

**CDEC-SIC**  
**Centro de Despacho Económico de Carga**  
**Sistema Interconectado Central**  
**CHILE**

**Estudio de Detalle para PDCE**  
**San Luis - Quillota**  
**INFORME FINAL**

**Proyecto EE-2011-009**  
**Informe Técnico EE-ES-2012-021**  
**Revisión B**



**ESTUDIOS ELECTRICOS**



**FIELD TESTING AND ELECTRICAL  
COMMISSIONING**

**ISO9001:2008 Certified**

**26. ene. 2012**

Este documento EE-ES-2012-021 fue preparado para CDEC-SIC por ESTUDIOS ELÉCTRICOS en Rosario, Santa Fe, Argentina. Para consultas técnicas respecto del contenido del presente comunicarse con: [Ir al índice](#)

**Ing. David Perrone**

Departamento de Estudios  
[perrone@estudios-electricos.com](mailto:perrone@estudios-electricos.com)

**Ing. Javier Vives**

Departamento de Estudios  
[vives@estudios-electricos.com](mailto:vives@estudios-electricos.com)

**Ing. Alejandro Musto**

Coordinador de Estudios  
[musto@estudios-electricos.com](mailto:musto@estudios-electricos.com)

**Ing. Fernando Libonati**

Gerente de Producción  
[libonati@estudios-electricos.com](mailto:libonati@estudios-electricos.com)

Estudios Eléctricos S.R.L.  
Av. Jorge Newbery 8796  
(2000) Rosario – Santa Fe - Argentina

Esta es la versión 53 del presente documento. Última modificación el 26/01/2012 por Javier Vives. Los cambios realizados se resumen a continuación.

Rev.	Comentario	Realizó	Revisó	Aprobó
A	Para presentar	DP/JV	AM	FL
B	Se atienden observaciones del CDEC-SIC	DP/JV	AM	FL

## Índice

1 Resumen Ejecutivo.....	5
Acondicionamiento de la Base de Datos.....	6
Contingencia Extrema.....	7
Esquema de Defensa.....	8
Principales Resultados.....	10
2 Antecedentes.....	12
3 Objetivos.....	14
4 ETAPA A. Escenarios de Estudio.....	16
4.1 Características Generales.....	16
4.2 Escenarios base.....	19
4.3 Escenarios adicionales.....	20
4.4 Escenarios futuros.....	21
5 ETAPA B. Definición Conceptual del Esquema.....	22
5.1 Criterios para la evaluación del desempeño dinámico.....	22
5.2 Recursos Estabilizantes considerados.....	25
5.2.1 Cortes de carga adicionales (EDACxEx).....	25
5.2.2 Apertura del subsistema Norte.....	25
5.2.3 Control de sobretensiones.....	27
5.2.4 Estabilizadores Central Guacolda.....	27
5.3 Análisis de la contingencia.....	28
5.3.1 Generación elevada en S/E San Luis.....	30
5.3.2 Generación reducida en S/E San Luis.....	31
5.3.3 Generación nula en S/E San Luis.....	33
5.3.4 Impacto de Central Ventanas.....	34
5.4 Definición del Esquema.....	38
5.4.1 Diseño sobre escenarios BASE.....	38
5.4.2 Análisis del sistema de protecciones.....	48
5.4.3 Esquema Conceptual.....	53
5.5 Verificación del esquema.....	55
5.5.1 Sobre escenarios BASE.....	55
5.5.2 Sobre escenarios ADICIONALES.....	57
6 ETAPA C. Desempeño del Esquema.....	58
6.1 Análisis: apertura secuencial.....	59
6.2 Análisis: impacto de Central Ventanas.....	60
6.3 Análisis: bloqueos por oscilación de potencia.....	63
6.4 Análisis: escenarios futuros.....	65
7 ETAPA D. Diseño de Detalle y Definición de Requerimientos.....	71
7.1 Automatismo local en San Luis.....	72
7.1.1 Detección de la apertura.....	73
7.1.2 Esquema de apertura.....	74
7.1.3 Requerimientos.....	74

---

[Ir al índice](#)

7.2 Lógicas de bloqueo por oscilación de potencia.....	75
7.2.1 Criterios de ajuste.....	75
Ejemplo: Ajuste módulo oscilación de potencia: Miraflores → San Pedro 110kV.....	77
7.2.2 Ajustes propuestos.....	78
7.3 Estimación de costos de la implementación.....	80
7.4 Estimación de plazos de la implementación.....	80

## 1 Resumen Ejecutivo

El presente documento forma parte de los estudios de detalle para la implementación de un esquema de defensa, que permita afrontar las contingencias más críticas definidas por la DO en su ranking de contingencias extremas, consistentes en:

- Falla y desvinculación del doble circuito Quillota – Polpaico 220kV
- Falla y desvinculación del sistema de transmisión que conecta las SS/EE Charrúa y Ancoa.
- **Falla y desvinculación del doble circuito San Luis – Quillota 220kV**
- Falla y desvinculación de barra Ancoa 500kV

Cada contingencia se encuentra asociada a un Estudio de PDCE particular. Este documento corresponde a la etapa final del tercer estudio de PDCE (San Luis – Quillota 220kV), y contiene los detalles de:

- ➔ Definición de escenarios factibles de operación que maximicen el impacto de la contingencia, pretendiendo identificar todo el equipamiento y las medidas estabilizantes necesarias para afrontar máximos impactos de la contingencia.
- ➔ Definición de escenarios alternativos que permitan cubrir un amplio espectro de las posibles condiciones de operación, desde demandas mínimas a máximas, y desde despachos nulos a máximos en el área de influencia.
- ➔ Análisis de la contingencia. Análisis de la problemática post-falla en las actuales condiciones topológicas del sistema.
- ➔ Definición conceptual del esquema de defensa. Determinación de los requerimientos mínimos del esquema en función de las condiciones de mayor impacto.
- ➔ Verificación de la operación satisfactoria en condiciones críticas, normales y de impacto reducido o nulo.
- ➔ Verificación sobre escenarios alternativos y escenarios futuros, con un horizonte final de 4 años.
- ➔ Definición detallada del esquema de defensa, incluyendo requerimientos mínimos, costos estimados y plazos de ejecución de obras. Esto, a partir del esquema conceptual y en coordinación con las empresas involucradas.

Adjunto al presente documento se entregan:

- BASE DE DATOS DEL ESTUDIO, en formato DIGSILENT Power Factory v14.0.0519
- INFORME ANEXO, con los resultados de flujos de potencia sobre esquemas unilineales y las respuestas dinámicas obtenidas, para todos los escenarios de estudio.

## **Acondicionamiento de la Base de Datos**

La base de datos oficial del SIC en formato DIgSILENT Power Factory fue acondicionada para los actuales estudios de PDCE. El acondicionamiento corresponde a la Etapa A del primer estudio de PDCE (Quillota-Polpaico 220kV) y se emplea en el actual estudio.

El informe **EE-ES-2011-072 (REV D)** enumera todas las etapas llevadas a cabo para el acondicionamiento de la BD, incluyendo los detalles de incorporación, mejora y verificación de los elementos presentes en la base de datos oficial, orientados al estudio de Plan de Defensa Contra Contingencias Extremas. Adicionalmente se realizan mejoras específicas de esta fase las cuales serán presentadas oportunamente.

Los siguientes ítems resumen las principales etapas desarrolladas en el informe mencionado:

- Migración de la BD de versión 13.2 a versión 14 de Power Factory: la BD mantiene las mismas funcionalidades que para v13.2. Dentro de esta etapa se encuentran desarrolladas la re-estructuración de la BD y la adaptación de los modelos dinámicos.
- Acondicionamiento de la BD: en esta etapa se verifican, actualizan, corrigen y adicionan modelos a la BD con el objetivo de mejorar la representación del SIC. Se incluyen la incorporación de modelos estáticos y dinámicos, la corrección y la actualización de modelos ya existentes tales como el esquema de EDAC y relés de frecuencia de generadores.

Como complemento específico para esta fase del plan de defensa, se acondicionan los modelos y los ajustes de los relés de protección ubicados en el área de influencia. Se utiliza información existente en la BD, y planillas de ajustes y reportes de protección específicos, conforme a información suministrada por CDEC SIC y AES Gener.

## Contingencia Extrema

La contingencia en estudio se encuentra enmarcada en la NTSyCS, como un evento de falla de Severidad 6. Ésta corresponde a un cortocircuito bifásico a tierra sin impedancia de falla en uno de los circuitos correspondientes al enlace **San Luis - Quillota 220 kV**, seguido de la desconexión en tiempo normal del circuito fallado por acción de la protección primaria y salida del circuito sano en paralelo por actuación errónea del sistema de protecciones (Ver artículo 1-7 punto 75 de la NTSyCS).

Producto de esta contingencia, toda la generación del nodo SAN LUIS que se exportaba hacia Quillota por circuitos de 220kV de gran capacidad, intenta redistribuirse a través de enlaces de menor capacidad:

**San Luis 220kV** → *Agua Santa 220kV* → *Agua Santa 110kV* → *Quillota 110kV* → **Quillota 220kV**

Para la mayoría de los casos, esto desencadena en sobrecargas transitorias en el transformador de Agua Santa 220/110kV y líneas de la red Chilquinta 110kV, e inestabilidad angular entre las centrales que aportan al nodo San Luis y el resto del sistema. En los casos más críticos, se observa también inestabilidad angular del sistema norte (Los Vilos - Pan de Azúcar) y pérdida del sincronismo respecto al resto del sistema.

Para mitigar estas problemáticas se hace ineludible desconectar la generación que inyecta al nodo San Luis y que permanece vinculada por una conexión de menor capacidad y gran impedancia. Esto puede ocasionar pérdidas significativas de generación, cercana a 1800MW en los casos más severos, que requieren ser balanceadas a través de desconexión de demanda. Luego, producto de las grandes excursiones de todas las variables sistémicas, se requieren recursos adicionales que moderen sus efectos y permitan al sistema evolucionar según los estándares de desempeño establecidos en la NTSyCS.

## Esquema de Defensa

Con el fin de mitigar los efectos causados por la CONTINGENCIA EXTREMA en estudio, estabilizar el sistema y lograr los estándares exigidos en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, se requieren 6 recursos adicionales a los existentes en el sistema:

- **Esquema de apertura de enlace San Luis – Agua Santa 220kV**

*Detección de doble apertura San Luis – Quillota 220kV y envío de señal de disparo a interruptores de línea San Luis – Agua Santa 220kV.*

- **Bloqueos por oscilación de potencia**

*Bloqueo de módulos de impedancia zonas 1 y 2 en relés de la red costa 110kV.*

- **Desconexión Automática de Carga por Contingencias Extremas (PDCE–Fase 2)**

*Esquema de desconexión de demanda complementario al existente, que actúa con tasas de caída de frecuencia mayores a 0,9Hz/seg.*

- **Esquema de apertura SE Pan de Azúcar al Norte (PDCE–Fase 2)**

*Sistema de detección de excursión angular inadmisibles entre el sistema norte y el sistema centro, mediante esquema de sincrofasores. Apertura del doble circuito P. de Azúcar – Las Palmas 220kV, en S/E en Pan de Azúcar.*

- **Control de sobretensiones en SE Alto Jahuel y SE Ancoa (PDCE–Fase 2)**

*Automatismo de desconexión de capacitores en el sistema troncal ante la ocurrencia de sobretensiones inadmisibles, producto de los elevados cortes de carga.*

- **Lógica en estabilizadores de Central Guacolda (PDCE–Fase 1)**

*Desconexión automática de los estabilizadores de potencia, ante condiciones en las que su operación deteriore la recuperación de grandes excursiones.*

Los primeros dos recursos son específicos de esta fase 3 y se encuentran detallados en el capítulo 7 ETAPA D. Diseño de Detalle y Definición de Requerimientos. Se destaca que el primero (esquema de apertura), utilizará el PLC y el esquema de comunicación propuesto en la fase 1 de este PDCE. Los componentes adicionales y la lógica a implementar es mínima, pudiendo ser llevada a cabo en paralelo con el desarrollo de esa primera fase.

Se resalta también que gran parte de las consecuencias de esta falla extrema son controladas con los recursos desarrollados en la fase 2, sin necesidad de modificarlos o reajustarlos. Esto demuestra una vez más el extenso rango de validez de tales recursos globales y la necesidad de su implementación, para que el sistema pueda tolerar contingencias de esta naturaleza.

### ESTIMACIÓN DE COSTOS DE LA IMPLEMENTACIÓN

Basados en la disponibilidad de todos los recursos propuestos para las contingencias previamente estudiadas (fases 1 y 2) los costos adicionales para el control de la falla doble San Luis – Quillota resultan mínimos:

COMPONENTE	UNITARIO	CANTIDAD	UNIDAD	TOTAL
MULTIMEDIDOR DIGITAL	USD 1.600,0	4	PZA	USD 6.400,0
MONTAJE, INTEGRACION Y P.E.S.	(*)	-	-	(*)

(\*) Se considera incluido dentro del costo de la Fase 1 de PDCE.

### ESTIMACIÓN DE PLAZOS DE LA IMPLEMENTACIÓN

Siendo que los componentes a instalar se encuentran en estricta relación con los propuestos en la Fase 1 y que los cambios en las protecciones pueden ser realizados de manera paralela, se considera totalmente viable implementar esta Fase 3 del **Plan de Defensa contra Contingencias Extremas** en conjunto con la Fase 1, sin adicionar mayores retrasos a los ya planificados (informe técnico EE-ES-2011-238 – pág. 171).

Finalmente, esta Fase 3 del PDCE quedará completamente implementada cuando lo estén las Fases 1 y 2, por compartir recursos estabilizantes.

## Principales Resultados

Se resumen a continuación las principales características de los escenarios desarrollados, y en cada caso, los recursos estabilizantes necesarios para afrontar la contingencia extrema.

Del análisis de estas tablas, se deduce que los recursos estabilizantes desarrollados son suficientes para que el sistema pueda tolerar satisfactoriamente la pérdida del doble circuito San Luis – Quillota 220kV.

DEMANDA BAJA – BAJO IMPACTO						
ESCENARIO	Denominación	DB_0MW	DB_120MW	DB_240MW	DB_370MW	DB_490MW
	<b>Generación SAN LUIS [MW]</b>	<b>0,0</b>	<b>120,0</b>	<b>240,0</b>	<b>370,0</b>	<b>490,0</b>
	Generación SIC [MW]	4772	4770	4751	4739	4738
	Fecha considerada	julio 2012	julio 2012	julio 2012	julio 2012	julio 2012
	P San Luis → Quillota [MW]	58,0	175,0	291,0	285,0	532,0
	Generación Ventanas 110 kV [MW]	605,0	605,0	605,0	220,0	605,0
	Generación Ventanas 220 kV [MW]	0,0	0,0	0,0	270,0	0,0
RECURSOS	APERTURA SAN LUIS – AGUA SANTA	✓	✓	✓	✓	✓
	EDAC x CEx	-	-	-	-	-
	SINCROFASORES	-	-	-	-	-
	CONTROL DE LA CONTINGENCIA	ok	ok	ok	ok	ok

DEMANDA BAJA – ALTO IMPACTO						
ESCENARIO	Denominación	DB_720MW	DB_1000MW	DB_1370MW	DB_1500MW	DB_1735MW
	<b>Generación SAN LUIS [MW]</b>	<b>722,0</b>	<b>1010,0</b>	<b>1370,0</b>	<b>1500,0</b>	<b>1735,0</b>
	Generación SIC [MW]	4721	4726	4716	4723	4727
	Fecha considerada	julio 2012	julio 2012	julio 2012	julio 2012	julio 2012
	P San Luis → Quillota [MW]	624,4	899,5	1246,3	1371,1	1596,0
	Generación Ventanas 110 kV [MW]	220,0	220,0	220,0	220,0	220,0
	Generación Ventanas 220 kV [MW]	270,0	270,0	270,0	270,0	270,0
RECURSOS	APERTURA SAN LUIS – AGUA SANTA	✓	✓	✓	✓	✓
	EDAC x CEx	-	✓	✓	✓	✓
	SINCROFASORES	-	-	-	✓	✓
	CONTROL DE LA CONTINGENCIA	ok	ok	ok	ok	ok

DEMANDA ALTA – ALTO IMPACTO						
ESCENARIO	Denominación	DA_720MW	DA_1000MW	DA_1370MW	DA_1500MW	DA_1790MW
	<b>Generación SAN LUIS [MW]</b>	<b>722,0</b>	<b>1012,0</b>	<b>1372,0</b>	<b>1500,0</b>	<b>1786,7</b>
	Generación SIC [MW]	6566	6565	6539,6	6534	6535
	Fecha considerada	julio 2012	julio 2012	julio 2012	julio 2012	julio 2012
	P San Luis → Quillota [MW]	572,5	848,6	1195,1	1321,4	1595,9
	Generación Ventanas 110 kV [MW]	220,0	220,0	220,0	220,0	220,0
	Generación Ventanas 220 kV [MW]	270,0	270,0	270,0	270,0	270,0
RECURSOS	APERTURA SAN LUIS – AGUA SANTA	✓	✓	✓	✓	✓
	EDAC x CEx	-	-	✓	✓	✓
	SINCROFASORES	-	-	-	-	-
CONTROL DE LA CONTINGENCIA		<b>ok</b>	<b>ok</b>	<b>ok</b>	<b>ok</b>	<b>ok</b>

ESCENARIOS FUTUROS					
ESCENARIO	Denominación	DB_13_1735MW	DB_16_1735MW	DA_13_1790MW	DA_16_1790MW
	<b>Generación SAN LUIS [MW]</b>	<b>1735,0</b>	<b>1735,0</b>	<b>1790,0</b>	<b>1790,0</b>
	Generación SIC [MW]	4924	5833	6795	8025
	Fecha considerada	marzo 2013	julio 2016	marzo 2013	julio 2016
	P San Luis → Quillota [MW]	1589,0	1562,0	1588,0	1601,0
	Generación Ventanas 110 kV [MW]	220,0	220,0	220,0	340,0
	Generación Ventanas 220 kV [MW]	540,0	540,0	540,0	540,0
RECURSOS	APERTURA SAN LUIS – AGUA SANTA	✓	✓	✓	✓
	EDAC x CEx	✓	✓	✓	✓
	SINCROFASORES	✓	-	✓	-
CONTROL DE LA CONTINGENCIA		<b>ok</b>	<b>ok</b>	<b>ok</b>	<b>ok</b>

## 2 Antecedentes

La Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) establece que se deberá elaborar el "Estudio para Plan de Defensa contra Contingencias Extremas en el SI", en adelante el Estudio, el cual deberá ser actualizado cada 4 años.

Según se define en el *Artículo 6-59* de la NTSyCS vigente (Octubre de 2009), el Plan de Defensa contra Contingencias Extremas definido en el Estudio comprenderá un esquema automático de utilización de Recursos Especiales de Control de Contingencias, el cual, ante la detección de una contingencia que condujese a un apagón, produzca el desmembramiento o desconexión controlada de algunos elementos del SI, tal que permita mantener la estabilidad del SI o de las islas eléctricas originadas por la propia contingencia o de islas eléctricas inducidas, con el objeto de evitar un apagón total.

Debido a las características particulares del SIC, en muchos casos puede ser conveniente afrontar los efectos causados por las contingencias extremas a través de desconexiones automáticas de carga, generación u otros elementos del sistema de transmisión, sin necesidad de segmentar el sistema. Sin embargo, si se conforman islas eléctricas por aplicación del Plan de Defensa contra Contingencias Extremas, éstas deberán estar equilibradas en potencia activa y reactiva, y disponer de recursos suficientes para mantenerse estables con un adecuado control de tensión y frecuencia, de acuerdo con las exigencias para el Estado de Emergencia, y que puedan alcanzar las condiciones necesarias para la sincronización con el resto del SI.

Por otro lado, el *Artículo 6-61* define que la operación de los automatismos que configuran el Plan de Defensa contra Contingencias Extremas *no debe interferir con la operación de ninguna otra instalación del SI*, incluyendo aquellas relacionadas con el EDAC y las que se emplean durante las maniobras de sincronización.

Los Recursos Especiales de Control de Contingencias solamente deberán operar para Contingencias Extremas, toda vez que no se espera que las instalaciones de protección, control, y los EDAC, existentes, por si solos puedan evitar el Apagón Total o Apagón Parcial del SI.

En relación con lo señalado, la Dirección de Operación del CDEC-SIC, en adelante la DO, contrató el estudio correspondiente a un consultor, el que realizó un análisis técnico del impacto en el SIC ante la aplicación de diversas contingencias (63 en total) que conducen a apagones totales o parciales en diferentes condiciones de operación. De acuerdo con lo anterior, el Estudio PDCE presentado por el consultor, documentado en su Informe Final del 15 de mayo de 2009, contempla lo siguiente:

- un diagnóstico del impacto o efectos en el SIC producto de esas contingencias,
- una clasificación de las contingencias de mayor impacto en términos del porcentaje de pérdida de consumos respecto de la demanda total, efectividad y complejidad de aplicación.

[Ir al índice](#)

- un diseño conceptual del PDCE para las contingencias de mayor impacto,
- un diseño de detalle del PDCE para las contingencias de mayor impacto, pero para un espectro reducido de escenarios de operación,
- una valorización de tipo general, particularmente en lo relacionado con los sistemas de comunicación,
- un plan de obras de tipo general para la implementación del PDCE y finalmente,
- una recomendación de aquellas contingencias que debieran ser consideradas en la implementación inicial del PDCE para el SIC.

Sobre la base de los resultados presentados por el Consultor en su informe final, la DO realizó una revisión de las contingencias analizadas en el Estudio y definió un ranking de contingencias extremas, según su impacto en el sistema.

El presente documento forma parte de los estudios de detalle para la implementación de un esquema de defensa, que permita afrontar las contingencias más críticas definidas por la DO en su ranking de contingencias extremas, consistentes en:

- falla y desvinculación del doble circuito Quillota – Polpaico 220kV
- falla y desvinculación del sistema de transmisión que conecta las SS/EE Charrúa y Ancoa
- falla y desvinculación del doble circuito San Luis – Quillota 220kV
- falla y desvinculación de barra Ancoa 500kV

Específicamente, este documento corresponde a la versión final del Estudio PDCE fase 3: Falla y desvinculación del doble circuito San Luis – Quillota 220kV

### 3 Objetivos

Los objetivos de este Estudio corresponden a:

#### ETAPA A

- Definir escenarios factibles de operación que maximicen el impacto de la contingencia, pretendiendo identificar todo el equipamiento y las medidas estabilizantes necesarias para afrontar máximos impactos de la contingencia. Estos escenarios pretenden establecer condiciones de operación pesimistas que si bien pueden no ser las más económicas o normales, son posibles dentro de las limitaciones operativas de la NTSyCS y se realizan considerando que estas condiciones pueden ser alcanzadas en un determinado momento.

**Con estos escenarios se pretende diseñar el esquema de defensa.**

Estos escenarios se orientan a identificar necesidades tales como:

- Esquemas de DAG, RAG,
  - esquemas de EDAC adicionales,
  - estabilizadores de potencia adicionales,
  - controles conjuntos de tensión,
  - cambios de parámetros de control y protección, etc.
- 
- Desarrollar escenarios alternativos que permitan cubrir un amplio espectro de las posibles condiciones de operación, desde demandas mínimas a máximas, y desde hidrologías secas a húmedas. **En estos escenarios se pretende verificar el correcto diseño del esquema de defensa**, aún en escenarios de impacto reducido o nulo.

#### ETAPA B

Los objetivos de la Etapa B corresponden a:

- *Analizar la contingencia.*

Examinar la problemática post-falla en las actuales condiciones topológicas del sistema.
- *Definir conceptualmente el esquema de defensa.*

Determinar los requerimientos mínimos del esquema en función de las condiciones de mayor impacto.

Verificar la operación satisfactoria en condiciones críticas, normales y de impacto nulo.

### ETAPA C

- *Diseñar el esquema*

Analizar en detalle cada una de las propuestas conceptuales de la etapa previa, determinándose las metodologías específicas y los ajustes requeridos para cada uno de los recursos estabilizantes.

- *Verificar el desempeño*

Comprobar el esquema de defensa opere de manera satisfactoria en un amplio abanico de escenarios posibles.

Analizar la respuesta en condiciones críticas, normales y de impacto nulo, empleando escenarios de diseño, verificación y casos adicionales.

- *Analizar la factibilidad de implementación*

En coordinación con las empresas involucradas en el esquema, determinar la factibilidad de su implementación.

### ETAPA D

- *Desarrollar el detalle del esquema de defensa*

Detallar los componentes requeridos, junto con su interrelación. Exponer las lógicas internas (programas) a implementar en el esquema final.

- *Definir los requerimientos específicos de instalaciones*

Detallar las especificaciones técnicas mínimas necesarias para dar respuesta al esquema de manera segura y confiable.

## 4 ETAPA A. Escenarios de Estudio

### 4.1 Características Generales

El desarrollo de los escenarios Base posee como principal objetivo definir condiciones factibles de operación del SIC que permitan evaluar, a partir de diversos estados de demanda y despacho de unidades, el impacto de la contingencia en estudio. A partir de ellos, se pretende cubrir un amplio espectro de posibles modos de operación, desde demandas mínimas a máximas, y desde hidrologías secas a húmedas verificando el correcto diseño del esquema de defensa, aún en escenarios de impacto reducido.

La constitución de los escenarios de estudio se realiza tomando como referencia los escenarios presentados en la BASE DE DATOS oficial del CDEC – SIC con fecha Julio 2011, ajustados para que representen características sobresalientes en cuanto a los niveles de demanda, niveles de reserva, despachos de las unidades, y por sobre todo niveles de transferencia de potencia por el doble circuito San Luis – Quillota 220 kV.

Dado que la fecha de presentación del estudio correspondiente a esta fase del PDCE se estipula para Enero de 2012, y considerando un plazo de implementación de los recursos estabilizantes de no menor a 6 meses, **los escenarios base corresponderán a Julio de 2012.**

Bajo estas consideraciones, los niveles de demanda del caso base se calculan tomando como referencia los factores de crecimiento estimados en el estudio de Fijación de Precio de Nudo de Abril de 2011. Esta información se resume en las siguientes tablas

Tasa de Crecimiento según Previsión de Demanda SIC		
Fechas	Libres	Regulados
Julio 2011 – Diciembre 2011	+8,6% x 6/12	+5,2% x 6/12
Enero 2012 – Julio 2012	+8,6% x 6/12	+5,3% x 6/12
Julio 2011 – Julio 2012	+8,6%	+5,25%

Tabla 4.1 - Crecimiento de la Demanda

Niveles de Demanda Bruta (Cargas + Pérdidas)		
Caso	Baja	Alta
Original BD DO (Julio 2011)	4450 MW	6160 MW
Base PDCE 3 (Julio 2012)	4715 MW	6540 MW

Tabla 4.2 - Niveles de Demanda

Del mismo modo, se consideran disponibles las obras en construcción cuya fecha de ingreso resulta previa al caso base:

- Centrales Chacayes, Rucatayo y Laja 1
- Cambio de Conductor Alto Jahuel – Chena – Cerro Navia 220 kV
- Seccionamiento Ancoa – Polpaico 500 kV en Alto Jahuel
- Equipos de control de flujos en Cerro Navia 220 kV

### Control de Frecuencia

Para la asignación de la reserva de potencia para la regulación de frecuencia, se siguen los lineamientos del informe técnico confeccionado por el CDEC-SIC titulado "Estudio Control de Frecuencia y determinación de Reservas". La siguiente tabla muestra las unidades generadoras participantes de la reserva de giro para el control primario de frecuencia.

Central	Pmax [MW]	Pmin [MW]	Nº Unidades	Estatismo Permanente
Canutillar	170	40	2	0.047
Ralco	690	90	2	0.07
Pangué	460	50	2	0.0215 y 0.0227
El Toro	450	0	4	0.0278
Antuco	313	60	2	0.023 y 0.021
Cipreses	102	15	3	0.03
Pehuenche	560	120	2	0.025 y 0.03
Colbún	470	100	2	0.05
Machicura	95	0	2	0.05
Rapel	377	30	5	0.1 ; 0.09 ; 0.08 ; 0,1 y 0.09
Abanico	49	0	2	0.03
Pilmaiquén	39	0	5	0.04
Pullínque	49	0	3	0.04
Candelaria B1	122	60	1	0.04
Candelaria B2	125	60	1	0.04
Taltal 1	115	65	1	0.0395
Taltal 2	117	65	1	0.0392

Tabla 4.3 - Unidades Asignadas para el Control Primario de Frecuencia

En la Base de Datos del simulador se consideran en servicio los GOVs de aquellas unidades cuyo modelo se encuentra homologado. Dada esta condición, puede que otras unidades no contempladas en la Tabla 4.3 puedan eventualmente proveer reserva de giro. Sin embargo, en la generalidad de los despachos, estas unidades se encuentran operando a valores cercanos a su carga nominal, a excepción de casos en los cuales se despachen generadores al mínimo técnico por condiciones de seguridad operativa.

En el presente informe, se especifica la reserva asignada al control primario de frecuencia como el resultado de la potencia total que surge diferencia entre la potencia máxima y la potencia de despacho de cada unidad de la Tabla 4.3. Salvo en casos donde se mencione explícitamente, la reserva asignada para el control de frecuencia se asigna entorno a 360MW.



## EDAC

El esquema de desconexión automática de carga se representa conforme a lo indicado en el informe EE-ES-2011-072 (acondicionamiento BD).

Considerando los niveles de demanda proyectados para Julio 2012, los montos de EDAC por escalón resultan:

CASO /ESCALÓN	1	2	3	4	5	6	Total
	49.0 Hz (-0.6 Hz/s)	48.9 Hz	48.8 Hz (-0.6 Hz/s)	48.7 Hz	48.5 Hz	48.3 Hz	
Demanda Baja Julio 2012	350MW (7,4%)	161MW (3,4%)	268MW (5,7%)	128MW (2,7%)	118MW (2,5%)	90MW (1,9%)	<b>1115MW (23,6%)</b>
Demanda Alta Julio 2012	548MW (8,4%)	236MW (3,6%)	436MW (6,7%)	186MW (2,8%)	177MW (2,7%)	141MW (2,2%)	<b>1725 MW (26,4%)</b>

Tabla 4.4 - Montos de EDAC por escalón

## Transferencias Máximas

Conforme a lo establecido en el ESTUDIO DE RESTRICCIONES DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN «Junio 2011», y a información suministrada por el CDEC SIC, las limitaciones asociadas a los componentes de mayor relevancia en el estudio son los siguientes:

Enlace	Capacidad Conductores [MVA]	Potencia Máxima TT/CC [MVA]	Elemento Serie de Relevancia [MVA]	Limitación del Tramo [MVA]	Causa
San Luis – Quillota 220kV C1 y C2	2x1974	2x1829	Interruptores 2x1600	<b>Permanente 1600</b>	Capacidad de los interruptores de poder
San Luis – Agua Santa 220kV	389	732	Transformador de Potencia 300	Permanente 300	Capacidad del transformador serie 220/110 kV
Quillota – San Pedro 110kV	279	274	N/A	Permanente 274	Capacidad Transformadores de Corriente
Miraflores – San Pedro 110kV	57	152	N/A	<b>Permanente 57</b>	Capacidad de Conductores

Tabla 4.5 - Limitación de Transferencia en enlaces de relevancia



## 4.2 Escenarios base

En este apartado se resumen las principales características de los escenarios construidos para el análisis de la doble contingencia. Se conforman escenarios para distintas transferencias por el doble vínculo San Luis – Quillota 220 kV -en directa relación con la generación del nodo San Luis- y considerando niveles de demanda baja y alta, con el fin de estudiar los recursos a implementar para distintas condiciones operativas del SIC.

Los CASOS BASE más exigentes, y los que requieren mayores recursos estabilizantes, corresponden a condiciones de altos despachos en el nodo San Luis. Esto se relaciona mayormente con escenarios de hidrología seca.

En el otro extremo, cuando la generación inyectada en el nodo San Luis es nula, el impacto de la doble contingencia resulta similar al de una contingencia simple en el enlace San Luis – Agua Santa 220kV, el cual resulta estable por definición (Criterio de operación N-1).

Se desarrollan casos intermedios los cuales permiten definir los diferentes requerimientos (recursos que se deben habilitar) en función del nivel de impacto de la contingencia.

En la tabla 4.6 se presenta la información característica de cada escenario planteado.

Los resultados de los flujos de carga para todos los escenarios Base creados para el estudio, se presentan en el documento anexo, "EE-ES-2012-021\_Estudio PDCE fase 3\_ANEXO"

Nivel de Demanda	Nombre del Escenario	Generación TOTAL [MW]	Relación de Despacho Hidro-Term	Gen. San Luis [MW]	Gen. Ventanas 110kV [MW]	Gen. Ventanas 220kV [MW]	Transf. San Luis – Quillota 220kV [MW]
Baja	DB_720MW	4721	49,1% / 50,9%	722	220	270	624
	DB_1000MW	4726	43,1% / 56,9%	1010	220	270	900
	DB_1370MW	4716	35,3% / 64,7%	1370	220	270	1246
	DB_1500MW	4723	35,3% / 64,7%	1500	220	270	1370
	DB_1735MW	4727	27,3% / 72,7%	1735	220	270	1596
Alta	DA_720MW	6566	49,3% / 50,7%	722	220	270	573
	DA_1000MW	6565	44,9% / 55,1%	1012	220	270	849
	DA_1370MW	6540	39,2% / 60,9%	1372	220	270	1195
	DA_1500MW	6534	37,1% / 62,9%	1500	220	270	1321
	DA_1790MW	6535	32,8% / 67,3%	1787	220	270	1596

Tabla 4.6 - Resumen de ESCENARIOS BASE, Julio 2012



### 4.3 Escenarios adicionales

Como parte de los análisis de sensibilidad se realizan ESCENARIOS ADICIONALES. Estos escenarios se construyen a partir de los ESCENARIOS BASE, realizando modificaciones en los despachos y modos de operación de determinados enlaces. Los ESCENARIOS ADICIONALES analizados se detallan en la tabla 4.7.

Nivel de Demanda	Nombre del Escenario	Gen. TOTAL [MW]	Relación de Despacho Hidro-Term	Gen. San Luis [MW]	Gen. Ventanas 110kV [MW]	Gen. Ventanas 220kV [MW]	Transf. San Luis – Quillota 220kV [MW]
Baja	DB_0MW	4772	62,7% 37,4%	0	605	0	58
	DB_120MW	4770	60,1% 39,9%	120	605	0	175
	DB_240MW	4751	57,4% 42,6%	240	605	0	291
	DB_370MW	4739	57,0% 43,0%	370	220	270	285
	DB_490MW	4738	52,0% 48,0%	490	605	0	532
	DB_1735MW_V1	4721	27,5% 72,5%	1735	115	270	1564
	DB_1735MW_V12	4734	25,2% 74,8%	1735	335	270	1640
	DB_1735MW_V123	4732	25,2% 74,8%	1735	605		1627

Tabla 4.7 - Resumen de ESCENARIOS ADICIONALES, Julio 2012

**4.4 Escenarios futuros**

Los ESCENARIOS FUTUROS utilizados para la verificación del esquema se construyen siguiendo los mismos lineamientos que los utilizados en el desarrollo de los CASOS BASE.

Los niveles de demanda se ajustan tomando las tasas de crecimiento según previsión de la demanda, detalladas en el informe de precio de nudo con fecha abril de 2011. En la siguiente tabla se resumen la metodología y los parámetros de ajuste.

Tasa de Crecimiento según Previsión de Demanda SIC		
Fechas	Libres	Regulados
Julio 2011 – Diciembre 2011	+8,6% x 6/12	+5,2% x 6/12
Enero 2012 – Diciembre 2012	+8,6%	+5,3%
Enero 2013 – Marzo 2013	+8,0% x 2/12	+5,3% x 2/12
<b>TOTAL Julio 2011 – Marzo 2013</b>	<b>14,2%</b>	<b>8,8%</b>
Julio 2011 – Diciembre 2011	+8,6% x 6/12	+5,2% x 6/12
Enero 2012 – Diciembre 2012	+8,6%	+5,3%
Enero 2013 – Diciembre 2013	+8,0%	+5,3%
Enero 2014 – Diciembre 2014	+8,2%	+5,2%
Enero 2015 – Diciembre 2015	+7,0%	+5,1%
Enero 2016 – Julio 2016	+6,9% x 6/12	+5,0% x 6/12
<b>TOTAL Julio 2011 – Julio 2016</b>	<b>39,6%</b>	<b>26,0%</b>

Tabla 4.8 - Crecimiento de la Demanda - Informe Precio de Nudo Año 2011

Conforme a estas tasas de crecimiento, los niveles de demanda resultan:

Niveles de Demanda NETA		
Caso	Baja [MW]	Alta [MW]
Marzo 2013	4758	6545
Julio 2016	5628	7702

Tabla 4.9 - Niveles de Demanda

Los escenarios futuros analizados se detallan en la tabla 4.10.

Nivel de Demanda	Nombre del Escenario	Gen. TOTAL [MW]	Relación de Despacho Hidro-Term	Gen. San Luis [MW]	Gen. Ventanas 110kV [MW]	Gen. Ventanas 220kV (*) [MW]	Transf. San Luis – Quillota 220kV [MW]
Baja	DB_13_1735MW	4924	 23,9% 76,1%	1735	220	540	1589
	DB_16_1735MW	5833	 21,9% 78,1%	1735	220	540	1562
Alta	DA_13_1790MW	6795	 30,7% 69,3%	1790	220	540	1588
	DB_16_1790MW	8025	 33,9% 66,1%	1790	340	540	1601

Tabla 4.10 - Resumen ESCENARIOS FUTUROS.

(\*) Generación de Ventanas 3 y Campiche

## 5 ETAPA B. Definición Conceptual del Esquema

### 5.1 Criterios para la evaluación del desempeño dinámico

Antes de iniciar el análisis se presentan los criterios utilizados para la evaluación de los efectos de la contingencia y la respuesta del esquema propuesto.

Como condición elemental la respuesta del esquema debe satisfacer las condiciones establecidas en la NTSyCS asociadas a la estabilidad transitoria. De acuerdo al Artículo 5-42 de la NTSyCS en estado normal para una contingencia de severidad 6 se debe evitar el Apagón Total del SI, logrando al final del transitorio de falla el cumplimiento de los estándares definidos para el Estado de Emergencia en el TITULO 5-8, TITULO 5-109, TITULO 5-10 y TITULO 5-11.

Para analizar la estabilidad transitoria del SIC se evalúa la evolución temporal de variables claves durante 20 segundos, luego de que el sistema es sometido a una gran perturbación.

La estabilidad en régimen transitorio del SIC se evalúa sobre la base de los siguientes parámetros:

- Excursión del ángulo del rotor en primera oscilación. *Estabilidad angular no oscilatoria*
- Amortiguamiento de las oscilaciones. *Estabilidad angular oscilatoria*
- Recuperación y control de la tensión. *Estabilidad en tensión*
- Recuperación y control de la frecuencia. *Estabilidad de frecuencia*

Cuando se verifiquen simultáneamente los cuatro criterios de desempeño enunciados, se concluirá que el SIC resulta, para la falla analizada, transitoriamente estable.

#### **Estabilidad angular no oscilatoria**

Para determinar la estabilidad transitoria en la primera oscilación rotórica, se adopta como referencia de ángulos a la unidad Antuco 2 y se considera un ángulo de  $\pm 120^\circ$  como máximo ángulo de carga admitido.

#### **Estabilidad angular oscilatoria**

La estabilidad oscilatoria se analiza una vez extinguida la etapa transitoria de gran perturbación. En estos casos el factor de amortiguamiento ( $\zeta$ ) de las oscilaciones electromecánicas, medido sobre las oscilaciones de potencia activa en la línea de transmisión que transporta mayor potencia y cuya localización sea la más cercana al lugar de ocurrencia de la contingencia, deberá tener un valor mínimo del 5%. Factor de amortiguamiento relativo ( $\xi$ ) aplicado a los modos de oscilación interárea, calculado según el artículo 5-48 de la actual NTSyCS:

$$\zeta = \frac{\log_e R_A}{2\pi \times \sqrt{1 + \frac{(\log_e R_A)^2}{4\pi^2}}} \times 100$$

### **Estabilidad en tensión**

Para el análisis de las simulaciones, el escenario de partida se considera una operación NORMAL, por lo tanto al inicio de la simulación se deberán cumplir las siguientes restricciones:

- $\pm 3\%$  para los nodos de 500 kV.
- $\pm 5\%$  para los nodos de 220 kV.
- $\pm 7\%$  para los nodos del sistema troncal de tensión nominal menor a 200 kV.

La condición post-contingencia se considera una operación en estado de EMERGENCIA. Se considera aceptable la recuperación de la tensión si luego de 20 segundos desde el inicio de la simulación en cada nodo de la red de alta tensión la misma presenta valores comprendidos entre:

- $\pm 5\%$  para nodos de 500kV.
- $\pm 10\%$  para nodos de 220kV.
- $\pm 10\%$  para los nodos del sistema troncal de tensión nominal menor a 200 kV.

Los márgenes considerados se establecen sobre la base de la TENSIÓN DE SERVICIO (independientes de cualquier escenario de operación) de acuerdo a la información descrita en el documento "Definición de Tensiones de Servicio en Estado Normal de Operación" - 30 de Junio de 2005.

Adicionalmente, ocurrida la contingencia, la tensión no deberá descender transitoriamente por debajo de 0.70pu luego de 10 ms de despejada la falla. La tensión tampoco podrá permanecer por debajo de 0.80pu, por un tiempo mayor a 1 segundo. La magnitud de la tensión en todas las barras del SI deberá converger a su valor final, ingresando dentro de una banda de tolerancia de  $\pm 10\%$  en torno al mismo, en un tiempo no superior a 20 segundos, medido desde el instante de aplicación de la contingencia.

A continuación se resumen las tensiones de servicio adoptadas para los nodos de 500 kV y 220 kV y los consecuentes rangos de operación admisibles para una condición normal.

#### Barras de Tensión Nominal 500 kV

Para las barras de tensión nominal 500 kV las tensiones de servicio y los rangos resultan:

<b>Barras de 500 kV</b>	<b>Tensión de Servicio [kV]</b>
Alto Jahuel	500,0
Ancoa	510,0
Charrua	510,0
Polpaico	504,0

Tabla 5.1 - Tensiones de Servicio Sistema de 500kV



### Barras de Tensión Nominal 220 kV

Para las barras de tensión nominal 220 kV, a excepción de las indicadas en la tabla adjunta, las tensiones de servicio resultan 222 kV lo cual resulta un rango de operación admisible (0,95 a 1,05 pu) de 210,9 a 233,1 kV.

Barra 220 kV	Tensión de Servicio [kV]	Barra 220 kV	Tensión de Servicio [kV]
Diego de Almagro	224	Maipo	224
Paposo	228	Candelaria	226
Carrera Pinto	224	Colbún	226
Cardones	224	Machicura	226
Maitencillo	226	Ancoa	224
Guacolda	228	Pehuenche	228
Pan de Azucar	226	Loma Alta	228
Los Vilos	226	Itaue	224
Choapa	226	Charrua	226
Quillota	226	El Toro	230
San Luis	228	Antuco	228
Agua Santa	226	Pangue	230
Polpaico	224	Ralco	230
Los Maquis	224	Rucúe	226
El Salto	224	Mampil	226
Lampa	224	Peuchén	226
Cerro Navia	224	Concepción	222
Rapel	226	Hualpén	222
Alto Melipilla	226	Temuco	226
Chena	224	Ciruelos	226
Alto Jahuel	224	Valdivia	226
Buin (Chilectra)	224	Barro Blanco	226
Alfalfal	226	Puerto Montt	226
Los Almendros	224	Canutillar	226

Tabla 5.2 - Tensiones de Servicio Sistema de 220kV

### **Estabilidad de Frecuencia**

Para la evaluación del desempeño de control de frecuencia se considera que la excursión transitoria de ésta se encuentra contenida dentro de los límites establecidos por el artículo 3-10 de NTSyCS para la operación de las unidades de generación.

## 5.2 Recursos Estabilizantes considerados

En las fases 1 y 2 de este Estudio de detalle para PDCE se detectó la necesidad de implementar recursos específicos para atender contingencias de carácter extremo. Estos recursos se componen de automatismos locales que pretenden atender las necesidades particulares de la falla, y recursos globales que serán activados cuando las excursiones de variables claves en el sistema impliquen algún tipo de inestabilidad.

Siendo que estos recursos globales colaboran con el control de la contingencia extrema bajo estudio, resulta relevante presentar un breve resumen de sus características.

En las simulaciones asociadas al análisis de la contingencia y definición del esquema de defensa se menciona explícitamente en que caso se consideran estos recursos disponibles (componentes E/S) y en que casos estos son activados.

### 5.2.1 Cortes de carga adicionales (EDACxEx)

La fase 2 del estudio de PDCE determinó que se requiere un esquema de corte de carga adicional al existente para los casos en que la frecuencia descienda con una tasa mayor a 0,9 Hz/s. De un amplio análisis de casos se determinaron montos mínimos de potencia por escalón y por área para sobrellevar la doble contingencia Charrúa – Ancoa 500kV. Los valores obtenidos se resumen en la tabla 5.3.

Zona	Escalón 1 (-0,9 Hz/s)	Escalón 2 (-1,2 Hz/s)	Escalón 3 (-1,9 Hz/s)
<b>Quinta Región</b>	5,30%	7,00%	9,60%
<b>Metropolitana</b>	5,30%	7,00%	9,60%
<b>Troncal Centro</b>	5,30%	7,00%	9,60%
<b>Sistema 154-66kV</b>	5,30%	7,00%	9,60%

Tabla 5.3 - Ajustes de los relés de gradiente para EDACxEx

### 5.2.2 Apertura del subsistema Norte

La fase 2 del estudio de PDCE determinó la necesidad de contar con un recurso que rápidamente detecte la inestabilidad angular del sistema Norte, y lo aisle antes que las excursiones angulares y las tensiones alcancen niveles inadmisibles por el sistema. El recurso y sus ajustes se resumen a continuación.

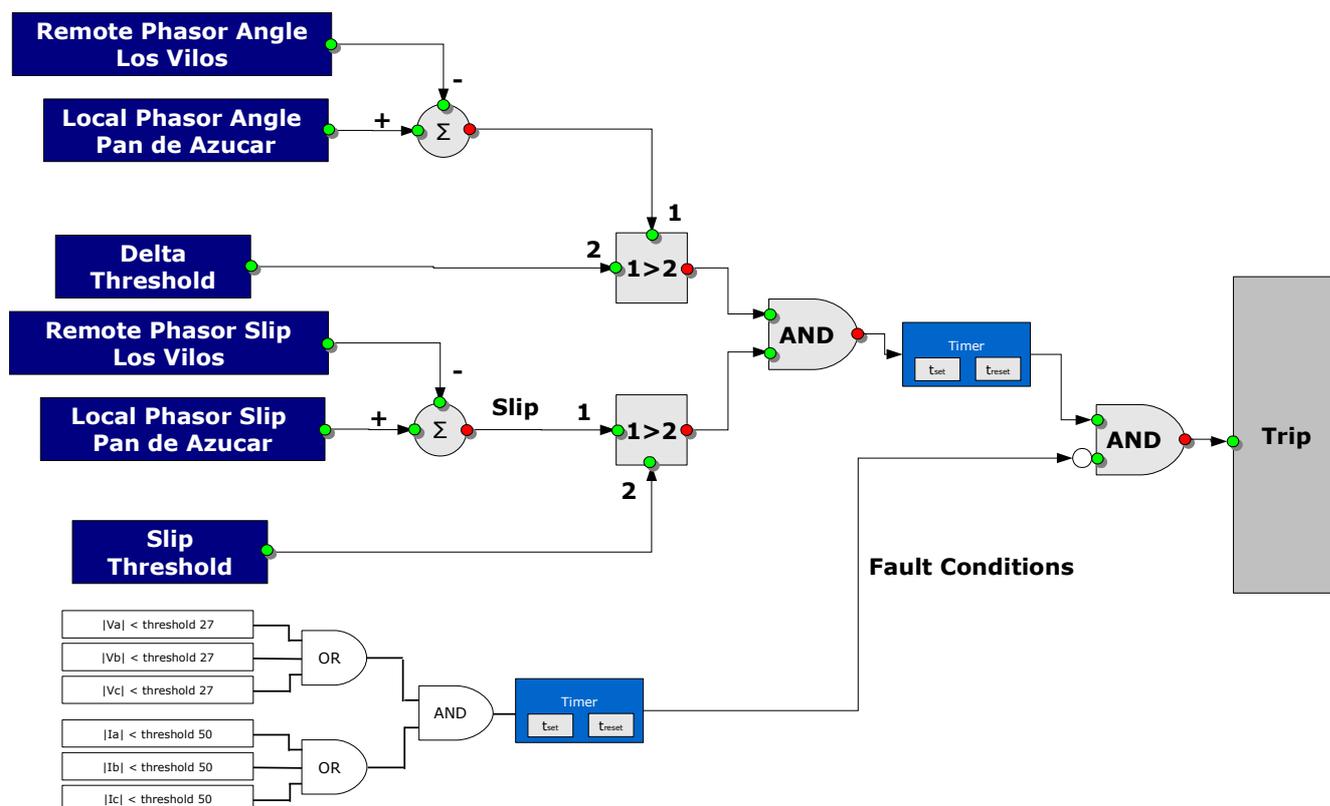


Figura 5.1 - Esquema de SINCROFASORES - Unidad de procesamiento

VARIABLE	AJUSTE	Temporización	JUSTIFICACIÓN
<b>Diferencia angular y Velocidad de cambio</b>	10° y 25 °/seg	100 msec	- Formación en islas en tiempos mínimos para evitar colapsos por tensión e inestabilidad angular - Actuación retardada para escenarios poco amortiguados
<b>Subtensión</b>	0,5 pu	-	Niveles inferiores a este valor bloquean el disparo por el tiempo t reset
<b>Sobrecorriente</b>	700 A <sup>(*)</sup>	-	Niveles superiores a este valor bloquean el disparo por el tiempo t reset
<b>t set</b>	-	0,02 seg	Tiempo de retardo del bloqueo
<b>t reset</b>	-	5 seg	Tiempo de bloqueo del esquema ante condiciones de falla

Tabla 5.4 - Parámetros de Ajuste - Sistema Sincrofases

(\*) 1,2 veces corriente nominal de un circuito de línea

### 5.2.3 Control de sobretensiones

La fase 2 del estudio de PDCE determinó la necesidad de dos automatismos de control de tensión en la SS/EE Alto Jahuel y Ancoa. Estos recursos consisten en la desconexión de bancos capacitivos conforme lo resume la siguiente tabla.

Elemento	Capacidad [MVar]	S/E	Criterio de Actuación	Tiempo de Ajuste	Acción
CCEE	65	Alto Jahuel 220kV	$U_{AJAH500kV} > 1,05pu$ o $U_{AJAH220kV} > 1,1pu$	10 segundos	Disparo
CCEE	65	Ancoa 220kV	$U_{ANC500kV} > 1,05pu$ o $U_{ANC220kV} > 1,1pu$	10 segundos	Disparo
CCEE	50	Alto Jahuel 220kV	$U_{AJAH500kV} > 1,05pu$ o $U_{AJAH220kV} > 1,1pu$	12 segundos	Disparo
CCEE B1	66	Alto Jahuel 66kV	$U_{AJAH500kV} > 1,05pu$ o $U_{AJAH220kV} > 1,1pu$	14 segundos	Disparo
CCEE B2	66	Alto Jahuel 66kV	$U_{AJAH500kV} > 1,05pu$ o $U_{AJAH220kV} > 1,1pu$	16 segundos	Disparo

Tabla 5.5 - Recurso de control de sobretensiones Alto Jahuel y Ancoa

### 5.2.4 Estabilizadores Central Guacolda

La fase 1 del estudio de PDCE determinó la necesidad de implementar un esquema de lógica de desconexión en los estabilizadores de las unidades de la central Guacolda con el fin de impedir que estos presenten una actuación inadecuada ante grandes perturbaciones, las que pueden derivar en inestabilidad angular y de tensión.

Este recurso básicamente es un esquema lógico adicional al estabilizador que lo desconecta cuando la tensión terminal sale de la banda  $\pm 4\%$  y la consigna elaborada por el pss (upss) se encuentra simultáneamente fuera de la banda  $\pm 4\%$ . Una vez que la gran perturbación se controló y el valor de la consigna del estabilizador ingresa a la banda  $\pm 2\%$  durante 500ms, el estabilizador se reconecta para amortiguar las oscilaciones de pequeña señal.

### 5.3 Análisis de la contingencia

La contingencia en estudio se encuentra enmarcada en la NTSyCS, como un evento de falla de Severidad 6. Ésta corresponde a un cortocircuito bifásico a tierra sin impedancia de falla en uno de los circuitos correspondientes al enlace San Luis - Quillota 220 kV, seguido de la desconexión en tiempo normal del circuito fallado por acción de la protección primaria y salida del circuito sano en paralelo por actuación errónea del sistema de protecciones (Ver artículo 1-7 punto 75 de la NTSyCS).

Producto de esta contingencia, toda la generación del nodo SAN LUIS que se exportaba hacia Quillota por circuitos de 220kV de gran capacidad, intenta redistribuirse a través de enlaces de menor capacidad:

**San Luis 220kV** → Agua Santa 220kV → Agua Santa 110kV → Quillota 110kV → **Quillota 220kV**

Para la mayoría de los casos, esto desencadena en sobrecargas transitorias en el transformador de Agua Santa 220/110kV y líneas de la red Chilquinta 110kV, e inestabilidad angular entre las centrales que aportan al nodo San Luis y el resto del sistema. En los casos más críticos, se observa también inestabilidad angular del sistema norte (Los Vilos - Pan de Azúcar) y pérdida del sincronismo respecto al resto del sistema.

Los escenarios de estudio consideran despachos de la centrales del nodo San Luis que van desde aportes mínimos hasta condiciones de máxima generación. En condiciones normales, esta potencia se deriva principalmente al sistema troncal (y de allí a las demandas del sistema) mediante el doble circuito San Luis – Quillota 220kV, y en una segunda proporción por el enlace San Luis – Agua Santa 220kV.

Ante la apertura del doble circuito San Luis – Quillota 220kV la potencia que previamente se dirigía hacia Quillota por el enlace de 220kV intentará redistribuirse a través del transformador de Agua Santa y el sistema de 110kV de la red Chilquinta.

Esta nueva distribución plantea dos cuestiones a resolver:

- Por un lado, siendo que el nuevo recorrido posee menor capacidad, sobrecargas inherentes al transporte de la potencia pre-contingencia (ver apartado 4.1).
- Por otra parte, siendo que este transporte se realizará por caminos de impedancia notablemente diferentes (ver figura 5.2), los ángulos rotóricos de los generadores de la S/E San Luis excursionarán significativamente para poder mantener la misma potencia de transferencia. Dependiendo de la potencia generada en el nodo San Luis y de la rigidez del nodo Quillota (características de escenario), estas excursiones resultarán estables, inestables en primera oscilación o inestables de modo oscilatorio.

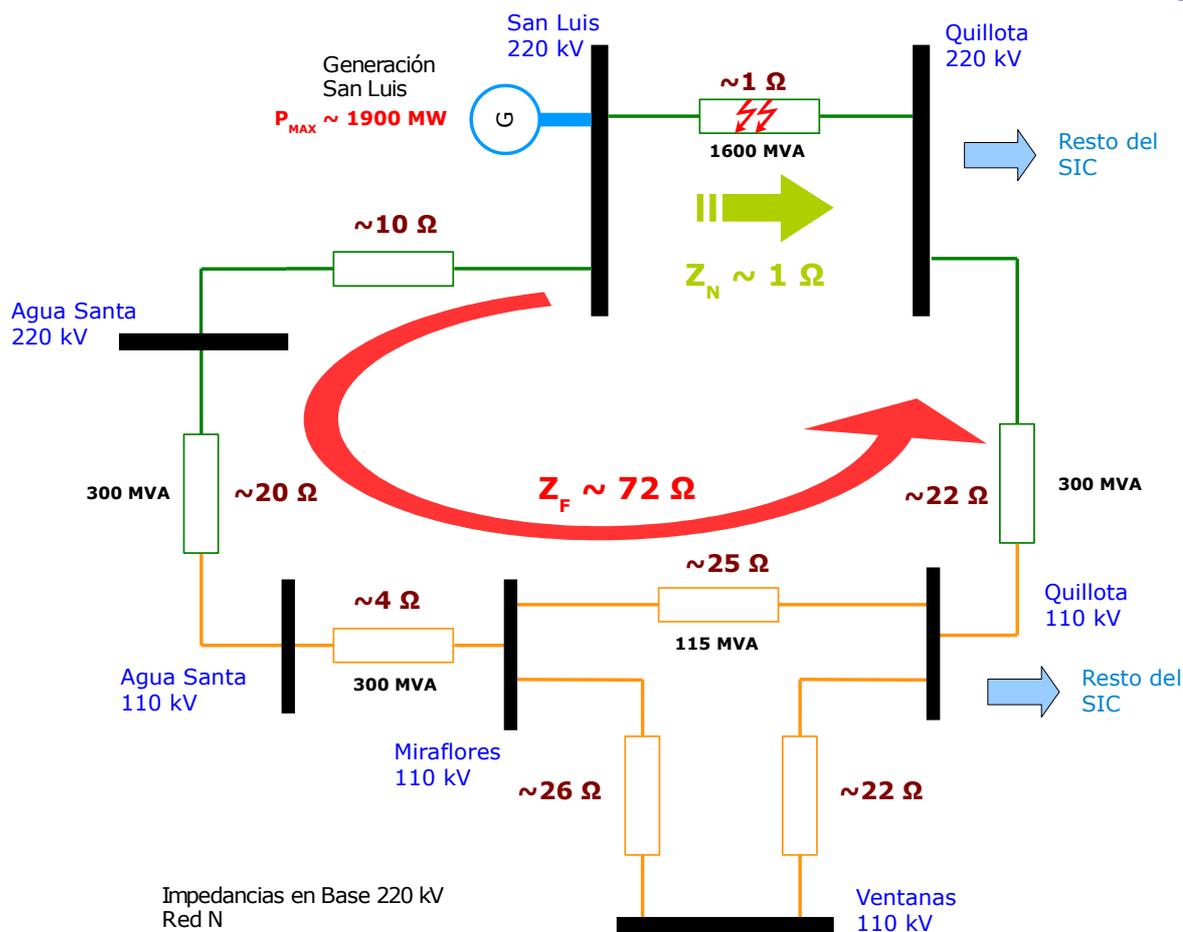


Figura 5.2 - Esquema de impedancias de vinculación generación nodo San Luis

Esta redistribución del flujo de potencia podrá excitar las protecciones del sistema de 110kV provocando desconexiones en cascada de líneas, pudiendo afectar no sólo a las demandas sino también a la central Ventanas.



**5.3.1 Generación elevada en S/E San Luis**

Como primera etapa de identificación de la problemática y esbozo de los recursos necesarios, se presenta la simulación de la doble contingencia para el escenario DB\_1370MW. Este escenario no resulta extremo, y permite apreciar claramente las problemáticas inherentes a la contingencia en un escenario crítico probable.

Se simula la contingencia implantando, al segundo, una falla bifásica franca tierra en el extremo San Luis (equivalente trifásico  $Z_F = 0,12 + j1,68 \Omega$ ) con el despeje selectivo en 120ms y la salida simultánea de los circuitos San Luis – Quillota 220kV. En este análisis preliminar no se considera la actuación de las protecciones del sistema.

En la Figura 5.3 se aprecia claramente la inestabilidad angular del nodo San Luis contra el resto del sistema, **alcanzando los 120° en menos de 300ms luego de la apertura del doble vínculo.**

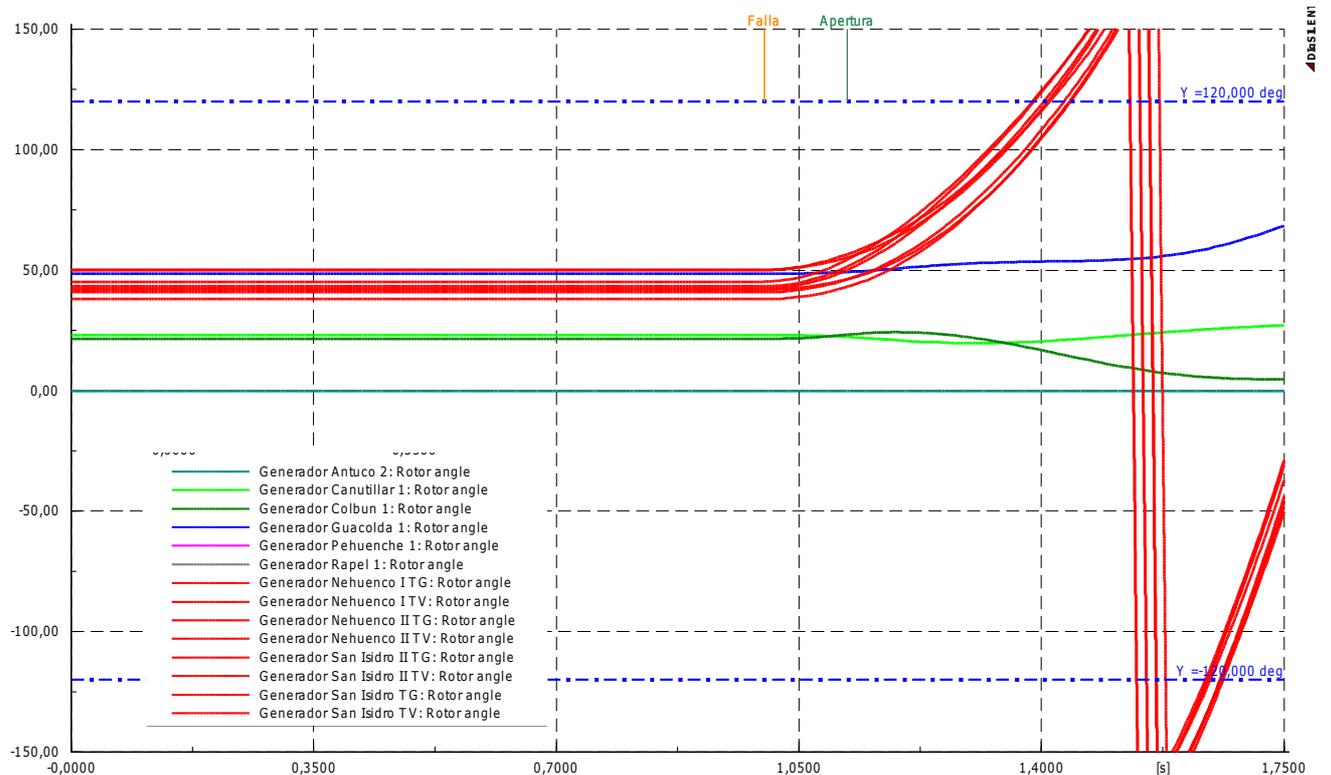


Figura 5.3 - Respuesta Libre - Ángulos Rotóricos

De este análisis preliminar se hace evidente la necesidad de reducir de manera inmediata la potencia activa inyectada en el nodo San Luis ante la ocurrencia de la doble contingencia, al menos para este tipo de escenarios.

**5.3.2 Generación reducida en S/E San Luis**

Para los casos en donde las transferencias por el enlace en falla son bajas (mínima generación en el nodo San Luis) el impacto de la contingencia en cuanto a la estabilidad resulta menor. No obstante esto, luego de la doble contingencia se presentan inadmisibles niveles de sobrecarga en el transformador de Agua Santa 220/110kV y sobre todo en las líneas de Chilquinta 110kV.

Se analiza el impacto de la contingencia un escenario adicional de 370MW de generación. Este caso contempla un ciclo combinado en San Luis, una unidad de ventanas operando por 110kV y otra por 220kV (condición de menor impacto post-contingencia para el sistema de 110kV). Previo a la simulación dinámica, se realiza un flujo de potencia considerando F/S el doble circuito San Luis – Quillota 220 kV, el cual se resuelve satisfactoriamente. Esto indica que no deberían presentarse mayores problemáticas en las simulaciones dinámicas.

En la figura 5.4 se aprecia el flujo de potencia en condición N-2 donde se muestran importantes niveles de sobrecarga. El enlace mayormente afectado corresponde al doble circuito Miraflores – San Pedro 110 kV en el cual, con esos niveles de carga (>150%), las protecciones existentes de sobrecorriente direccional actuarían en 2 segundos.

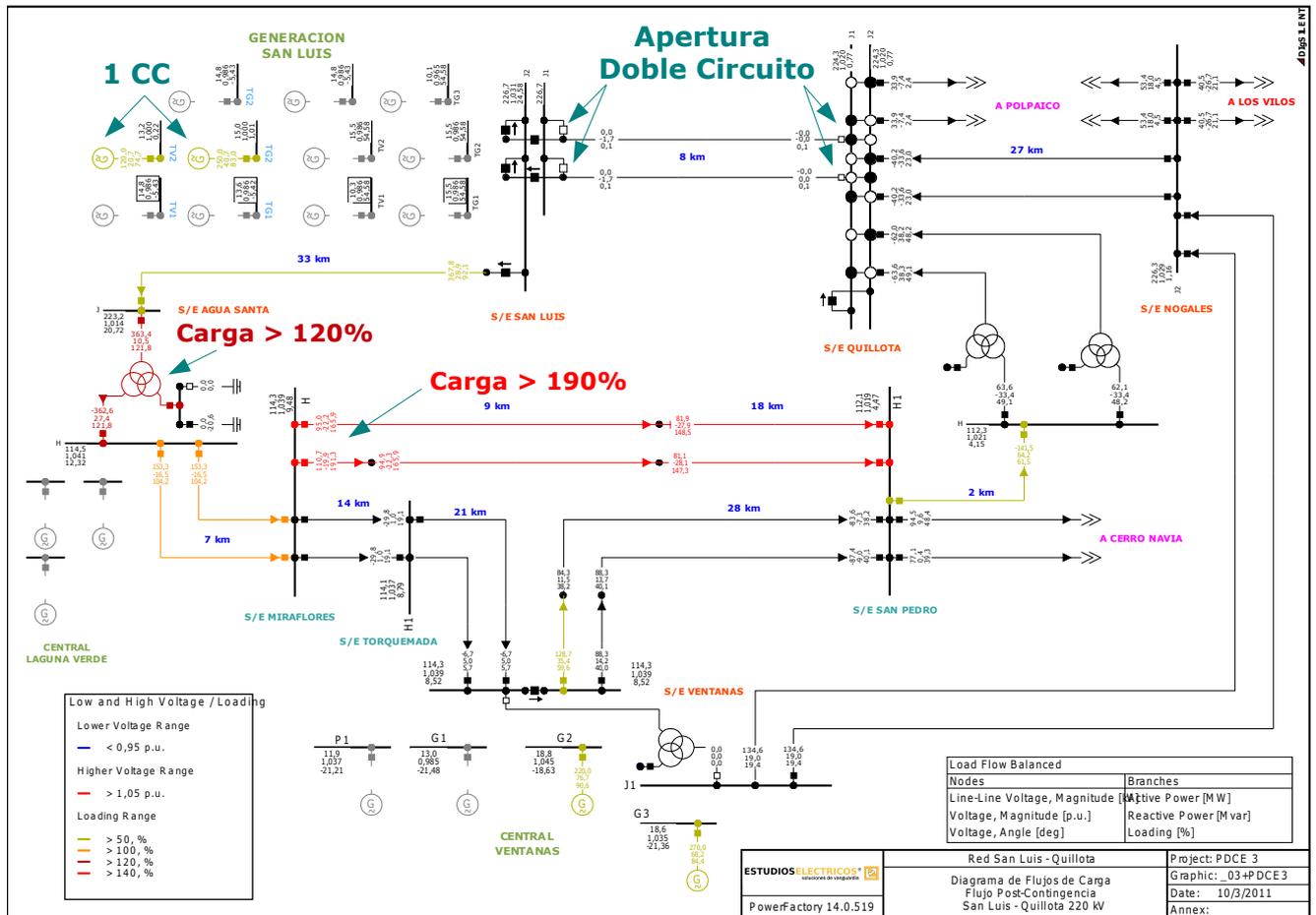


Figura 5.4 - Flujo de potencia post-contingencia (DB\_370MW)

[Ir al índice](#)

Para confirmar esos resultados, se realiza la simulación de la falla y la doble apertura en este escenario sin considerar las actuaciones de las protecciones involucradas. Las figura 5.5 muestra la evolución de la tensión y la frecuencia en los principales nodos del sistema, mientras que la figura 5.6 presenta la carga (sobre la base de corriente) del transformador de Agua Santa y las líneas de mayor relevancia en el estudio.

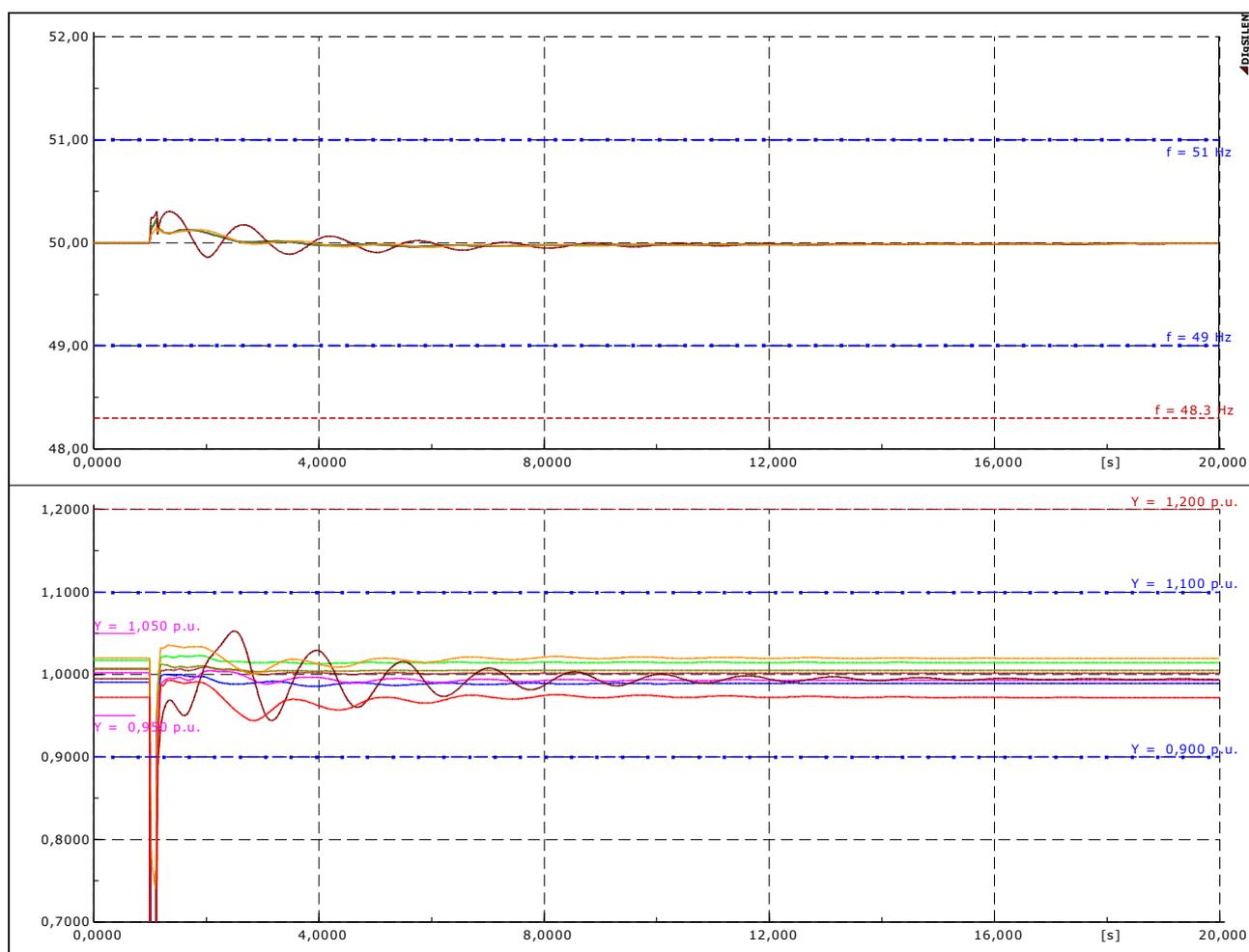


Figura 5.5 - Frecuencias y Tensiones

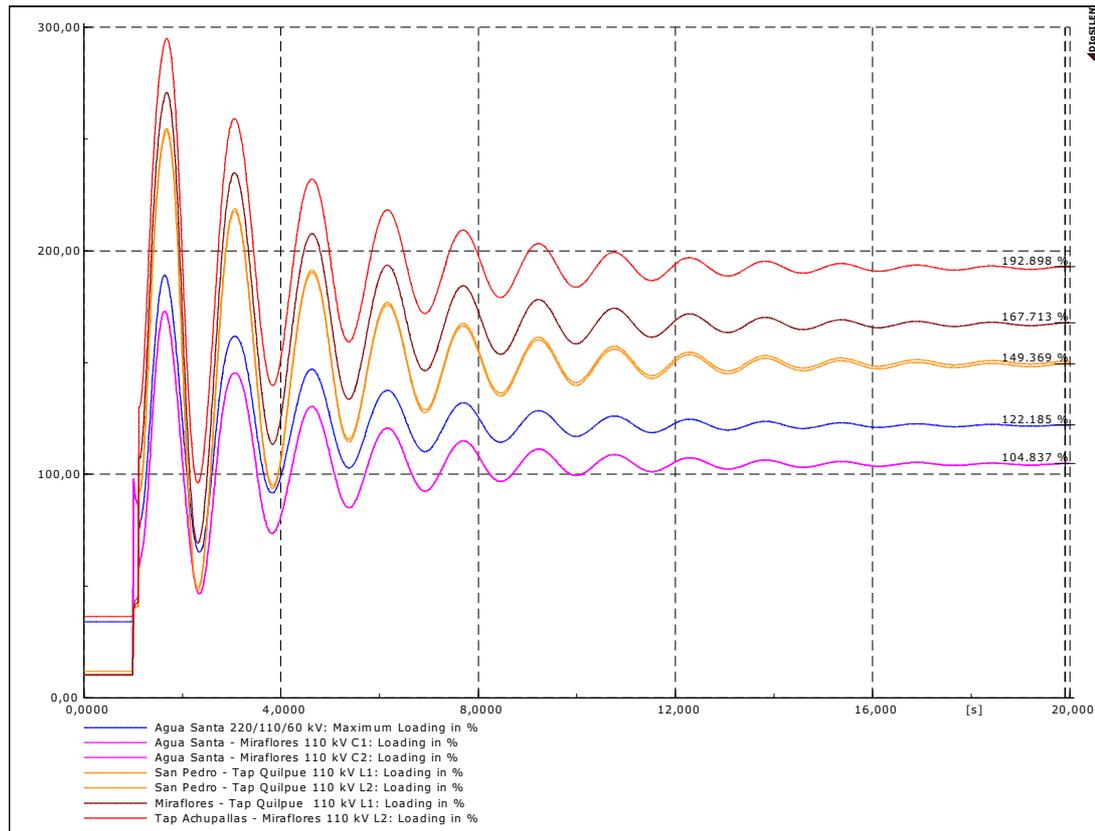


Figura 5.6 - Niveles de Carga (sobre la base de corriente de régimen permanente)

De este análisis preliminar se deduce que para los casos de reducida generación en el nodo San Luis, los problemas no se presentan como inestabilidades de primera oscilación sino como sobrecargas post-contingencia. Independientemente de esto, los niveles de corriente alcanzados resultan muy elevados, presentándose en la realidad actuaciones de las protecciones de sobrecorriente de línea. Esto ocasiona un colapso de la red costa afectando no sólo a los generadores del nodo San Luis sino que también a las demandas locales y la generación de la central Ventanas.

En el apartado 5.3.4 se describe en detalle la sucesión de eventos que provocan el colapso local para un caso inclusive de menor severidad al aquí presentado (severidad en cuanto a la generación pre-contingencia del nodo San Luis).

### 5.3.3 Generación nula en S/E San Luis

Cuando la generación del nodo San Luis es nula, la transferencia San Luis – Quillota corresponde básicamente a la potencia que fluye hacia Agua Santa. En estos casos el impacto de la contingencia resulta equivalente a la ocurrencia de una falla simple en la línea San Luis – Agua Santa o en el transformador de Agua Santa por lo que, siendo que la red de Chilquinta opera con criterio N-1, la contingencia no debe generar efectos que ameriten un análisis de plan de defensa contra contingencias extremas.

## 5.3.4 Impacto de Central Ventanas

De los casos presentados en el apartado previo se deduce que existen diferentes problemáticas para la misma contingencia, dependiendo principalmente del despacho pre-falla en el nodo San Luis.

Siendo que en la red afectada presenta una importante inyección de potencia por parte de la central Ventanas, antes de iniciar la etapa de definición conceptual del esquema, resulta relevante analizar el impacto de la contingencia para las múltiples combinaciones de generación en San Luis y Ventanas. Se analiza el impacto de la contingencia desde despachos nulos hasta despachos elevados en el nodo San Luis, considerando 4 configuraciones de la central Ventanas.

Los resultados de los casos de menor impacto (reducida generación en San Luis) se obtienen directamente del flujo de cargas. En los casos más exigentes, se realizan las simulaciones dinámicas pertinentes.

En la tabla 5.6 se presentan los resultados obtenidos ante la doble contingencia sin aplicar recursos estabilizantes.

Generación San Luis		Generación Ventanas – Inyectando en 110 kV			-Interconectado-
Potencia [MW]	Unidades	Ventanas 2 220 MW	Ventanas 1 y 2 335 MW	Ventanas 1, 2 y 3 605 MW	Ventanas 1, 2 y 3 605 MW
0	N/A	Satisfactoria <sup>(1)</sup>	Satisfactoria <sup>(1)</sup>	Satisfactoria <sup>(1)</sup>	Satisfactoria <sup>(1)</sup>
120	1 TG de CA	Satisfactoria	Satisfactoria	Sobrecarga 87MW – 150% <sup>(2)</sup>	Satisfactoria
240	1 TG de CC	Satisfactoria	Sobrecarga 87MW – 150% <sup>(2)</sup>	Sobrecarga 126MW – 217% <sup>(2)</sup>	Sobrecarga 74MW – 126% <sup>(2)</sup>
370	1 CC	Sobrecarga 111MW – 191% <sup>(2)</sup> 363MW – 122% <sup>(3)</sup>	Sobrecarga 128MW – 220% <sup>(2)</sup> 363MW – 122% <sup>(3)</sup>	Sobrecarga 168MW – 292% <sup>(2)</sup> 363MW – 122% <sup>(3)</sup> 400MW – 150% <sup>(4)</sup>	Sobrecarga 107MW – 184% <sup>(2)</sup> 363MW – 122% <sup>(3)</sup>
490	1 CC + TG	Sobrecarga Límite Inestabilidad <sup>(6)</sup> 147MW – 259% <sup>(2)</sup> 480MW – 163% <sup>(3)</sup>	Inestable <sup>(6)</sup>	Inestable <sup>(5)</sup>	Sobrecarga Límite Inestabilidad <sup>(6)</sup> 136MW – 231% <sup>(2)</sup> 480MW – 163% <sup>(3)</sup>
720	2 CC	Inestable <sup>(5)</sup>	Inestable <sup>(5)</sup>	Inestable <sup>(5)</sup>	Inestable <sup>(5)</sup>
>720	> 2 CC	Inestable <sup>(5)</sup>	Inestable <sup>(5)</sup>	Inestable <sup>(5)</sup>	Inestable <sup>(5)</sup>

Tabla 5.6 - Análisis compuesto – Respuesta del sistema ante la doble contingencia sin recursos adicionales.

### Referencias:

- <sup>(1)</sup> Respuesta similar a contingencia N-1 San Luis – Agua Santa
- <sup>(2)</sup> Línea Miraflores – San Pedro (Tramo Miraflores – Tap Achupallas)
- <sup>(3)</sup> Transformador Agua Santa 220/110kV
- <sup>(4)</sup> Transformadores Quillota 220/110kV
- <sup>(5)</sup> Primera Oscilación
- <sup>(6)</sup> Oscilatoria

[Ir al índice](#)

Para los casos de generación nula en el nodo San Luis, la respuesta ante la doble contingencia es satisfactoria por definición (los escenarios se desarrollan para tolerar la falla San Luis – Agua Santa).

Con un despacho mínimo en San Luis (120MW y 240 MW) la respuesta dinámica es satisfactoria, sin embargo se presentan inadmisibles sobrecargas post-contingencia en la red de 110kV, especialmente en los casos de altas inyecciones de potencia por parte de la central Ventanas. Inclusive para los casos más leves, estas sobrecargas pueden ocasionar el disparo descontrolado de las líneas de 110 kV y el consecuente desmembramiento de la red de 110kV y la generación asociada.

Las figuras 5.7 y 5.8 esquematizan la potencial secuencia de falla para el caso en donde la generación del nodo San Luis es de 120 MW y se encuentran las 3 unidades Ventanas aportado a sistema de 110 kV (605 MW). La secuencia se analiza mediante flujos de carga, no existiendo diferencias substanciales con las respuestas esperadas en el caso de simulaciones dinámicas.

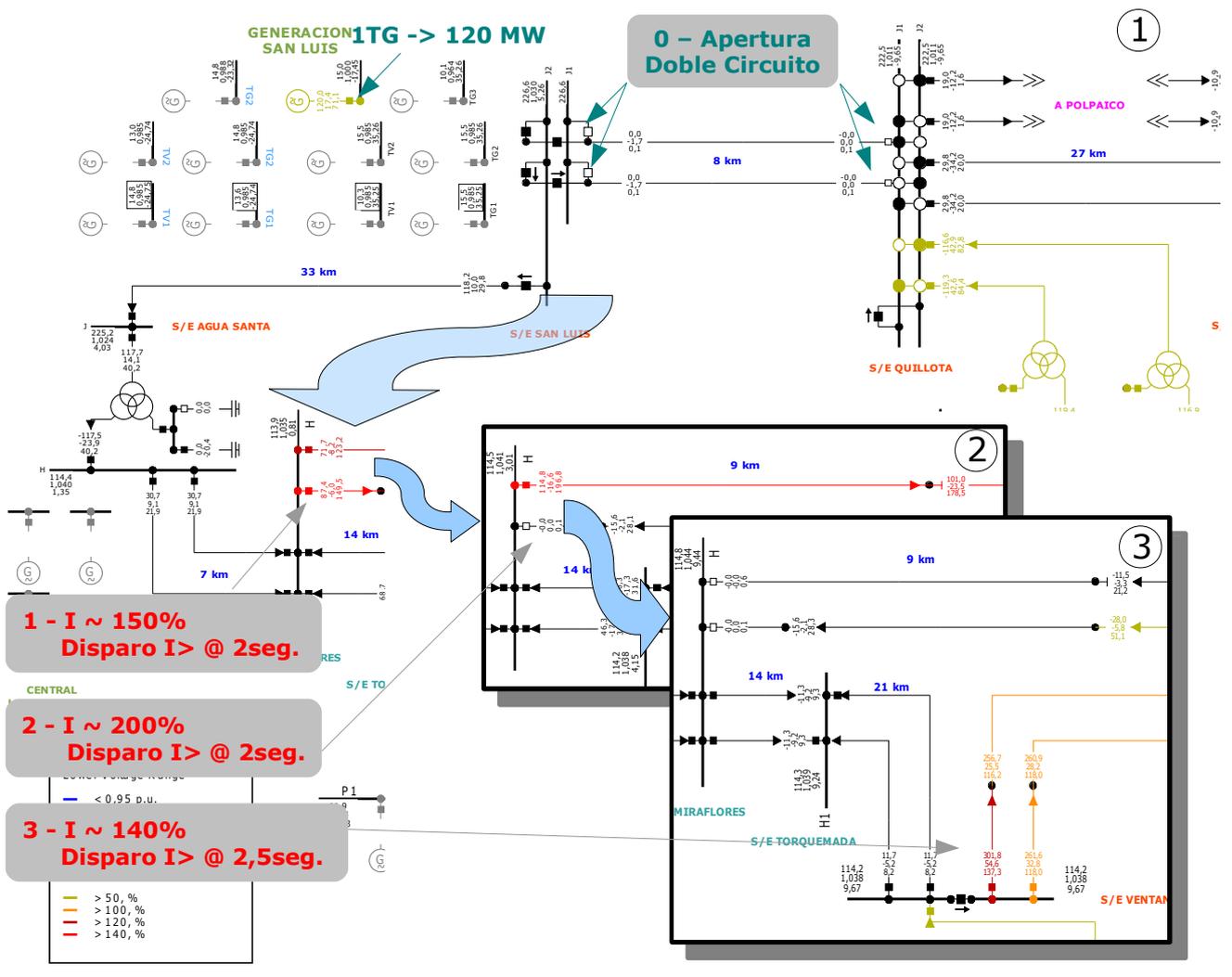


Figura 5.7 - Secuencia de Falla - Caso de mínima Generación en San Luis y máxima en Ventanas

[Ir al índice](#)

En el instante cero se provoca la doble contingencia, acto seguido resulta sobrecargada mayoritariamente una de las líneas Miraflores – San Pedro (Miraflores – Tap Achupallas), el nivel de corriente alcanzado resulta equivalente al pick-up de la protección de sobrecarga (condición límite), la protección actúa en tiempo definido (2 seg).

Con la apertura de este enlace se sobrecarga y dispara el circuito paralelo que posee ajustes equivalentes. Con la pérdida de estos dos circuitos se sobrecargan los circuitos Ventanas – San Pedro. El nivel alcanzado en uno de estos logra activar el módulo de sobrecorriente de fase de tiempo definido (2,5 seg). La apertura de este enlace, sobrecarga su par provocando la pérdida total de la central Ventanas, la TG Quinteros despachada y toda la red asociada de Chilquinta.

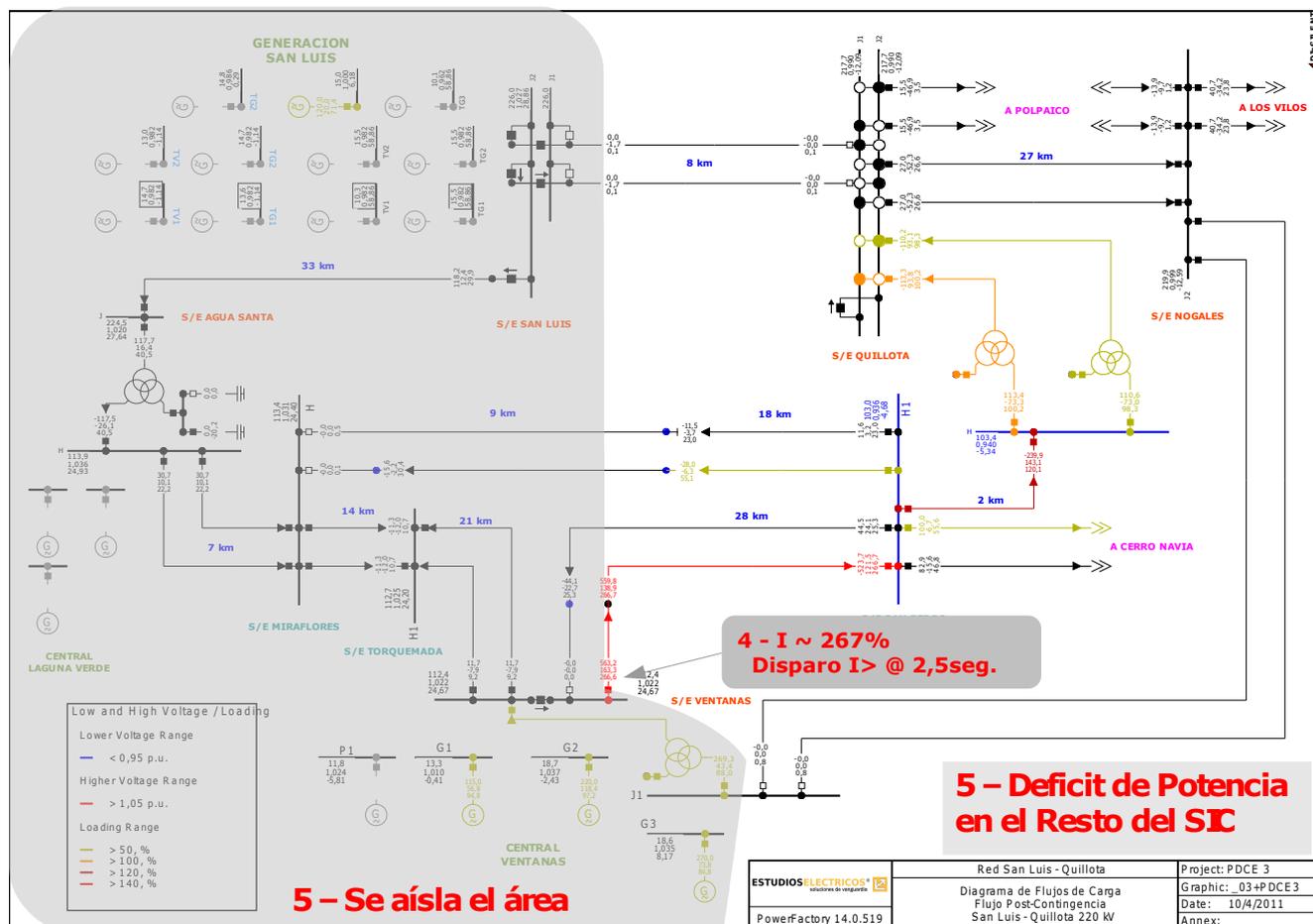


Figura 5.8 - Secuencia de Falla - Caso de mínima Generación en San Luis y máxima en Ventanas

**Nota:** Si bien se conoce de la existencia de un automatismo que en determinadas condiciones de sobrecarga del enlace Ventanas – San Pedro desconecta la unidad Ventanas 1, no se lo considera en este análisis. Esto debido a que, primero no logra atender al problema desde su origen y segundo, el disparo de una turbo vapor no debe ser prioritario a la desconexión de una turbo gas.

[Ir al índice](#)

Con este caso de mínima generación en el nodo San Luis, se hace evidente la problemática de sobrecargas que pueden presentarse en la red seguido de la doble apertura San Luis – Quillota. **Esto demuestra la necesidad de desconectar la generación para evitar el colapso local por efecto de sobrecargas en cascada.**

Los casos en donde se cuenta con ciclo combinado completo ( $\sim 370\text{MW}$ ), independientemente del despacho y el modo de operación de Ventanas, se producirán sobrecargas post-contingencia en el transformador de Agua Santa y en la red de 110kV. Esta condición, además, resulta frontera en cuanto a la estabilidad transitoria.

Mayores despachos ( $>400\text{MW}$ ), ocasionan inestabilidad en primera oscilación o bien, inestabilidad oscilatoria post-contingencia de las máquinas de San Luis contra el resto del sistema. Estos fenómenos se hacen más significativos cuando más importante resulta la inyección de potencia por parte de Ventanas al sistema de 110kV.

## 5.4 Definición del Esquema

### 5.4.1 Diseño sobre escenarios BASE

Basados en los resultados presentados en el análisis de la contingencia, se propone que ante la ocurrencia de la doble contingencia, se aisle la generación que aporta al nodo San Luis. Esto es, **detectada la falla doble en el enlace San Luis – Quillota 220kV, abrir el enlace San Luis – Agua Santa 220kV mediante una acción totalmente local.**

En la tabla 5.6 del apartado 5.3.4, se aprecia que en los casos de generación mínima (120MW y 240MW) podría ser factible dejar operativa una unidad del nodo San Luis dependiendo de la condición en la que se encuentre la central Ventanas. En otras palabras, ante la ocurrencia de la contingencia extrema, dejar E/S una unidad de San Luis en función del despacho de la central Ventanas.

No se considera apropiado que un esquema de defensa pensado para contingencias extrema y de baja probabilidad de ocurrencia, considere un esquema de comunicación (San Luis - Ventanas) y una lógica específica para alcanzar un grado de selectividad tal que evite la desconexión de una unidad generadora en escenarios específicos.

El mayor error que se comete, con la suposición de aislar toda la generación ante la ocurrencia de la falla doble versus desconectar generación dependiendo de la central Ventanas, implica provocar una falla simple (disparo de una unidad) ante la ocurrencia de una falla doble (apertura del doble circuito). Situación que debe estar contemplada en la operación normal del sistema.

Asimismo, un esquema netamente local resulta ampliamente más confiable que un esquema con señales remotas, dado que los factores aleatorios de falla se reducen significativamente.

Definidas las acciones directas del esquema, se analizan diversos escenarios para determinar los recursos adicionales a implementar en el sistema para tolerar los efectos de la doble contingencia y la posterior desconexión de la generación en San Luis.

Se analiza la respuesta del sistema desde escenarios de generación media hasta condiciones máximas, siempre considerando demandas mínimas.

## Demanda Baja – 720 MW

Considerando un escenario de demanda baja y una generación de 720MW (2 ciclos combinados) en San Luis, se simula la falla, la doble apertura y la posterior apertura del enlace San Luis Agua Santa con los recursos actuales en el sistema.

Se observa una respuesta satisfactoria. Producto del disparo de la generación, se activan los escalones 1 y 2 de EDAC (480MW de corte), lo que junto a la reserva para control de frecuencia (360 MW), permiten que el sistema recupere el balance de potencia. No se presentan problemas de inestabilidad o sobrecargas post-contingencia.

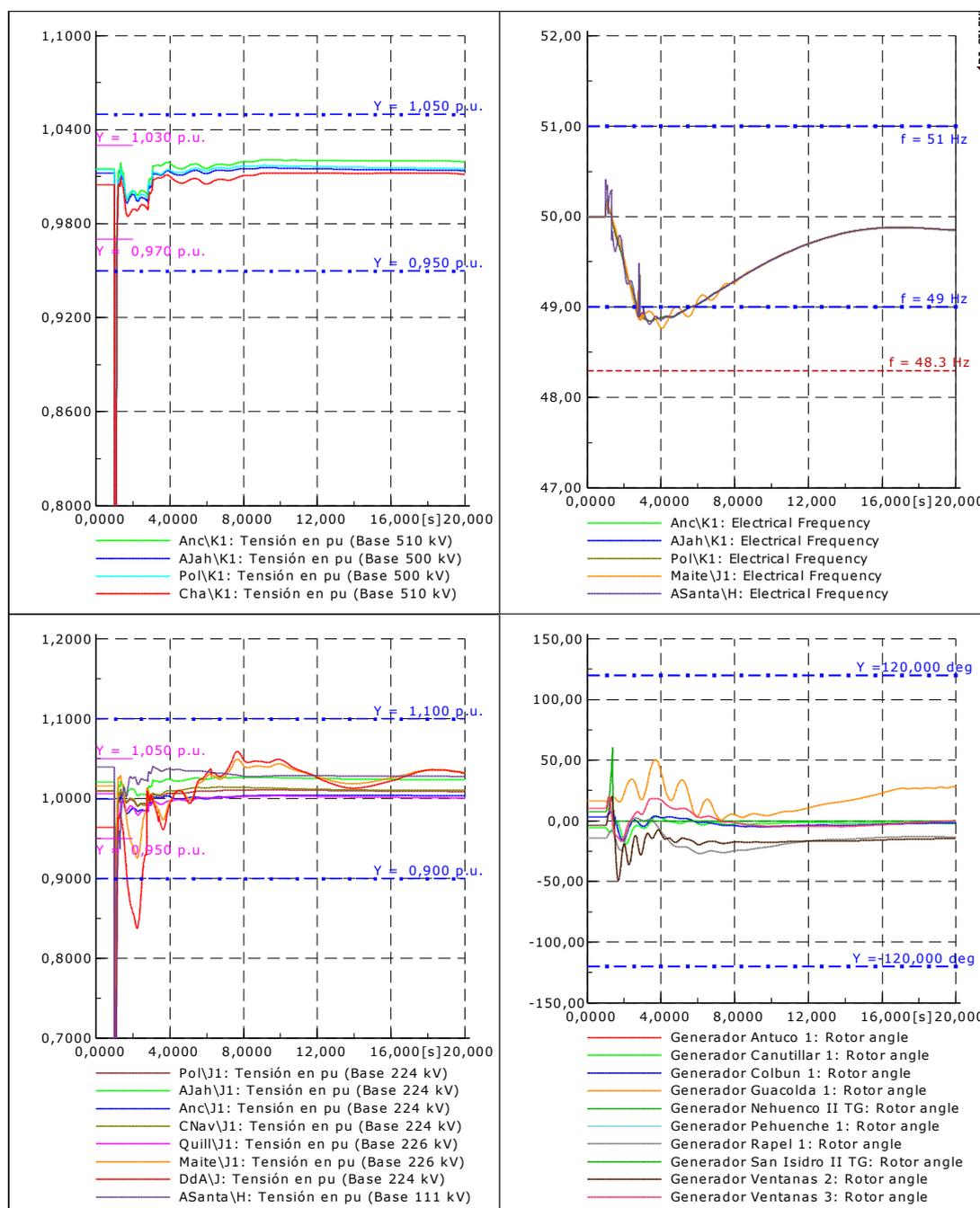


Figura 5.9 - Variables Sistémicas - DAG 720MW

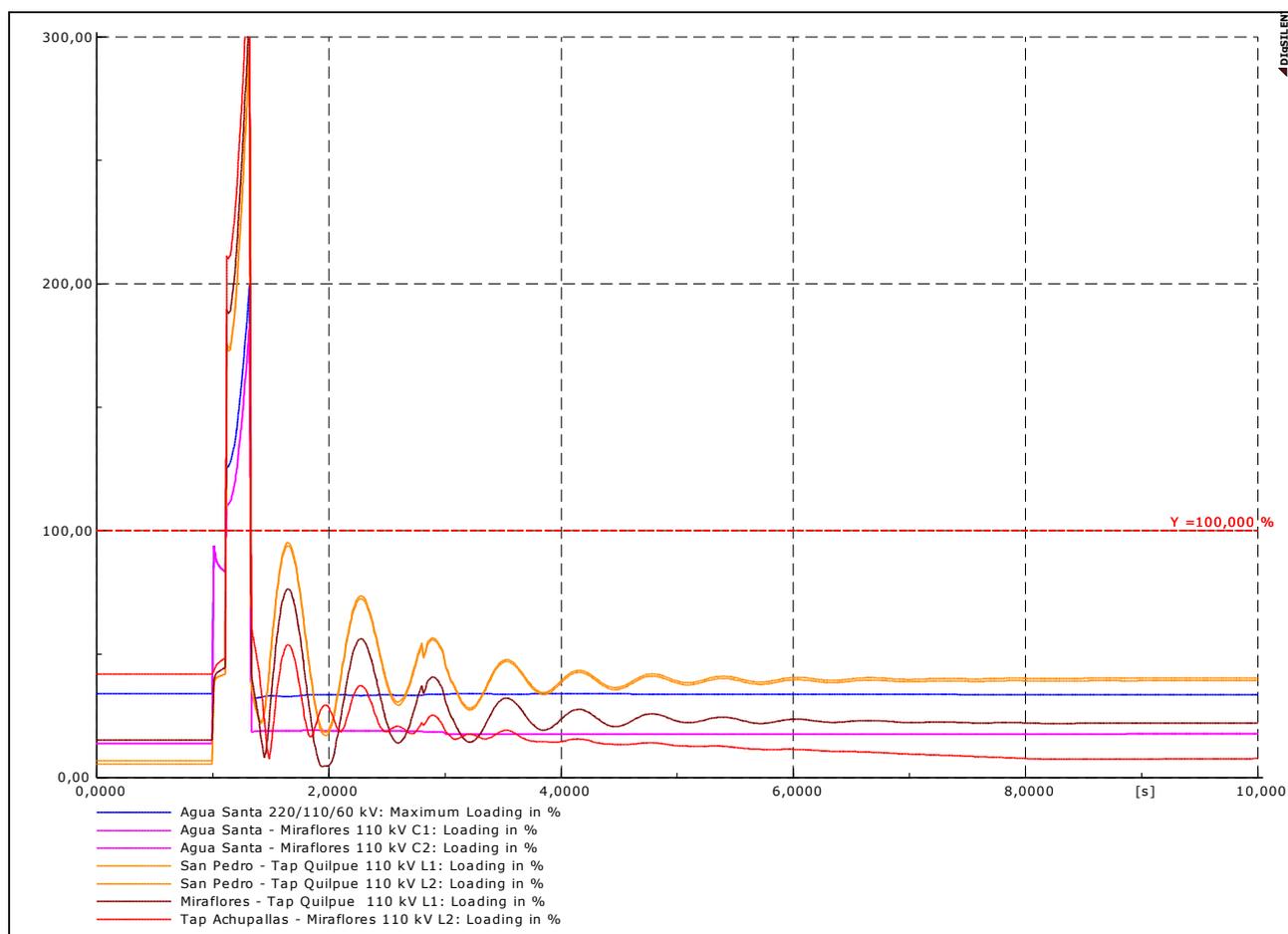


Figura 5.10 - Niveles de Carga - DAG 720MW

*Para estos niveles de generación, no se requieren recursos adicionales, más allá de la apertura San Luis – Agua Santa.*

## Demanda Baja – 1000MW

Considerando 1000MW de generación en San Luis (3 ciclos combinados), la respuesta del sistema ante la contingencia presenta una semejanza con el caso anterior. En estas condiciones la frecuencia mínima alcanza 48,6Hz en la zona central, siendo el monto total de desconexión de carga 770MW (escalones 1, 2, 3 y 4). Se aprecia una importante excursión de las tensiones en el sistema norte, las que resultan contenidas dentro de las bandas establecidas por la NTSyCS al final de la simulación.

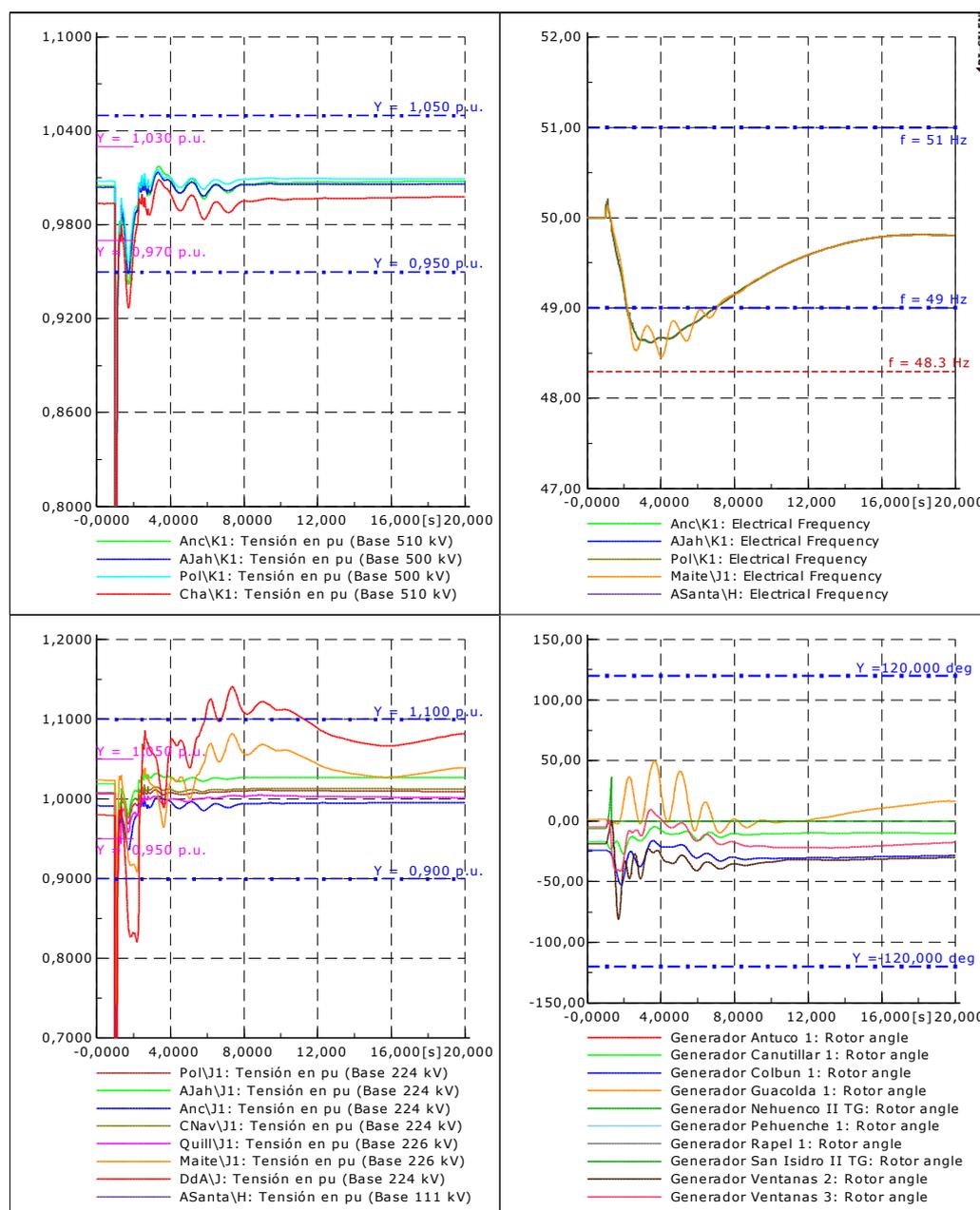


Figura 5.11 - Variables Sistémicas - DAG 1000MW

*Se destaca que para estos niveles de generación, no se requerirían recursos adicionales, más allá de la apertura San Luis – Agua Santa.*

**Demanda Baja – 1370 MW**

Considerando los mismos niveles de demanda y una generación de 1370 MW (4 ciclos combinados) en San Luis, los efectos de la contingencia resultan notoriamente diferentes. Con la pérdida de tal generación se provoca inestabilidad en primera oscilación del sistema norte contra el resto del SIC y colapso por subfrecuencia en el resto del SIC.

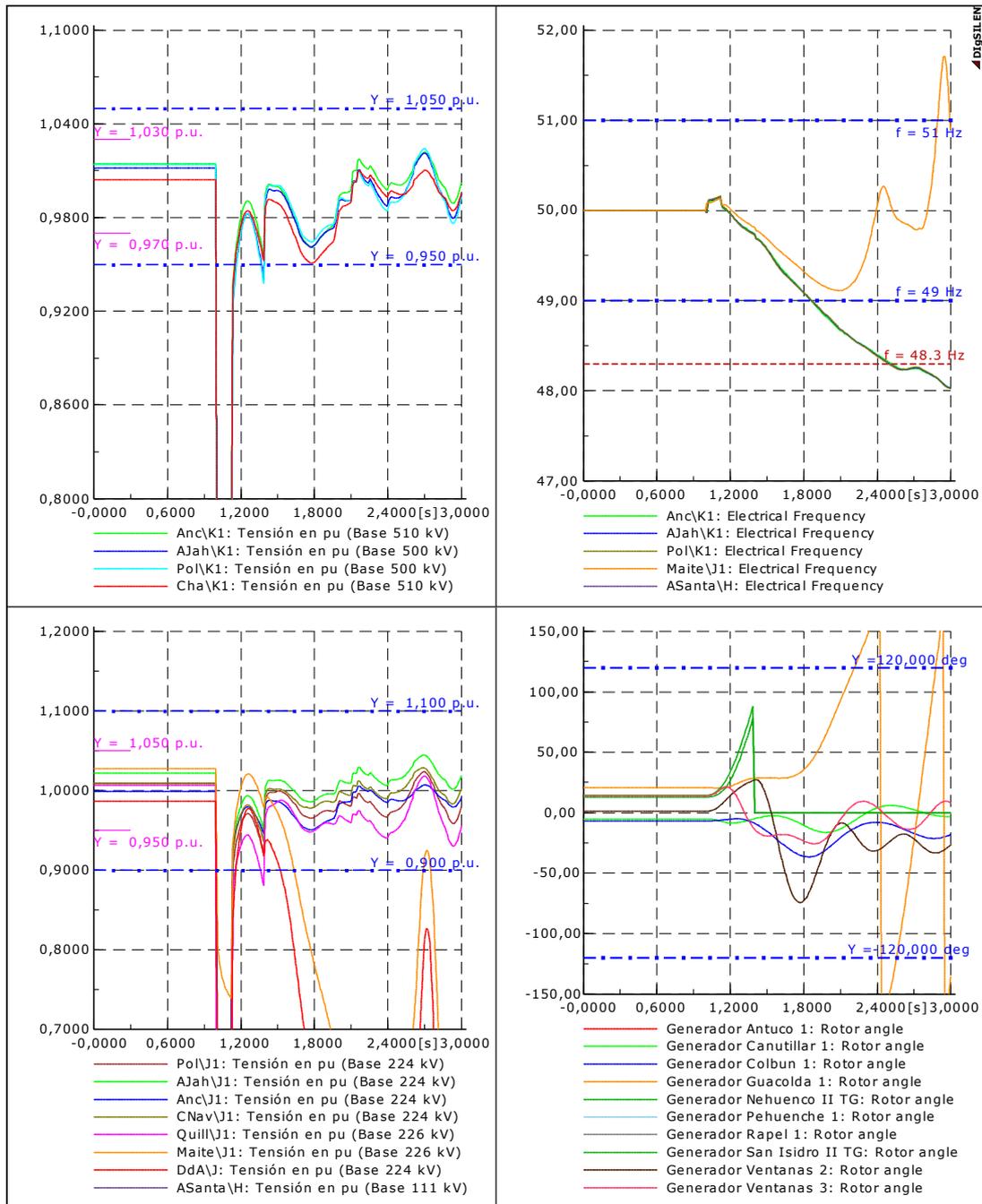


Figura 5.12 - Variables Sistémicas - DAG 1370MW

*Se aprecia la necesidad de recursos adicionales para sobrellevar la contingencia en este tipo de escenarios, con altos desbalances de generación que ocasionan gran caída de la frecuencia.*

[Ir al índice](#)

En función de los análisis y las propuestas realizadas en las fases anteriores de este proyecto, se estudia el impacto de la contingencia considerando disponibles los recursos detallados en el apartado 5.2 .

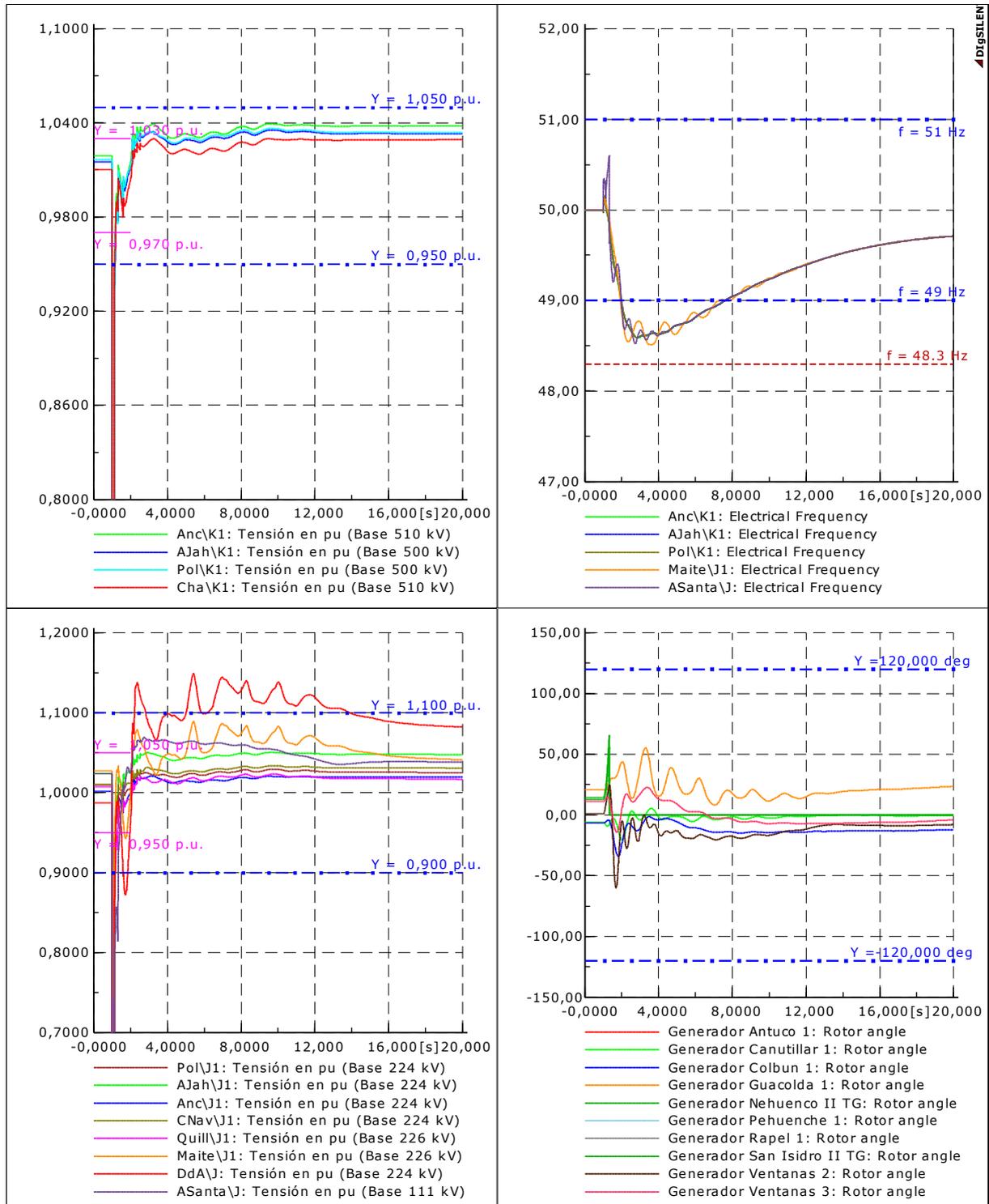


Figura 5.13 - Variables Sistémicas - DAG 1370MW

[Ir al índice](#)

Como se observa en la figura 5.13, con la implementación de determinados recursos adicionales el sistema logra estabilizarse. Se observa que para que este caso resulte estable, se requiere:

- Lógica de desconexión en los estabilizadores de la central Guacolda

Con esto, en colaboración con los cortes adicionales, se evita la inestabilidad en primera oscilación del sistema norte.

- Esquema de Desconexión Automática de Carga específico para contingencias extremas

Con este recurso, que opera ante significativos gradientes de frecuencia, es posible minimizar la excursión de la frecuencia a valores controlables por el esquema de EDAC convencional y la regulación de frecuencia disponible en el SIC. De manera complementaria, este recurso minimiza la problemática de inestabilidad angular del sistema norte contra el resto del SIC.

Con la implementación de este esquema de cortes, se desconectan 397MW adicionales por gradiente (-0,9Hz/s y -1,2Hz/s alcanzando el escalón -1,9Hz/s en barras cercanas a la S/E Agua Santa) y 819MW por EDAC convencional (escalones 1,2,3 y 4), totalizando 1216MW.

La frecuencia mínima alcanzada es de 48,53Hz.

Se destaca la inmunidad del esquema de sincrofasores Los Vilos - Pan de Azúcar 220kV. Estos no resultan necesarios para la estabilización del sistema, al menos en estas condiciones.

### **Demanda Baja – 1500 MW**

Siguiendo con los mismos lineamientos, se analiza la contingencia considerando 1500MW de generación en el nodo San Luis. En términos cualitativos la respuesta del sistema ante esta condición resulta similar al caso anterior y naturalmente, para que la respuesta del sistema resulte satisfactoria, se requiere la implementación de los recursos establecidos en las etapas previas de este proyecto. En la figura siguiente puede apreciarse que en este escenario la excursión de las variables sistémicas resulta mayor al caso anterior.

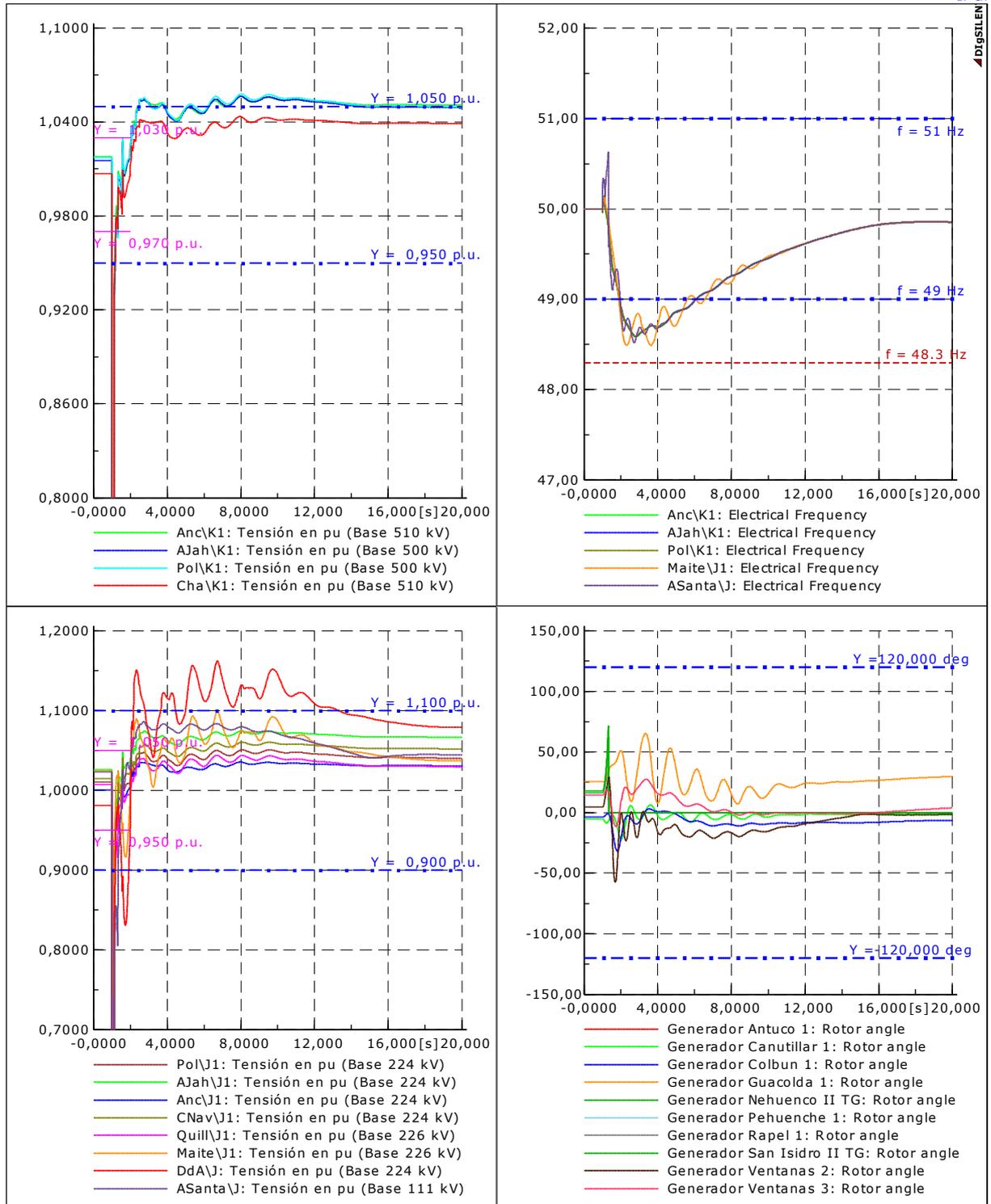


Figura 5.14 - Variables Sistémicas - DB - DAG 1500MW

Los recursos requeridos para este caso son similares al caso anterior (Lógica de desconexión en los PSS de Guacolda, y EDACxCEX). En este caso se desconectan 591MW adicionales por gradiente (-0,9Hz/s y -1,2Hz/s alcanzando el escalón -1,9Hz/s en las redes 3-Chilquinta y 4-Chilectra) y 811MW por EDAC convencional (escalones 1,2,3 y 4), totalizando 1402MW.

La frecuencia mínima alcanzada es de 48,55Hz (similar al caso anterior).

## Demanda Baja – 1735 MW

Aquí se encuentra E/S toda la generación disponible en el nodo San Luis, con un despacho limitado por la transferencia máxima del enlace San Luis – Quillota en 1600MVA.

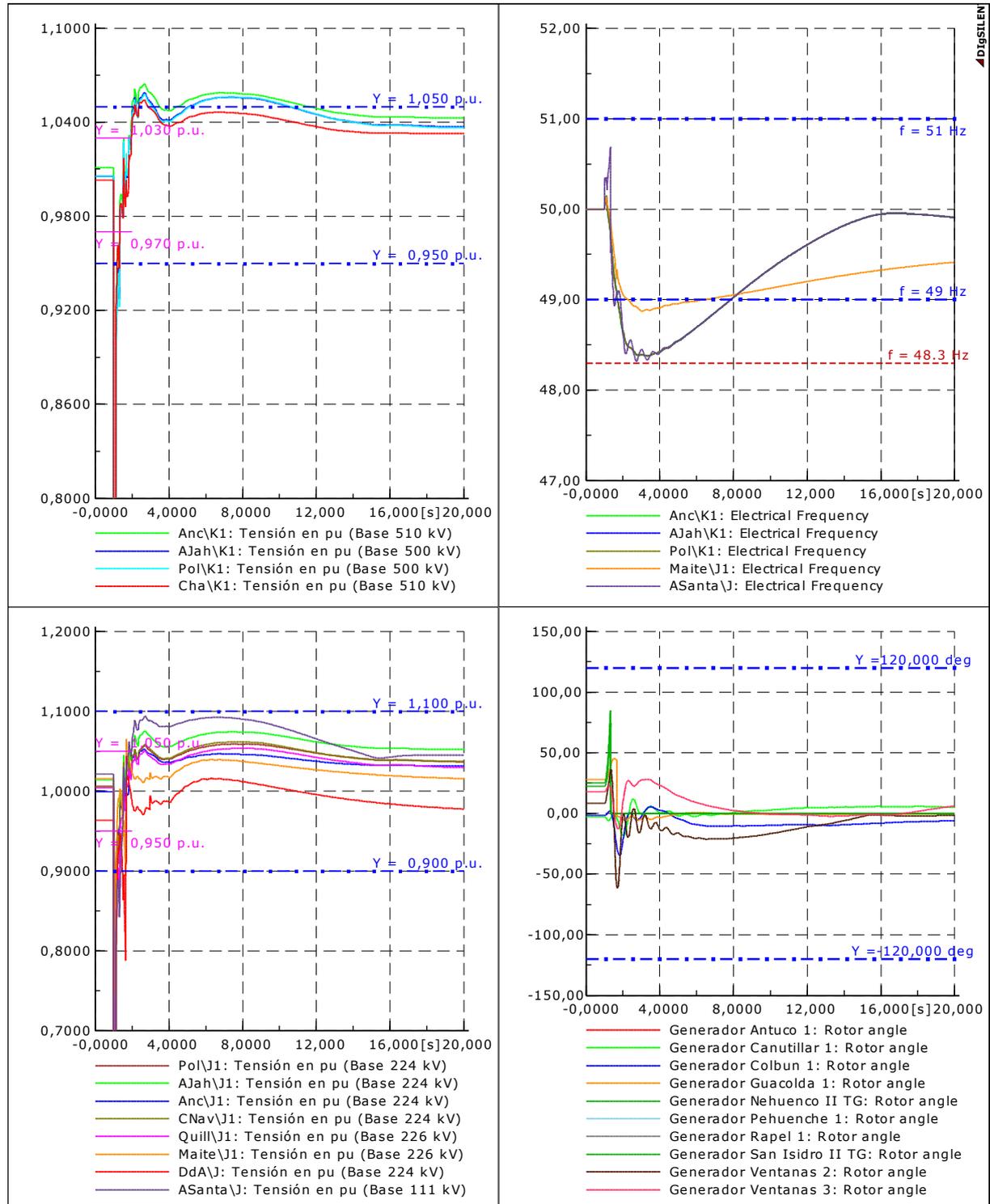


Figura 5.15 - Variables Sistémicas - DAG 1735MW

[Ir al índice](#)

En este caso de criticidad extrema, además del EDAC adicional y la lógica de estabilización de los estabilizadores, se hace necesario el esquema de Apertura Pan de Azúcar al norte (línea Pan de Azúcar – Las Palmas 220kV) para que la operación del sistema resulte estable.

Con la utilización de todos estos recursos adicionales, el sistema se desempeña correctamente ante la contingencia en estudio.

En este caso se desconectan 639MW adicionales por gradiente (todo el disponible) y 918MW por EDAC convencional (escalones 1,2,3,4 y 5), totalizando 1558MW. La frecuencia mínima alcanzada es de 48,4Hz.

No se requiere la actuación del control de sobretensiones.

#### **5.4.2 Análisis del sistema de protecciones**

En base al análisis preliminar desarrollado en el capítulo 5.3, se determina que el sistema de 110kV resultará transitoriamente sobrecargado, hasta que actúe el esquema de desconexión de la línea San Luis – Agua Santa. En los escenarios de alta generación, esta sobrecarga resulta sumamente crítica y establece una de las condiciones más exigentes para el esquema de desconexión en cuanto a los tiempos de apertura.

Durante esta instancia de gran sobrecarga transitoria los relés de la red costa podrían ser excitados si los tiempos de apertura de la Línea San Luis – Agua Santa resultan excesivos.

Resulta de interés evaluar cuales son los máximos tiempos de retardo admisibles para la desconexión y cual es el impacto en el sistema de un tiempo mayor en la apertura (sensibilidad del tiempo máximo de apertura). De manera complementaria, cuales son los recursos o modificaciones necesarias para extender este tiempo crítico.

Para verificar esto se realiza un simulación de la contingencia sobre el caso extremo DB\_1370MW, sin realizar la apertura del enlace San Luis – Agua Santa 220kV y considerando operativas las protecciones del área de influencia.

Las protecciones consideradas se resumen en la tabla 5.7. Éstas se representan a partir de los modelos existentes en la BD e información suministrada oportunamente por el CDEC SIC. Se detalla: la ubicación, el propietario, las funciones principales, la fuente de donde se toma la información, la nomenclatura de tal protección en la base de datos original y el nombre adoptado para la protección que ha sido verificada. Adicionalmente se incluye la columna "Oscilación de Potencia" dado a que este módulo resulta de suma importancia en este estudio.

SUBESTACIÓN	ELEMENTO PROTEGIDO	TENSIÓN	PROTECCIÓN	PROPIETARIO	FUNCIÓN PRINCIPAL	OSCILACIÓN DE POTENCIA	FUENTE DE INFORMACIÓN	BD ORIGINAL	OBSERVACIONES	NOMENCLATURA EN BD
San Luis	Línea a Agua Santa	220 kV	Siemens 7SA513	Chilquinta	Distancia	Deshabilitada	APS-SCH-SSL-EL-MC-013 v2000 SI-SE-061/005 v2005	F-SM3-356	De V2000 se toman datos generales no explicitados en v2005	EE - 7SA513 - SLUI-ASAN EE - 7SA511 - SLUI-ASAN EE - 7SA512 - SLUI-ASAN
			Siemens 7SA511	Chilquinta	Distancia	Deshabilitada	APS-SCH-SSL-EL-MC-013 v2000 SI-SE-061/005 v2005	F-SM1-357		
			Siemens 7SJ512	Chilquinta	Sobrecorriente	N/A	APS-SCH-SSL-EL-MC-013 v2000 SI-SE-061/005 v2005	109-7S52A		
Agua Santa	Banco Autotransformador	220 kV - 110 kV	Siemens 7UT513	Chilquinta	Diferencial	N/A	PS34-DT-IN-002-00-R0 v2007	279-7UT51 281-7SJ62	Sólo consideran los módulos de sobrecorriente	EE - 7UT513 - ATrf ASanta 220kV EE - 7SJ622 - ATrf ASanta 110kV
			Siemens 7SJ622	Chilquinta	Sobrecorriente	N/A	PS34-DT-IN-002-00-R0 v2007			
	Línea a San Luis	220 kV	Siemens 7SA513	Chilquinta	Distancia	Deshabilitada	PS34-DT-IN-002-00-R0 v2007	C-SM3-334	Cambio mínimo respecto a la existente en la BD.	EE - 7SA513 - ASAN - SLUIS
			Siemens 7SA511	Chilquinta	Distancia	Deshabilitada	PS34-DT-IN-002-00-R0 v2007	C-SM1-335	Cambio mínimo respecto a la existente en la BD.	EE - 7SA511 - ASAN - SLUIS
	Línea a Miraflores C3 y C4	110 kV	Siemens 7SD511	Chilquinta	Diferencial de línea	N/A	PS34-DT-IN-002-00-R0 v2007	091-7SD5A	Sólo consideran los módulos de sobrecorriente	EE - 7SD5A - ASAN-MIR_L1 EE - 7SD5A - ASAN-MIR_L2
			Siemens 7SJ622	Chilquinta	Sobrecorriente Direccional	N/A	PS34-DT-IN-002-00-R0 v2007	092-7SJ62	-	EE - 7SJ622 - ASAN-MIR_L1 EE - 7SJ622 - ASAN-MIR_L2
Ventanas	Línea San Pedro C1 y C2	110kV	GE D60	AES GENER	Distancia	No se cuenta con esta información	Reporte Protección v2010	GED60 - 21/21N/67N	-	EE - GED60 -VEN-SPE-C1 EE - GED60 -VEN-SPE-C2
	Línea Torquemada C1 y C2	110kV	MICOM P437	AES GENER	Distancia	Bloquea todas las Zonas	Reporte Protección v2010	MICOM P437 - 21/21N/67/67N	-	EE - P437 -VEN-TOR-C1 EE - P437 -VEN-TOR-C2
			MICOM P543	AES GENER	Diferencial + Distancia	Bloquea todas las Zonas	Reporte Protección v2010	MICOM P543 - 21/21N/67/67N	-	EE - P543 -VEN-TOR - C1 EE - P543 -VEN-TOR - C2
Quillota	Línea San Pedro	110kV	GE D60	Transec	Distancia	No se cuenta con esta información	Reporte Transelec v2009	GED60 - 21/67/67N	-	EE - GED60-QUI-SPE

SUBESTACIÓN	ELEMENTO PROTEGIDO	TENSIÓN	PROTECCIÓN	PROPIETARIO	FUNCIÓN PRINCIPAL	OSCILACIÓN DE POTENCIA	FUENTE DE INFORMACIÓN	BD ORIGINAL	OBSERVACIONES	NOMENCLATURA EN BD
Miraflores	Línea a Agua Santa C3 y C4	110 kV	Siemens 7SD511	Chilquinta	Diferencial de Línea	N/A	SI-SE-062/005 <b>v2005</b>	104-7SD51	-	EE - 7SD51 - MIR-ASAN_L1
			Micom P132	Chilquinta	Sobrecorriente Direccional	N/A	SE02-DT-EZ-010-00-R01 <b>v2009</b>	-	-	EE - P132 - MIR-ASAN_L1 EE - P132 - MIR-ASAN_L2
	Línea a San Pedro C1 y C2	110 kV	Sel 311C x2	Chilquinta	Distancia	Deshabilitada	SE02-DT-EZ-006-00-R01 & Reporte Protección <b>v2008*</b>	SEL311C - 21/21N/67/67N	Sistema principal y de respaldo dado por protecciones SEL311C (2 en cada circuito)	EE - SEL311C - MIR-SPE_L1 EE - SEL311C - MIR-SPE_L2
	Línea a Torquemada	110kV	MICOM P437	AES GENER	Distancia	Bloquea todas las Zonas	Reporte Protección <b>v2010</b>	MICOM P437 - 21/21N/67/67N	-	EE - P437-MIR-TOR-C1 EE - P437-MIR-TOR-C2
MICOM P543			AES GENER	Diferencial + Distancia	Bloquea todas las Zonas	Reporte Protección <b>v2010</b>	MICOM P543 - 21/21N/67/67N	-	EE - P543-MIR-TOR-C1 EE - P543-MIR-TOR-C2	
San Pedro	Línea a Miraflores C1 y C2	110 kV	Sel 311C x2	Chilquinta	Distancia	No se cuenta con esta información	SE12-DT-EZ-007-00-R02 <b>v2008</b>	SEL311C - 21/21N/67/67N	Sistema principal y de respaldo dado por protecciones SEL311C (2 en cada circuito)	EE - SEL311C - SPED-MIR_L1 EE - SEL311C - SPED-MIR_L2
	Línea a Ventanas C1 y C2	110kV	GE D60	AES GENER	Distancia	No se cuenta con esta información	Reporte Protección <b>v2010</b>	GED60 - 21/67/67N	-	EE - GED60 - SPE-VEN-C1 EE - GED60 - SPE-VEN-C2
	Línea a Quillota	110kV	GE L90	AES GENER	Sobrecorriente	N/A	Reporte Protección <b>v2010</b>	-	-	EE - GEL90- SPE-QUI
Torquemada	Línea a Miraflores C1 y C2	110kV	MICOM P437	AES GENER	Distancia	Bloquea todas las Zonas	Reporte Protección <b>v2010</b>	MICOM P437 - 21/21N/67/67N	-	EE - P437 -TOR-MFI-C1 EE - P437 -TOR-MFI-C2
			MICOM P543	AES GENER	Diferencial + Distancia	Bloquea todas las Zonas	Reporte Protección <b>v2010</b>	MICOM P543 - 21/21N/67/67N	-	EE - P543 -TOR-MFI-C1 EE - P543 -TOR-MFI-C2
	Línea a Ventanas C1 y C2	110kV	MICOM P437	AES GENER	Distancia	Bloquea todas las Zonas	Reporte Protección <b>v2010</b>	MICOM P437 - 21/21N/67/67N	-	EE - P437 -TOR-VEN-C1 EE - P437 -TOR-VEN-C2
			MICOM P543	AES GENER	Diferencial + Distancia	Bloquea todas las Zonas	Reporte Protección <b>v2010</b>	MICOM P543 - 21/21N/67/67N	-	EE - P543 -TOR-VEN-C1 EE - P543 -TOR-VEN-C2

Tabla 5.7 - Protecciones del área de influencia

\* En el documento SE02-DT-EZ-015-00-R00 (v2010) se proponen leves cambios en los módulos de sobrecorriente direccional, para que resulten coordinados con la S/E Quilpué. Siendo que no se cuenta con información certera de tales modificaciones y de existir no modifican apreciablemente los resultados, se considera esta información previa.

Nota: Los módulos de sobrecorriente de emergencia (perdida de medición de tensión o comunicación) se modelan pero, salvo que se mencionen explícitamente, se consideran F/S.

[Ir al índice](#)

La figuras 5.16 y 5.17 muestran la impedancia medida por las protecciones de la línea Miraflores - San Pedro 110kV extremo Miraflores y San Pedro respectivamente, durante el transcurso de evento. Se puede observar que la impedancia medida ingresa a la característica en tiempos mínimos. Desde el extremo Miraflores, la medición ingresa a la zona de falla monofásica de alta impedancia, la cual no se activa por no alcanzar los niveles de corriente de secuencia homopolar (la sobrecarga es trifásica simétrica). En el extremo San Pedro inicialmente la característica se aprecia como reversa.

Luego de aproximadamente 400ms del despeje de la falla, las protecciones del extremo San Pedro actúan en zona 1 y abren la línea. Con la apertura de la línea, los flujos se distribuyen por el camino Miraflores → Torquemada → Ventanas → San Pedro, lo que ocasiona la actuación de las protecciones Ventanas → San Pedro, desmembrando la red costa de forma análoga a lo presentado en 5.3.4.

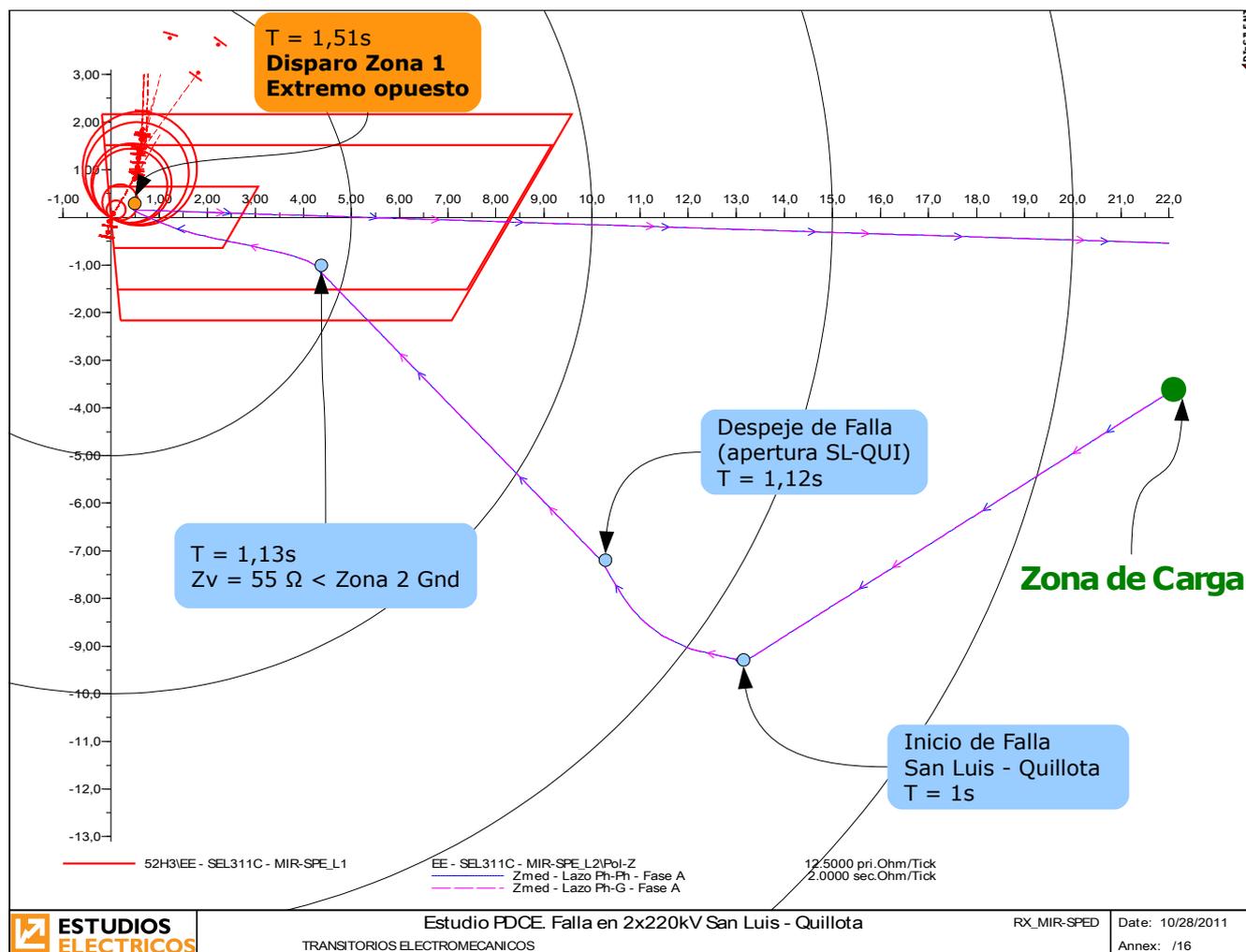


Figura 5.16 - Impedancia Vista Protecciones Miraflores → San Pedro

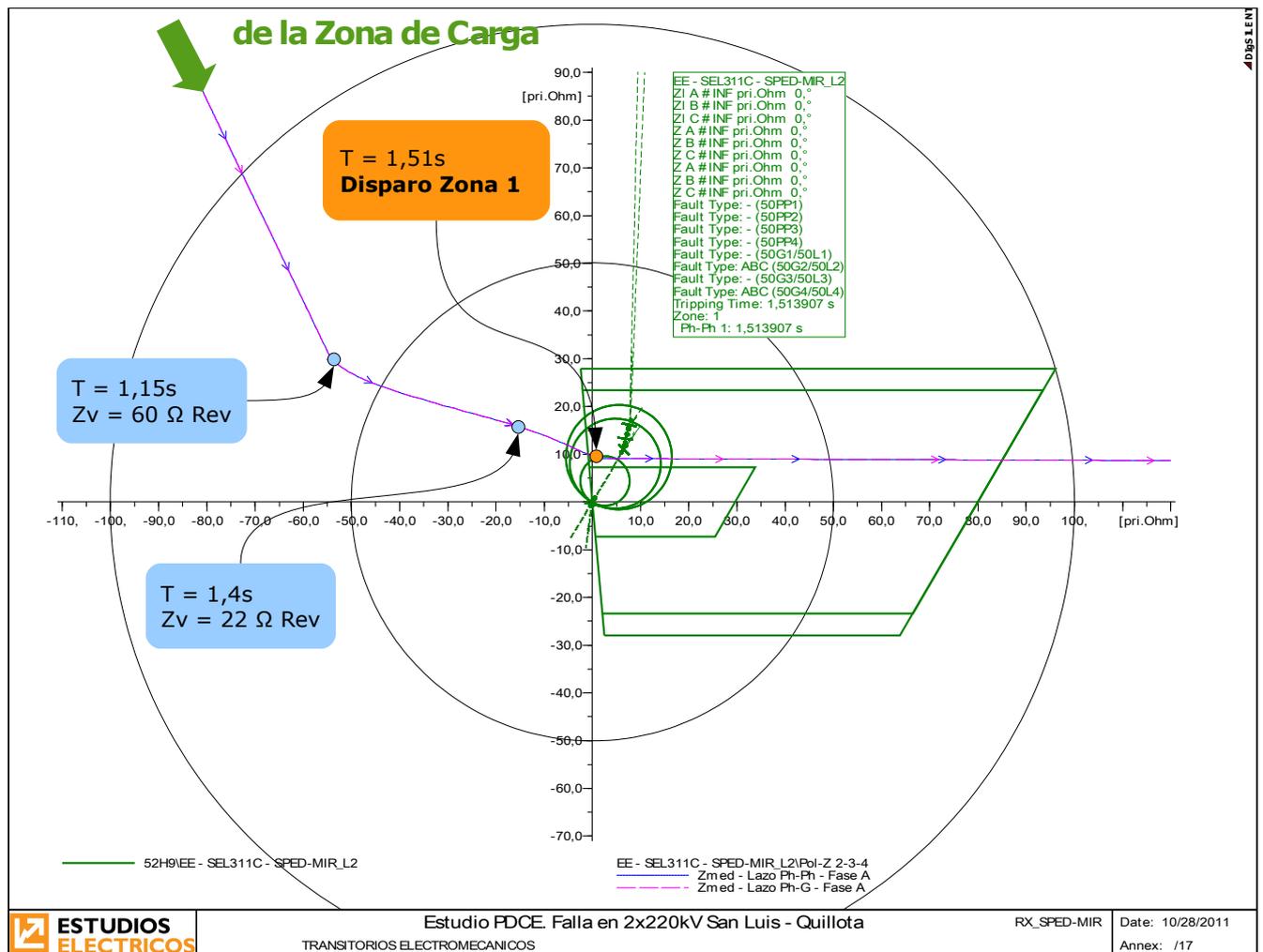


Figura 5.17 - Impedancia Vista Protecciones San Pedro → Miraflores

Se destaca que en caso de considerar el módulo de I>> EMERGENCIA de la protección diferencial Agua Santa - Miraflores (7SD511), ésta actuaría 350ms luego de la apertura de San Luis - Quillota.

A partir de este análisis se hace evidente la necesidad de **minimizar los tiempos de apertura** y verificar detalladamente todas las protecciones afectadas por la contingencia. Se debe analizar la necesidad de **habilitar los módulos de bloqueo de zonas por oscilación de potencia**. Este bloqueo deberá hacerse por al menos por un tiempo prudencial que permita que las acciones del esquema de apertura sean realizadas correctamente.

Sobre la base de este análisis, se determina la necesidad de habilitar los módulos de bloqueo por oscilaciones de potencia en un grupo de protecciones posteriormente detalladas.

**5.4.3 Esquema Conceptual**

En función del análisis realizado se concluye que los recursos necesarios para controlar los efectos de la doble contingencia San Luis – Quillota 220kV son:

- Automatismo de apertura local en San Luis

Este recurso deberá supervisar el estado del doble circuito San Luis – Quillota. Detectada la doble apertura, enviará de manera instantánea una señal de disparo a la línea San Luis - Agua Santa 220kV en ambos extremos.

- Lógicas de Bloqueo por Oscilación de Potencia

Se deben habilitar los módulos de al menos las protecciones listadas en la siguiente tabla. Los ajustes específicos se presentaran en etapas posteriores.

S/E	Paño	Protecciones	Propietario
<b>Miraflores</b>	San Pedro	2xSEL311C	Chilquinta
	Torquemada	MICOM P437 MICOM P543 (Ya activas)	AES GENER
<b>Torquemada</b>	Miraflores	MICOM P437 MICOM P543 (Ya activas)	AES GENER
	Ventanas	MICOM P437 MICOM P543 (Ya activas)	AES GENER
<b>Ventanas</b>	Torquemada	MICOM P437 MICOM P543 (Ya activas)	AES GENER
	San Pedro	GE D60	AES GENER
<b>San Pedro</b>	Miraflores	2xSEL311C	Chilquinta
	Ventanas	GE D60	AES GENER
<b>Quillota</b>	San Pedro	GE D60	TRANSELEC

Tabla 5.8 - Protecciones que requieren bloqueo por oscilación de potencia

Es importante destacar que conforme a la información disponible, la mayoría de las protecciones existentes cuentan con estos módulos; será tarea de la etapa siguiente verificar la factibilidad de implementación y proponer los ajustes que sean requeridos.

- Esquema de Desconexión de Carga Adicional

Equivalente a esquema propuesto en PDCE 2.



- Automatismo de Aislamiento de Pan de Azúcar al Norte  
Equivalente al recurso propuesto en PDCE 2.
- Lógica de desconexión de Estabilizadores en central Guacolda  
Equivalente a esquema propuesto en PDCE 1.

En la siguiente tabla se resume la actuación de estos recursos sobre los casos analizados (en orden creciente de impacto).

Escenario	Recursos Requeridos			
	Automatismo local SAN LUIS	EDAC x CEx	Lógica Estab. Guacolda	Apert. P. Azúcar
<b>DB 0MW</b>	SI	NO	NO	NO
<b>DB 120MW</b>	SI	NO	NO	NO
<b>DB 240MW</b>	SI	NO	NO	NO
<b>DB 370MW</b>	SI	NO	NO	NO
<b>DB 490MW</b>	SI	NO	NO	NO
<b>DB 720MW</b>	SI	NO	NO	NO
<b>DB 1000MW</b>	SI	SI (200MW)	NO	NO
<b>DB 1370MW</b>	SI	SI (397MW)	SI	NO
<b>DB 1500MW</b>	SI	SI (591MW)	SI	SI
<b>DB 1735MW</b>	SI	SI (639MW)	SI	SI

Tabla 5.9 - Resumen de recursos requeridos



## 5.5 Verificación del esquema

Una vez definido el esquema completo de defensa, se realizan simulaciones de la doble contingencia en todos los escenarios desarrollados, de demanda baja y alta.

Los primeros resultan equivalentes a los usados para la definición del esquema, por lo que las simulaciones permiten apreciar el efecto de los recursos adicionales en condiciones que no resultaban estrictamente necesarios. Para los escenarios de demanda alta, se destaca que el esquema se desempeña de manera satisfactoria.

Los parámetros característicos de cada caso pueden apreciarse en las tablas 5.10 y 5.11.

### 5.5.1 Sobre escenarios BASE

		Escenario	DB_720MW	DB_1000MW	DB_1370MW	DB_1500MW	DB_1735MW
		ESCENARIO	Generación SIC [MW]	4721	4726	4716	4723
Fecha considerada	julio 2012		julio 2012	julio 2012	julio 2012	julio 2012	
P San Luis → Quillota [MW]	624,4		899,5	1246,3	1371,1	1596,0	
Generación San Luis [MW]	722,0		1010,0	1370,0	1500,0	1735,0	
Generación Ventanas 110 kV [MW]	220,0		220,0	220,0	220,0	220,0	
Generación Ventanas 220 kV [MW]	270,0		270,0	270,0	270,0	270,0	
CPF [MW]	361,5		269,5	363,0	364,7	357,8	
Actuación de DACxBF [MW]	437,3		666,0	819,2	811,2	918,5	
ESQUEMAS DE CONTROL ACTIVADOS	EDACxCEX	Escalón 1 [MW]	24,6	151,0	151,0	151,0	151,0
		Escalón 2 [MW]	36,4	38,8	205,1	205,1	205,1
		Escalón 3 [MW]	0	10,8	41,1	234,6	282,3
		Corte Total x EDACxCEX [MW]	61,0	200,6	397,2	590,9	639,3
		Corte Total DAC [MW]	498,3	866,6	1216,4	1402,1	1557,8
		Frecuencia Mínima [Hz]	48,69	48,67	48,53	48,55	48,4
		f @20seg [Hz]	49,87	49,87	49,76	49,95	49,92
SINCR	¿Abrió?	no	no	no	✓ (465ms)	✓ (391ms)	
	Umin Diego de Almagro [pu]	0,9	0,93	0,87	0,86	0,8	

Tabla 5.10 - Resultados sobre escenarios de DEMANDA BAJA



		Escenario	DA_720MW	DA_1000MW	DA_1370MW	DA_1500MW	DA_1790MW
		ESCENARIO	Generación SIC [MW]	6566	6565	6539,6	6534
Fecha considerada	julio 2012		julio 2012	julio 2012	julio 2012	julio 2012	
P San Luis → Quillota [MW]	572,5		848,6	1195,1	1321,4	1595,9	
Generación San Luis [MW]	722,0		1012,0	1372,0	1500,0	1786,7	
Generación Ventanas 110 kV [MW]	220,0		220,0	220,0	220,0	220,0	
Generación Ventanas 220 kV [MW]	270,0		270,0	270,0	270,0	270,0	
CPF [MW]	364,9		364,4	363,1	366,9	365,2	
Actuación de DAC [MW]	286,1		564,4	819,2	843,6	1122,6	
ESQUEMAS DE CONTROL ACTIVADOS	EDACxCEX	Escalón 1	28,8	37,8	224,2	224,2	224,2
		Escalón 2	0	47,7	54,4	247,2	301,0
		Escalón 3	0	0	21,7	21,07	47,4
		Corte Total x EDACxCEX [MW]	28,8	85,5	300,3	493,1	572,7
		Corte Total DAC [MW]	314,9	649,8	1119,5	1336,7	1695,3
		Frecuencia Mínima [Hz]	48,78	48,65	48,73	48,7	48,62
		f @20seg [Hz]	49,74	49,85	49,85	49,93	49,95
		SINCR	¿Abrió?	no	no	no	no
Umin Diego de Almagro [pu]	0,93		0,90	0,87	0,85	0,84	

Tabla 5.11 - Resultados sobre escenarios de DEMANDA ALTA

**Observación:** La frecuencia medida corresponde al nodo Cerro Navia 220kV. En algunos casos, producto de que la frecuencia local en la zona cercana a Agua Santa presenta una excursión inicial diferente a la global del sistema, se produce la actuación parcial del EDACxCEX.


**5.5.2 Sobre escenarios ADICIONALES**

		Escenario	DB_0MW	DB_120MW	DB_240MW	DB_370MW	DB_490MW
		ESCENARIO	Generación SIC [MW]	4772	4770	4751	4739
Fecha considerada	julio 2012		julio 2012	julio 2012	julio 2012	julio 2012	
P San Luis → Quillota [MW]	58,0		175,0	291,0	285,0	532,0	
Generación San Luis [MW]	0,0		120,0	240,0	370,0	490,0	
Generación Ventanas 110 kV [MW]	605,0		605,0	605,0	220,0	605,0	
Generación Ventanas 220 kV [MW]	0,0		0,0	0,0	270,0	0,0	
CPF [MW]	413,0		462,0	213,0	390,0	625,0	
Actuación de DACxBF [MW]	0,0		0,0	0,0	0,0	163,4	
ESQUEMAS DE CONTROL ACTIVADOS	EDACxCEX	Escalón 1 [MW]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Escalón 2 [MW]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Escalón 3 [MW]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Corte Total x EDACxCEX [MW]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Corte Total DAC [MW]	0,0	0,0	0,0	0,0	163,4
		Frecuencia Mínima [Hz]	50	49,75	49,4	48,97	48,83
		f @20seg [Hz]	50	49,92	49,85	49,66	49,8
SINCR	¿Abrió?	no	no	no	no	no	
	Umin Diego de Almagro [pu]	0,97	0,93	0,92	0,92	0,91	

Tabla 5.12 - Resultados sobre escenarios ADICIONALES

## 6 ETAPA C. Desempeño del Esquema

En este capítulo se presenta la verificación del esquema planteado, incluyendo todos los recursos propuestos por las fases anteriores y los recursos propuestos específicamente en esta fase 3.

Los recursos globales correspondientes a las fases anteriores fueron presentados de manera resumida en el apartado 5.2 - Recursos Estabilizantes considerados.

El detalle de los recursos específicos de esta fase se presenta en el capítulo 7 - ETAPA D. Diseño de Detalle y Definición de Requerimientos.

Se analizan en los capítulos posteriores:

- Comportamiento dinámico ante la apertura secuencial del doble circuito.
- Impacto de la contingencia en la central Ventanas y la influencia de su despacho y modo de operación en la red costa, para el caso de mayor criticidad.
- Comportamiento de los relés de oscilación de potencia de la red costa ante el escenario más crítico y máximos tiempos de respuesta del automatismo de apertura propuesto.
- Impacto sobre escenarios futuros de 2013 y 2016, para condiciones de máxima y mínima demanda.

## 6.1 Análisis: apertura secuencial

Siendo que la apertura doble de la contingencia posiblemente no se realice de manera instantánea, se estudia el caso de una apertura secuencial, con intervalo de 500ms.

Los resultados muestran un impacto similar e incluso levemente menor que la apertura simultánea. Esta similitud se debe a que en el momento de la primera apertura, prácticamente toda la potencia transferida por el circuito abierto se distribuye a su par, y muy poco fluye hacia el sistema de 110kV (resultado esperado, considerando las diferencias en las impedancias de cada circuito de vinculación «ver apartado 5.3»).

A modo de referencia, se presenta en la figura 6.1 la potencia activa por el transformador de Agua Santa 220/110kV, para apertura simultánea y apertura secuencial. Resulta claro que la apertura secuencial no altera prácticamente la naturaleza de la doble contingencia, siendo la apertura de un circuito (dada su pequeña longitud) casi imperceptible por el sistema.

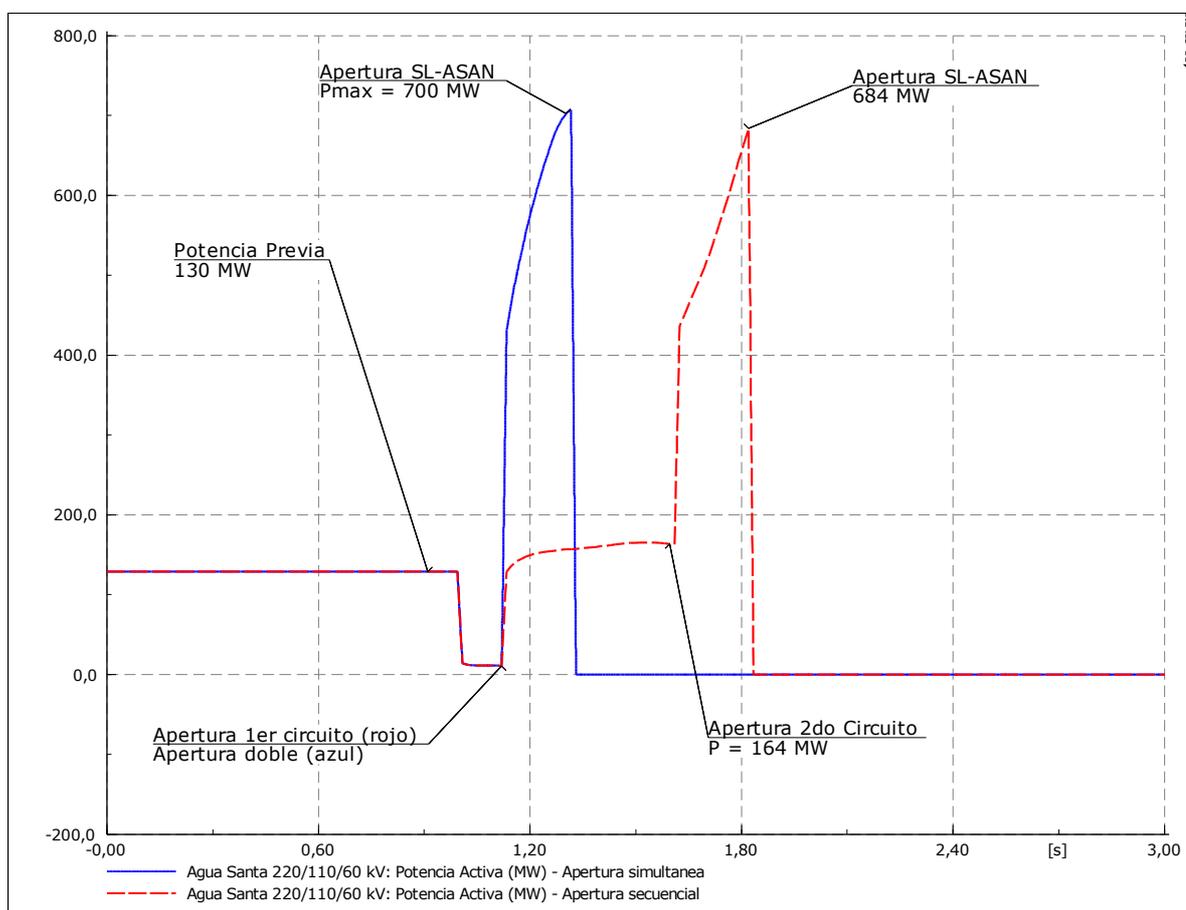


Figura 6.1 - Potencia activa por el transformador de Agua Santa. Apertura simultánea vs. apertura secuencial



## 6.2 Análisis: impacto de Central Ventanas

Un instante posterior a la apertura del enlace San Luis – Agua Santa (debido a la doble contingencia), toda la potencia ELÉCTRICA activa provista por las unidades aisladas será distribuida transitoriamente a las restantes unidades del sistema. En esta distribución tendrán mayor participación (tomarán mayor potencia) las unidades de mayor inercia y mayor cercanía al punto de desbalance.

Para la contingencia en estudio, la central Ventanas presenta una alta participación, y es por esto que se estudia su impacto.

Se analizan los siguientes casos:

- Unidad 1 en sistema de 110kV. Unidad 3 en sistema de 220kV
- Unidad 2 en sistema de 110kV. Unidad 3 en sistema de 220kV
- Unidades 1 y 2 en sistema de 110kV. Unidad 3 en sistema de 220kV
- Sistema interconectado (enlace 220/110kV en S/E Ventanas). Unidades 1, 2 y 3 E/S.

Las figuras 6.2, 6.3 y 6.4 se muestran los niveles corriente, tensión, potencia activa y ángulo de las unidades generadoras para cada uno de los casos analizados.

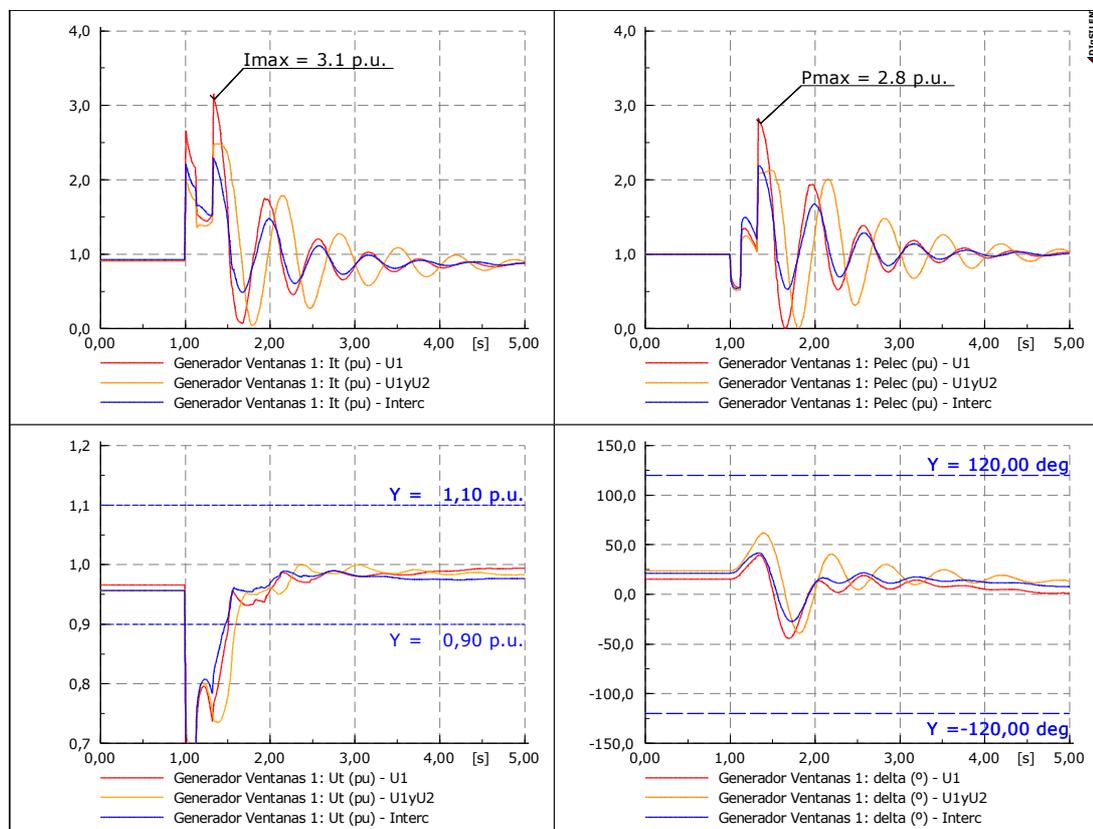


Figura 6.2 - Análisis de Impacto en Central Ventanas – Unidad 1



[Ir al índice](#)

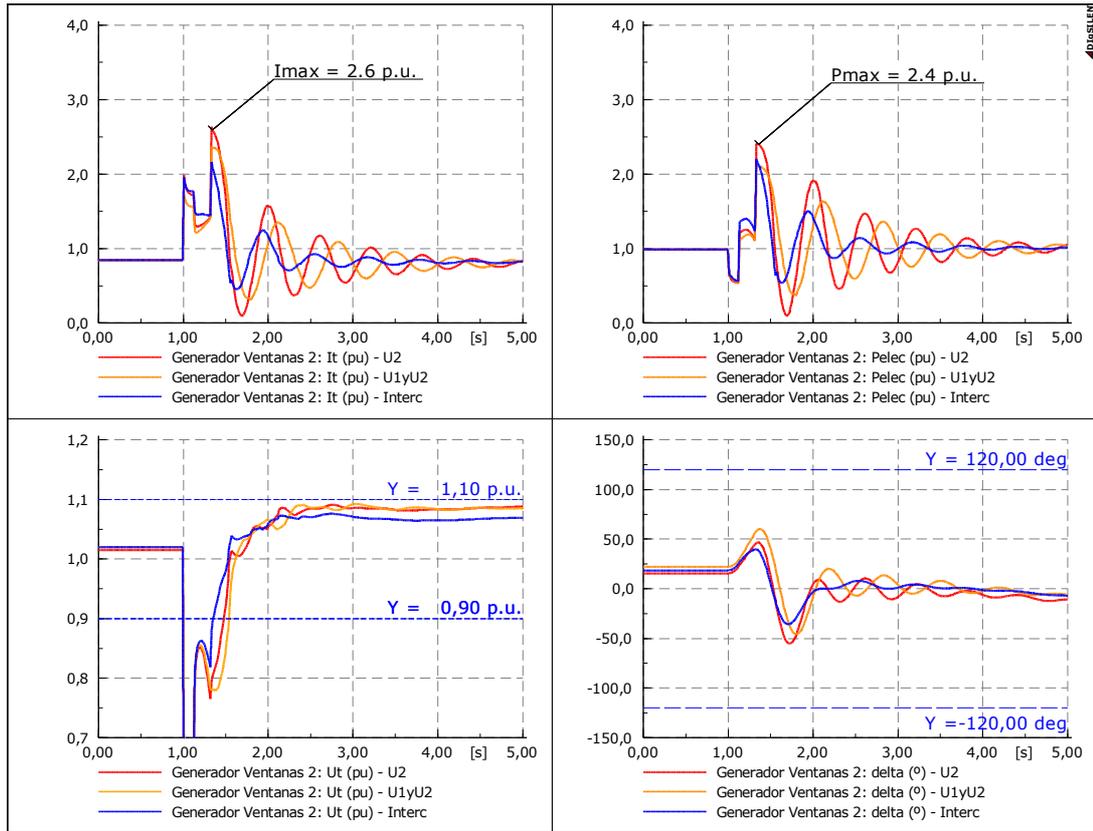


Figura 6.3 - Análisis de Impacto en Central Ventanas - Unidad 2

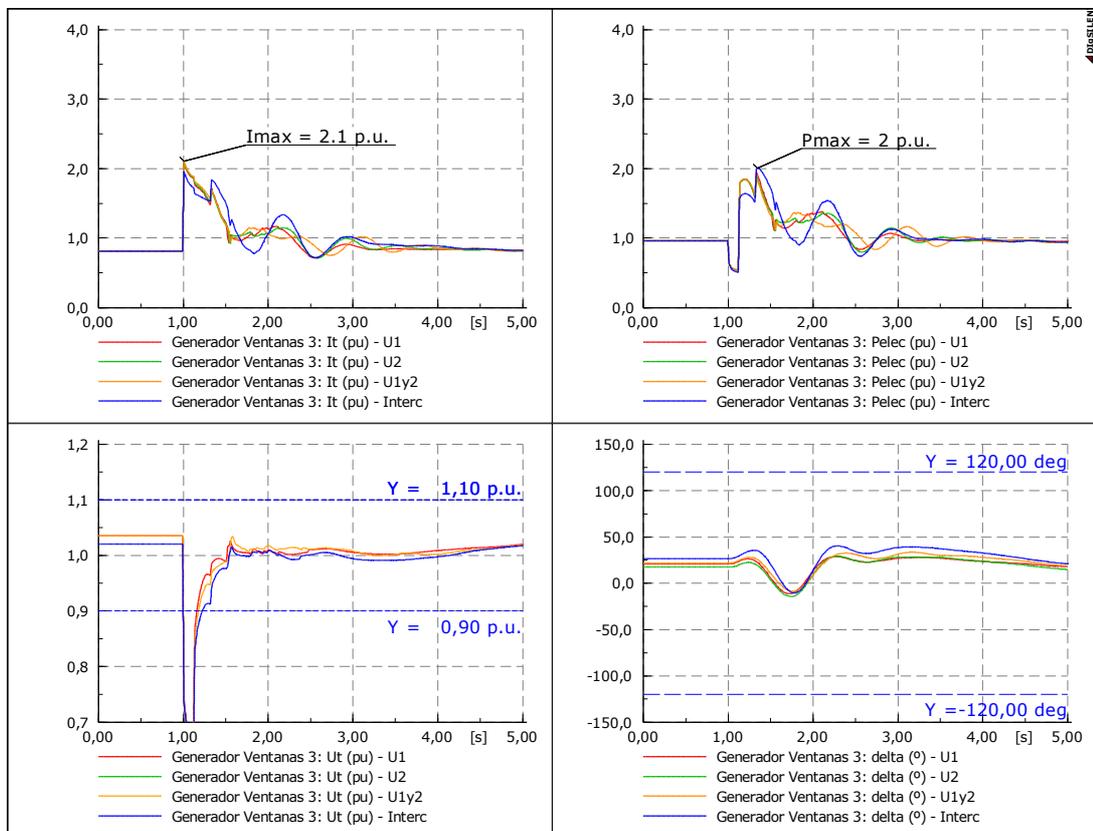


Figura 6.4 - Análisis de Impacto en Central Ventanas - Unidad 3



[Ir al índice](#)

Se observa que el mayor impacto (sobrecorriente) se presenta en las unidades 1 y 2, las cuales aportan directamente al sistema de 110kV. El nivel máximo se presenta en el instante de apertura San Luis – Agua Santa, y en los casos en que hay sólo una unidad despachada.

Los niveles de sobrecorriente alcanzados, cercanos a 3 pu son semejantes a la corriente vista por cada unidad ante una falla franca trifásica en la barra Agua Santa 110kV. Sin embargo, de la información provista por AES Gener relativa a las unidades generadoras y transformadores, no se presentarían actuaciones de las protecciones:

- En el caso de la unidad 1, simplemente porque no posee módulos de sobrecorriente de fase (básicamente utiliza esquemas diferenciales).
- En el caso de la unidad 2, el relé de sobrecorriente de fase con restricción de tensión posee un ajuste que permite ampliamente tal excursión (ver figura 6.5). Como referencia, en la simulación la sobrecorriente nunca se encuentra por encima de 2 pu (16,5kA) por más de 200ms.
- En el caso de la unidad 3 (generador Nueva ventanas), el comportamiento es semejante en los cuatro casos analizados. La corriente máxima alcanza 2,1 pu al momento de la falla y decrece prácticamente de manera monótona (la sobrecorriente debido a la potencia eléctrica no supera la alcanzada por la falla en el doble circuito).

Respecto a las protecciones de esta unidad, tampoco se presentaría actuación ya que éstas verían la falla inicial en una zona de respaldo que posee un retardo de 4seg.

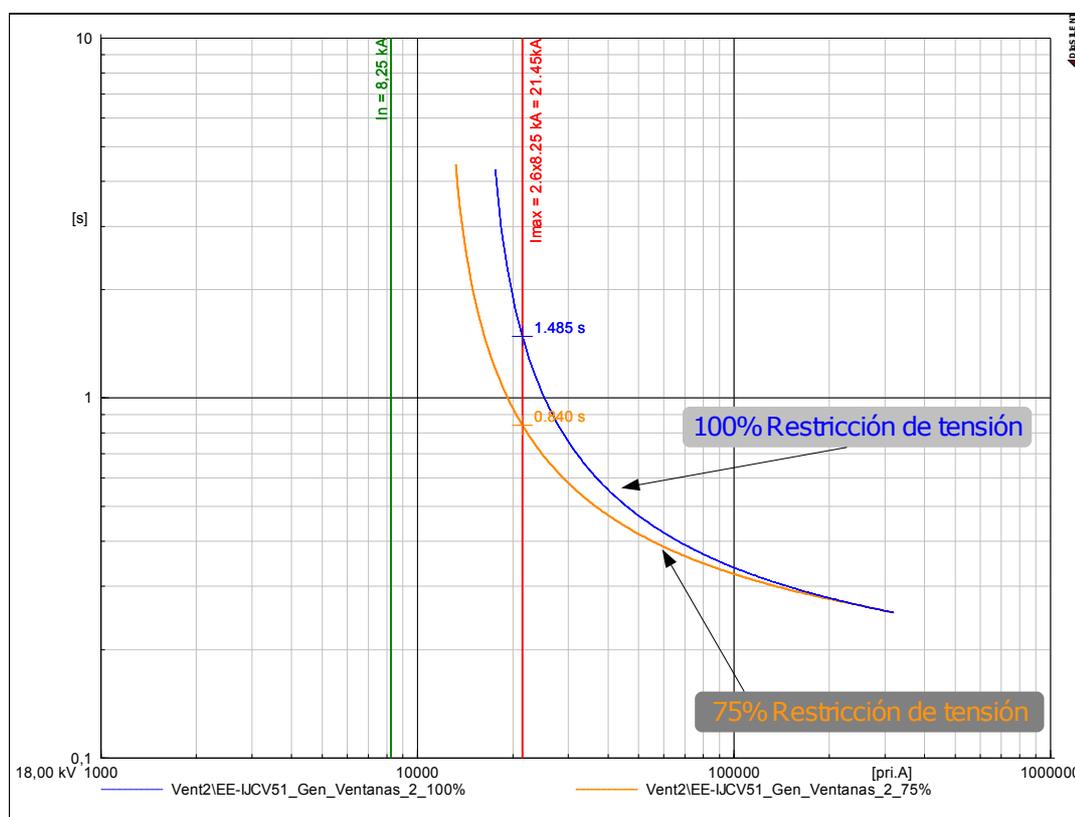


Figura 6.5 - Análisis de protección unidad 2

### **6.3 Análisis: bloqueos por oscilación de potencia**

Ante la ocurrencia de una gran perturbación, el proceso dinámico de restablecimiento del nuevo punto de equilibrio de la red conlleva importantes oscilaciones de potencia. Durante estos fenómenos oscilatorios, aparecen en las protecciones de distancia altas intensidades y tensiones débiles (sobre todo en el centro eléctrico de la oscilación). Las bajas tensiones junto con altas corrientes, resultan bajas impedancias aparentes que podrían ocasionar el disparo de las protecciones de distancia afectadas.

Como fue presentado en la etapa de definición conceptual (ETAPA B. Definición Conceptual del Esquema), en el lapso temporal desde el instante de apertura del doble circuito San Luis - Quillota hasta que se hace efectiva la apertura propuesta del enlace San Luis – Agua Santa, la red de 110kV resultará fuertemente afectada por la inestabilidad angular. En este intervalo temporal podrían presentarse actuaciones indeseadas de determinadas protecciones del sistema de 110kV de la red costa, ampliando la zona afectada por la doble contingencia, y con el riesgo adicional que se pierdan las unidades de la central Ventanas que inyectan en dicha red.

Para evitar que las protecciones de línea actúen ante estas condiciones y permitan que la apertura se realice en los puntos especificados, se recurre al bloqueo de zonas de impedancia por oscilación de potencia. En términos de confiabilidad, esto corresponde a un incremento en la seguridad de operación de los relés del área.

El caso más crítico que requiere el bloqueo de estos módulos, se presenta ante máxima generación en San Luis, sumado a un elevado retardo en la apertura del enlace San Luis – Agua Santa.

Si bien el comportamiento dinámico se supervisa en todas las simulaciones realizadas, se analiza exhaustivamente el comportamiento de los módulos requeridos ante la condición más crítica, arrojando resultados satisfactorios.

#### **Módulos propuestos**

En las figuras 6.6 y 6.7 se muestran, con distintas escalas, la evolución que presenta la impedancia vista por los relés instalados en la barra Miraflores, paño San Pedro L2 ante la condición más crítica. En éstas se destacan los puntos de mayor interés para el análisis del bloqueo por oscilación de potencia.

Para visualizar con mayor claridad el comportamiento de bloqueo la evolución de la impedancia se representa desde el tiempo cero hasta el instante de apertura del enlace San Luis – Agua Santa (400ms de retardo).

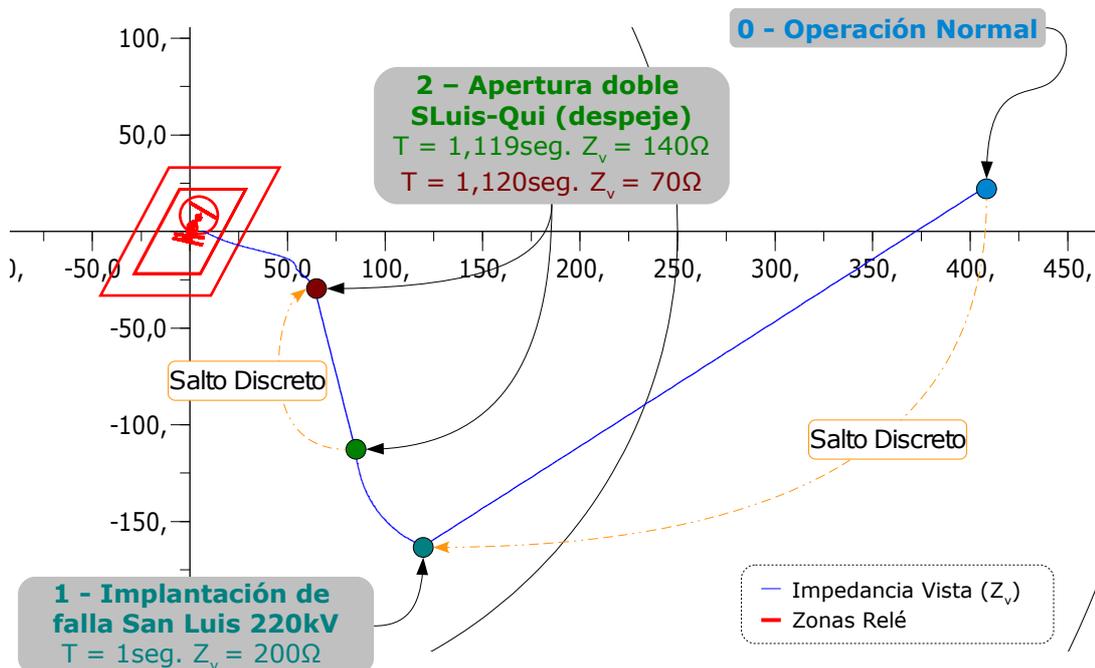


Figura 6.6 - Evolución impedancia medida - Esquema de bloqueo por oscilación de potencia - General

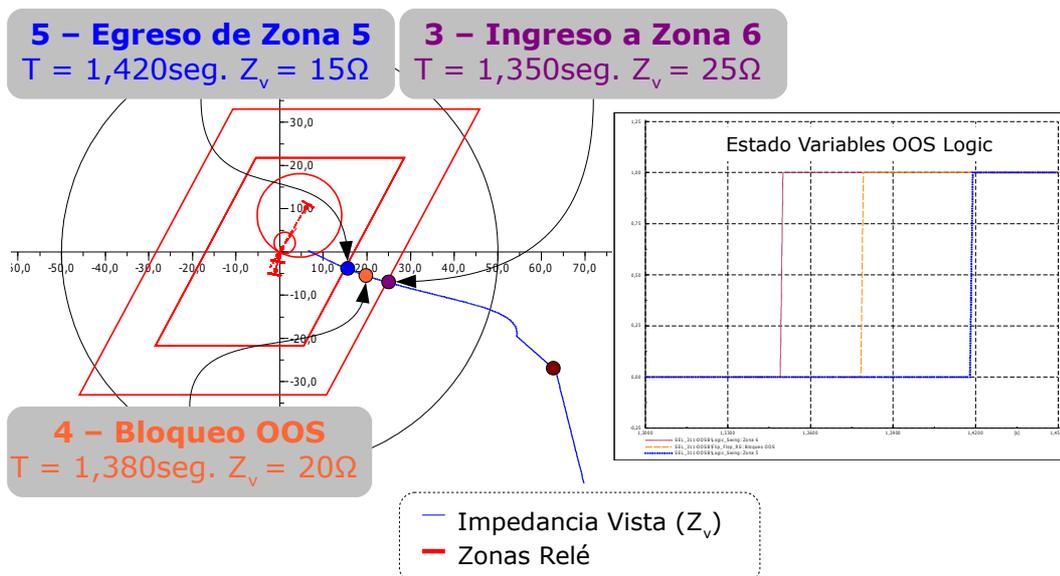


Figura 6.7 - Evolución impedancia medida - Esquema de bloqueo por oscilación de potencia - Detalle

### Módulos existentes

Con el objetivo de verificar la correcta operación de los módulos existentes de bloqueo por oscilación de potencia, se realiza el modelado de esta característica de los relés MICOM P437 y P543 y se verifica su correcta actuación ante la excursión de mayor criticidad.

Los módulos de bloqueo de tales relés presentan diferencias en la metodología de detección respecto a los relés cuyo bloqueo fue propuesto. En estos se bloquea a partir de la detección del cambio "continuo" en la potencia aparente (relés P437) y en la corriente (relés P543). Independientemente de las diferencias en el principio de funcionamiento, se encuentra que estos módulos operarían de manera satisfactoria ante las condiciones analizadas.

S/E	Paño	Protecciones	Actuación módulo PSB
<b>Miraflores</b>	Torquemada	MICOM P437 MICOM P543	Satisfactoria
<b>Torquemada</b>	Miraflores	MICOM P437 MICOM P543	Satisfactoria
	Ventanas	MICOM P437 MICOM P543	Satisfactoria
<b>Ventanas</b>	Torquemada	MICOM P437 MICOM P543	Satisfactoria

Tabla 6.1 - Verificación bloqueo por oscilación de potencia.

### 6.4 Análisis: escenarios futuros

A partir de los escenarios base, se desarrollan escenarios futuros que permitan evaluar el comportamiento del esquema, confirmando así su rango de validez.

Realizando un análisis cualitativo puede decirse que, debido a que no se prevé mayor ingreso de generación en el nodo San Luis, el sistema presentará un mejor desempeño en los escenarios futuros ya que el crecimiento natural de la demanda redundará en un incremento de la potencia de cortocircuito e inercia del sistema.

Se analizan dos fechas futuras de interés:

- Marzo 2013. Para esta fecha se considera E/S la central Campiche que inyectará potencia en el nodo Ventanas 220kV junto con la unidad Nueva Ventanas (Ventanas 3).
- Julio 2016. Corresponde al rango de validez de 4 años (establecido en la NTSyCS) para la presente fase del plan de defensa.


[Ir al índice](#)

Los principales resultados del impacto de la contingencia sobre cada uno de estos escenarios futuros se resume a continuación, en forma de tabla. Luego, se presentan las respuestas dinámicas de las variables consideradas mas relevantes, para cada caso.

ESCUENARIO	Escenario	DB_13_1735MW	DA_13_1790MW	DB_16_1735MW	DA_16_1790MW	
	Generación SIC [MW]	4924	6795	5833	8025	
	Fecha considerada	marzo 2013	marzo 2013	julio 2016	julio 2016	
	P San Luis → Quillota [MW]	1589,0	1588,0	1562,0	1601,0	
	Generación San Luis [MW]	1735,0	1790,0	1735,0	1790,0	
	Generación Ventanas 110 kV [MW]	220,0	220,0	220,0	340,0	
	Generación Ventanas 220 kV [MW]	540,0	540,0	540,0	540,0	
	CPF [MW]	377,0	363,0	348,0	376	
ESQUEMAS DE CONTROL ACTIVADOS	Actuación de DAC [MW]	938,1	1067,2	1015,9	1051,5	
	EDACxCEX	Escalón 1 [MW]	157,2	233,0	185,0	263,8
		Escalón 2 [MW]	214,7	290,2	252,4	59,5
		Escalón 3 [MW]	250,4	49,7	52,2	26,4
		Corte Total x EDACxCEX [MW]	622,3	572,9	489,6	349,7
		Corte Total DAC [MW]	1560,4	1640,1	1505,5	1401,2
		Frecuencia Mínima [Hz]	48,4	48,6	48,4	48,54
		f @20seg [Hz]	49,9	49,92	49,77	49,43
	SINCR	¿Abrió?	✓ (532ms)	✓ (672ms)	no	no
		Umin Diego de Almagro [pu]	0,9	0,9	0,9	0,92

Tabla 6.2 - Resultados sobre escenarios FUTUROS

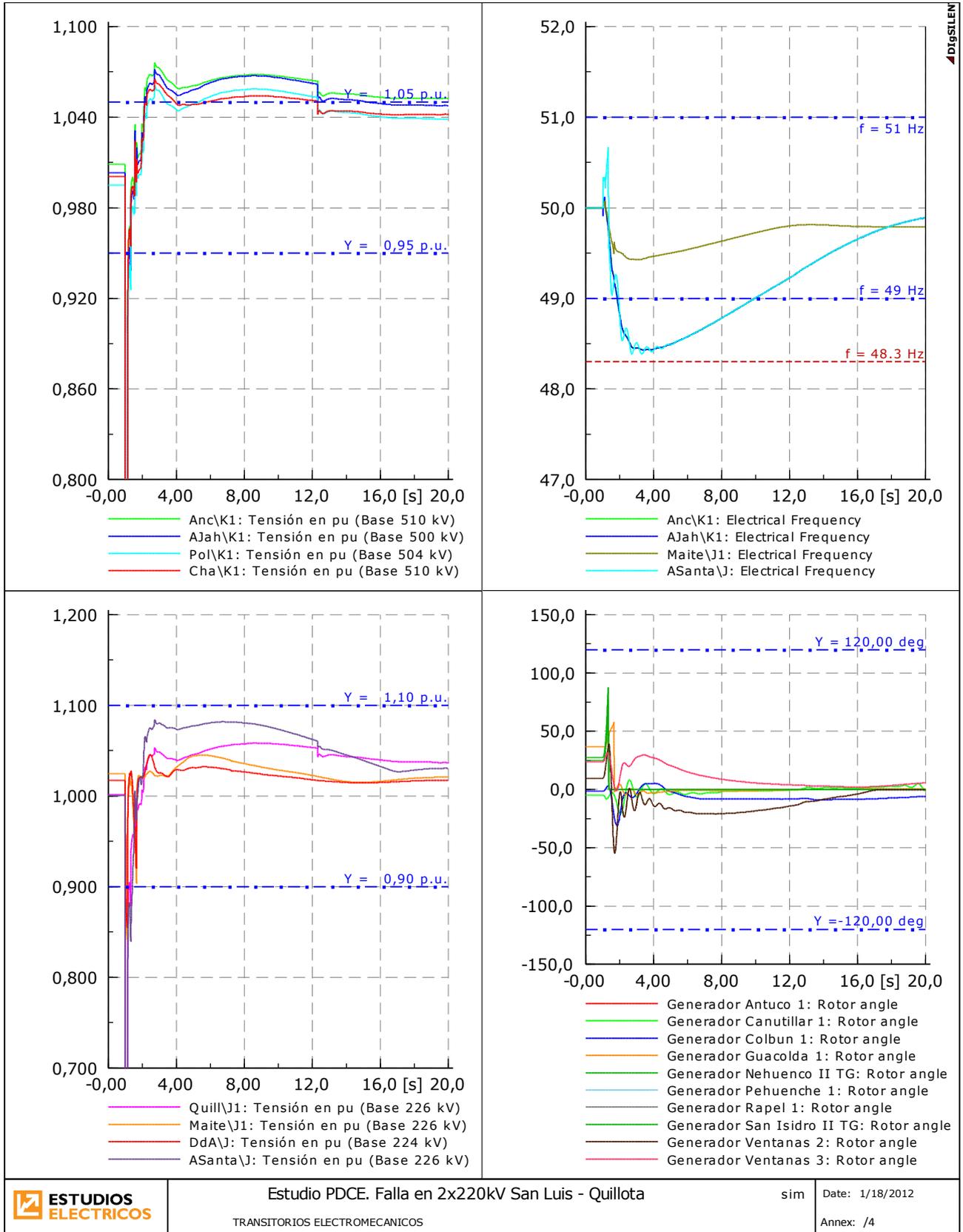


Figura 6.8 -Variables sistémicas, escenario de demanda baja, marzo 2013

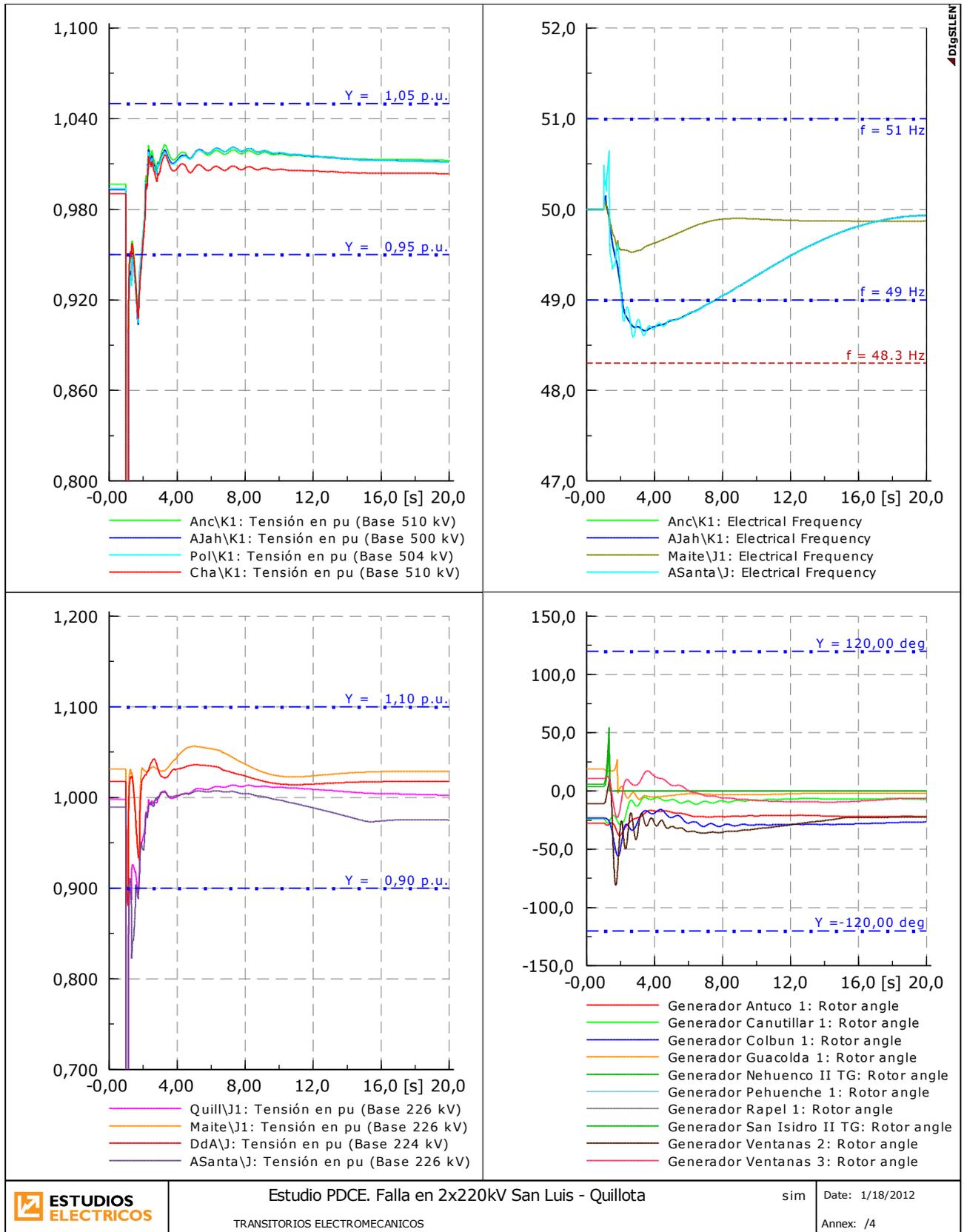


Figura 6.9 -Variables sistémicas, escenario de demanda alta, marzo 2013



[Ir al índice](#)

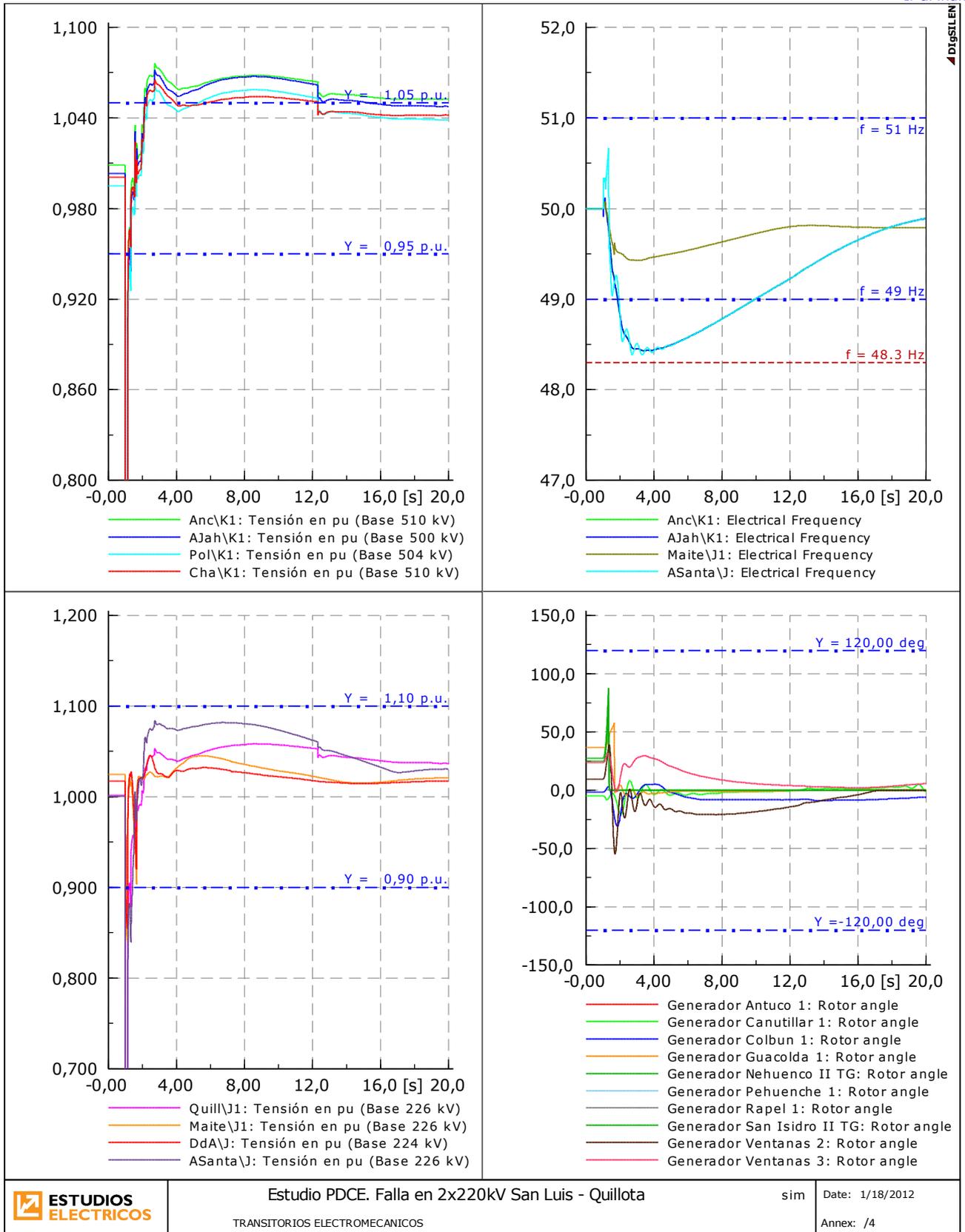


Figura 6.10 -Variables sistémicas, escenario de demanda baja, julio 2016

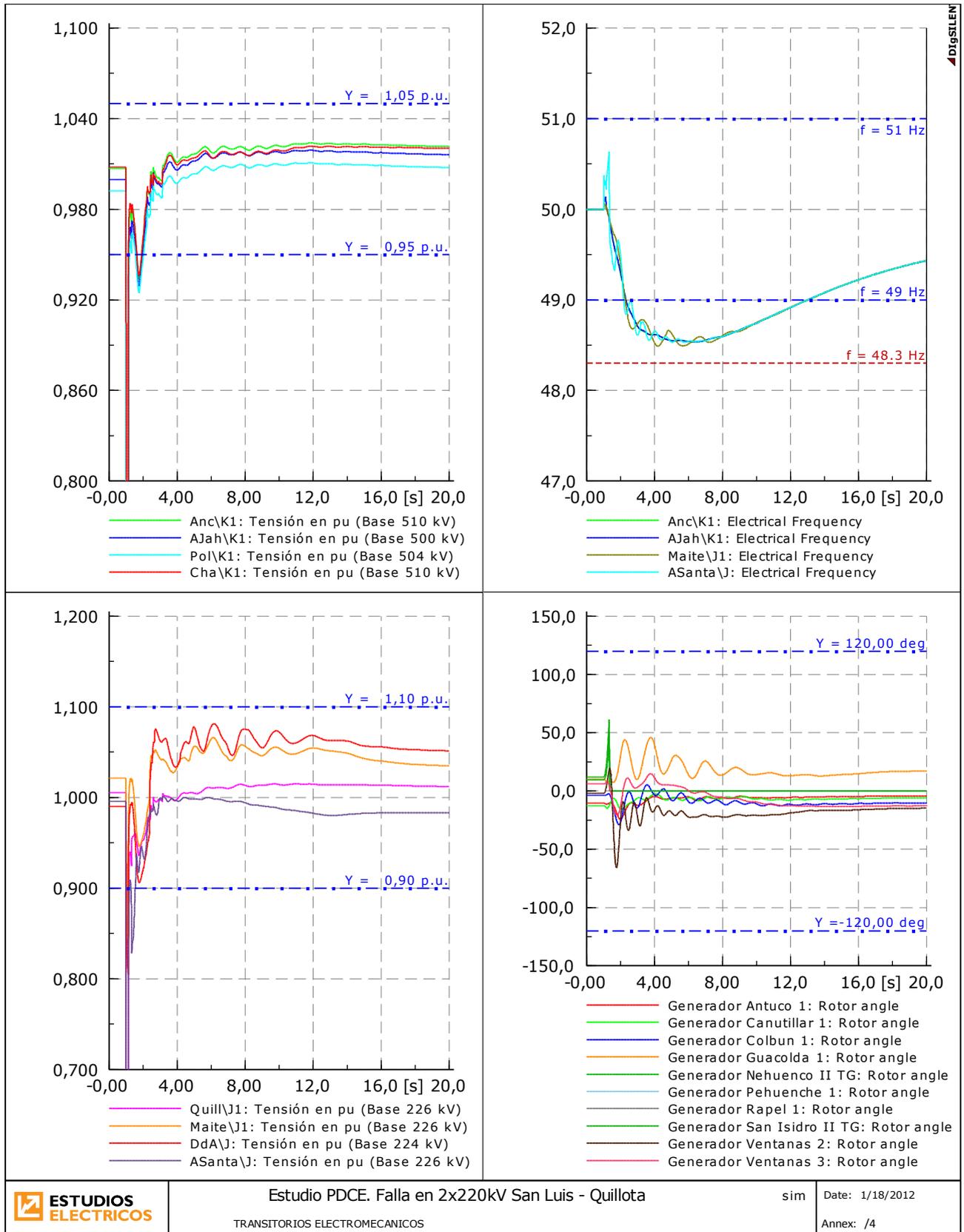


Figura 6.11 -Variables sistémicas, escenario de demanda baja, julio 2016

## 7 ETAPA D. Diseño de Detalle y Definición de Requerimientos

De acuerdo con lo analizado en las etapas de definición conceptual (ETAPA B. Definición Conceptual del Esquema) y tal como lo demuestran las simulaciones de verificación (ETAPA C. Desempeño del Esquema) los recursos ADICIONALES requeridos para mitigar satisfactoriamente la contingencia San Luis – Quillota 2x220kV, son básicamente dos:

- Automatismo local en San Luis, encargado de abrir el enlace San Luis – Agua Santa 220kV ante la ocurrencia de la doble contingencia.
- Lógicas de bloqueo por oscilación de potencia en relés de impedancia de la red de 110kV.

**La implementación de estos recursos debe realizarse en paralelo con los propuestos para las fases previas de PDCE, para que la respuesta global resulte satisfactoria.**

## 7.1 Automatismo local en San Luis

Del análisis conceptual detallado en la etapa previa (ETAPA B. Definición Conceptual del Esquema) se encuentra necesaria la apertura instantánea del enlace San Luis – Agua Santa 220kV ante la pérdida del doble circuito San Luis – Quillota 220kV.

Las aperturas de las líneas deberán detectarse tanto en el extremo San Luis como Quillota.

La apertura del enlace San Luis – Agua Santa 220kV deberá realizarse en San Luis y con reenvío de la señal de trip al extremo opuesto.

Se hará uso de los recursos ya propuestos en la fase 1 de este proyecto (ver informe técnico *EE-ES-2011-238-Capítulo 8-ETAPA E. Diseño de detalle y definición de requerimientos*). A saber:

- Autómata (PLC) maestro propuesto para S/E San Luis.
- Autómata (PLC) esclavo propuesto para S/E Quillota.
- Enlaces de comunicación propuestos S/E San Luis - S/E Quillota.
- Computador Supervisor.

El esquema representado en la figura 7.1 describe el esquema propuesto. Nótese que la cantidad de componentes adicionales requeridos es mínima: cuatro multimedidores, cableado y elementos menores de montaje.

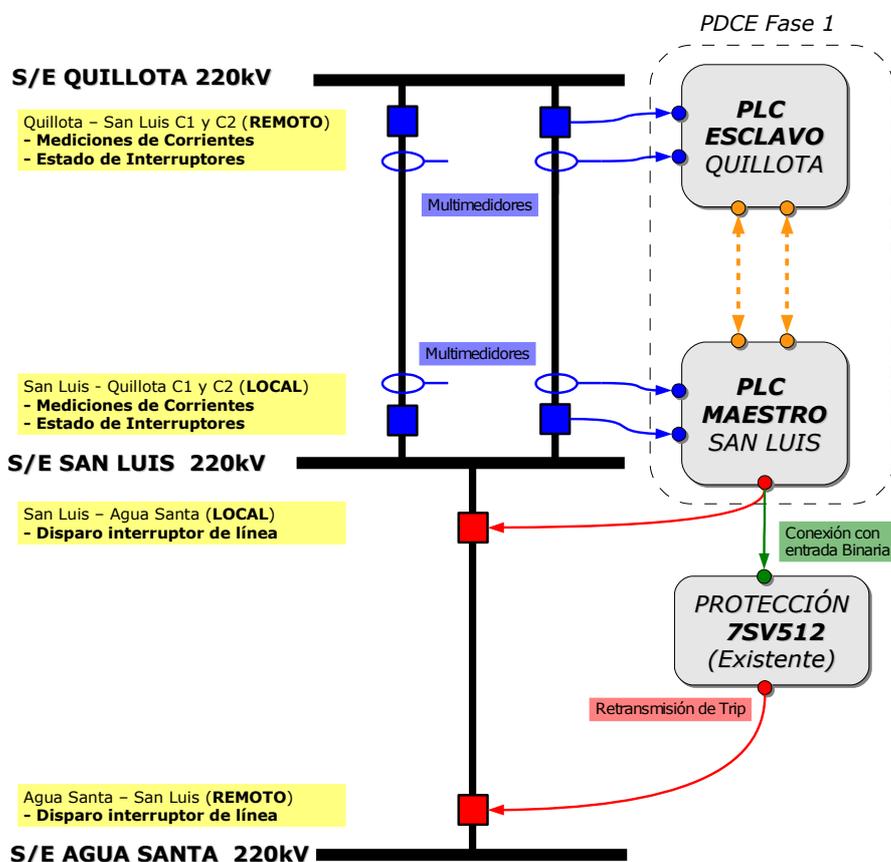


Figura 7.1 - Esquema de detección de falla San Luis - Quillota y apertura enlace San Luis – Agua Santa

## 7.1.1 Detección de la apertura

La detección de la doble contingencia será realizada por el PLC maestro ubicado en la S/E San Luis a partir de las señales locales y la información remota obtenida por el PLC esclavo ubicado en la S/E Quillota. La lógica representada en la figura 7.2 deberá ser implementada en el PLC maestro.

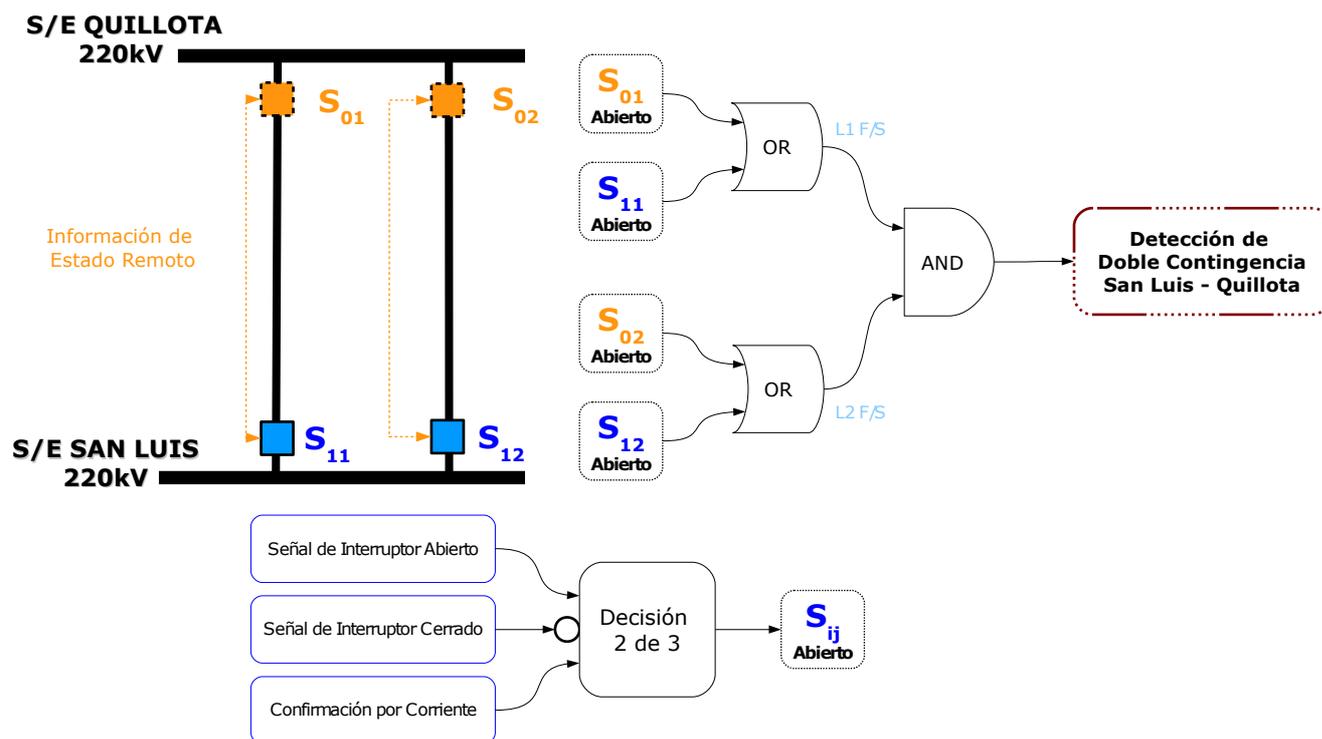


Figura 7.2 - Lógica de detección de apertura doble

La detección de las aperturas se basa en la medición de los estados de los interruptores asociados al doble enlace. El Estado de interruptores será censado por medio de la técnica de doble contacto (no abierto/si cerrado) denominada de doble bit, lo que permite aumentar la confiabilidad en la detección de la apertura del enlace.

Se hace notar que la representación de las barras e interruptores de la figura es resumida. Será tarea específica del proyecto de ingeniería asociado a la implementación del esquema de defensa, verificar los distintos posibles modos de operación de cada una de las SS/EE involucradas, a fin de contemplar todas las distintas posiciones de interruptores (normal – intermedio – transferido) y detectar adecuadamente la ocurrencia de la doble contingencia.

### 7.1.2 Esquema de apertura

Una vez detectada la doble contingencia, el PLC maestro deberá emitir instantáneamente las señales de disparo al enlace San Luis – Agua Santa. Se enviará una señal local directamente al interruptor San Luis paño Agua Santa (J6) y un disparo remoto al extremo lado receptor Agua Santa paño San Luis (J2). Para el envío de esta señal se propone el uso de la protección Siemens 7SV512 existente en la S/E San Luis. Básicamente deberá realizarse un cableado desde la salida de disparo del PLC a la entrada binaria de disparos externos disponible en el relé.

Adicionalmente, la señal de apertura puede a la vez redirigirse a los interruptores de las máquinas que acometen al nodo San Luis, ya que todas estas señales se encuentran disponibles en el mismo PLC procesador para el caso de la doble apertura Quillota-Polpaico 220kV. Esto permitiría que la ineludible salida de servicio de las unidades se realice directamente y no vía la actuación de una protección (e.g. sobrefrecuencia)

Es importante destacar que el proyecto de ingeniería deberá contemplar la necesidad de disponer de capacidad remanente en sus equipamientos, para contemplar el futuro ingreso de un segundo circuito San Luis – Agua Santa 220kV.

### 7.1.3 Requerimientos

Sobre la base de la información presentada, los requerimientos adicionales necesarios para la detección de la doble contingencia San Luis – Quillota 2x220kV se detallan en la tabla 7.1.

Subestación	Paño	Mediciones	Componentes
Quillota 220kV	San Luis Circuito 1	Estado de Interruptores Medición de Corriente	Multimedidor Digital
	San Luis Circuito 2	Estado de Interruptores Medición de Corriente	Multimedidor Digital
San Luis 220kV	Quillota Circuito 1	Estado de Interruptores Medición de Corriente	Multimedidor Digital
	Quillota Circuito 2	Estado de Interruptores Medición de Corriente	Multimedidor Digital

Tabla 7.1 - Componentes adicionales requeridos

**La señales disparo del PLC deberán ser direccionadas a los interruptores de línea San Luis – Agua Santa, lo cual sólo requiere cableados adicionales y materiales menores de montaje.**

## 7.2 Lógicas de bloqueo por oscilación de potencia

### 7.2.1 Criterios de ajuste

Para evitar disparos indeseados de las protecciones de distancia durante oscilaciones de potencia, se deberán habilitar funciones de detección de este fenómeno. Para dar respuesta a los fenómenos acontecidos ante la falla doble San Luis – Quillota 2x220kV, la función de oscilación de potencia deberá bloquear oscilaciones trifásicas (módulos fase-fase). Por la naturaleza de la evolución en cuestión (trifásica simétrica), la inexistencia de corriente homopolar es condición suficiente para inhibir la actuación de los módulos de tierra. Los bloqueos en dos fases durante un ciclo de reconexión automática monofásica son ajenos a esta contingencia, por lo que no son considerados.

En la mayoría de los casos las oscilaciones a ser bloqueadas corresponden a excursiones inestables que serán mitigadas vía la apertura en otro punto de la red, a saber San Luis – Agua Santa 220kV.

Sólo será necesario bloquear las zonas de impedancias que podrían ocasionar disparos instantáneos o con un retardo del orden del máximo esperado para la apertura San Luis – Agua Santa 220kV (Zonas 1 y 2).

Para que el incremento en la seguridad no tenga efectos adversos en el sistema de protecciones, junto con el módulo de bloqueo por oscilación de potencia, deben habilitarse las funciones de desbloqueo ante la ocurrencia de falla superpuesta a la oscilación que provoca el bloqueo (salto discreto de impedancia, elevada sobrecorriente, aparición de componente de secuencias inversa u homopolares, etc).

El principio de operación del bloqueo por oscilación de potencia es semejante en las protecciones a ajustar (SEL 311 y GE D60). Básicamente se constituyen de dos características poligonales de impedancia una exterior y otra interior. El bloqueo se hará efectivo si el tiempo de transito de la impedancia (intervalo desde que la impedancia vista transita de a Z7 a Z6) es mayor al tiempo ajustado.

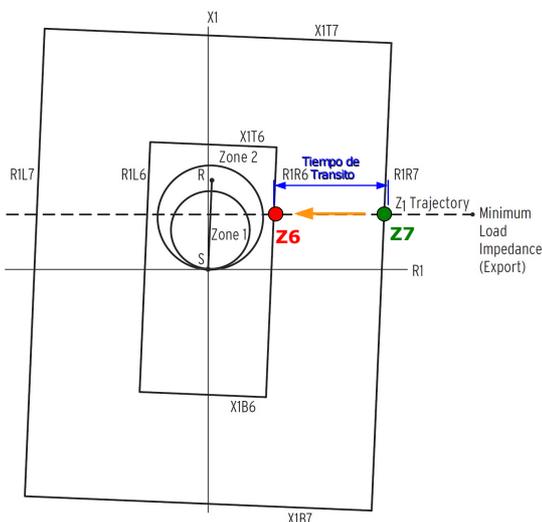


Figura 7.3 - Esquema de bloqueo por oscilación de potencia – Zonas de impedancia

[Ir al índice](#)

Los ajustes propuestos para los blinders de las protecciones se basan en los criterios generales detallados en el "Applications Handbook" de los relés SEL-421 (equivalentes al principio de funcionamiento de los SEL 311C):

- Resistencia de blinder interno  $\rightarrow R_{int} = 1,2 * R_{MAX}$
- Resistencia de blinder externo  $\rightarrow R_{ext} = 0,9 * R_{MIN-LOAD}$
- Reactancia de blinder interno  $\rightarrow X_{int} = 1,2 * X_{MAX}$
- Reactancia de blinder externo  $\rightarrow X_{ex} = X_{int} + R_{ext} - R_{int}$  (misma distancia que en R)
- Angulo del polígono  $\rightarrow \theta_{pol} = \theta_{linea}$

Donde  $R_{MAX}$  y  $X_{MAX}$  representan la máxima resistencia y reactancia de la mayor zona a bloquear y  $R_{MIN-LOAD}$  es la mínima resistencia de carga esperada.

En los casos a ajustar la resistencia y reactancia máxima corresponderán a las segundas zonas de los relés en cuestión.

La resistencia mínima sera seleccionada de forma tal que resulte menor a la mínima resistencia medida por el relé en el instante inmediato posterior a la doble apertura, ante la peor condición. Este criterio se adopta debido a que el cambio "discreto" en la impedancia, que se presenta ante la doble apertura, podría no ser considerado una oscilación por el relé (debido a que no presenta una trayectoria suave) y evitar la habilitación del módulo de bloqueo por oscilación de potencia.

El ajuste de la temporización se establece sobre la base de la máxima velocidad de cambio de la impedancia que pueda presentarse ante la ocurrencia de la doble contingencia. En función del análisis realizado se encuentra que la mayor tasa de cambio de la impedancia vista se presenta en los casos de máxima generación en el nodo San Luis y con un despacho mínimo en la central Ventanas.

A modo de referencia se detalla el ajuste del módulo de oscilación de potencia de uno de los relés, los ajustes de los restantes se realizan de forma totalmente análoga.



## Ejemplo: Ajuste módulo oscilación de potencia: Miraflores → San Pedro 110kV

La zona a bloquear de mayor extensión corresponde la zona 2, la cual presenta los siguientes ajustes:

Ajuste Zona 2				
Característica	Alcance	Ángulo	R <sub>MAX</sub>	X <sub>MAX</sub>
Mho	3,08 Ω <sub>SEC</sub> → 19,25 Ω <sub>PRI</sub>	62°	2,26 Ω <sub>SEC</sub> → 14,14 Ω <sub>PRI</sub>	2,9 Ω <sub>SEC</sub> → 18,12 Ω <sub>PRI</sub>

En base ésta información se ajustan la zona poligonal interna del esquema de bloqueo por pérdida de paso o Out of Step (OOS). En los relés SEL311C instalados en tal alimentador, esto corresponde a la zona 5.

Ajuste Zona 5 – Blinder interno			
Característica	Alcance R	Alcance X	Ángulo
Poligonal	2,72 Ω <sub>SEC</sub> → 17 Ω <sub>PRI</sub>	3,48 Ω <sub>SEC</sub> → 21,75 Ω <sub>PRI</sub>	62°

Del análisis de las simulaciones dinámicas para los casos más críticos, se seleccionan los ajustes de resistencia para el blinder externo.

Ajuste Zona 6 – Blinder externo			
Característica	Alcance R	Alcance X	Ángulo
Poligonal	4,53 Ω <sub>SEC</sub> → 28,29 Ω <sub>PRI</sub>	5,29 Ω <sub>SEC</sub> → 33,06 Ω <sub>PRI</sub>	62°

Con este ajuste de la zona 6, la máxima impedancia primaria vista será de 56 Ω<sub>PRI</sub>. Este valor representa 216MVA a tensión nominal, lo cual equivale a más del 350% de la capacidad nominal de la línea. Con esto se hace notar la substancial lejanía que presenta la zona más extensa con la impedancia de carga máxima esperada.

Ya definidas las zonas se analiza el tiempo de transito de la impedancia para la condición de mayor exigencia de donde resulta:

→ **T<sub>OOSD</sub> = 1,5 Ciclos = 30ms**

## 7.2.2 Ajustes propuestos

Basados en los criterios presentados y mediante la metodología expuesta en el ejemplo precedente, se obtienen los ajustes de los módulos de oscilación de los relés que actualmente no cuentan con esta funcionalidad. La tabla 7.2 resume estos ajustes.

**Resulta importante destacar que los ajustes presentados corresponden a las protecciones de las cuales se tiene información confiable de su existencia y ajustes asociados, en caso de encontrarse operativos relés no detallados en la tabla, que se encuentren operando en los paños mencionados, deben habilitarse en estos los módulos de bloqueo oscilación de potencia con los ajustes equivalentes a su par.**

S/E	Paños	Protecciones	Zona 2 -ajuste existente-		Módulo de bloqueo por oscilación de potencia. Características poligonales				
			Alcance [Ω <sub>PRI</sub> ]	Ángulo [°]	Zona Interna		Zona Externa		Retardo [Ciclos]
					R [Ω <sub>PRI</sub> ]	X [Ω <sub>PRI</sub> ]	R [Ω <sub>PRI</sub> ]	X [Ω <sub>PRI</sub> ]	
<b>Miraflores</b>	San Pedro L1 y L2	SEL311C	19,25	62	17,00	21,75	28,31	33,06	1,5
<b>Ventanas</b>	San Pedro L1 y L2	GE D60	20	80	14,08	23,82	23,47	33,2	1,5
<b>San Pedro</b>	Miraflores L1 y L2	SEL311C	18,74	60	17,00	21,75	28,31	33,06	1,5
	Ventanas L1 y L2	GE D60	15	80	10,56	17,86	17,6	24,9	1,5
<b>Quillota</b>	San Pedro	GE D60	2,5	76	1,86	2,95	5,43	6,53	1,5

Tabla 7.2 - Ajustes propuestos – Módulos de bloqueo por oscilación de potencia requeridos.

**En todos los casos las zonas a bloquear serán las zonas 1 y 2.**

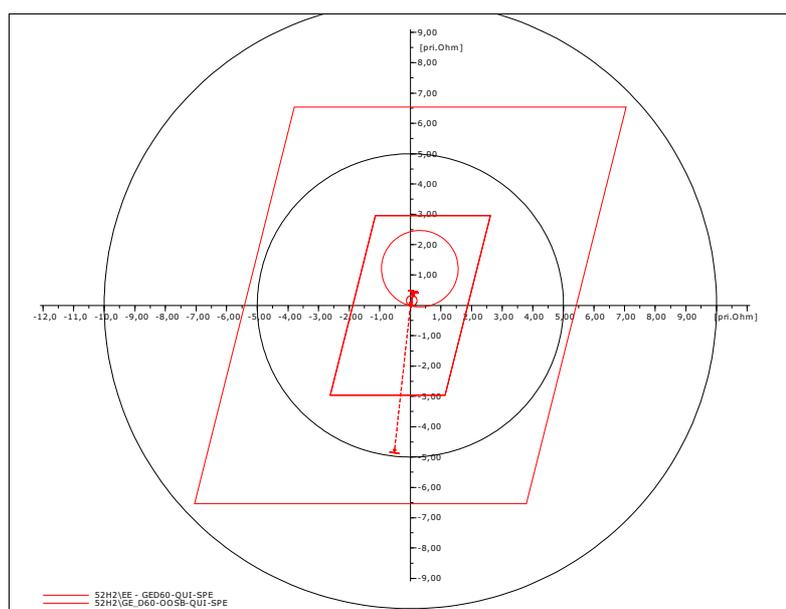


Figura 7.4 - Característica R-X relé enlace Quillota – San Pedro. Zonas y Bloqueo por oscilación de potencia



[Ir al índice](#)

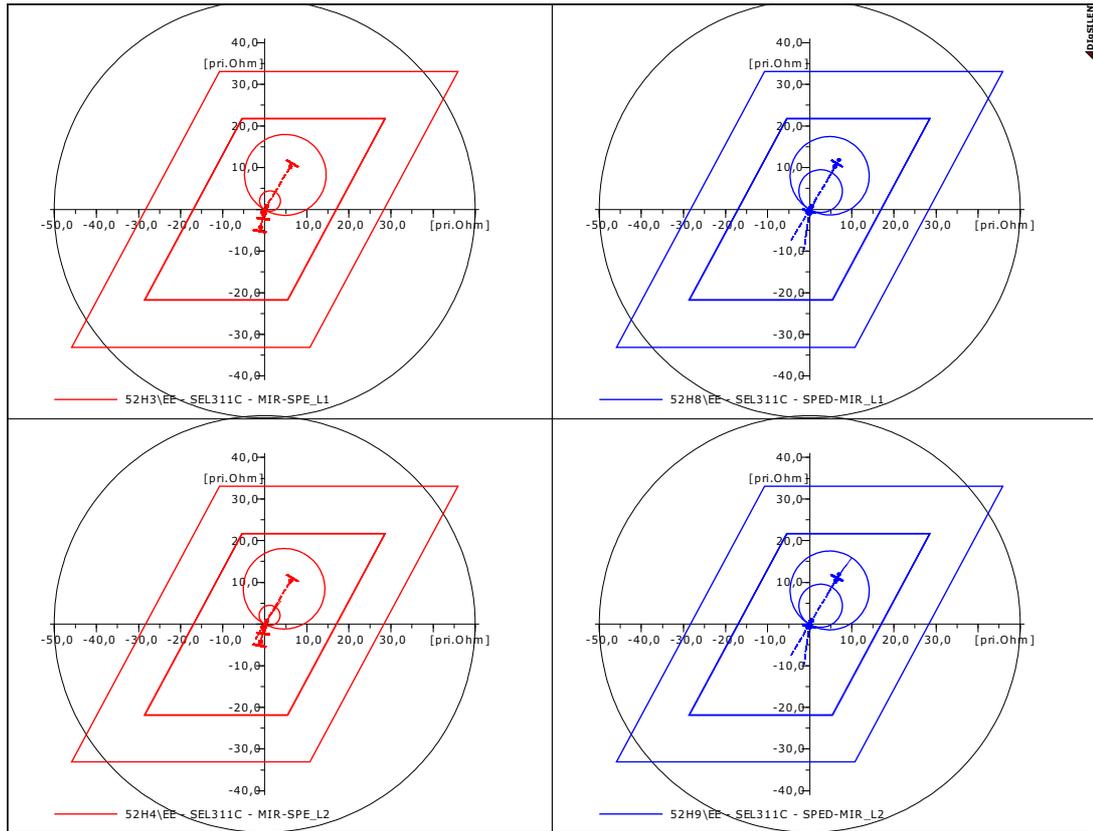


Figura 7.5 - Característica R-X relés enlaces Miraflores – San Pedro. Zonas y Bloqueo por oscilación de potencia

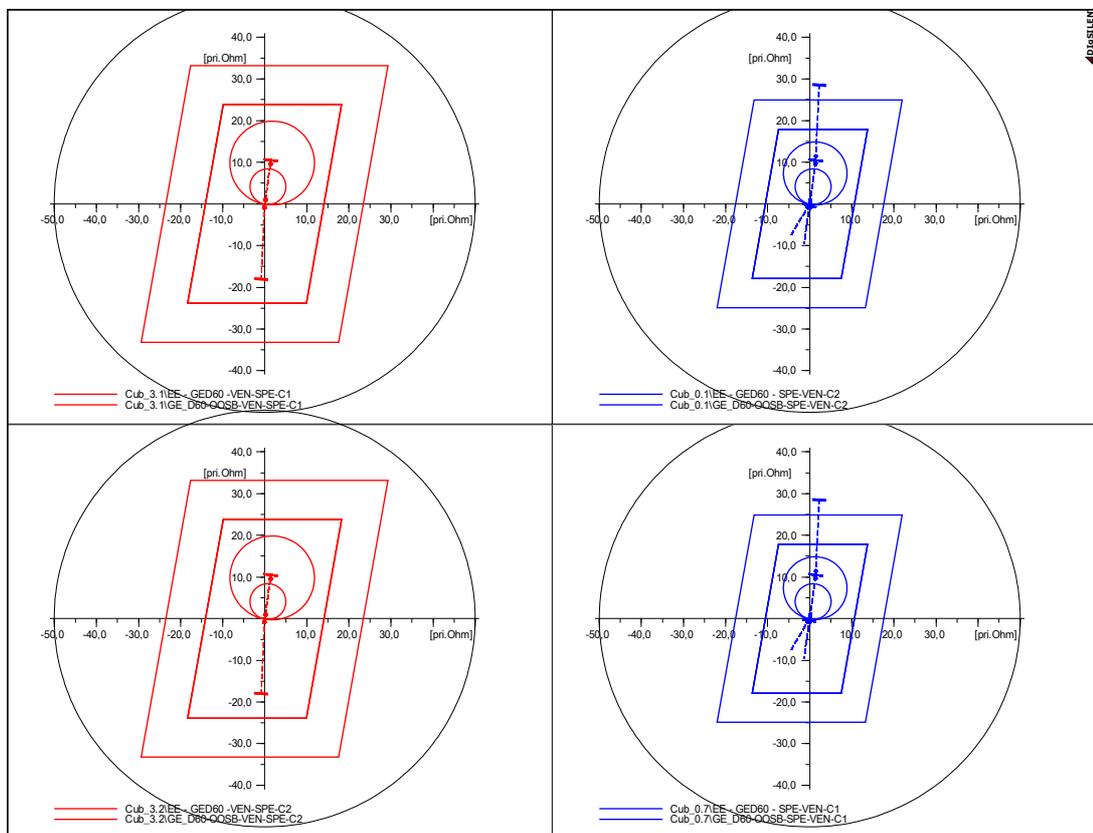


Figura 7.6 - Característica R-X relés enlaces Ventanas – San Pedro. Zonas y Bloqueo por oscilación de potencia

### 7.3 Estimación de costos de la implementación

Basados en la disponibilidad de todos los recursos propuestos para las contingencias previamente estudiadas (fases 1 y 2) los costos adicionales para el control de la falla doble San Luis – Quillota resultan mínimos:

COMPONENTE	UNITARIO	CANTIDAD	UNIDAD	TOTAL
MULTIMEDIDOR DIGITAL	USD 1.600,0	4	PZA	USD 6.400,0
MONTAJE, INTEGRACION Y P.E.S.	(*)	-	-	(*)

(\*) Se considera incluido dentro del costo de la Fase 1 de PDCE.

### 7.4 Estimación de plazos de la implementación

Siendo que los componentes a instalar se encuentran en estricta relación con los propuestos en la Fase 1 y que los cambios en las protecciones pueden ser realizados de manera paralela, se considera totalmente viable implementar esta Fase 3 del **Plan de Defensa contra Contingencias Extremas** en conjunto con la Fase 1, sin adicionar mayores retrasos a los ya planificados (informe técnico EE-ES-2011-238 – pág. 171).

Finalmente, esta Fase 3 del PDCE quedará completamente implementada cuando estén implementadas las Fases 1 y 2, por compartir recursos estabilizantes.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco