

---

# ESTUDIOS DE LA SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO DEL SISTEMA MEDIANO AYSÉN

## Respuestas a Observaciones al Informe Preliminar

---

GERENCIA DE OPERACIÓN

abril 2024

## **Estudios de la Seguridad y Calidad de Servicio del Sistema Mediano Aysén Respuestas a Observaciones al Informe Preliminar**

**Documento preparado por el Departamento de Estudios Eléctricos**

<b>Rev.</b>	<b>Fecha</b>	<b>Comentario</b>	<b>Realizó</b>	<b>Revisó / Aprobó</b>
1	19-04-2024	Respuestas a Observaciones al Informe Preliminar	Carlos Alvear A. Hernán Barra C. Marcelo Cifuentes R. Pedro Gobantes F.	Eugenio Quintana P. Víctor Velar G.

## Observaciones de EDELAYSEN

### Resumen Ejecutivo

- 1) Los valores de potencia están expresados en MW

#### **Solicitud**

Aclarar si estos valores son fijos para todos los escenarios de demanda

#### **Respuesta 1:**

Asumiendo que la observación se refiere a los requerimientos de reserva para el control de frecuencia, efectivamente los valores determinados en MW son fijos para todos los escenarios de demanda. Esta determinación fue tomada debido a que expresar la reserva de esta forma otorga mayor seguridad al sistema, ya que permite soportar, incluso en condiciones de demanda media y baja, contingencias de las unidades generadoras de mayor tamaño y de la línea de interconexión Aysén – Divisadero con altas transferencias. Lo anterior no ocurriría si la reserva fuera expresada como porcentaje de la demanda.

- 2) Tabla 1.4 Resumen de las limitaciones del SM de Aysén (pág. 8). Las potencias de transferencia entre Aysén - Divisadero y Divisadero - Aysén tienen puntos intermedios.

#### **Solicitud**

Se solicita aclarar estas transferencias considerando el punto intermedio de San Víctor.

#### **Respuesta 2:**

Para los tres tramos de la línea de interconexión Aysén – Divisadero que se indican en la Tabla 1.4, que quedan definidos por los puntos intermedios Tap off San Víctor y S/E Alto Baguales, aplican las mismas limitaciones: 2.5 MW en el sentido Aysén → Divisadero y 3.0 MW en el sentido Divisadero → Aysén. Cabe señalar que estos valores corresponden a los límites que se consideran actualmente en la operación, de acuerdo con lo informado por EDELAYSEN.

### Antecedentes

- 3) Tabla 3.1 Potencia instalada por subsistema y tipo de generación del SM de Aysén. La potencia descrita a en subsistema Coyhaique Térmica diésel no corresponde a la potencia real.

#### **Solicitud**

Corregir a una potencia de 17 MW, como se describe en la tabla 3.2 Unidades generadoras del SM Aysén. Además, se debe eliminar la térmica diesel de la Línea de Interconexión, ya que pertenece a una central de respaldo que opera únicamente en isla dada una condición de contingencia.

#### **Respuesta 3:**

La Tabla 3.1, a diferencia de la Tabla 3.2, incluye las unidades térmicas diésel que se incorporaron provisoriamente en la central Tehuelche por la contingencia climática de junio 2022, así como las unidades térmicas de respaldo de las centrales Puerto Ibáñez y Mañihuales. En el Informe Final se modifican los valores de la Tabla 3.1 descontando las potencias de las unidades mencionadas, y también

se modifica el párrafo que precede a la tabla (página 11) indicando que los valores presentados no incluyen dichas unidades.

- 4) Tabla 3.5 Proyección de Demanda para el SM de Aysén. En la tabla se indica un crecimiento de un 1,2%.

**Solicitud**

En el Informe de Previsión de demanda de CNE emitido el 2022, se proyectó un crecimiento de 2,5% para el 2023 y 2,56% para el resto de años.

**Respuesta 4:**

Como se indica en el párrafo anterior a la Tabla 3.5, para la proyección de la demanda se consideraron las tasas de crecimiento del SM de Aysén incluidas en el Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2021-2041 de la Comisión Nacional de Energía (CNE). Esto se debe a que la definición de los escenarios de operación base para realizar los estudios eléctricos se concluyó en enero de 2023, cuando aún no se encontraba disponible el Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2022-2042, que fue publicado el 28 de febrero de 2023.

**Escenarios de operación base**

- 5) 4.1.2 Criterios de reservas para el control de frecuencia

**Solicitud**

Como información, actualmente la unidad 5657 de CT Puerto Aysén, está dada de baja y fue reemplazada por la unidad 5950 que tiene capacidad de aportar como reserva en giro por su tecnología de control de frecuencia.

**Respuesta 5:**

El antecedente informado se considerará en las próximas versiones de los estudios.

**Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas**

- 6) Tabla 4.12 Resultados de verificación de reservas para CPF. Esc 04.b Frecuencia máxima: San Víctor - El Moro

**Solicitud**

Aclarar el valor de 54,32 Hz dado que este valor excede lo permitido por NT, por lo que no cumpliría la norma.

**Respuesta 6:**

En el capítulo de verificación de las reservas para CPF, se constata que el sistema responde de manera estable para todas contingencias analizadas. Más aún, en el estado estacionario, la tensión y la frecuencia alcanza los valores establecidos en la NT de SSMM.

En el caso particular de las contingencias en la línea que interconecta los subsistemas de Aysén y Coyhaique se observa que, la frecuencia alcanza de forma transitoria valores que se encuentran fuera de los rangos establecidos en el artículo 3-6 de la NT de SSMM. Sin perjuicio de lo anterior, es importante destacar que la respuesta dinámica del sistema resulta ser estable.

Sin embargo, como no se cuenta con los modelos dinámicos homologados de las unidades generadoras y de sus sistemas de control, en esta versión del estudio sólo se reportan esos valores de frecuencia y se quedará a la espera de que estén disponibles los modelos validados.

Para resolver lo anterior, la Operadora Principal del SM de Aysén (Empresa Eléctrica de Aysén S.A.) ha estado llevando a cabo la homologación de los modelos dinámicos de sus plantas y ha solicitado a la Integrante Empresa Eléctrica San Víctor SpA la entrega de esta información. Como esta entrega no ha ocurrido, el Coordinador, en el ejercicio de las facultades otorgadas en el Artículo 10-1 de la Norma Técnica de SSMM, solicitará mediante carta, la entrega del modelo dinámico homologado de la central San Víctor previa aprobación del Comité Coordinador del SM de Aysén.

Una vez que se cuente con una base de datos del sistema eléctrico más fidedigna, lo que esperamos ocurra para el próximo estudio, se volverá a analizar si se siguen produciendo estas variaciones fuera de los rangos permitidos en la Norma Técnica de SSMM. De seguir ocurriendo tales excursiones de frecuencia, se realizarán propuestas que mejoren el desempeño del control de frecuencia con el objetivo de cumplir con lo requerido en la Norma Técnica de SSMM.

- 7) 4.2.3 Resultados - ii. Reserva para CPF de bajada (pág. 31 -32). Ajustar el tiempo de actuación de la protección de sobrefrecuencia de la central Monreal: esto con el objetivo de cumplir con al menos lo establecido en el artículo 3-16 de la NT de SSMM. Actualmente el tiempo ajustado en dicha protección es de 1 segundo, para el umbral de activación de 52 Hz.

#### **Solicitud**

Se está analizando con las áreas de protecciones y operaciones para tomar la recomendación.

#### **Respuesta 7:**

El Coordinador queda a la espera de confirmación

- 8) 4.22 Metodología de análisis - 4.2.3.2 Verificación Reservas de Control Primario de Frecuencia. Por otra parte, para el caso de la reserva para CPF de bajada, empleada para controlar las excursiones de sobre frecuencia derivadas de la pérdida de consumos, se considera aquella que permita al SM operar cumpliendo los criterios establecidos en la norma técnica frente a la salida de servicio del alimentador con mayor carga.

Posteriormente, se procede a verificar que, con las reservas para Control Primario de Frecuencia determinadas bajo el criterio de optimización económica, se da cumplimiento de los estándares de calidad y seguridad de servicio establecidos en la normativa vigente. Esta verificación se lleva a cabo mediante simulaciones dinámicas de contingencias que deriven en los mayores desbalances de generación y de consumo, obtenidos de los escenarios específicos de interés. - En este capítulo se valida mediante simulaciones dinámicas que, con los requerimientos mínimos de reservas para CPF

determinados en los capítulos anteriores, se cumple con los criterios de seguridad y calidad de servicio indicados en la NT de SSMM.

#### **Solicitud**

Queda la incertidumbre dentro de la metodología si es que en las simulaciones realizadas se considera la operación de los EDACs para la determinación de las reservas.

#### **Respuesta 8:**

El EDAC es considerado para la determinación de las reservas, calculando para ello el costo de energía no suministrada en caso de operar el EDAC (análisis estático), así como, en las verificaciones dinámicas de las reservas calculadas, considerando los modelos de EDAC incorporados en la BD Power Factory (análisis dinámico).

#### **9) 4.2.3.2 Verificación Reservas de Control Primario de Frecuencia**

##### **Solicitud**

Para las fallas donde se aprecia un descenso en la frecuencia, no se ve evidenciada la actuación de las protecciones por sub frecuencia de central San Víctor, como ocurre en la operación real del sistema. Se comparte algunos Estudios de análisis de falla donde se evidencia la operación de las protecciones de San Víctor por baja frecuencia. (documentos adjuntos "Fallas análisis San Víctor")

#### **Respuesta 9:**

Al momento de la realización de este estudio, el Coordinador no estaba en conocimiento de los ajustes de la protección de sobre y subfrecuencia de la central San Víctor.

En las simulaciones, se observa que en el caso más exigente la frecuencia desciende por debajo de los 47.5 Hz por un tiempo menor a los 5 segundos. Por lo tanto, para evitar la salida de servicio de la central San Víctor, lo que podría perjudicar la recuperación del sistema, es que el Coordinador, tomando en cuenta lo que establece el último párrafo del artículo 3-6 de la NT de SSMM, propone que la empresa Integrante Empresa Eléctrica San Víctor SpA suba el retardo en la protección de subfrecuencia de la central San Víctor a al menos 10 segundos. Cabe señalar que esta temporización es necesaria por seguridad para tener una adecuada coordinación con el EDAC por baja frecuencia que se encuentra implementado.

### **Estudio de Esquema de Desconexión Automática de Carga (EDAC)**

**10) 4.3.3 b) Propuesta de modificación de EDAC. Adecuación del EDAC: reducir el tiempo de operación del EDAC del alimentador de Chacabuco, asociado al reconectador O'Higgins, a 200 ms (ajuste de gradiente). Esto con el objetivo de mantener estable al subsistema de Aysén en el caso de la pérdida de la línea que lo interconecta al resto del SM, en condiciones de transferencias altas hacia Aysén.**

##### **Solicitud**

Se está revisando el sistema para tomar la recomendación.

**Respuesta 10:**

El Coordinador queda a la espera de confirmación

## **Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva**

11) Tabla 4.24 : Requerimientos de potencia reactiva en el Esc 01 – Dmáx. En la CH Lago Atravesado, se observa que en distintos escenarios de contingencia, una unidad aporta reactivos y la otra unidad absorbe reactivos.

**Solicitud**

Aclarar por qué estando las unidades en la misma barra, se da que una unidad está capacitiva y la otra inductiva.

**Respuesta 11:**

En el Informe Final se recalcularon todos los resultados del Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva. Esto fue necesario debido a que el cambio de signo se debió a que una de las dos unidades de la central Lago Atravesado estaba definida como máquina de referencia, por lo que al estar conectadas a la misma barra se contraponían los aportes de reactivos entre ambas unidades de dicha central. Para abordar este inconveniente, se utilizó la opción del flujo de potencia de acuerdo con el control primario y como resultado se modificaron los valores indicados en la observación y todo el resto de las tablas del ECT.

## **Estudio de Restricciones en Instalaciones de Transmisión**

12) 4.5.3 Límites por estabilidad de frecuencia (pág. 65). Con base en las simulaciones realizadas, se estima que el riesgo de inestabilidad de frecuencia del subsistema Aysén podría eliminarse estableciendo una restricción de despacho mínimo conjunto de las unidades térmicas del subsistema más la CH San Víctor. Estas unidades son las que cuentan con los gobernadores que poseen una respuesta lo suficientemente rápida para frenar la sobrefrecuencia, como se puede apreciar en los gráficos de potencia mecánica incluidos en las figuras anteriores.

**Solicitud**

Actualmente no se cuenta con un modelo homologado de CH San Víctor, pero en las fallas del sistema se ha observado que esta central no regula frecuencia como se esperaría en el modelo, y por el contrario, se desconecta ante cualquier perturbación causando operaciones en los EDAC e inestabilidad del sistema.

Edelaysen ha contratado la homologación de unidades de sus centrales, incluyendo: Tehuelche 5806 - 5807, Chacabuco 5804 - 5805. Además, próximamente se homologarán: Tehuelche 5748, CH Aysén 5116 - 5118, CT Aysén 5950. Se ha solicitado a San Víctor la homologación de su Central, pero hasta ahora no se ha realizado esta actividad.

### **Respuesta 12:**

Cabe mencionar que, en línea con lo que se señala en la observación, al final del mismo párrafo observado se incluye la siguiente frase: “Sin embargo, dado que aún no se cuenta con modelos dinámicos debidamente homologados de las unidades generadoras y de sus sistemas de control, no es posible establecer una conclusión fehaciente respecto de la efectividad de esta medida.” Asimismo, en el Resumen Ejecutivo y en las Conclusiones se incluye una frase similar: “Dado que aún no se cuenta con modelos dinámicos homologados de las unidades generadoras y de sus sistemas de control, no es posible concluir fehacientemente respecto de dicho riesgo ni sobre las posibles medidas para reducirlo o eliminarlo”.

Con respecto a la homologación del modelo dinámico de la CH San Víctor, el Coordinador, en el ejercicio de la atribución que le otorga el Artículo 10-1 de la Norma Técnica de SSMM, enviará una carta a la Empresa Eléctrica San Víctor SpA solicitando dicho modelo homologado, el cual deberá incluir toda la información técnica pertinente que se detalla en el Título 10-10 de la NT y deberá ser aprobado por el Comité Coordinador del SM de Aysén.

En esta carta se le hará notar a la empresa la importancia de llevar a cabo prontamente dicha homologación, de manera que en la próxima versión del estudio (2025) se cuente con una base de datos DigSILENT PowerFactory capaz “de representar en forma adecuada la respuesta transitoria y dinámica del SM”, como lo exige el Artículo 7-7 de la NT. Si fuese de ayuda, el Coordinador cuenta en su página web<sup>1</sup> con el Procedimiento Interno: Modelación y Homologación de Instalaciones del SEN, que podría servir de guía para la revisión del modelo homologado de la Central San Víctor por parte del Comité Coordinador.

## **Estudio de Verificación de Coordinación de Protecciones**

**13)** Sección 4.6.5 (pág. 73). Criterio de Coordinación: Como criterio de coordinación mínimo se consideró igual a 120 ms...

### **Solicitud**

Actualmente se considera un tiempo mínimo de coordinación de 100 msec, con motivo de despejar efectivamente más rápido las fallas. ¿Se debe evaluar la coordinación real con 120 ms?.

### **Respuesta 13:**

El tiempo mínimo de coordinación de 120 ms. utilizado en el EVCP, fue considerado con el propósito de evaluar posibles deficiencias en la coordinación de las protecciones. En principio, no debería ser necesario modificar el tiempo actual de 100 ms, a menos que la operación real así lo requiera. Es importante destacar que el criterio de 120 ms fue presentado durante una reunión ad hoc el 27/12/2022, y en ese momento no se recibieron comentarios en contra por parte de EDELAYSEN.

---

<sup>1</sup> <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2022/08/Procedimiento-Modelacion-y-Homologacion-de-Instalaciones-del-SEN-Version-Definitva.pdf>



- 14) Sección 4.6.5 (pág. 72 ). Método de cálculo de cortocircuito: el método empleado para el cálculo de cortocircuitos es el denominado “Método Completo”, el cual considera los valores prefalla del sistema obtenidos de un flujo de potencia.

**Solicitud**

Según Anexo Técnico: Cálculo de Nivel Máximo de Cortocircuito . Se cita en el Artículo 3: "Los criterios y supuestos establecidos en el presente Anexo se sustentan en la Norma IEC 60909 (2001) :‘Short-Circuit current in three-phase a.c. system’". Por eso hacemos las evaluaciones con el método IEC. ¿Debemos cambiar de método para evaluar los cortocircuitos?

**Respuesta 14:**

Tal como se explica en el punto 4.6.5 del informe, el método de evaluación para la coordinación de protecciones utiliza el método completo, el cual presenta unas adecuadas prestaciones considerando que el procedimiento es de carácter secuencial. Por otro lado, el mencionado anexo técnico tiene como objetivo fundamental la verificación de las exigencias mínimas y condiciones básicas que deben cumplir las instalaciones en un sistema de potencia y no necesariamente mandata el método a aplicar en un estudio de verificación de protecciones. Es importante destacar que la metodología de cálculo de cortocircuito utilizada en el EVCP, fue presentado durante una reunión ad hoc el 27/12/2022, y en ese momento no se recibieron comentarios en contra por parte de EDELAYSÉN.

- 15) Sección 4.6.6 Tabla 4.35 (pág. 76). Para todos los ajustes de de protecciones se presenta las curvas de sobrecorriente de fase y residual por cada reconectador.

**Solicitud**

Los ajustes reales contemplan elementos de tiempo definido ya sea en fase y/o residual (se compartirá actualización)

**Respuesta 15:**

Los ajustes considerados en el EVCP fueron solicitados y recibidos en su momento por medio de e-mail de fecha 26/12/2022. Dichos antecedentes contemplaban documentos en formato Word y una base de datos de DlgSILENT. Cualquier actualización de ajustes quedaría fuera del alcance del presente estudio.

- 16) Sección 4.6.9 Apartado 52REL1 (Hacia Sistema 51) (pág. 84). Para una falla 2F-0 en la Línea Tehuelche-Divisadero C2 23 kV, en extremo Divisadero. En la falla en cuestión opera correctamente la protección local “Tehuelche-Divisadero C2 52E2 51”, sin embargo, también opera incorrectamente el relé “52 REL1 (hacia Sistema) 51”, antes que la protección remota “Tehuelche-Divisadero C2 52E6 51”. Se observa que la descoordinación señalada se presenta en el escenario 4, correspondientes a un escenario de mínima generación.

**Solicitud**

Al momento de simular la falla, el primer reconectador que abre es el equipo local 52E6. Una vez abierto el 52E6 se redistribuyen las corrientes de falla, modificando los tiempos de operación, donde la apertura ahora es realizada por el rec. 52E2 y no por el 52REL1. ¿En sus simulaciones hicieron estas operaciones, reevaluando los nuevos tiempos?

**Respuesta 16:**

Tal como se especifica en el informe, la metodología contempla la apertura secuencial de los interruptores y los efectos de estas aperturas sobre las corrientes de falla y los tiempos de operación de las protecciones. Se recomienda complementar la revisión, considerando los resultados detallados presentados en el anexo del EVCP. Se compartirá la base de datos DlgSILENT utilizada en el estudio.

**17)** Sección 4.6.9 Apartado 52REL1 (Hacia Sistema 51) (pág. 84). Para una falla 2F-0 en la Línea Tehuelche-Divisadero C2 23 kV, en extremo Tehuelche. En la falla en cuestión opera correctamente la protección local “Tehuelche-Divisadero C2 52E6 51” y la protección remota “Tehuelche-Divisadero C2 52E2 51”, sin embargo, también opera incorrectamente el relé “52 REL1 (hacia Sistema) 51” por IPC con el relé remoto, después que la protección remota. Se observa que la descoordinación señalada se presenta en el escenario 4, correspondientes a un escenario de mínima generación.

**Solicitud**

Al momento de simular la falla, el primer reconectador que abre es el equipo local 52E6. Una vez abierto el 52E6 se redistribuyen las corrientes de falla, modificando los tiempos de operación, donde la apertura ahora es realizada por el rec. 52E2 y no por el 52REL1. ¿En sus simulaciones hicieron estas operaciones, reevaluando los nuevos tiempos?

**Respuesta 17:**

Tal como se especifica en el informe, la metodología contempla la apertura secuencial de los interruptores y los efectos de estas aperturas sobre las corrientes de falla y los tiempos de operación de las protecciones. Se recomienda complementar la revisión, considerando los resultados detallados presentados en el anexo del EVCP. Se compartirá la base de datos DlgSILENT utilizada en el estudio.

**18)** Sección 4.6.9 Apartado Acoplador San Víctor 51N (hacia la red) (pág. 84). Para fallas 1F-0 y 2FT-0 en el Tramo de línea Viviana-El Moro 33 kV, en extremo Viviana. En las fallas en cuestión opera incorrectamente la protección “Acoplador San Víctor 51N (hacia la red)”, antes que lo hagan correctamente el relé remoto “52F7 El Moro Hacia Aysén 51N” y el relé local “Tap SV Hacia Baguales 51N”. Se observa que la descoordinación señalada se presenta en el escenario 3, correspondientes a un escenario de máxima generación.

**Solicitud**

Al replicar estas fallas en nuestra base de datos, no se observan descoordinaciones ni tiempos estrechos de coordinación. Operando Siempre en primera Instancia el Reconectador "Tap SV Hacia Baguales " antes que "Acoplador San Víctor". Por otra parte no se entiende por que se solicita que "52F7 El Moro Hacia Aysén" opere en coordinación directa con "Acoplador San Víctor", ya que este último es respaldo directo del equipo "Tap SV Hacia Baguales ". Necesitamos contrastar resultados con la BD.

**Respuesta 18:**

Se recomienda complementar la revisión, considerando los resultados detallados presentados en el anexo del EVCP. Se compartirá la base de datos DlgSILENT utilizada en el estudio.

**19)** Sección 4.6.9 Apartado Acoplador San Víctor 51N (hacia la red) (pág. 84). Para una falla 1F-0 en el Tramo de línea Viviana-El Moro 33 kV, en extremo Viviana. En la falla en cuestión opera correctamente la protección local “Tap SV Hacia Baguales 51N”, sin embargo, también opera incorrectamente el relé “Acoplador San Víctor 51N (hacia la red)” por IPC con el relé local, antes que la protección remota “Tehuelche-Divisadero C2 52E6 51”. Se observa que la descoordinación señalada se presenta en el escenario 4, correspondientes a un escenario de mínima generación.

#### **Solicitud**

Al replicar estas fallas en nuestra base de datos, no se observan descoordinaciones ni tiempos estrechos de coordinación. Operando Siempre en primera Instancia el Reconector "Tap SV Hacia Baguales " antes que "Acoplador San Víctor". Por otra parte antes fallas en el Tramo de línea Viviana-El Moro 33 kV las corrientes alcanzadas en el doble circuito Tehuelche - Divisadero, son menor al Pickup de las proteccion "Tehuelche-Divisadero C2 52E6". Necesitamos contrastar resultados con la BD.

#### **Respuesta 19:**

Efectivamente hay un error de redacción desde : **antes que la protección remota “Tehuelche-Divisadero C2 52E6 51”**. Debe decir : **antes que lo hagan correctamente el relé remoto “52F7 El Moro Hacia Aysén 51N”**. Se corrige en el informe final. En cualquier caso, la descoordinación señalada se mantiene en el análisis. Se recomienda complementar la revisión, considerando los resultados detallados presentados en el anexo del EVCP. Se compartirá la base de datos DlgSILENT utilizada en el estudio.

**20)** Sección 4.6.9 Apartado Fenómenos De Descoordinación en Respaldo. RE7 Balmaceda Hacia Barra (pág. 85). Para fallas 3F-0, 2F-0, 1F-0 y 2FT-0 en la línea Tehuelche-Divisadero C2 23 kV, línea Tehuelche-L.Atravesado C2 23 kV y RE4 (alimentador Isla Alto), se observa que ciertas protecciones de respaldo (ver detalle en Anexo 6.5), aguas abajo del alimentador Balmaceda, detectan las fallas antes que la protección de respaldo RE7 Balmaceda Hacia Barra 51/51N. Se aprecia que la descoordinación señalada se presenta en los escenarios 3 y 4.

#### **Solicitud**

Según lo señalado , el escenario 3 no tienen aporte de generacion en el alimentador Balmaceda, por lo tanto ningun equipo de esta seccion detectaria sobrecorriente. Por otra parte, considerando el escenario 4, al existir una falla en la linea Tehuelche - Divisadero, esta es despejada localmente por la proteccion 52E6 lo cual generaria una redistribucion de las corrientes de fallas cambiando los tiempos de actuacion de las protecciones. Por otra parte no se desea la operacion de un cabecera de alimetador tal como RE7 Balmaceda, ante una falla en un extremo remoto del sistema, ya que esto afectaria a una mayor cantidad de clientes.

#### **Respuesta 20:**

Efectivamente el escenario 3 no tiene aporte de generación, pero tal como lo detalla la tabla 4.39 y en mayor detalle el anexo del EVCP, para fallas a tierra si se producen aportes (por secuencia cero) y dado

que la corriente de pickup de la función 51N del relé RE7 es de 10 A-prim, si logra detectar la falla. Como complemento, se compartirá la base de datos DIGSILENT utilizada en el estudio.

## **Comentarios y conclusiones**

**21)** Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva. (pág. 89). En cuanto a las curvas de potencia reactiva versus tensión de la barra de 33 kV de Mañihuales previo y posterior a la aplicación de contingencias, se tiene que la única contingencia que afecta realmente el control de tensión en la barra de Mañihuales es la salida intempestiva de la unidad de San Victor. No obstante, la tensión de colapso de las simulaciones se encuentra fuera del rango aceptable de tensión en operación normal y alerta en todos los escenarios, por lo que el SSMM de Aysén contaría con suficiente margen de reactivos.

### **Solicitud**

Se solicita la base de datos utilizada en estas simulaciones para poder reproducir estos resultados.

### **Respuesta 21:**

Se publica la base de datos junto con el Informe Final.

## **Anexos**

**22)** Anexo del Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva. 6.4.5 Sensibilidad 2025 (pág. 135).

### **Solicitud**

Falta la numeración de las tablas y figuras.

### **Respuesta 22:**

Se corrige en la versión final del estudio.