores – Subestación – Mantenimiento – Interruptores.

1 INTRODUCCIÓN

En Chile la demanda máxima del Sistema Interconectado Central (SIC) es de aproximadamente 8.000 MW con una capacidad instalada de generación por sobre los 17.000 MW. Este valor se compone de 6.620 MW correspondientes a plantas hidroeléctricas, 8.465 MW correspondientes a plantas térmicas y el resto a plantas de generación renovable no convencional. Si bien existen suficientes excedentes de energía que permiten tener un parque generador que cubre las necesidades de la demanda, existen muchos problemas asociados al transporte de energía desde los polos de generación a los centros de carga, ya que existe una concentración de recursos en áreas geográficas específicas, tal como se muestra en la Fig. 1. Si bien esta problemática puede ser abordada con una adecuada planificación del sistema de transmisión troncal, existen otros problemas desde el punto de vista del diseño, capacidad y configuración de las instalaciones que deben ser analizadas.

El nodo más importante del SIC corresponde a la Subestación Charrúa, donde un gran número de plantas hidroeléctricas y de carbón inyectan su energía en la barra de 220 kV. Dado que en esta subestación se conecta una gran cantidad de generación, el nivel máximo de cortocircuito en 220 kV alcanza actualmente un valor cercano a los 50 kA. A partir de este nodo, mediante un enlace de 500 kV, la energía fluye en dirección norte

* cweishaupt@transelec.cl

hacia el centro de carga ubicado en la Región Metropolitana, el que contiene aproximadamente el 40% de la demanda total del SIC.

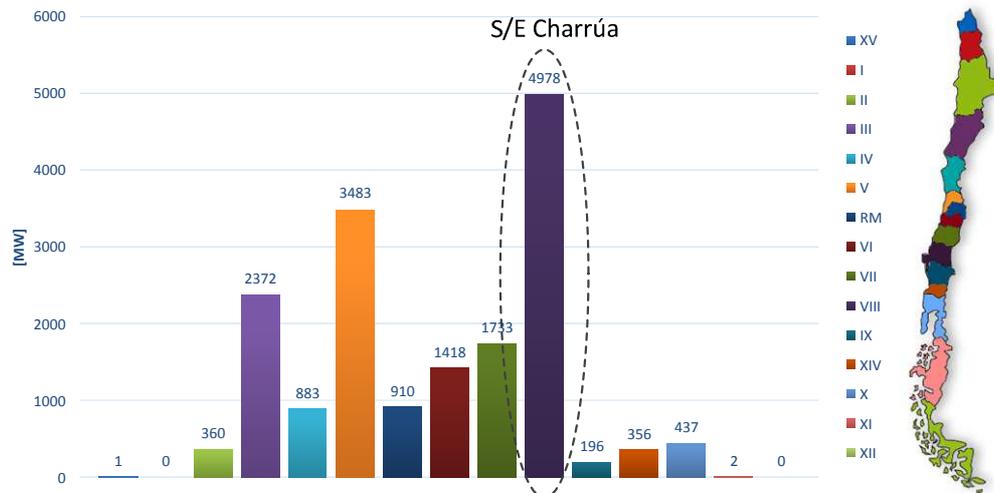


Fig. 1. Capacidad instalada de generación por región administrativa de Chile

Las proyecciones muestran un incremento relevante de la capacidad instalada en los próximos 15 años y se espera que S/E Charrúa 220 kV alcance niveles de corriente de cortocircuito por sobre los 60 kA, tal como se muestra en la Fig. 2. Este resultado es crítico, ya que los equipos existentes en la subestación, en particular los interruptores de 220 kV, están diseñado para soportar una corriente de cortocircuito igual o inferior a los 50 kA.

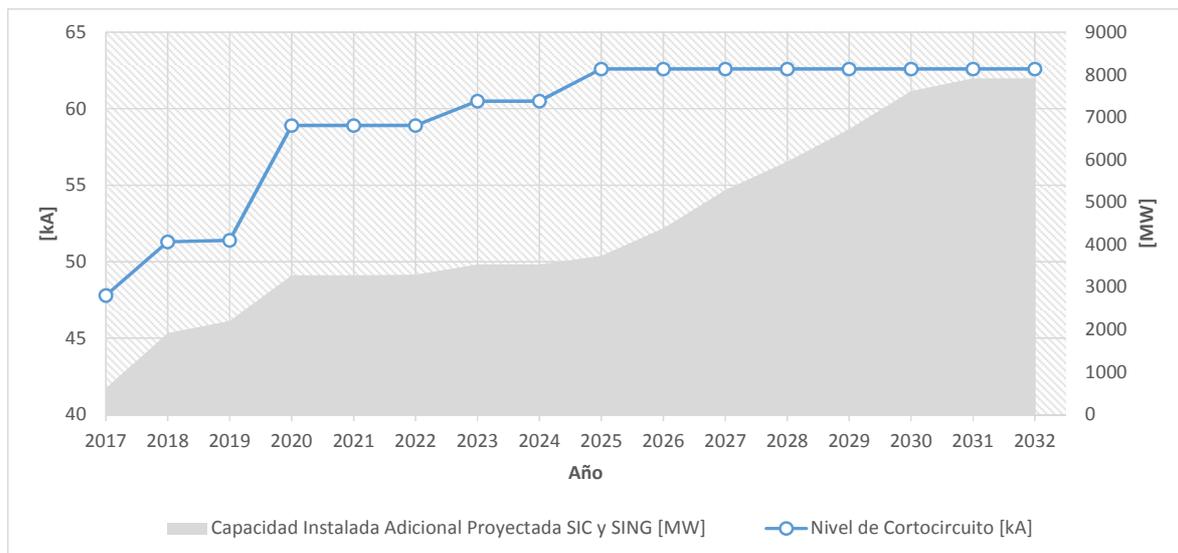


Fig. 2. Proyección de la capacidad instalada adicional y efecto en el nivel de cortocircuito

Considerando los antecedentes expuestos anteriormente, es necesario evaluar técnica y económicamente alternativas de mitigación que permitan resolver la problemática detectada.

2 ALTERNATIVAS PARA LIMITAR EL NIVEL CORTOCIRCUITO

Existen numerosas alternativas que pueden ser aplicadas para reducir los niveles de cortocircuito, entre las que se incluyen reemplazar el equipamiento existente, efectuar modificaciones operacionales o instalar equipamiento específico para limitar la corriente de cortocircuito.

En la Tabla I se resumen las características más importantes de cada alternativa evaluada. Para el caso particular de la S/E Charrúa se optó por analizar con mayor detalle la alternativa de CLR. Si bien los costos no

son bajos al comparar con otras soluciones, es la opción que tiene el menor impacto en la operación y confiabilidad del sistema.

Es importante señalar que los CLR pueden ser complementados con las otras alternativas evaluadas, esto con el fin de disminuir aún más el nivel de cortocircuito en la subestación.

TABLA I. EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN

| Solución | Ventajas | Desventajas | Costo | Aplicación en S/E Charrúa |
|---|--|---|--|---|
| Reemplazo de interruptores | No requiere mayores estudios para su implementación. | <ul style="list-style-type: none"> • Requiere reemplazo de otros elementos serie • Requiere desconexiones que complican las labores en terreno y la operación del sistema durante los trabajos • Es una medida de corto plazo | Depende del número de elementos a ser reemplazados | Alto costo ya que gran parte de los equipos tienen una capacidad de interrupción igual o menor a 50 kA |
| Desconexión secuencial de interruptores | No requiere instalación de equipamiento adicional | <ul style="list-style-type: none"> • Se compromete la confiabilidad del sistema • Aumento del tiempo de despeje de fallas con el consiguiente riesgo | Bajo costo | En un nodo tan importante del sistema es complejo coordinar el esquema de protecciones con la implementación de la propuesta |
| Construcción de nuevas subestaciones | No se utiliza equipamiento específico para reducir el nivel de cortocircuito | <ul style="list-style-type: none"> • Es una solución de largo plazo • Complica la redistribución de potencia ante fallas o indisponibilidades • La nueva subestación debe estar desacoplada o unida mediante un camino de alta impedancia a la existente | Alto costo | Existe mucha concentración de generación en la zona por lo que es difícil evacuar esta generación a otros puntos del sistema |
| Segmentación de barras | Se puede reducir significativamente el nivel de cortocircuito | <ul style="list-style-type: none"> • Desequilibrios ante indisponibilidades y merma en robustez del sistema • Complica la redistribución de potencia ante fallas o indisponibilidades | Bajo costo | Solución factible, sin embargo una de las premisas del análisis fue mantener la robustez del sistema en el peor de los escenarios |
| Reactores limitadores de corriente (CLR) | Se puede reducir significativamente el nivel de cortocircuito y es de fácil instalación. | <ul style="list-style-type: none"> • Los reactores pueden generar impacto negativo/positivo en el comportamiento del sistema. Se deben realizar varios estudios para verificar su desempeño | Intermedio | Se debe verificar si existe espacio en la subestación para ubicar los elementos de protección del equipo además de analizar el impacto en el TRV/RRRV, variación de la tensión, entre otros |
| Limitadores de corriente de falla | Aumentan la impedancia sólo durante la falla. | <ul style="list-style-type: none"> • Tecnología que aún no está completamente desarrollada | Alto costo | - |
| HVDC | Permite controlar las transferencias en su enlace. | <ul style="list-style-type: none"> • Solución no se justifica exclusivamente para reducir el nivel de cortocircuito | Muy alto costo | - |

3 DISEÑO DE LA SOLUCIÓN

3.1 Topología Subestación Charrúa

En la Fig. 3 se muestra el diagrama unilineal de la topología actual en la barra de 220 kV de S/E Charrúa. Se puede apreciar que es una topología bastante particular donde llegan un gran número de paños pertenecientes a líneas troncales, centrales de generación y transformación de 500/220 kV y 220/154 kV.

En sus inicios esta subestación sólo tenía las barras 1 y 2 con el seccionador JS12, en configuración barra seccionada más transferencia, sin embargo, el crecimiento de la subestación implicó la extensión de las barras en forma de “U” con la posibilidad de conectar paños adicionales. El año 2004, con la puesta en servicio de la Central Ralco se decidió agregar la tercera barra para asegurar un adecuado equilibrio tanto en condiciones normales como ante contingencias.

A partir de los estudios sistémicos realizados se detectaron sobrecargas en varios segmentos de las barras existentes. Considerando las complejidades de desarrollar labores de ampliación en una subestación neurálgica del sistema interconectado y el escaso tiempo disponible para desarrollar la obra, se descartó el remplazo de los conductores de las barras 1 y 2, por lo que los problemas fueron resueltos mediante la topología anillada que se muestra en la Fig. 3 (anillos de barra 1 y 2).

3.2 Selección de topología de reactores serie

Se evaluaron distintas alternativas y se realizaron sensibilidades en el análisis preliminar, sin embargo, a modo de síntesis, en las Fig. 4-(a) y (b) se presentan las dos topologías que tuvieron un mayor impacto en la reducción del cortocircuito y un mejor desempeño desde el punto de vista sistémico.

Las topologías, basadas en esquemas de reactores conectados en estrella y en delta, representan una solución de compromiso entre la situación actual (reactancia nula al operar con el interruptor seccionador cerrado) y la solución extrema al operar con los interruptores abiertos. Al utilizar reactancias suficientemente altas el nivel de cortocircuito se puede limitar a cualquier valor entre los dos casos extremos. Sin embargo, es necesario tener en consideración las pérdidas que se pueden producir en los reactores y la caída de tensión en el equipo, entre otros, sobre todo cuando el sistema opera con elementos fuera de servicio.

Para lograr el despeje selectivo de fallas, es necesario que cada reactor tenga su propia protección diferencial, con los transformadores de corriente instalados entre el reactor y los interruptores. La configuración en estrella requiere una protección diferencial adicional para el punto medio. Ciertamente existiría la posibilidad de proteger toda la configuración con una sola protección diferencial, con la desventaja que ante cualquier falla las tres barras quedarían separadas. Por lo tanto, sólo sería aceptable si el sistema puede afrontar la separación en tres barras sin que se produzcan desconexiones por sobrecarga, provocadas por la redistribución de potencia entre vías paralelas. En este sentido se puede tomar en cuenta que la apertura de interruptores seccionadores de barra también produce una redistribución de potencia en el sistema.

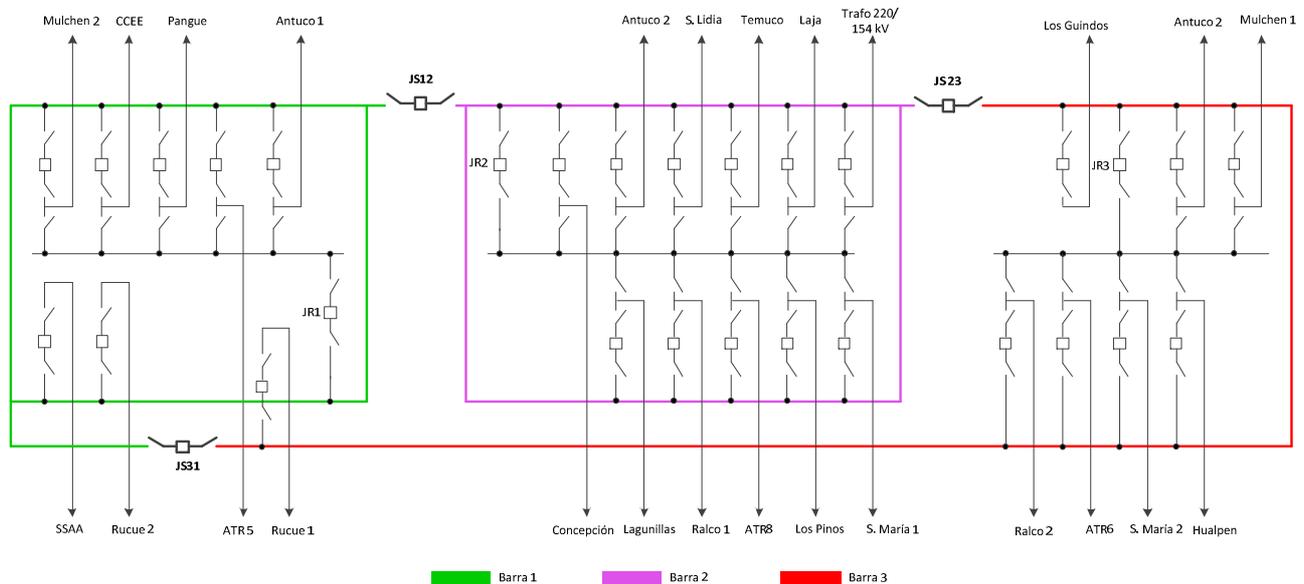


Fig. 3. Topología S/E Charrúa 220 kV

En cuanto a la seguridad en las barras, ante fallas que se despejan normalmente, ambas configuraciones son relativamente similares. Actualmente, en casos de falla o despeje sin éxito en un interruptor seccionador tendrían que operar los interruptores de todos los elementos conectados en las dos barras adyacentes.

Con la configuración de reactores en delta, ante una falla o despeje sin éxito de uno de los interruptores de un reactor, sólo operarían los interruptores los elementos conectados a la barra adyacente. En configuraciones de reactores en estrella ocurriría lo mismo si el problema se presenta en interruptores hacia la barra. En cambio si la falla en un reactor o un despeje defectuoso se presenta en un interruptor hacia el punto medio, tendrían que operar los interruptores restantes, lo que provocaría la separación de las tres barras pero no se desconectarían otros elementos.

En general se puede suponer que la separación de las barras tiene un impacto menor en el sistema que la pérdida de una sección de barra (aunque podrían haber excepciones), de manera que, desde el punto de vista de confiabilidad de las barras, las dos configuraciones de reactores ofrecen una ganancia con respecto a la configuración de la barra actual, con una ventaja adicional al instalar los reactores en estrella.

Desde el punto de vista constructivo cualquiera de las dos configuraciones de reactores requeriría sólo la instalación de un paño en cada sección de barra, lo que requiere un número menor de desconexiones al comparar con otras alternativas. Los reactores mismos se pueden instalar a suficiente distancia de las barras de manera que los trabajos no signifiquen un mayor riesgo en la operación del sistema. En cuanto a la modularidad del esquema, la configuración en estrella tiene la ventaja que fácilmente se podría agregar una cuarta barra de ser requerida.

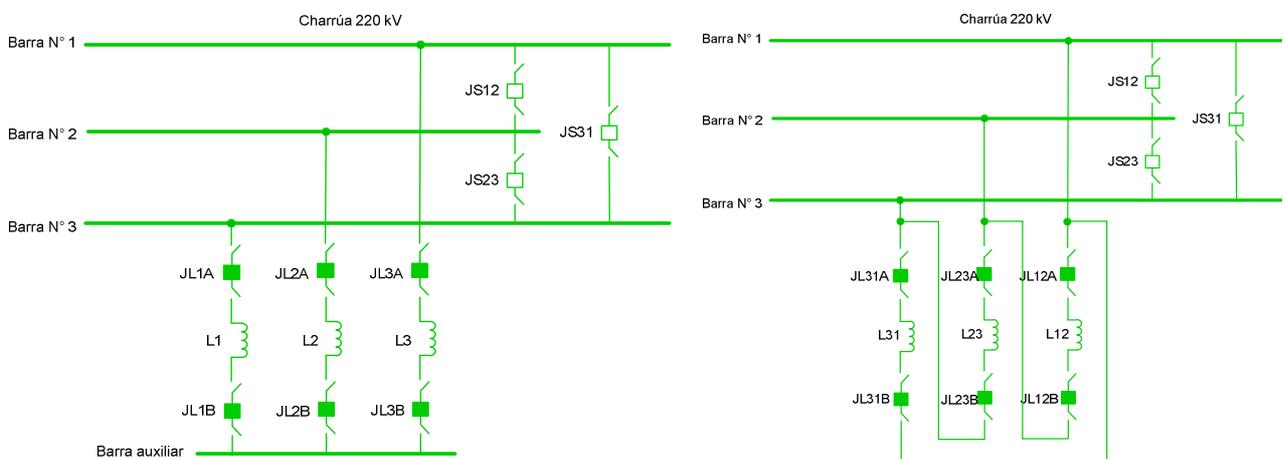


Fig. 4-(a). Conexión en estrella

Fig. 4-(b). Conexión en delta

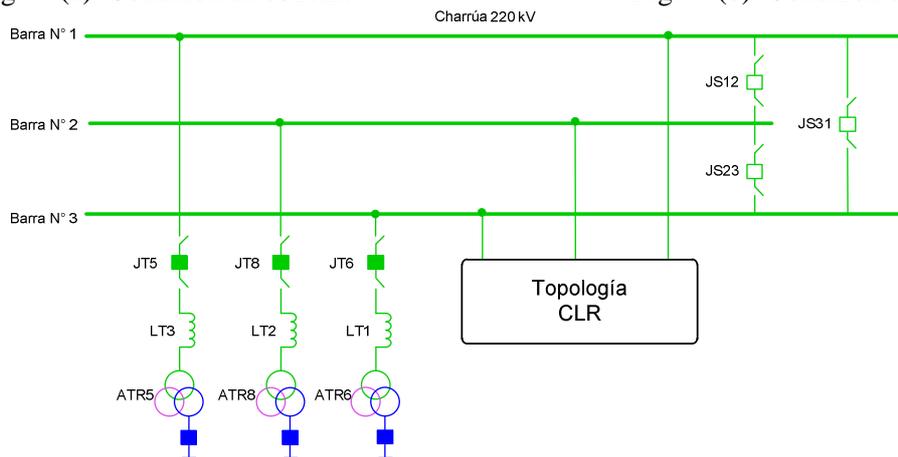


Fig. 4-(c). Configuración de reactores serie y compensación adicional

Cualquiera de las configuraciones de reactores descritas anteriormente serviría para reducir las contribuciones a un cortocircuito desde las centrales del sistema de 220 kV que inyectan su potencia en las barras adyacentes. Si esta reducción es insuficiente se puede complementar con reactores serie instalados en el lado de baja tensión de los transformadores de 500/220 kV. Utilizando reactancias apropiadas se puede reducir significativamente

las contribuciones desde el sistema de 500 kV (y viceversa, las contribuciones del sistema de 220 kV a fallas en el sistema de 500 kV), tal como se muestra en la Fig. 4-(c).

Si bien no existen grandes diferencias en cuanto a las ventajas y desventajas de la topología en estrella o en delta, los resultados de la Fig. 5 muestran que para un mismo valor de reactancia, se puede lograr una mayor reducción en el nivel de cortocircuito considerando la topología en estrella. Esto es muy relevante dado que se puede utilizar un valor menor de reactancia para lograr el mismo objetivo, lo que se traduce en un menor impacto desde el punto de vista sistémico (una impedancia elevada provoca una importante disminución en los flujos que circulan por el elemento serie). Además, se evaluó el impacto que tenía la compensación adicional de 8 mH en los tres transformadores de 500/220 kV que se conectan en S/E Charrúa. Se puede ver que el efecto no es significativo como medida de compensación adicional para reducir el cortocircuito. Es por estos motivos que la alternativa seleccionada es la topología en estrella.

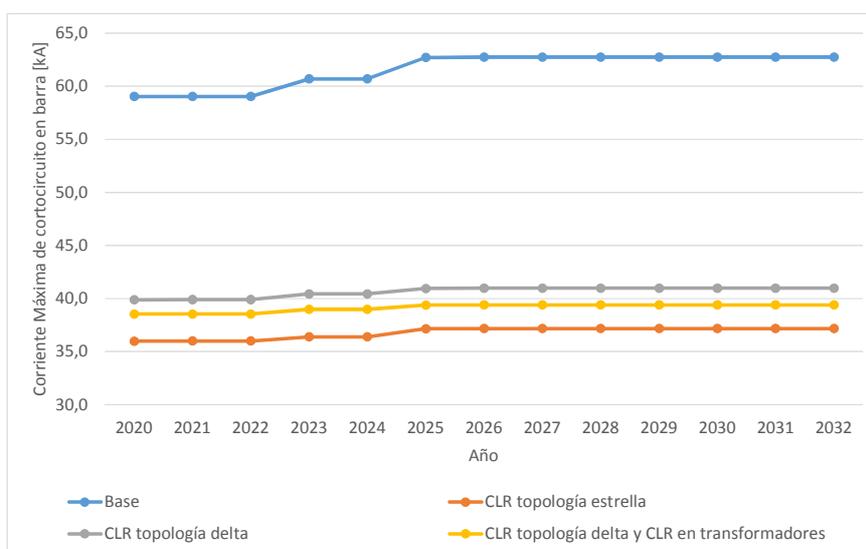


Fig. 5. Corriente de cortocircuito proyectada para distintas alternativas de mitigación

3.3 Selección de parámetros técnicos

Una vez seleccionada la topología, el siguiente paso es elegir adecuadamente los parámetros técnicos de la solución. Si bien existen varios aspectos técnicos que deben ser considerados en el diseño (consumo de energía, distribución de flujo magnético, entre otros), los parámetros que pueden ser determinados de forma preliminar realizando los análisis sistémicos pertinentes corresponden a la reactancia y la capacidad nominal de los equipos.

En primer lugar, corresponde analizar el nivel de reactancia ya que el valor de impedancia incidirá en los flujos y por ende en la capacidad del equipamiento. Se realizaron simulaciones de la máxima corriente de cortocircuito, para las fallas y condiciones especificadas en la normativa técnica chilena [1], es decir fallas trifásicas, bifásicas, bifásicas a tierra y monofásicas a tierra, considerando un horizonte de evaluación de 15 años (proyección del parque generador e instalaciones de transmisión). Luego, se repitió este cálculo para distintos valores de reactancia considerando la topología de reactores serie en estrella y los resultados se muestran en la Fig. 6. Se puede ver que al considerar reactores serie de 5 mH la corriente de cortocircuito se reduce drásticamente de 63 kA a 48 kA aproximadamente. A medida que se agrega más reactancia en serie, el efecto de reducción en la corriente de cortocircuito se satura, tal como se analiza en [2], por lo que no es conveniente elegir un valor tan alto de impedancia dado que se verá afectado el flujo máximo que transita por el elemento.

Considerando lo anterior, el valor de reactancia elegido para cada reactor serie es de 20 mH ya que valores superiores tienen un efecto menor a 1 kA en la reducción de corriente de cortocircuito, lo que no es significativo respecto de la magnitud en la cual se encuentra actualmente la subestación.

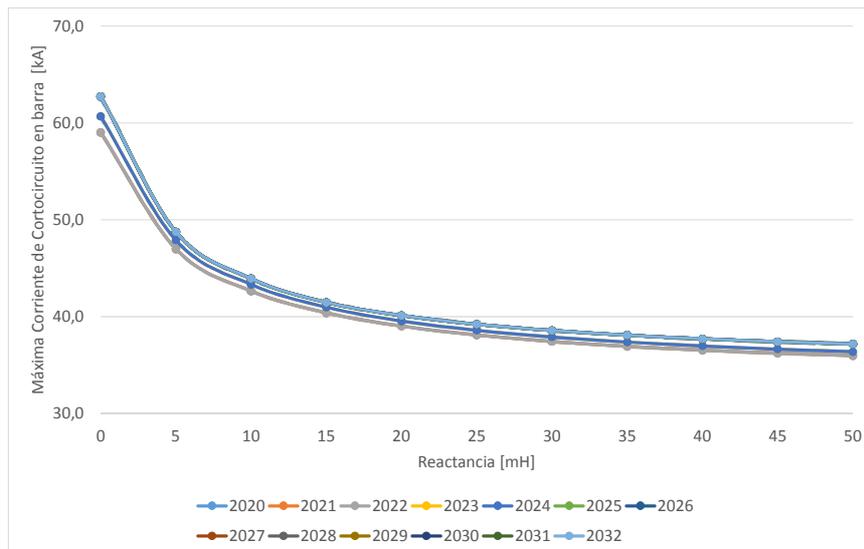


Fig. 6. Corriente de cortocircuito en función de la reactancia para la topología CLR en estrella

Una vez definido el valor de reactancia se realizaron distintas simulaciones con el fin de detectar escenarios críticos en cuanto a transferencia de potencia por los elementos serie que serán instalados y eventuales restricciones adicionales que puedan generarse en otros puntos del sistema. Las condiciones evaluadas fueron las siguientes:

- Hidrología seca, húmeda y media, con algunas sensibilidades en función de las condiciones críticas que se pueden generar en S/E Charrúa.
- Evaluación de contingencias (criterio N-1 y N-2) considerando una topología de la subestación en régimen normal y ante indisponibilidad, mantenimientos o transferencia de paños.
- Evaluación de contingencias en líneas con mayor transferencia de flujos que se encuentren a uno o dos niveles de adyacencia.

A partir de este análisis realizado, se obtuvo que la máxima transferencia de potencia por los reactores era de 420 MVA, por lo que la capacidad nominal seleccionada se estima debe ser superior a 500 MVA considerando un margen de seguridad aceptable.

4 VALIDACIÓN DE LA SOLUCIÓN PROPUESTA

Además de los estudios realizados para definir las especificaciones básicas de los elementos que conforman la topología, se realizaron estudios adicionales con el fin de validar la propuesta técnica.

El primero de ellos, correspondiente al estudio de estabilidad transitoria, se centró en la verificación del impacto en el perfil de tensión y los requerimientos de potencia reactiva ante indisponibilidades y contingencias. Los resultados obtenidos mostraron que ante distintas contingencias, incluyendo las fallas en los reactores serie y en la barra auxiliar, se cumple con los estándares de seguridad y calidad de servicio definidos en la normativa vigente.

Otros de los estudios que se llevaron a cabo fueron los estudios de TRV (*Transient Recovery Voltage*) y SOV/TOV (*Switching and Temporary Overvoltage*) mediante simulaciones de transitorios electromagnéticos. Respecto de los estudios de SOV/TOV no se detectaron problemas en cuanto a la energización de líneas y transformadores, resonancias durante la energización y escenarios de falla, resonancia producto reactores shunt, sobretensiones producto de fallas desbalanceadas u otros.

Respecto del estudio de TRV (comportamiento de la tensión posterior a la extinción del arco eléctrico), en [3] se indica que si bien la tensión máxima alcanzada no se ve alterada por la incorporación de reactores serie, si se afecta el RRRV (*Rate of Rise of Recovery Voltage*). Los resultados de la Fig. 7 ratifican esta hipótesis en el cual se puede ver el incremento en la tasa de subida previo a alcanzar la tensión máxima de recuperación. Si bien esto puede generar un problema en el equipamiento seleccionado, la solución es bastante sencilla y de

bajo costo ya que se deben incorporar pequeñas capacitancias (10 nF en este caso) en los extremos de los reactores, lo que amortigua la respuesta de tensión, tal como se muestra en la Fig. 7.

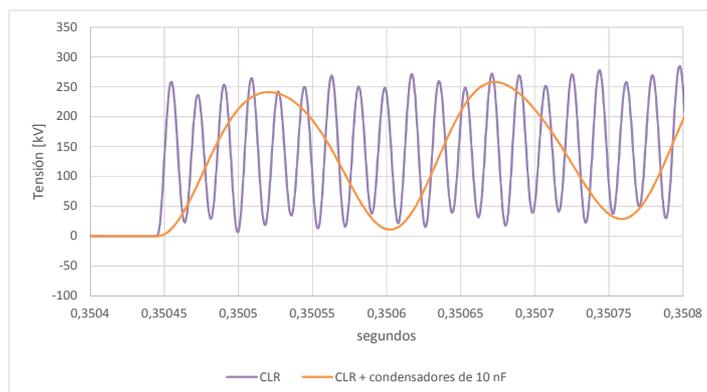


Fig. 7. TRV en interruptores de Topología CLR

En Chile, la preocupación asociada al TRV es incipiente y el Coordinador del Sistema Eléctrico lo ha comenzado a incorporar en los requerimientos de estudios para la conexión (en una etapa temprana), de forma de asegurar que no se produzca un reencendido del arco eléctrico luego de una falla.

Considerando las particularidades de la topología de S/E Charrúa, también se debe realizar un estudio de capacidad de barra que permita asegurar que ante distintos escenarios de operación de la subestación (falla, transferencia de paños, desconexiones programadas, entre otros), no se excedan las capacidades máximas de transferencia de potencia por los conductores de las barras (capacidad de diseño en función de la temperatura ambiente). Si bien esto no debería ser un problema para las nuevas subestaciones, considerando la antigüedad de S/E Charrúa y las ampliaciones que ha tenido la subestación, es importante verificarlo.

5 CONCLUSIONES

En este trabajo se presentó la metodología y los análisis realizados para evaluar la mejor alternativa con el objeto de reducir el nivel de cortocircuito en S/E Charrúa 220 kV considerando los elevados niveles proyectados para los próximos 15 años. La evaluación del nivel máximo de cortocircuito, de acuerdo a la normativa técnica chilena vigente, considera todo el parque generador conectado y las líneas de transmisión en servicio, lo que puede resultar excesivo o poco realista cuando existe sobreoferta de generación.

Si bien se puede plantear un cambio estructural en la topología de la subestación y de la zona cercana a S/E Charrúa 220 kV, debido a las complejidades de trabajar en una subestación neurálgica del sistema interconectado, se estima que la solución propuesta permite subsanar de manera eficiente los problemas asociados al alto nivel de cortocircuito en S/E Charrúa 220 kV, a través de un diseño de bajo costo, modular y con un tiempo relativamente bajo de construcción. Los estudios adicionales que fueron realizados para validar la solución permitieron asegurar que su implementación es factible técnicamente y no existe un detrimento en la seguridad y calidad de servicio.

Este proyecto fue presentado al Coordinador Eléctrico Nacional y a la Comisión Nacional de Energía, en el contexto del plan de expansión anual del sistema nacional. Dichos organismos están conscientes de la problemática y están evaluando las alternativas técnicas para resolverlo.

6 REFERENCIAS

- [1] Comisión Nacional de Energía, “Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio – Anexo Técnico: Cálculo de Nivel Máximo de Cortocircuito”, Enero 2016.
- [2] H. Seyedi and B. Tabei, “Appropriate Placement of Fault Current Limiting Reactors in Different HV Substation Arrangements”, in Scientific Research, Julio 2012.
- [3] J. Amon, P. Fernandez, E. Rose, A. D’Ajuz y A. Castanheira “Brazilian Successful Experience in the Usage of Current Limiting Reactors for Short-Circuit Limitation”, Cigre 2011.