CDEC-SIC

Centro de Despacho Económico de Carga
Sistema Interconectado Central
CHILE

Estudio de Detalle para PDCE Quillota - Polpaico

INFORME FINAL

Proyecto EE-2011-009
Informe Técnico EE-ES-2011-238
Revisión A

ESTUDIOS ELECTRICOS

ISO 9001
BUREAU VERITAS Certification

FIELD TESTING AND ELECTRICAL COMMISSIONING

ISO9001:2008 Certified

15.Julio.2011

Este documento EE-ES-2011-238 fue preparado para CDEC-SIC por ESTUDIOS ELÉCTRICOS en Rosario, Santa Fe, Argentina. Para consultas técnicas respecto del contenido del presente comunicarse con:

Ing. David Perrone
Departamento de Estudios
perrone@estudios-electricos.com

Ing. Javier Vives
Departamento de Estudios
vives@estudios-electricos.com

Ing. Alejandro Musto
Coordinador de Estudios
musto@estudios-electricos.com

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

Esta es la versión 4 del presente documento. Última modificación el 19/07/2011 por David Perrone. Los cambios realizados se resumen a continuación.

Rev.	Comentario	Realizó	Revisó	Aprobó
A	Para presentar	DP/AM	DP/AM	FL

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

Ir al índice

Índice

1 Resumen Ejecutivo....5
2 Antecedentes....8
3 Objetivos....10
4 ETAPA A. Acondicionamiento de BD....12
4.1 Objetivos....12
4.2 Migración a Power Factory versión 14....13
4.2.1 Re-estructuración de la BD....14
4.2.2 Adaptación de Modelos....14
4.3 Acondicionamiento General de la BD....14
4.3.1 Incorporación de Modelos....15
4.3.2 Corrección de Modelos....19
4.3.3 Actualización de Modelos....22
5 ETAPA B. Escenarios de Estudio....24
5.1 Objetivos....24
5.2 Desarrollo....25
5.3 Control de Frecuencia....26
5.3.1 Regulación....26
5.3.2 Desconexión de Carga....27
5.4 Escenarios....27
5.4.1 Resumen....27
5.4.2 Reserva de frecuencia....34
6 ETAPA C. Definición Conceptual del Esquema....36
6.1 Objetivos....36
6.2 Criterios para la evaluación de desempeño dinámico....37
6.3 Análisis de la contingencia....40
6.3.1 Referencia....40
6.3.2 Descripción....42
6.3.3 Simulación sin PDCE....46
6.3.4 Sobrecarga en Línea Quillota – Nogales 220 kV....49
6.3.5 Protecciones del enlace Quillota-Nogales 220 kV....52
6.4 Definición del Esquema....63
6.4.1 Resumen....63
6.4.2 Desarrollo del Esquema....66
6.4.3 Evaluación del desempeño....79
6.5 Esquema Conceptual....81
6.5.1 Generalidades....81
6.5.2 Descripción del Esquema....82
6.5.3 Bloque “Cálculo de Límite Térmico”....86
6.5.4 Bloque “Cálculo de generadores a desconectar y orden de desconexión”....86
6.5.5 Iniciador de Eventos de Desconexión....87
7 ETAPA D. Verificación del Esquema / Factibilidad de Implementación....88
7.1 Objetivos....88
7.2 Verificación el esquema....89
7.2.1 Casos Extremos....89

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

Ir al índice

7.2.2 Operación Alternativa. Análisis Ventanas 106
7.2.3 Casos de Flujo Sur → Norte.....109
7.2.4 Casos Futuros.....113
8 ETAPA E. Diseño de detalle y definición de requerimientos.....119
8.1 Objetivos.....119
8.2 Esquema general.....120
8.3 Subsistema Quillota.....123
8.3.1 Funciones.....123
8.3.2 Requerimientos.....125
8.3.3 Componentes.....127
8.4 Subsistema San Luis.....128
8.4.1 Funciones.....128
8.4.2 Requerimientos.....130
8.4.3 Componentes.....133
8.5 Comunicación Quillota – San Luis.....134
8.5.1 Funciones.....134
8.5.2 Requerimientos.....135
8.5.3 Componentes.....135
8.6 Programación.....136
8.6.1 Algoritmo Conceptual.....137
8.6.2 Organización de Procesos.....139
8.6.3 Cálculo de Potencia de Corte.....140
8.6.4 Detección de la Doble contingencia.....143
8.6.5 Cálculo Potencia de Corte Post-Contingencia.....144
8.6.6 Cálculo de la Secuencia de Disparos.....146
8.6.7 Disparo de unidades y verificación de la correcta salida de servicio.....149
8.6.8 Rutinas de supervisión.....150
8.6.9 Señalizaciones y Alarmas.....150
8.7 Características mínimas del equipamiento.....151
8.7.1 Fibra óptica ADSS u OPGW.....151
8.7.2 Multiplexores de FO.....151
8.7.3 Placas de multiplexores.....152
8.7.4 Equipos de Radioenlace.....152
8.7.5 Medidores de parámetros multifunción trifásico.....153
8.7.6 Estación meteorológica.....153
8.7.7 Placas para RTU.....153
8.7.8 PLC Maestro y Esclavo.....153
8.7.9 Switches.....155
8.8 Estabilizadores de Potencia con lógica de desconexión.....156
8.9 Estimación de costos de la implementación.....157
8.10 Estimación de plazos de la implementación.....158

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

1 Resumen Ejecutivo

Referencias

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 al informe final de la primera fase de PDCE (Quillota – Polpaico 220kV), y contiene los detalles de:

- Definición de escenarios base.

  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.

  Definición de escenarios que permitan cubrir un amplio espectro de las posibles condiciones de operación, desde demandas mínimas a máximas, y desde hidrologías secas a húmedas.
- 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.
- Definición de detalle del esquema de defensa.

  A partir del esquema conceptual y en coordinación con las empresas involucradas (CDEC-SIC, GUACOLDA, TRANSELEC, COLBÚN y ENDESA) se define el esquema detallado incluyendo requerimientos, costos y plazos de ejecución de obras.

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

Una característica a resaltar es que tanto los efectos de la contingencia como los métodos propuestos para la mitigación resultan notoriamente diferentes a los analizados en estudios previos. Aquí, el doble circuito Quillota – Nogales 220 kV se considera pre- y post-contingencia cerrado. Como resultado, el sistema nunca pierde su enlace por 220 kV.

Resultados

De acuerdo al análisis realizado, luego de producida la falla y la apertura del doble circuito Quillota - Polpaico 220 kV, el problema inmediato posterior puede resumirse en una sobrecarga del doble circuito Quillota - Nogales 220 kV. En función de esto, el esquema tiene como objetivo realizar todas las acciones correctivas que restablezcan el flujo por el circuito a valores de carga razonables, minimizando los efectos adversos sobre el resto del sistema.

Se propone como Plan de Defensa contra esta Contingencia Extrema, un esquema que realice mediciones de potencia en las líneas Quillota - Polpaico 220kV y Quillota - Nogales 220kV y provoque, en función del escenario previo, un disparo secuencial temporizado de determinadas unidades de las centrales que acometen al nodo San Luis, para así limitar los niveles de sobrecarga de los circuitos Quillota - Nogales 220 kV.

Una vez ejecutadas todas las acciones propuestas, el esquema permanecerá monitoreando la carga de los circuitos Quillota - Nogales, verificando que no se sobrepasen límites establecidos de transferencia post-contingencia. Si luego de alcanzado el régimen permanente (20 segundos) se detecta que el corte de generación ha resultado insuficiente, el esquema reducirá aún más la generación en el nodo San Luis.

Adicionalmente, se propone implementar en los estabilizadores de potencia (PSS) de la central Guacolda una lógica de desconexión ante grandes perturbaciones, para permitir que la evolución post-contingencia de la tensión en la zona norte se realice de manera satisfactoria.

Esquema de Defensa

El esquema de defensa definitivo, propuesto para mitigar la doble contingencia Quillota - Polpaico 220 kV, contará con dos controladores. Un controlador (esclavo) estará ubicado en Quillota y el otro (maestro), estará ubicado en San Luis.

El controlador de Quillota será el encargado de realizar las mediciones de los niveles de carga y la detección de la falla, mientras que el controlador de San Luis deberá tomar lecturas de las potencias de las máquinas que acomenten al nodo San Luis y realizar los disparos de acuerdo a una secuencia determinada pre-contingencia.

La comunicación entre estos dos autómatas se realizará mediante un enlace principal y un enlace de respaldo. El vínculo principal utilizará la capacidad remanente del enlace existente entre

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

la S/E Quillota y la S/E San Luis. Para el enlace de respaldo se propone la construcción de un Radio Enlace.

El controlador ubicado en Quillota intercambiará información con los extremos Polpaico y Nogales, para medir niveles de carga y detectar de la contingencia con un alto nivel de confiabilidad. Esta comunicación se realizará utilizando la capacidad remanente de los enlaces existentes.

La comunicación entre las centrales Nehuenco y San Isidro, con el controlador ubicado en San Luis se realizará mediante nuevos enlaces de fibra óptica. Para el vínculo entre este controlador y la central Quinteros se emplearán los enlaces de fibra óptica y microondas (principal y de respado) existentes.

Una vez definidas las características del esquema, el estudio analiza los costos de los nuevos equipos requeridos, y de los componentes a adicionar a los equipos existentes. El costo estimado resulta de U$D 517.480,0.

Considerando adicionalmente los requerimientos de los estabilizadores a instalar en la central Guacolda, el costo total estimado de la FASE 1 DEL PLAN DE DEFENSA asciende a **U$D 726.480,0.**

Finalmente, el cronograma de obras correspondiente a la FASE 1 DEL PLAN DE DEFENSA, indica que el plazo de implementación es de **7 (siete) meses.**

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

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.

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

- 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.

En base a 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 fase 1 del Estudio PDCE: Falla y desvinculación del doble circuito de 220kV Quillota - Polpaico.

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

3 Objetivos

Los objetivos de este Estudio corresponden a:

ETAPA A

- Acondicionar la base de datos entregada por el CDEC-SIC para estudios de grandes perturbaciones, adicionando todo el modelado que se considere necesario (equipamiento actual no modelado, equipamiento en construcción y recomendado por la CNE para un horizonte de 4 años)
- Migrar la BD a versión 14, de manera de poder representar adecuadamente todas las instalaciones del sistema (ej: STATCOM),
- Adaptar la BD a la nueva filosofía de DIgSILENT versión 14,
- Verificar el correcto funcionamiento de la BD en la nueva versión de DIgSILENT,
- Verificar que la BD mantenga las mismas funcionalidades que en versión 13 (ej: análisis modal)

Se plantea como objetivo secundario optimizar la base de datos, con el fin de reducir tiempos de ejecución propios del simulador, entiéndase: tiempos asociados al manejo de escenarios (activación/desactivación), de casos de estudio, y fundamentalmente, tiempos asociados a simulaciones dinámicas de transitorios electromecánicos.

ETAPA B

- 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.**

  Los 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.

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

- 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 C

- *Analizar la contingencia.*

  Examinar la problemática post-falla en las actuales condiciones topológicas del sistema.

- *Definir conceptualmente el esquema de defensa.*

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

  Verificar que opere de manera satisfactoria en condiciones críticas, normales y de impacto nulo.

ETAPA D

- *Verificar el esquema*

  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.

- *Analizar la factibilidad de implementación*

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

ETAPA E

- *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.

- *Definición de los requerimientos específicos de instalaciones.*

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

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

4 ETAPA A. Acondicionamiento de BD

4.1 Objetivos

Los objetivos de la Etapa A corresponden a:

- acondicionar la base de datos entregada por el CDEC-SIC para estudios de grandes perturbaciones, adicionando todo el modelado que se considere necesario (equipamiento actual no modelado, equipamiento en construcción y recomendado por la CNE para un horizonte de 4 años)
- migrar la BD a versión 14, de manera de poder representar adecuadamente todas las instalaciones del sistema (ej: STATCOM),
- adaptar la BD a la nueva filosofía de DIgSILENT versión 14,
- verificar el correcto funcionamiento de la BD en la nueva versión de DIgSILENT,
- verificar que la BD mantenga las mismas funcionalidades que en versión 13 (ej: análisis modal)

Se plantea como objetivo secundario optimizar la base de datos, con el fin de reducir tiempos de ejecución propios del simulador, entiéndase: tiempos asociados al manejo de escenarios (activación/desactivación), de casos de estudio, y fundamentalmente, tiempos asociados a simulaciones dinámicas de transitorios electromecánicos.

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

4.2 Migración a Power Factory versión 14

La BD inicial corresponde a la base oficial del SIC, en formato DIgSILENT Power Factory v13.2. Esta BD fue migrada a Power Factory v14.0.519 mediante la rutina incluida en el software y posteriormente acondicionada, en dos instancias, y con objetivos diferentes.

Este capítulo corresponde a la primer instancia de acondicionamiento, y está enfocada a que la BD mantenga la misma funcionalidad que tenía en v13.2. Se verifica aquí que todos los modelos de la red resulten aptos para trabajar en la nueva versión del PowerFactory, independientemente de si el modelo representa o no la realidad.

Se encuentran enmarcados dentro de esta etapa los siguientes puntos:

- Re-estructuración de la BD (apartado 4.2.1)
- Adaptación de los modelos dinámicos (apartado 4.2.2)

Lo que motiva la migración a versión 14 es:

- Emplear las mejoras de la última actualización (versión 14) del software (se adjunta un documento donde se indican las mejoras en el software, desde la v14.0.508 hasta la v14.0.519, respecto a la antigua versión 13).
- Modelar adecuadamente los equipos de compensación de potencia reactiva, tales como CER (estatismo) y STATCOM (VSC).
- Trabajar independiente con escenarios de operación, condiciones topológicas y casos de estudio.
- Modelar obras futuras como posibles variaciones topológicas.

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

4.2.1 Re-estructuración de la BD

La base de datos ha sido estructuralmente reformulada, utilizando la nueva filosofía de trabajo de DigSILENT PF v14. En ésta se presentan básicamente cinco componentes:

- Biblioteca
- Datos de la Red
- Variaciones Topológicas
- Escenarios de Operación
- Casos de Estudio
- Herramientas adicionales

Cada uno de estos componente se encuentra ampliamente desarrollado en el documento *EE-ES-2011-072 "Acondicionamiento de BD para PDCE_revD"*, entregado adjunto a este informe.

4.2.2 Adaptación de Modelos

Con el objetivo de mantener la misma funcionalidad que tenía la BD en v13.2, específicamente relativa al análisis modal, se modifican los marcos (frames) asociados a:

- plantas de unidades generadoras,
- relés de corte de carga,
- relés de baja y sobre-frecuencia,
- MAIS, y
- SVS.

Todos los frames empleados por la BD se encuentran ahora en la sub-biblioteca: MODELOS DINÁMICOS → FRAMES. Para mayor información remitirse al documento *EE-ES-2011-072 "Acondicionamiento de BD para PDCE_revD"*

4.3 Acondicionamiento General de la BD

Como se menciona en el RESUMEN EJECUTIVO, esta instancia corresponde a un acondicionamiento propio de la BD, el cual resulta ajeno a la nueva versión del simulador. Se verifican, actualizan, corrigen y adicionan modelos a la BD, pretendiendo mejorar las representación del SIC.

Según se presenta a continuación, la BD ha sido acondicionada incorporando todo el equipamiento necesario para los estudios, a fin de representar las características actuales del SIC,

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

y futuras (horizonte de 5 años). Las obras futuras se modelan haciendo uso de las "variations", permitiendo activar o desactivar el plan de obras deseado.

La representación de cualquier condición planteada en los 4 Estudios de PDCE, sea estática o dinámica, será lograda con precisión si la incorporación de estos modelos es llevada a cabo.

4.3.1 Incorporación de Modelos

Debe mencionarse que algunos de los modelos aquí presentados ya se encontraban disponibles en la base de datos original; sin embargo, las incorporaciones corresponden a las últimas versiones de los mismos, con modelos homologados por ESTUDIOS ELÉCTRICOS SRL. Entiéndase por modelo homologado, una representación precisa del comportamiento de cada generador, regulador, o compensador, individualmente identificado en base a ensayos en campo.

Por otra parte, los modelos del STATCOM de Cerro Navia y del CER de Polpaico han sido suministrados por el fabricante, sin ensayos de homologación. Siendo que los tiempos de simulación se multiplican (hasta 3 veces) con la incorporación de estos modelos, ESTUDIOS ELECTRICOS generó modelos equivalentes, cuyas respuestas se ajustan a las presentadas por el fabricante. Un análisis de este aspecto puede encontrarse en el documento *EE-ES-2011-072 "Acondicionamiento de BD para PDCE_revD"*, donde se detallan las consideraciones del modelado de cada uno de estos elementos de compensación.

Modelos Estáticos

Representación del sistema actual

1. CCEE Polpaico: 100MVAr; 220kV
2. CCEE Cerro Navia: 50MVAr, 220kV
3. CCEE Alto Jahuel: 50MVAr, 220kV
4. CER Polpaico: +110 / -70 MVAr; control con estatismo en Polpaico 220kV
5. STATCOM Cerro Navia: +140 / -65 MVAr; control con estatismo en Cerro Navia 220kV
6. Doble circuito Polpaico – Nogales 220 kV (realizado en base a información suministrada por TRANSELEC S.A.)

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

Representación del sistema futuro (horizonte de 5 años)

Se incorporan las obras definidas en el informe definitivo de precios de nudo correspondiente a Octubre de 2010, emitido por la CNE. Se incorporan las siguientes obras, definidas como obras en construcción y obras recomendadas:

FECHA DE ENTRADA		OBRAS **EN CONSTRUCCIÓN** DE GENERACIÓN	POTENCIA [MW]
MES	AÑO		
octubre	2010	Central Hidroeléctrica Confluencia	159
diciembre	2010	Central Hidroeléctrica Licán	17
febrero	2011	Turbina Diesel Campanario IV CC	60
julio	2011	Central Térmica Los Colorados II	9
agosto	2011	Central Carbón Santa María	343
octubre	2011	Chacayes	106
octubre	2011	Masisa	11,1
octubre	2011	Central Carbón Bocamina 02	342
marzo	2012	Rucatayo	60
abril	2012	Central Hidroeléctrica Laja I	36,8
julio	2012	Central Carbón Campiche	242
marzo	2013	Angostura	316
abril	2013	Central Hidroeléctrica San Pedro	144
FECHA DE ENTRADA		OBRAS **EN CONSTRUCCIÓN** DE TRANSMISIÓN	POTENCIA [MVA]
MES	AÑO		
octubre	2010	Cambio de conductor línea A. Jahuel - Chena 220 kV (Circuito 1)	400
febrero	2011	Línea Nogales - Polpaico 2x220 kV	2 x 1500
febrero	2011	Subestación Polpaico: Instalación segundo autotransformador 500/220 kV	750
abril	2011	Cambio de conductor línea A. Jahuel - Chena 220 kV (Circuito 2)	400
octubre	2011	Tramo de línea Chena - Cerro Navia 2x220 kV: cambio de conductor	2 x 400
enero	2012	Línea Ancoa - Polpaico 1x500 kV: seccionamiento	-
enero	2012	Línea de entrada a A. Jahuel 2x500 kV	2 x 1800
abril	2012	Subestación Cerro Navia: Instalación equipos de control de flujos	2 x 350
febrero	2013	Línea Tinguiririca – Punta de Cortés 154 kV: Cambio de Conductor	2 x 198
julio	2013	Línea Ancoa - A. Jahuel 2x500 kV: primer circuito	1400
FECHA DE ENTRADA		OBRAS **RECOMENDADAS** DE TRANSMISIÓN	POTENCIA [MVA]
MES	AÑO		
abril	2013	Subestación Charrúa: Instalación tercer autotransformador 500/220 kV	750
agosto	2014	Transformación 154 - 220 kV Sistema Alto Jahuel - Itahue	-
febrero	2015	Línea Charrúa - Ancoa 2x500 kV: primer circuito	1300

Todas las obras futuras se modelan dentro de variaciones; las obras en construcción se modelan dentro de la variación "TOPOLOGIAS previstas con obras en constr", las obras recomendadas se modelan dentro de la variación "TOPOLOGIAS previstas con obras recomend".

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

Modelos Dinámicos

Modelos homologados

Todos los modelos aquí presentados corresponden a homologaciones realizadas por ESTUDIOS ELECTRICOS, en base a ensayos en campo.

1. Controlador de CER Maitencillo
2. Controlador de CER Pan de Azúcar 1 y 2
3. Controlador de CER Puerto Montt
4. Generadores y Reguladores de las cuatro unidades de Guacolda
    1. Regulador de Tensión
    2. Estabilizador de Potencia
    3. Limitadores (OEL y UEL)
5. Generador y Reguladores de la unidad Nueva Ventanas
    1. Regulador de velocidad
    2. Regulador de Tensión
    3. Estabilizador de Potencia
    4. Limitadores (OEL y UEL)
6. Generador y Reguladores de la unidad Laguna Verde TG
    1. Regulador de Tensión
7. Generadores y Reguladores de las unidades Quintero, TG1 y TG2
    1. Regulador de velocidad
    2. Regulador de Tensión
    3. Estabilizador de Potencia
    4. Limitadores (OEL y UEL)
8. Reguladores de las cuatro unidades de El Toro
    1. Regulador de Tensión
    2. Estabilizador de Potencia
    3. Limitadores (OEL y UEL)
9. Generador y Reguladores de la unidad Los Pinos
    1. Regulador de velocidad
    2. Regulador de Tensión
    3. Estabilizador de Potencia
    4. Limitadores (UEL)

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

Modelos NO homologados

Los modelos aquí presentados corresponden a modelos equivalentes, construidos en base a información del fabricante, o del ente operador.

Controlador de STATCOM Cerro Navia

Como se menciona en el capítulo 4.3.1, el modelo del STATCOM de Cerro Navia ha sido suministrado por el fabricante, sin ensayos de homologación. Siendo que los tiempos de simulación se multiplican (hasta 3 veces) con la incorporación de este modelo, ESTUDIOS ELECTRICOS generó un modelo equivalente, optimizado, cuyas respuestas se ajustan a las presentadas por el fabricante.

Al igual que el modelo original, el nuevo control del STATCOM resulta de tipo PI (control proporcional + integral), con los limitadores y el "droop" necesario. La diferencia principal se encuentra en la variable de control: si bien ambos modelos controlan tensión en un nodo pre-definido, el modelo original lo hace operando sobre las tensiones de eje directo y cuadratura del VSC, y el modelo nuevo lo hace mediante la corriente de eje cuadratura, acelerando los tiempos de cálculo y procesamiento.

Los límites del control se realizan en base a valores de corriente del lado de alta tensión del transformador, según lo especifica el fabricante. Cuando la corriente reactiva supere los niveles ajustados (-0,65/+1,4pu), el control buscará reducir el aporte del STATCOM con una constante de tiempo de 10 segundos.

Controlador de CER Polpaico

Como se menciona en el capítulo 4.3.1, el modelo del CER de Polpaico ha sido suministrado por el fabricante, sin ensayos de homologación. Siendo que los tiempos de simulación se multiplican (hasta 3 veces) con la incorporación de este modelo, ESTUDIOS ELECTRICOS generó un modelo equivalente, con las mismas características que el CER de Puerto Montt, cuyas respuestas se ajustan a las presentadas por el fabricante.

En el documento *EE-ES-2011-072 "Acondicionamiento de BD para PDCE_revD"*, se muestra una comparación de las respuestas del modelo provisto por el fabricante, con el equivalente desarrollado por ESTUDIOS ELECTRICOS.

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

4.3.2 Corrección de Modelos

Modelos Estáticos

De manera complementaria a las incorporaciones introducidas, se realizan las siguientes modificaciones de menor relevancia en el modelado de la red:

- Ajuste de las corrientes de magnetización de transformadores.

  Se ajustan los niveles de corriente de vacío en todos los transformadores que presentan valores de pérdidas activas, en kW.

- Cambio de parámetros en transformadores de Quillota y Ventanas.

  Se modifican parámetros de impedancia de los transformadores de Quillota y Ventanas 220/110kV. La BD original cuenta con parámetros de secuencia homopolar no consistentes.

- Cambio de parámetros en el doble circuito San Luis - Quillota 220kV

  Se modifican los parámetros de impedancia y de capacidad térmica de este doble circuito, según información detallada en el documento "empresas_transmisoras.xls" disponible en la página web del CDEC-SIC.

- Cambio de parámetros en el doble circuito Batuco – Tap Batuco 110kV

  Se modifican los parámetros de capacidad térmica de este doble circuito, según información detallada en el documento "empresas_distribuidoras.xls" disponible en la página web del CDEC-SIC.

- Cambio de parámetros en transformadores y barras de Central Guacolda

  Se modifican las tensiones nominales de las barras de generación, las tensiones nominales de los transformadores elevadores y el porcentaje de incremento de tensión de los topes de estos transformadores, cuando corresponda, según el documento "empresas_generadoras.xls" disponible en la página web del CDEC-SIC.

NOMBRE	CAPACIDAD NOMINAL	TENSIONES NOMINALES		CARACTERÍSTICAS DEL TAP				
				RANGO DE REGULACIÓN		TAP DE OPERAC. NORMAL	TAP CENTRAL	RELACIÓN VOLTAJES/TAP
	[MVA]	AT	BT	MIN	MAX			
Guacolda 220/13.8kV_176.5MVA_1 (ET02G011SE001G011)	176,50	242,0	13,8	0	4	1	2	2,50
Guacolda 220/13.8kV_176.5MVA_2 (ET01G011SE001G011)	176,50	242,0	13,8	0	4	1	2	2,50
Guacolda 220/13.8kV_176.5MVA_3 (ET03G011SE001G011)	180,00	242,0	13,3	0	8	0	4	3,03
Guacolda 220/13.8kV_180MVA_4 (ET04G011SE001G011)	180,00	242,0	14,5	0	8	0	4	3,03

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

Modelos Dinámicos

AVR San Isidro 2

Analizando los modelos dinámicos de las unidades con aporte en San Luis, se detectó un error en las ecuaciones internas del regulador de tensión de la unidad San Isidro 2, el cual se ha corregido según se indica en el documento *EE-ES-2011-072 "Acondicionamiento de BD para PDCE_revD"*.

AVR Nehuenco 1 TG

A su vez, los límites del regulador de tensión en la unidad Nehuenco 1 TG también presenta un error, el cual se soluciona tal como se indica en el documento *EE-ES-2011-072 "Acondicionamiento de BD para PDCE_revD"*.

Esquema de MAIS

El modelado del esquema de MAIS ha sido realizado según información proporcionada por el CDEC-SIC:

Cuadro 5: Calibraciones de los umbrales de tensión y temporizaciones asociadas de los automatismos MAIS de Transelec[1] [2] [7]

	DESENGANCHE DE INDUCTANCIAS					ENGANCHE DE INDUCTANCIAS	
	Umbral de bajo voltaje [3] [4]		Umbral de caída de tensión (ΔV) [5]			Umbral de sobretensión [3] [6]	
	S01X (pu) T01X (s)	S02X (pu) T02X (s)	SH1X (pu) TH1X (s)	SH2X (pu) TH2X (s)	SH3X (pu) TH3X (s)	SU1X (pu) TU1X (s)	SU2X (pu) TU2X (s)
POLPAICO	**0.95 9.0**	**0.95 13.0**	**-0.04 9.0**	**-0.04 13.0**	**-0.07 1.6**	**1.05 9.0**	**1.07 1.6**
A. JAHUEL	0.95 10.0	0.95 **14.0**	-0.04 10.0	-0.04 **14.0**	-0.07 1.8	1.05 10.0	1.07 1.8
ANCOA	0.95 11.0	0.95 **15.0**	-0.04 11.0	-0.04 **15.0**	-0.07 2.0	1.06 11.0	1.07 2.0
CHARRÚA	0.95 12.0	0.95 **16.0**	-0.04 12.0	-0.04 **16.0**	-0.07 2.2	1.05 12.0	1.07 2.2

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

Cuadro 8: Prioridad de las inductancias a maniobrarse por los automatismos MAIS de Transelec [1] [3]

Subestación	Número de la inductancia en un esquema unifilar	Línea asociada (o conjunto de barra)	Identificación MAIS	Prioridad
A. JAHUEL	Reactor No 1	500 kV Ancoa 1	XLA	2
	Reactor No 2	500 kV Polpaico	XLB	1
	Reactor No 1 [2]	Conjunto de barro 220 kV	XLC	3
ANCOA	Reactor No 1	500 kV A.Jahuel 1	XLA	1
	Reactor No 2	500 kV Polpaico	XLB	3
	Reactor No 3	500 kV Charrúa 1	XLC	4
	Reactor No 4	500 kV Charrúa 2	XLD	2
	Reactor No 1 [2]	Conjunto de barra 220 kV	XLE	5
CHARRÚA	Reactor No 1	500 kV Ancoa 1	XLA	1
	Reactor No 2	500 kV Ancoa 2	XLB	2
POLPAICO	Reactor No 1	500 kV Ancoa	XLA	2
	Reactor No 2 [2]	Conjunto de barra 500 kV	XLB	1

Relé de frecuencia

Por la forma en que están modelados los relés de corte de carga (sin filtros de frecuencia), las simulaciones de fallas y/o desvinculaciones, deben ser cuidadosamente diseñadas. La mayoría de las fallas que se simulan en DIgSILENT generan en el momento de la perturbación, grandes variaciones instantáneas de frecuencia. Esto generaría la actuación incorrecta del esquema de DAC y por lo tanto, una respuesta irreal del resto del sistema.

A fin de evitar estas actuaciones incorrectas, se realizan modificaciones en la medición de frecuencia (se incorpora un filtro pasa-bajos de 20ms) y se consideran tiempos de detección de la condición de sub-frecuencia y tiempos de accionamiento de interruptores, pretendiendo plantear una condición más realista. Estas modificaciones, y la respuesta final de la frecuencia, pueden verse en el documento *EE-ES-2011-072 "Acondicionamiento de BD para PDCE_revD"*.

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

4.3.3 Actualización de Modelos

Esquema de DAC

En conjunto con el departamento de Estudios de Sistemas Eléctricos del CDEC-SIC, se ha realizado un nuevo modelo del Esquema de desconexión automática de carga por sub-frecuencia, en dos aspectos:

- se ha mejorado el modelo del relé, asignando filtros de medición, tiempos de actuación de interruptor, y contemplando escalones con posibilidad de actuación por gradiente o valor absoluto, según lo primero que ocurra.
- Se han adicionado nuevas cargas al esquema, y actualizado las ya existentes, empleando como base el estudio de EDAC 2009-2010 [1].

Ambas actualizaciones se presentan en detalle en el documento *EE-ES-2011-072 "Acondicionamiento de BD para PDCE_revD"*

Modelo

Además de contener el filtro de frecuencia presentado en el capítulo 4.3.2, "Relé de frecuencia", el nuevo modelo de EDAC adiciona la posibilidad de ajustar un escalón de corte por gradiente o por valor absoluto, según lo primero que ocurra.

Cargas asociadas al Esquema

Se realizó una asociación de cargas, donde cada una de las cargas del Estudio de EDAC (ESTUDIO ESQUEMAS DE DESCONEXIÓN AUTOMÁTICOS DE CARGA 2009-2010) quedaron relacionadas con sus correspondientes representaciones en DIgSILENT.

Corte de Carga a realizar por Relé

Una vez relacionadas las cargas en DIgSILENT con las cargas del Estudio de EDAC 2009-2010, la potencia de corte asignada a cada uno de los escalones de los relés de corte de carga corresponden a las allí informadas.

Escalado de la Demanda de EDAC

La identificación de las cargas realizada, contempla el modelado y distribución actual de la demanda en la base de datos del simulador. Esta nueva condición impide relacionar directamente los consumos informados en el estudio de EDAC con los consumos de la base de datos del 2009, imposibilitando obtener porcentajes de corte de carga sobre cada una de las demandas del sistema.

Por lo mencionado en el párrafo anterior, se considera que el crecimiento de los niveles de corte de carga resulta similar al crecimiento de la demanda. El procedimiento para obtener el incremento de la potencia de corte asociada a cada escalón se resume en los siguientes puntos:

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

1. Se comparan los niveles de demanda de clientes industriales y residenciales de las Bases de Datos del CDEC-SIC para Octubre de 2009 y Marzo 2011. Esta última BD contempla la nueva distribución de demandas.
2. A partir de la comparación del punto 1 se determinan los factores de escala a aplicar sobre los escalones de DAC.
3. A partir de las potencias informadas para cada escalón se aplica el incremento dado por el factor de escala obtenido.
4. Los porcentajes de corte sobre cada una de las cargas del esquema se calcula para Demanda Alta, manteniéndose los mismos porcentajes para escenarios de demanda media y baja.

Los factores de incremento obtenidos se detallan en la siguiente tabla:

SCALING FACTOR	
I	R
1,18	1,07

Relés de Frecuencia de Generadores

Se actualizan, además, relés de sobre- y sub-frecuencia de unidades generadoras. En el documento *EE-ES-2011-072 "Acondicionamiento de BD para PDCE_revD"* se especifican en detalle los ajustes de frecuencia y tiempos de actuación.

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

5 ETAPA B. Escenarios de Estudio

5.1 Objetivos

Los objetivos de la Etapa B corresponden 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.

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

5.2 Desarrollo

El desarrollo de los escenarios de estudio se realiza tomando como referencia escenarios reales de la operación del año 2010 que presenten características sobresalientes en cuanto a los despachos de las unidades de generación y flujo de potencia por las líneas afectadas por la contingencia.

Como punto de partida se seleccionan escenarios de hidrología seca, donde se presentan altos despachos en las centrales asociadas a la barra San Luis y la central Ventanas. De esta manera los flujos por los enlaces Quillota – Polpaico 220 kV y Quillota – Nogales 220 kV resultan maximizados, así como también la necesidad de recursos para afrontar la contingencia.

Los niveles de demanda para los escenarios base se adoptan equivalentes a los presentados en la BD oficial del CDEC-SIC para marzo 2011. Para los escenarios futuros la demanda se ajusta considerando las tasas de crecimiento según previsión de la demanda, detalladas en el informe de precio de nudo con fecha octubre 2010.

En función de estos escenarios iniciales se desarrollan escenarios alternativos que permitan verificar la correcta operación del esquema en un amplio espectro de condiciones operativas. Los escenarios alternativos se construyen a partir de los escenarios base, mediante modificaciones tales como cambios hidrológicos, niveles de reserva para regulación de frecuencia, operación de determinadas centrales, condiciones futuras, entre otras.

El siguiente esquema detalla amplio el espectro de escenarios analizados junto con las variaciones analizadas en cada uno de estos. En los apartados posteriores se especifican las características de cada uno de estos escenarios de estudio.

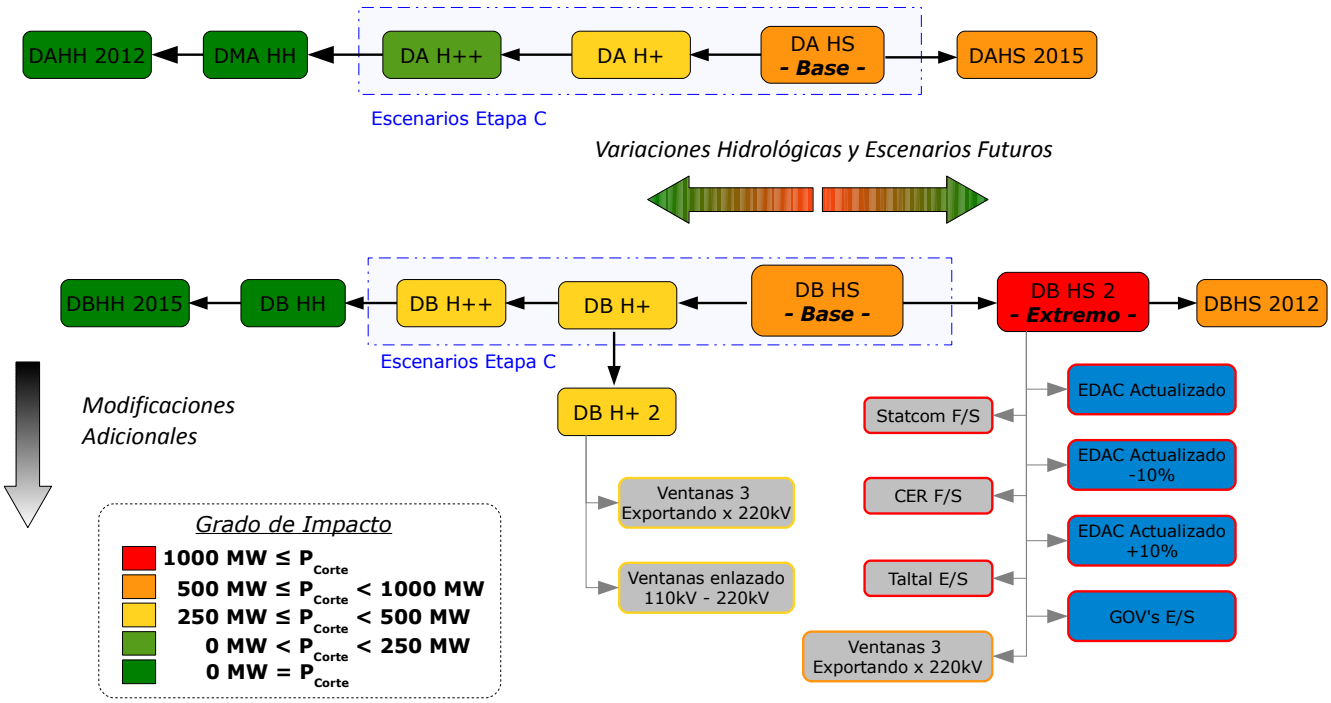


Figura 5.1 - Escenarios de Estudio

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

5.3 Control de Frecuencia

5.3.1 Regulación

Para todos los casos analizados, el control de frecuencia se modela mediante la configuración UNIDAD REGULADORA + UNIDADES COLABORADORAS.

Las unidades que participan de este control de frecuencia se listan a continuación:

UNIDAD	DESPACHO	COTA BAJA [MW]	COTA ALTA [MW]
Antuco U1	DEPENDE DE CADA ESCENARIO	150,0	155,0
Antuco U2		150,0	155,0
Canutillar U1		75,0	85,0
Canutillar U2		75,0	85,0
Colbún U1		250,0	250,0
Colbún U2		250,0	250,0
Machicurá U1		53,2	53,2
Machicurá U2		53,2	53,2
El Toro U1		110,0	110,0
El Toro U2		110,0	110,0
El Toro U3		110,0	110,0
El Toro U4		110,0	110,0
Pangue U1		220,0	225,0
Pangue U2		220,0	225,0
Pehuenche U1		270,0	270,0
Pehuenche U2		270,0	270,0
Ralco U1		381,0	381,0
Ralco U2		381,0	381,0
Rapel U1		70,0	75,0
Rapel U2		70,0	75,0
Rapel U3		70,0	75,0
Rapel U4		70,0	75,0
Rapel U5		70,0	75,0

Tabla 5.1 - Generadores participantes del control de frecuencia.

En la búsqueda de una condición pesimista en la regulación de frecuencia, el diseño y la verificación del esquema en los diversos escenarios se realiza considerando E/S sólo los reguladores de velocidad de las unidades presentadas en la tabla 5.1. Para el caso más extremo (DBHS 2) se analiza la recuperación de la frecuencia considerando los restantes reguladores de velocidad modelados E/S.

La unidad reguladora es en todos los casos Antuco 1.

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

5.3.2 Desconexión de Carga

El Esquema de Desconexión Automático de Carga (EDAC) se adopta inicialmente igual al modelado el la base de datos oficial correspondiente a marzo de 2011. Este modelo se utiliza para la primera parte de análisis de la contingencia y diseño conceptual del esquema.

Entendiendo la importancia que presenta el modelado de los cortes de carga por baja frecuencia en la respuesta real, en coordinación con el CDEC-SIC, se decide actualizar los modelos de EDAC representados en la base de datos. Estos modelos actualizados son utilizados para la etapa de verificación (Etapa D).

5.4 Escenarios

5.4.1 Resumen

Los escenarios utilizados para el diseño del esquema corresponden inicialmente a condiciones de alto impacto con posteriores comprobaciones en escenarios de impacto medio o nulo.

Los casos de estudio de mayor impacto corresponden a condiciones de baja hidraulicidad donde se presentan altos despachos en las unidades que acometen al nodo San Luis y en la central Ventanas. Se utilizan como condición de partida los dos escenarios presentados en la Tabla 5.3. En el documento anexo se puede observar el despacho de las unidades de mayor relevancia, junto con flujo de potencia en la red troncal para estos casos.

Los escenarios de menores impacto corresponden básicamente a mejores condiciones hidrológicas, donde la generación en el nodo San Luis resulta menor al caso base.

Escenarios de Verificación

En función de las observaciones presentadas por los involucrados, luego de la presentación del análisis de la falla y el diseño conceptual del esquema, se decide probar el plan de defensa ante condiciones extremas, condiciones inocuas, escenarios futuros y con diversas modificaciones adicionales.

Escenario extremo

El escenario extremo Demanda Baja Hidrología Seca 2 se construye partiendo del escenario base Demanda Baja Hidrología Seca. Básicamente, se maximiza la generación despachada en el nodo San Luis hasta la que el enlace Quillota – Nogales alcance el 100 % de carga y se reduce la generación hidráulica de forma tal que la reserva rodante llegue a 350 MW.

En esta condición la transferencia por el enlace Quillota – Polpaico 220 kV haciende a 988 MW lo cual resulta sumamente cercano al límite de 1004,8 MW indicado en las observaciones realizadas por Transelec para los escenarios 2012 (Polpaico – Nogales E/S).

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

Escenarios de flujo Polpaico → Quillota

Para analizar la inmunidad del esquema propuesto inicialmente y enventualmente proponer recursos alternativos, se analiza la respuesta el sistema para casos en donde la doble contingencia se produce cuando el enlace Quillota – Polpaico presenta un flujo inverso (maximizado) al sentido originalmente contemplado. Esto sucede, básicamente, ante condiciones de muy alta hidraulicidad.

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 actuales. Para estos casos futuros se analizan, también, condiciones de alta criticidad (hidrología seca) e impacto nulo (hidrología húmeda).

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 octubre 2010. En la siguiente tabla se resumen la metodología y los parámetros de ajuste.

Fechas	Clientes Libres	Clientes Regulados
Mar2011-Dic2011	10,4% x 9/12	5,0% x 9/12
Ene2012-Jul2012	8,1% x 7/12	5,2% x 7/12
Total Mar2011-Jul2012	**12,53%**	**6,78%**
Ene2012-Dic2012	8,10%	5,20%
Ene2013-Dic2013	7,20%	5,30%
Ene2014-Dic2014	6,80%	5,30%
Ene2015-Mar2015	6,70% x 3/12	5,20% x 3/12
Total Mar2011-Mar2015	**36,60%**	**24,75%**

Tabla 5.2 - Aumento de la demanda en casos Futuros

Respecto a los cortes de carga se mantienen los mismos mismos porcentajes por demanda asignada al EDAC.

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

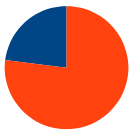
características operativas / Escenarios	Demanda Baja Hidrología Seca Escenario Base - Caso Clave de estudio	Demanda ALta Hidrología Seca Escenario Base
Demanda bruta SIC (demanda neta + pérdidas)	4175 MW	6582 MW
Generación en S/E San Luis (Nehuenco, San Isidro y Quinteros)	1366 MW ; 210 MVAr	1452 MW ; 323 MVAr
Generación Ventanas (Ventanas I, Ventanas II y Nueva Ventanas)	584 MW ; 167 MVAr	604 MW ; 124 MVAr
Generación Guacolda (Guacolda 1 a 4)	597 MW ; 16 MVAr	602 MW ; 55 MVAr
Generación en S/E Renca (Renca Carbón y Nueva Renca)	328 MW ; 3 MVAr (Nueva Renca)	330 MW ; 64 MVAr (Nueva Renca)
Tranferencia Quillota → Polpaico 220 kV (Doble circuito)	900 MW ; 31 MVAr	800 MW ; 74 MVAr
Tranferencia Quillota → Nogales 220 kV (Doble circuito)	414 MW ; -50 MVAr (carga: 91%)	437 MW ; -36 MVAr (carga: 94%)
Transferencia a Quillota 110 kV (Medición en transformadores 220kV/110 kV)	-80MW ; 36 MVAr (carga: 30%)	-15 MW ; 48 MVAr (carga: 17%)
Transferencia a Agua Santa 110 kV (Medición en transformador 220kV/110 kV)	-23MW ; 2 MVAr (carga: 8%)	44 MW ; 38 MVAr (carga: 20%)
Transferencia Polpaico → C. Navia 220kV (medición en Polpaico 220kV)	510MVA	485MVA
Reserva para regulación de frecuencia (esquema unidad piloto y colaboradoras)	566 MW	511 MW
Proporción de Despacho	23 % Hidráulico ; 77% Térmico 	44 % Hidráulico ; 56% Térmico
INFORMACIÓN DE REFERENCIA	*Despacho similar valle 17 DE AGOSTO DE 2010.* *Demanda BD del CDEC-SIC para marzo 2011.* *EDAC conforme a BD del CDEC-SIC para marzo 2011.*	*Despacho semejante a BD del CDEC-SIC para marzo 2011. Niveles de demanda y de acuerdo a información provista por el CDEC-SIC.*
CARACTERÍSTICAS PARTICULARES	***ESCENARIO DE DISEÑO DEL PDCE*** *Escenario de altas transferencias por los enlaces Qui–Pol y Quil–Nog. El 47% de la demanda se alimenta desde San Luis y Ventanas. El impacto de la contingencia resulta sumamente alto. Se analizan aquí la mayoría de las perturbaciones.*	***ESCENARIO DE DISEÑO DEL PDCE*** *En comparación con el escenario de demanda baja, en este caso es posible aumentar levemente la generación inyectada desde el nodo San Luis ya que aumenta la transferencia a la red costa.*

Tabla 5.3 - Resumen Escenarios de Alto Impacto

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

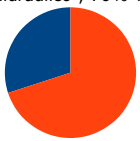
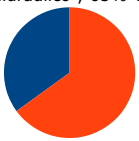
Características operativas / Escenarios	Demanda Baja Hidrología Seca **Escenario H+**	Demanda Baja Hidrología Seca **Escenario H++**	Demanda Alta Hidrología Seca Escenario H+	Demanda Alta Hidrología Media Escenario H++
Demanda bruta SIC (demanda neta + pérdidas)	4163 MW	4160 MW	6594 MW	6593 MW
Generación en S/E San Luis (Nehuenco, San Isidro y Quinteros)	978 MW ; 214 MVAr	738 MW ; 173 MVAr	1097 MW ; 270 MVAr	743 MW ; 138 MVAr
Generación Ventanas (Ventanas I, Ventanas II y Nueva Ventanas)	584 MW ; 112 MVAr	584 MW ; 114 MVAr	604 MW ; 126 MVAr	604 MW ; 130 MVAr
Generación Guacolda (Guacolda 1 a 4)	597 MW ; 29 MVAr	597 MW ; 29 MVAr	602 MW ; 68 MVAr	597 MW ; 63 MVAr
Generación en S/E Renca (Renca Carbón y Nueva Renca)	328 MW ; 8 MVAr (Nueva Renca)	328 MW ; 10 MVAr (Nueva Renca)	330 MW ; 66 MVAr (Nueva Renca)	330 MW ; 61 MVAr (Nueva Renca)
Tranferencia Quillota → Polpaico 220 kV (Doble circuito)	647 MW ; 10 MVAr	493 MW ; 11 MVAr	569 MW ; 70 MVAr	345 MW ; 58 MVAr
Tranferencia Quillota → Nogales 220 kV (Doble circuito)	296 MW ; -57 MVAr (carga: 66%)	224 MW ; -52 MVAr (carga: 50%)	330 MW ; -31 MVAr (carga: 71%)	224 MW ; -31 MVAr (carga: 49%)
Transferencia a Quillota 110 kV (Medición en transformadores 220kV/110 kV)	-86MW ; 85 MVAr (carga: 61%)	-91MW ; 84 MVAr (carga: 41%)	-33MW ; 42 MVAr (carga: 18%)	-33MW ; 42 MVAr (carga: 18%)
Transferencia a Agua Santa 110 kV (Medición en transformador 220kV/110 kV)	-33MW ; 40 MVAr (carga: 17%)	-40MW ; 40 MVAr (carga: 19%)	-22MW ; 46 MVAr (carga: 17%)	-22MW ; 37 MVAr (carga: 14%)
Transferencia Polpaico → C. Navia 220kV (medición en Polpaico 220kV)	416MVA	358MVA	472 MVA	280 MVA
Reserva para regulación de frecuencia (esquema unidad piloto y colaboradoras)	534 MW	586 MW	606 MW	552 MW
Proporción de Despacho	30 % Hidráulico ; 70% Térmico 	35 % Hidráulico ; 65% Térmico 	50 % Hidráulico ; 50% Térmico	54 % Hidráulico ; 46% Térmico
INFORMACIÓN DE REFERENCIA	*Cambios respecto al caso BASE* *Generador Bocamina E/S* *Generadores El Toro 2-3 E/S* *CC San Isidro II F/S*	*Cambios respecto al caso BASE* *Generador Bocamina E/S* *Generadores El Toro 2-3 E/S* *Generador Pehuenche 1 E/S* *Generador Quintero TG1A F/S* *Generador Quintero TG1B F/S* *CC San Isidro II F/S*	*Cambios respecto al caso BASE* *Generador Colbun 2 E/S* *Generadores El Toro 3-4 E/S* *CC Nehuenco I F/S*	*Cambios respecto al caso BASE* *Generador Colbun 2 E/S* *Generadores El Toro 3-4 E/S* *CC Nehuenco I F/S* *Generador PetroPower E/S* *Generadores Rapel 3-4-5 E/S* *CC San Isidro I F/S*
CARACTERÍSTICAS PARTICULARES	***ESCENARIO DE VERIFICACIÓN DEL PDCE*** *Escenario de impacto medio. Se disminuye el monto de generación en San Luis incrementado el despacho hidráulico del sistema. Esta condición permite verificar la actuación del PDCE ante menores transferencias por el vínculo Quillota-Polpaico 220kV.*	***ESCENARIO DE VERIFICACIÓN DEL PDCE*** *Escenario de impacto bajo. Se disminuye el monto de generación en San Luis incrementado el despacho hidráulico del sistema. Esta condición permite verificar la actuación del PDCE ante menores transferencias por el vínculo Quillota-Polpaico 220kV.*	***ESCENARIO DE VERIFICACIÓN DEL PDCE*** *Escenario de impacto medio. Se disminuye el monto de generación en San Luis incrementado el despacho hidráulico del sistema. Esta condición permite verificar la actuación del PDCE ante menores transferencias por el vínculo Quillota-Polpaico 220kV.*	***ESCENARIO DE VERIFICACIÓN DEL PDCE*** *Escenario de impacto bajo. Se disminuye el monto de generación en San Luis incrementado el despacho hidráulico del sistema. Esta condición permite verificar la actuación del PDCE ante menores transferencias por el vínculo Quillota-Polpaico 220kV.*

Tabla 5.4 - Resumen Escenarios de Medio y Bajo

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

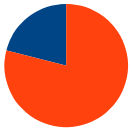
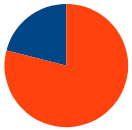
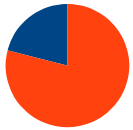
Características operativas / Escenarios	Demanda Baja Hidrología Seca 2 **Escenario Extremo**	Demanda Baja Hidrología Seca 2 **Escenario Extremo - Taltal**	Demanda Baja Hidrología Seca 2 **Escenario Extremo - Ventanas 3**	Demanda Baja Hidrología Seca **Escenario H+ 2**
Demanda bruta SIC (demanda neta + pérdidas)	4182MW	4166 MW	4167 MW	4156 MW
Generación en S/E San Luis (Nehuenco, San Isidro y Quinteros)	1495 MW ; 243 MVAr	1495 MW ; 255 MVAr	1495 MW ; 210 MVAr	1231 MW ; 179 MVAr
Generación Ventanas (Ventanas I, Ventanas II y Nueva Ventanas)	598 MW ; 176 MVAr	553 MW ; 155 MVAr	598 MW ; 144 MVAr	584 MW ; 140 MVAr
Generación Guacolda (Guacolda 1 a 4)	597 MW ; 17 MVAr	445 MW ; 0 MVAr (Guacolda 1 a 3)	597 MW ; 16 MVAr	597 MW ; 26 MVAr
Generación en S/E Renca (Renca Carbón y Nueva Renca)	328 MW ; 1 MVAr (Nueva Renca)	328 MW ; -3 MVAr (Nueva Renca)	328 MW ; -5 MVAr (Nueva Renca)	328 MW ; -1 MVAr (Nueva Renca)
Tranferencia Quillota → Polpaico 220 kV (Doble circuito)	**988 MW ; 47 MVAr**	953 MW ; 45 MVAr	942 MW ; 48 MVAr	759 MW ; 49 MVAr
Tranferencia Quillota → Nogales 220 kV (Doble circuito)	456 MW ; -50 MVAr (carga: 100%)	458 MW ; -55 MVAr (carga: 100%)	283 MW ; -45 MVAr (carga: 62%)	180 MW ; -59 MVAr (carga: 41%)
Transferencia a Quillota 110 kV (Medición en transformadores 220kV/110 kV)	-83 MW ; 36 MVAr (carga: 31%)	-64MW ; 31 MVAr (carga: 24%)	47MW ; 18 MVAr (carga: 17%)	60 MW ; 39 MVAr (carga: 24%)
Transferencia a Agua Santa 110 kV (Medición en transformador 220kV/110 kV)	-23 MW ; 2 MVAr (carga: 8%)	-9MW ; -2 MVAr (carga: 4%)	67MW ; -11 MVAr (carga: 24%)	77 MW ; 2 MVAr (carga: 69%)
Transferencia Polpaico → C. Navia 220kV (medición en Polpaico 220kV)	380 MVA (C. Navia – Chena: Abierto 220kV)	386 MVA	401 MVA	496 MVA
Reserva para regulación de frecuencia (esquema unidad piloto y colaboradoras)	**352 MW**	340 MW	367 MW	398 MW
Proporción de Despacho	21% Hidráulico ; 79% Térmico 	21% Hidráulico ; 79% Térmico 	21 % Hidráulico ; 79% Térmico 	25 % Hidráulico ; 75% Térmico
INFORMACIÓN DE REFERENCIA	*Basado en DBHS con aumento de la criticidad. Demanda BD del CDEC-SIC para marzo 2011.* ***EDAC Actualizado***	*Basado en DBHS 2 Escenario Extremo con el generador Taltal en servicio.*	*Basado en DBHS 2 Escenario Extremo con el generador Ventanas 3 exportando por 220 kV.*	*Basado en el DB H+ con ajustes de los niveles de reserva.*
CARACTERÍSTICAS PARTICULARES	***ESCENARIO DE VERIFICACIÓN DEL PDCE*** *Esta versión es similar al DBHS en cuanto a la concentración de la generación en San Luis y Ventanas sumado a una condición de pocas unidades hidráulicas con capacidad de regulación y bajos niveles de reserva.*	***ESCENARIO DE VERIFICACIÓN DEL PDCE*** *Con la puesta en servicio del generador Taltal nos encontramos con la necesidad de no despachar una de las unidades de Guacolda para mantener el escenario base aproximadamente igual. Con ello se logra una disminución en la potencia de corte.*	***ESCENARIO DE VERIFICACIÓN DEL PDCE*** *Con la exportación de Ventana 3 por la red de 220 kV hay una disminución de la transferencia Quillota → Nogales 220 kV en un 38%, estando la red en una condicón más óptima con respecto a la anterior.*	***ESCENARIO DE VERIFICACIÓN DEL PDCE*** *Escenario de impacto medio. Para analizar la consistencias de los cálculos del esquema y el impacto de la contingencia para distintos modos de operación del a S/E Ventanas*

Tabla 5.5 - Resumen Escenarios de Verificación

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

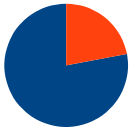
Características operativas / Escenarios	Demanda Baja Hidrología Húmeda **Escenario de Flujo Polpaico → Quillota**	Demanda Media-Alta Hidrología Húmeda **Escenario de Flujo Polpaico → Quillota**
Demanda bruta SIC (demanda neta + pérdidas)	4245 MW	5643 MW
Generación en S/E San Luis (Nehuenco, San Isidro y Quinteros)	0 MW ; 0 MVAr	0MW ; 0 MVAr
Generación Ventanas (Ventanas I, Ventanas II y Nueva Ventanas)	213 MW ; 27 MVAr (Ventanas II)	110MW ; 53 MVAr (Ventanas I)
Generación Guacolda (Guacolda 1 a 4)	303 MW ; 26 MVAr (Guacolda 1 y 3)	390 MW ; 9 MVAr (Guacolda 1 a 3)
Generación en S/E Renca (Renca Carbón y Nueva Renca)	328 MW ; -37 MVAr (Nueva Renca)	330MW ; 17 MVAr (Nueva Renca)
Tranferencia Quillota → Polpaico 220 kV (Doble circuito)	-291 MW ; -16 MVAr	**-369 MW ; 36 MVAr** (Flujo Polpaico → Quillota)
Tranferencia Quillota → Nogales 220 kV (Doble circuito)	36 MW ; -55 MVAr (carga: 14%)	-60 MW ; -42 MVAr (Flujo Nogales → Quillota)
Transferencia a Quillota 110 kV (Medición en transformadores 220kV/110 kV)	48MW ; 50 MVAr (carga: 23%)	141MW ; 8 MVAr (carga: 48%)
Transferencia a Agua Santa 110 kV (Medición en transformador 220kV/110 kV)	56 MW ; 5 MVAr (carga: 17%)	131MW ; 8 MVAr (carga: 68%)
Transferencia Polpaico → C. Navia 220kV (medición en Polpaico 220kV)	-74 MVA	-54 MVA
Reserva para regulación de frecuencia (esquema unidad piloto y colaboradoras)	401 MW	451 MW
Proporción de Despacho	72 % Hidráulico ; 28 % Térmico 	78% Hidráulico ; 22% Térmico 
INFORMACIÓN DE REFERENCIA	*Escenario de hidrología extremadamente alta* *Con niveles de demanda Bajos* *Sólo se pone E/S la unidad Ventanas 2 para cumplir la condición de operación N-1 en la red Costa.*	*Escenario de hidrología extremadamente alta* *Se parte de un escenario de demanda alta y se reduce levemente (85%). De esta manera es posible disponer establecer una alta transferencia POL → QUI sin sobrepasar límites de transferencia Sur → Norte. Esta transferencia se maximiza hasta 1639 MW en Ancoa 500 kV*
CARACTERÍSTICAS PARTICULARES	***ESCENARIO DE VERIFICACIÓN DEL PDCE*** *Escenario de impacto nulo en cuanto a la sobrecarga debido a la generación en San Luis y Ventanas. Se utiliza para verificar que no se presenten problemas de estabilidad ante la doble contingencia ni sobrecargas debido al flujo post-contingencia NOG → QUI (inverso al caso base).*	***ESCENARIO DE VERIFICACIÓN DEL PDCE*** *Escenario de impacto nulo en cuanto a la sobrecarga debido a la generación en San Luis y Ventanas. Se utiliza para verificar que no se presenten problemas de estabilidad ante la doble contingencia ni sobrecargas debido al flujo post-contingencia NOG → QUI (inverso al caso base).*

Tabla 5.6 - Resumen Escenarios de Verificación

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

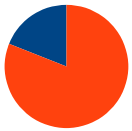
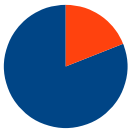
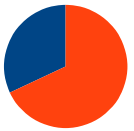
Características operativas / Escenarios	Demanda Baja Hidrología Seca 2012 **Escenario Futuro**	Demanda Alta Hidrología Húmeda 2012 **Escenario Futuro**	Demanda Baja Hidrología Húmeda 2015 **Escenario Futuro**	Demanda Alta Hidrología Seca 2015 **Escenario Futuro**
Demanda bruta SIC (demanda neta + pérdidas)	4545MW	7168 MW	5493 MW	8470 MW
Generación en S/E San Luis (Nehuenco, San Isidro y Quinteros)	1612 MW ; 206 MVAr	310 MW ; 119 MVAr	**0 MW ; 0 MVAr**	1794 MW ; 390 MVAr
Generación Ventanas 110 kV (Ventanas I, Ventanas II)	340 MW ; 95 MVAr	330 MW ; 78 MVAr	200 MW ; 84 MVAr (Ventanas II)	332 MW ; 102 MVAr
Generación Ventanas 220 kV (Nueva Ventanas y Campiche)	560 MW ; 133 MVAr	560 MW ; 118 MVAr	0 MW ; 0 MVAr	560 MW; 154 MVAr
Generación Guacolda (Guacolda 1 a 4)	597 MW ; 31 MVAr	520 MW ; 30 MVAr	420 MW ; 42 MVAr	602 MW ; 43 MVAr
Generación en S/E Renca (Renca Carbón y Nueva Renca)	0 MW ; 0 MVAr (F/S)	330MW ; 76 MVAr (Nueva Renca)	**0 MW ; 0 MVAr (F/S)**	330 MW ; 99 MVAr (Nueva Renca)
Tranferencia Quillota → Polpaico 220 kV (Doble circuito)	**1039 MW ; 27 MVAr**	67 MW ; 31 MVAr	**-382 MW ; 27 MVAr** (Flujo Polpaico → Quillota)	992 MW ; 63 MVAr
Tranferencia Quillota → Nogales 220 kV (Doble circuito)	193 MW ; -68 MVAr (carga: 44%)	-205 MW ; -25 MVAr (Flujo Nogales → Quillota)	-53 MW ; -39 MVAr (Flujo Nogales → Quillota)	211 MW ; -62 MVAr (carga: 47%)
Transferencia a Quillota 110 kV (Medición en transformadores 220kV/110 kV)	103 MW ; 28 MVAr (carga: 37%)	120 MW ; 24 MVAr (carga: 41%)	119 MW ; -6 MVAr (carga: 41%)	159 MW ; 45 MVAr (carga: 55%)
Transferencia a Agua Santa 110 kV (Medición en transformador 220kV/110 kV)	100 MW ; -17 MVAr (carga: 35%)	122 MW ; 23 MVAr (carga: 69%)	107MW ; -21 MVAr (carga: 68%)	175 MW ; 37 MVAr (carga: 69%)
Transferencia Polpaico → C. Navia 220kV (medición en Polpaico 220kV)	337 MVA (Desfasadores TAP:7)	283 MVA (Desfasadores TAP:0)	-218 MVA (Desfasadores TAP:2)	348 MVA (Desfasadores TAP:8)
Reserva para regulación de frecuencia (esquema unidad piloto y colaboradoras)	**364 MW**	470 MW	423 MW	467 MW
Proporción de Despacho	19% Hidráulico ; 81% Térmico 	65% Hidráulico ; 35% Térmico	81 % Hidráulico ; 19 % Térmico 	32 % Hidráulico ; 68 % Térmico 
INFORMACIÓN DE REFERENCIA	*Basado en DBHS 2 con aumento de la demanda (12,53% I y 6,78% R) e ingreso de generación y obras conforme a plan de expansión.*	*Basado en el escenario DMA HH con aumento de la demanda (12,53% I y 6,78% R). Se considera un mínimo de generación térmica en San Luis y Ventanas para cumplir con las restricciones en el sistema de transmisión.*	*Basado en el escenario DMA HH con aumento de la demanda (36,60% I y 24,75% R) e ingreso de generación y obras conforme a plan de expansión.*	*Basado en el escenario DAHS con aumento de la demanda (36,60% I y 24,75% R) e ingreso de generación y obras conforme a plan de expansión. El reactivo se ajusta de forma tal que resulta en un incremento del 50% del estimado para la potencia activa.*
CARACTERÍSTICAS PARTICULARES	***ESCENARIO DE VERIFICACIÓN DEL PDCE*** *Similar a DBHS 2 en cuanto a la concentración de la generación en San Luis y Ventanas y bajas reservas para regulación de frecuencia. El ingreso de la central Campiche y la operación de Nueva Ventanas por 220 kV reduce los niveles de carga de QUI → NOG.*	***ESCENARIO DE VERIFICACIÓN DEL PDCE*** *Escenario de impacto nulo en cuanto a la sobrecarga debido a la generación en San Luis y Ventanas. Se utiliza para verificar que no se presenten problemas de estabilidad ante la doble contingencia ni sobrecargas debido al flujo post-contingencia NOG → QUI (inverso al caso base).*	***ESCENARIO DE VERIFICACIÓN DEL PDCE*** *Mismas consideraciones que en el caso DAHH 2012. Aquí, la transferencia POL → QUI se maximiza para alcanzar los niveles indicados por TRANSELEC.*	***ESCENARIO DE VERIFICACIÓN DEL PDCE*** *Similar a DBHS 2 en cuanto a la concentración de la generación en San Luis y Ventanas y bajas reservas para regulación de frecuencia. El ingreso de las nuevas centrales térmicas, posibilitan un despacho térmico más distribuido. En este caso es posible poner E/S toda la generación ubicada en San Luis.*

Tabla 5.7 - Resumen Escenarios de Verificación - Futuros

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

5.4.2 Reserva de frecuencia

Los valores de reserva del control de frecuencia para los casos de estudios correspondientes a la etapa C (definición conceptual del esquema), se ajustan para lograr una correspondencia con los valores medios observados en la operación del año 2010.

Por otra parte, a pedido de las empresas involucradas, para los escenarios correspondientes a la etapa de verificación del esquema (Etapa D), se adoptan niveles de reserva en giro total del orden de los 370 MW.

En las siguientes tablas se resumen los valores de reserva considerados para cada una de las unidades reguladoras, en cada uno de los escenarios de estudio.

Reserva [MW]	ESCENARIOS					
UNIDAD	DBHS	DAHS	DBHS H+	DBHS H++	DAHH H+	DAHM H++
Antuco 1	112,0	72,0	112,0	112,0	72,0	82,0
Antuco 2	107,8	69,0	101,0	85,4	71,7	84,4
Canutillar 1	12,5	11,5	12,5	12,5	11,5	11,5
Canutillar 2	12,5	11,5	12,5	12,5	11,5	11,5
Colbun 1	F/S	87,5	F/S	F/S	77,5	37,5
Colbun 2	F/S	F/S	F/S	F/S	77,5	37,5
Machicura 1	62,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3
Machicura 2	F/S	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3
El Toro 1	F/S	F/S	12,3	12,3	12,3	12,3
El Toro 2	F/S	F/S	F/S	F/S	12,3	12,3
El Toro 3	33,8	3,8	33,8	33,8	3,8	3,8
El Toro 4	F/S	3,8	F/S	F/S	3,8	3,8
Pangue 1	179,0	28,0	179,0	179,0	28,0	28,0
Pangue 2	F/S	28,0	F/S	F/S	28,0	28,0
Pehuenche 1	F/S	F/S	F/S	67,8	F/S	F/S
Pehuenche 2	F/S	37,8	F/S	F/S	37,8	37,8
Ralco 1	F/S	81,9	F/S	F/S	81,9	81,9
Ralco 2	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
Rapel 1	F/S	26,0	F/S	F/S	26,0	11,0
Rapel 2	F/S	26,0	F/S	F/S	26,0	11,0
Rapel 3	46,0	F/S	46,0	46,0	F/S	11,0
Rapel 4	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	11,0
Rapel 5	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	11,0
Reserva Total [MW]	**565,8**	**511,3**	**533,6**	**585,8**	**606,0**	**551,7**

Tabla 5.8 - Reserva para control de frecuencia – Escenarios etapa C

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

Reserva [MW]	ESCENARIOS									
UNIDAD	DBHS 2	DBHS 2 Taltal	DBHS 2 Vent3	DBHS 2 H+	DBHH	DMHH	DBHS 2012	DAHH 2012	DBHH 2015	DAHS 2015
Antuco 1	92,0	92,0	92,0	102,0	82,0	82,0	92,0	82,0	82,0	92,0
Antuco 2	94,8	82,4	109,6	103,9	84,5	86,6	91,0	88,1	98,6	97,9
Canutillar 1	F/S	F/S	F/S	32,0	12,5	11,5	F/S	11,5	11,5	11,5
Canutillar 2	12,5	12,5	12,5	32,0	12,5	11,5	12,5	11,5	11,5	11,5
Colbun 1	F/S	F/S	F/S	F/S	17,5	17,5	F/S	17,5	17,5	37,5
Colbun 2	F/S	F/S	F/S	F/S	17,5	17,5	F/S	17,5	17,5	F/S
Machicura 1	F/S	F/S	F/S	F/S	3,8	3,8	F/S	3,8	3,8	8,8
Machicura 2	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	3,8	F/S	3,8	3,8	8,8
El Toro 1	42,3	42,3	42,3	27,3	12,3	12,3	32,3	12,3	12,3	12,3
El Toro 2	42,3	42,3	42,3	27,3	12,3	12,3	32,3	12,3	12,3	12,3
El Toro 3	42,3	42,3	42,3	27,3	12,3	12,3	32,3	12,3	12,3	12,3
El Toro 4	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	12,3	F/S	12,3	12,3	F/S
Pangue 1	F/S	F/S	F/S	F/S	8,0	18,0	F/S	18,0	8,0	F/S
Pangue 2	F/S	F/S	F/S	F/S	8,0	F/S	F/S	18,0	8,0	F/S
Pehuenche 1	F/S	F/S	F/S	F/S	37,8	27,8	F/S	27,8	17,8	F/S
Pehuenche 2	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	27,8	F/S	27,8	17,8	57,8
Ralco 1	F/S	F/S	F/S	F/S	31,9	31,9	F/S	31,9	31,9	F/S
Ralco 2	F/S	F/S	F/S	F/S	31,9	31,9	F/S	31,9	31,9	F/S
Rapel 1	26,0	26,0	26,0	F/S	F/S	6,0	36,0	6,0	6,0	26,0
Rapel 2	F/S	F/S	F/S	F/S	16,0	6,0	36,0	6,0	6,0	26,0
Rapel 3	F/S	F/S	F/S	46,0	F/S	6,0	F/S	6,0	F/S	26,0
Rapel 4	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	6,0	F/S	6,0	F/S	F/S
Rapel 5	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	6,0	F/S	6,0	F/S	26,0
Reserva Total [MW]	**352,2**	**339,7**	**367,0**	**397,8**	**400,7**	**450,6**	**364,3**	**470,1**	**422,6**	**466,6**

Tabla 5.9 - Reserva para control de frecuencia – Escenarios etapa D

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

6 ETAPA C. Definición Conceptual del Esquema

6.1 Objetivos

Los objetivos de la Etapa C corresponden a:

- *Analizar la contingencia.*

  Examinar la problemática post-falla en las actuales condiciones topológicas del sistema.

- *Definir conceptualmente el esquema de defensa.*

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

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

6.2 Criterios para la evaluación de 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 NT SyCS asociadas a la estabilidad transitoria. De acuerdo al Artículo 5-42 de la NT SyCS 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 los primeros 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 ±120º 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 amortiguación (ζ) 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 (ξ) aplicado a los modos de oscilación interárea, calculado según el artículo 5-48 de la actual NT de SyCS:

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

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

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:

- ±3% para los nodos de 500 kV.
- ±5% para los nodos de 220 kV.
- ±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:

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

Los márgenes considerados se establecen en base a la TENSIÓN DE SERVICIO (independientes de cualquier escenario de operación) de acuerdo a la información descripta 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 ±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:

Barras 500 kV	Tensión de Servicio [kV]
Alto Jahuel	500,0
Ancoa	510,0
Charrua	510,0
Polpaico	500,0

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

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	Panhue	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

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 NT SyCS para la operación de las unidades de generación.

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

6.3 Análisis de la contingencia

6.3.1 Referencia

La contingencia en estudio se encuentra enmarcada, según el Artículo 1-7 de 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 Quillota – Polpaico 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.

Ante esta perturbación, dependiendo del escenario previo, el sistema puede resultar debilitado siendo necesario iniciar las medidas de defensa contra Contingencias Extremas.

De acuerdo al análisis realizado luego de producida la falla y la apertura del doble circuito Quillota - Polpaico 220 kV, el problema inmediato posterior puede resumirse en una sobrecarga del doble circuito Quillota - Nogales 220 kV. En función de esto, el esquema tendrá como objetivo realizar todas las acciones correctivas que restablezcan el flujo por el circuito a valores de carga razonables, minimizando los efectos adversos sobre el resto del sistema.

Resulta de relevancia mencionar que tanto los efectos de la contingencia, y como consecuencia, los métodos propuestos para la mitigación de estos, resultan notoriamente diferentes a los analizados en estudios previos. La razón es que la condición topológica analizada en este estudio resulta diferente a la considerada en los anteriores; aquí el sistema nunca pierde su enlace por 220 kV, sino que sufre un re-acomodamiento del flujo post falla. En otras palabras, a diferencia de estudios anteriores, el doble circuito Quillota – Nogales 220 kV se considera siempre cerrado.

A modo de referencia en la tabla 6.1 se resume el historial de los estudios asociados a este plan de defensa, presentándose los autores y las fecha del estudio, las consideraciones sobre las que se realizó el diseño, los efectos del evento de falla (sin la acción del PDCE), el esquema propuesto y observaciones destacables de cada una de las propuestas.

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

Autor - Fecha	Consideraciones de Diseño (Bases)	Efectos del Evento de Falla	Esquema Propuesto	Observaciones
Estudios Eléctricos y Electronet Septiembre 2007 a Mayo 2009	→ Escenarios 2008 a 2011 → **Considera que con el ingreso del doble circuito Polpaico – Nogales 220 kV, el doble circuito Quillota – Nogales 220 kV queda F/S**.	→ Problemas de inestabilidad angular en la zona norte (**el sistema queda enlazado sólo por 110 kV**). → Cuando el flujo pre falla (QUI - POL) es mayor a 500 MW, se producen problemas de inestabilidad de tensión en la zona norte.	→ Apertura doble circuito Cerro Navia - Las Vegas 110 kV → Desconexión de Generación en San Luis, Ventanas y Laguna Verde → Apertura doble circuito Los Vilos – Nogales 220 kV (si el flujo pre falla es mayor a 500 MW)	→ Este recurso consiste en la formación de una isla en la zona de la quinta región. → Dependiendo del flujo previo por el circuito en falla, se propone una formación de isla adicional de Los Vilos hacia el norte. → El recurso se complementa con la actuación del EDAC por baja frecuencia.
CDEC-SIC Dirección de Operación Diciembre 2009	→ Escenarios 2010 a 2013 → **El escenario pre falla considera que el doble circuito Quillota – Nogales 220 kV opera abierto.**	→Problemas de inestabilidad angular en la zona norte (**el sistema queda enlazado sólo por 110 kV**) → Cuando el flujo pre falla (QUI - POL) es mayor a 500 MW, se producen problemas de inestabilidad de tensión en la zona norte.	→ Cierre automático del doble circuito Quillota – Nogales 220 kV a través de lógica local en Quillota luego del la apertura del doble circuito Quillota – Polpaico 220 kV. → Desconexión automática de generación en las centrales vinculadas al nudo San Luis. → Instalación de un control conjunto de tensión y potencia reactiva en San Luis 220 kV y eventualmente en Guacolda. → Reajustes y modificaciones en limitadores de subexcitación y reguladores de tensión de unidades generadoras vinculadas a la S/E San Luis → Compensación de corrientes reactivas en centrales Ventanas.	→ El recurso consiste en re-enlazar el sistema de 220 kV a los 80 mseg posteriores a la apertura del doble circuito Quillota – Polpaico 220 kV mediante el cierre del doble circuito Quillota – Nogales que operaría N/A. → El impacto que produce el cierre como consecuencia de los esfuerzos torsionales en los ejes de los generadores sería como máximo similar al producido por una falla trifásica. → Adicionalmente se propone una desconexión de generación en San Luis luego de 200 mseg del cierre de doble circuito Quillota – Nogales para evitar sobrecargas de este. → El recurso se complementa con la actuación del EDAC por baja frecuencia. → Debido a los efectos producidos por el esquema resulta necesario optimizar los controles de tensión.

Tabla 6.1 - Resumen - Estudios previos PDCE

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

6.3.2 Descripción

Siendo que la base topológica sobre la que se propone el esquema de PDCE se ha modificado respecto a los estudios previos, se considera pertinente realizar una presentación descriptiva de la problemática que se establece inmediatamente posterior al evento de falla (sin considerar la acción del esquema de PDCE). Para realzar la problemática se considera un escenario base de baja demanda e hidrología seca con altos despachos en Ventanas y en las unidades que aportan al nodo San Luis (ver capítulo 5).

En las figuras 6.1, 6.2 y 6.3 se presenta esquemáticamente la zona en estudio y el impacto de la contingencia. No se considera aquí la vinculación Ventanas - Nogales 220 kV.

En la figura 6.1 se presentan los límites de régimen permanente en MVA de los circuitos, las capacidades nominales de los transformadores y la potencia instalada en las centrales de mayor relevancia. Los límites de las líneas de 220 kV se consideran de acuerdo a lo presentado en el *Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión* con fecha abril de 2010. Para las líneas Las Vegas – Cerro Navia 110 kV se considera la mínima capacidad del tramo de acuerdo a la información existente en la BD (tramo Punta Peuco – Las Vegas). El espesor de las líneas utilizadas en el gráfico se encuentra relacionado con la capacidad de conducción del enlace que representa.

La figura 6.2 muestra el flujo de carga para el escenario base (red N) de demanda baja e hidrología seca y en la figura 6.3 se muestra el flujo posterior a la falla (red N-2), sin considerar la actuación del esquema de PDCE (Antuco 2 como unidad slack).

Para otros casos con menor generación en el área de influencia (e.g. escenarios de mayor hidrología), los problemas de sobrecarga se reducen así como también la necesidad de recursos correctivos. Según se aprecia, para los casos en donde la generación puede evacuarse correctamente por el circuito, no resultaría necesario aplicar recursos contra la contingencia.

En escenarios de mayor demanda puede presentarse, tal como se verifica en el escenario "Base - Demanda Alta Hidrología Seca", un monto mayor de potencia despachada en las centrales que influencian la carga por el circuito (inyección San Luis). No obstante, dado que el consumo por la red costa resulta naturalmente mayor, estos mayores despachos no se ven reflejados proporcionalmente en un aumento en la transferencia Quillota – Nogales 220 kV.

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

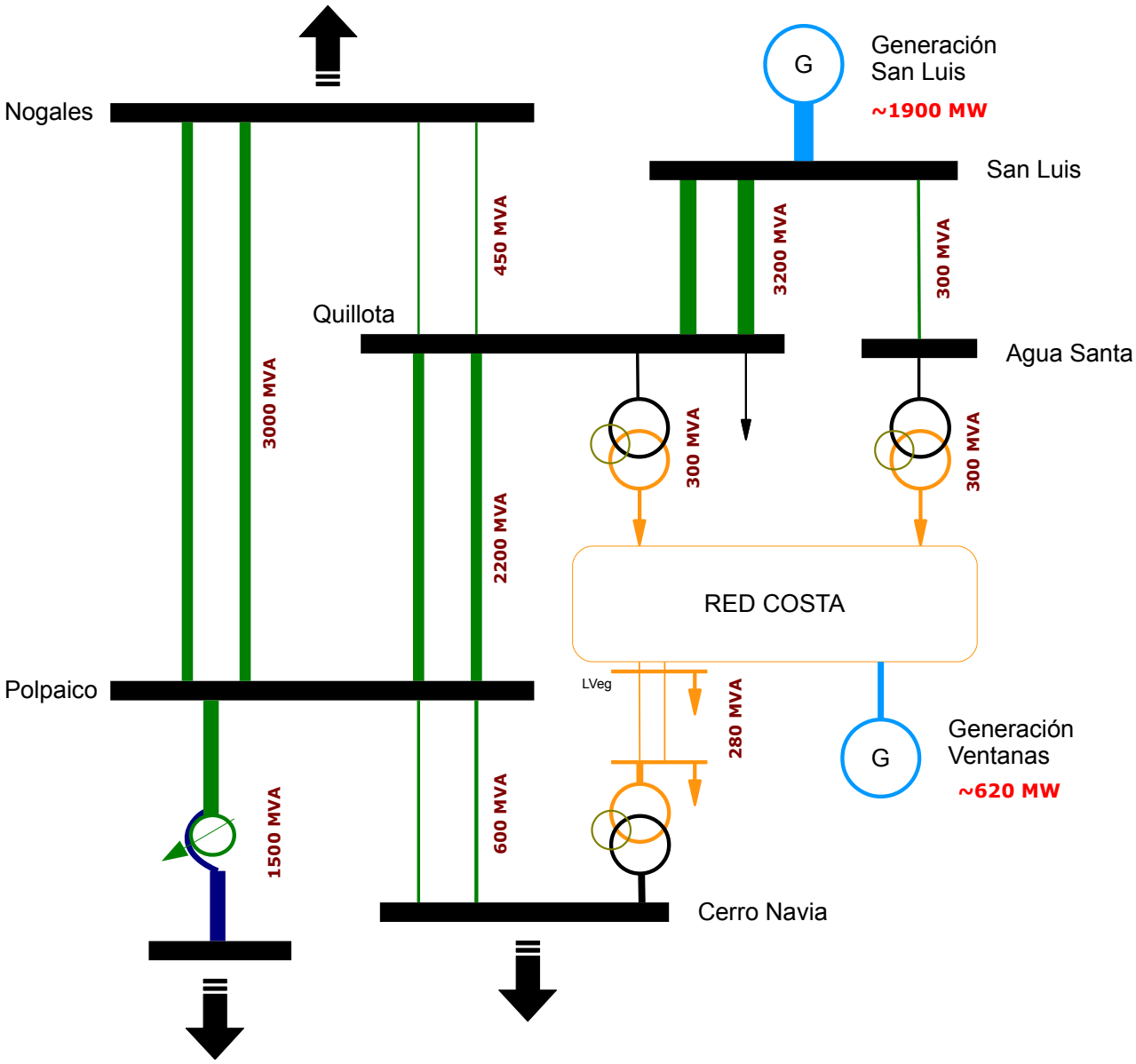


Figura 6.1 - Esquema Área de Influencia. Capacidades de los equipos

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

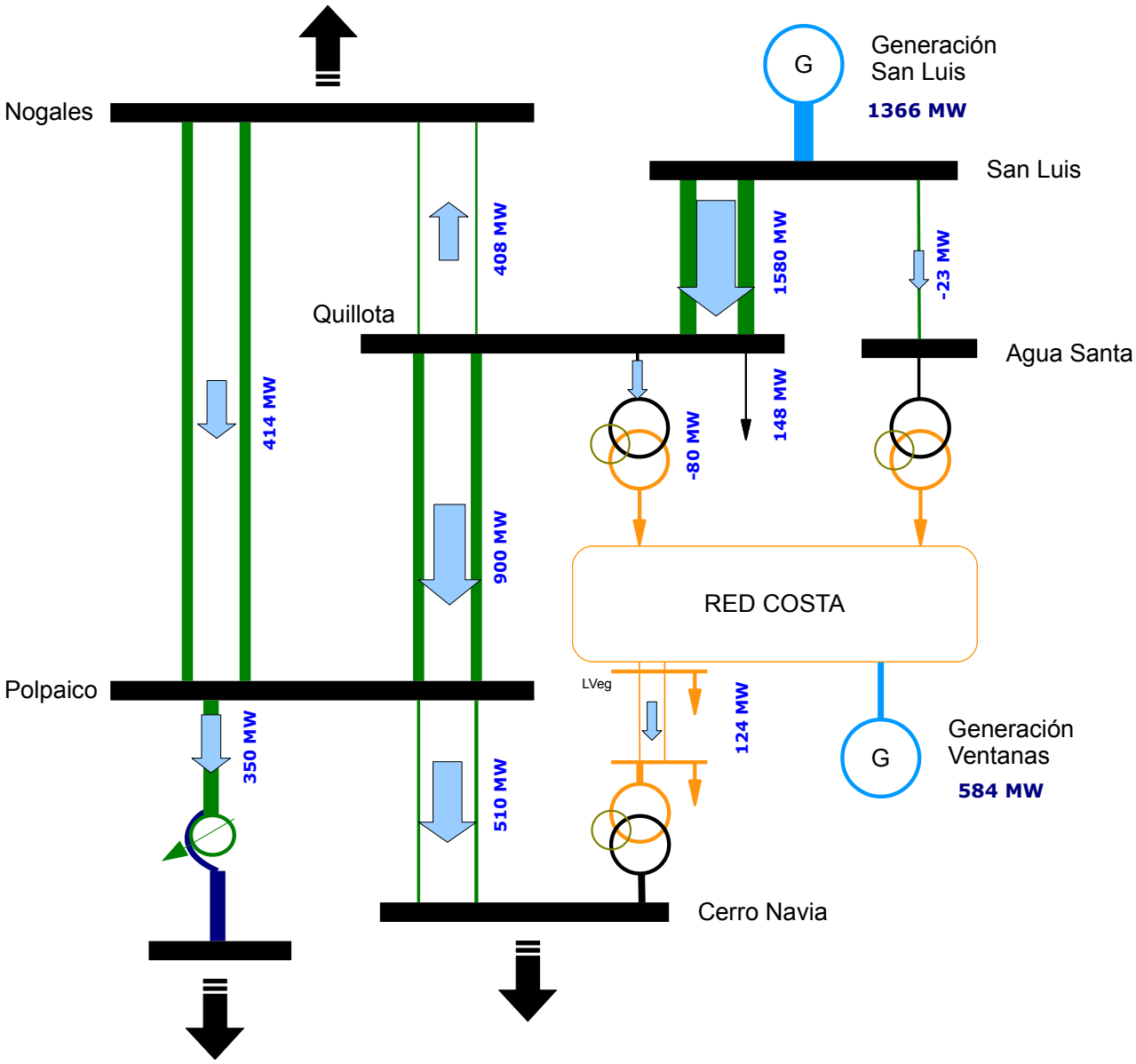


Figura 6.2 - Esquema Área de Influencia. Flujo pre-falla. DBHS – Base

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

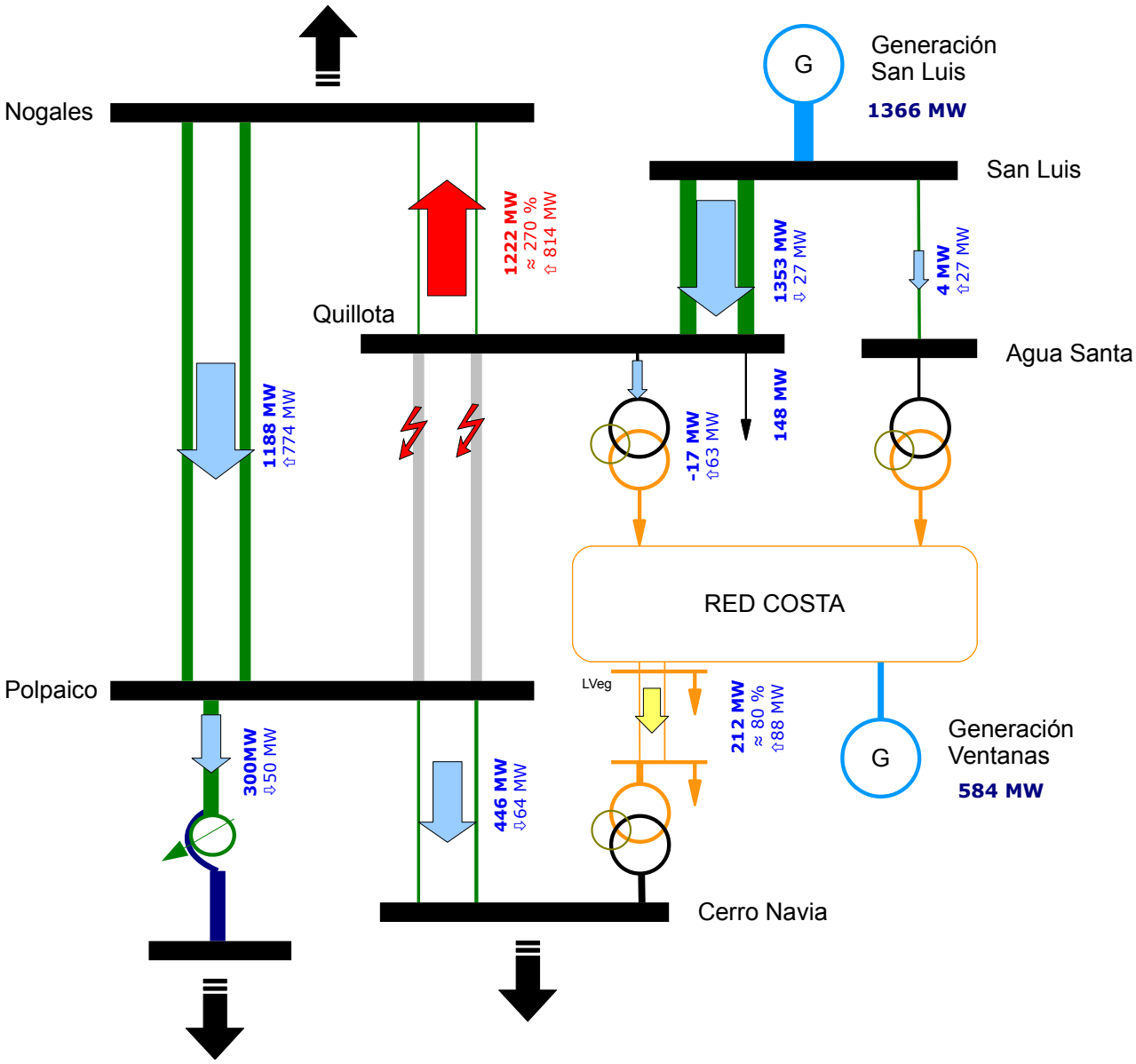


Figura 6.3 - Esquema Área de Influencia. Flujo post-falla. DBHS – Base

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

6.3.3 Simulación sin PDCE

Para analizar la respuesta dinámica de todo el sistema ante la contingencia bajo análisis, se realiza el evento de falla de acuerdo a la descripción presentada en la Tabla 6.2. Esta representa la respuesta "libre" del sistema sin la actuación del esquema de PDCE.

Escenario	Simulación		Resultados a 20 seg.
	Tiempo [s]	Eventos	
DBHS_2011_Base	1,00	Cortocircuito bifásico franco a tierra en Quillota 220 kV	- Carga QUI-NOG: **267%** - Carga LVEG-CNAV: **80%**
	1,12	Apertura del doble circuito Quillota – Polpaico 220kV . Extinción de falla	

Tabla 6.2 - Resumen simulación – Respuesta "libre"

Nota: Dado que el análisis a realizar corresponde a un estudio de estabilidad y no a un estudio de coordinación de protecciones, el cortocircuito bifásico franco a tierra se simula como un cortocircuito trifásico (balanceado) con una impedancia de falla equivalente a la consideración de las secuencia negativa y homopolar ($Z_f = Z_2//Z_0 = 0{,}4+j2{,}67\Omega$).

Para esta simulación se presentan las gráficas de tensiones en las barras de 500 kV y 220 kV de mayor relevancia, frecuencia eléctrica medida en distintos puntos de la red y ángulos de unidades generadoras (Antuco como referencia), de donde puede observarse el impacto global de la falla y la posterior apertura. Asimismo se presentan las gráficas correspondientes a las transferencias de potencia de los enlaces afectados por la contingencia.

Tal como puede observarse, el problema posterior al evento de apertura se traduce en una elevada sobrecarga del enlace Quillota – Nogales 220 kV, sin encontrarse problemas de estabilidad como consecuencia del aumento de la impedancia equivalente de vinculación del sistema de 220 kV.

En el apartado 6.3.4 se analiza en detalle las limitaciones térmicas del enlace Quillota – Nogales 220 kV y en el apartado 6.3.5 se resumen los ajustes de las protecciones asociadas al circuito afectado de donde se deduce que no se alcanzan, para los niveles de sobrecarga considerados, valores de actuación.

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

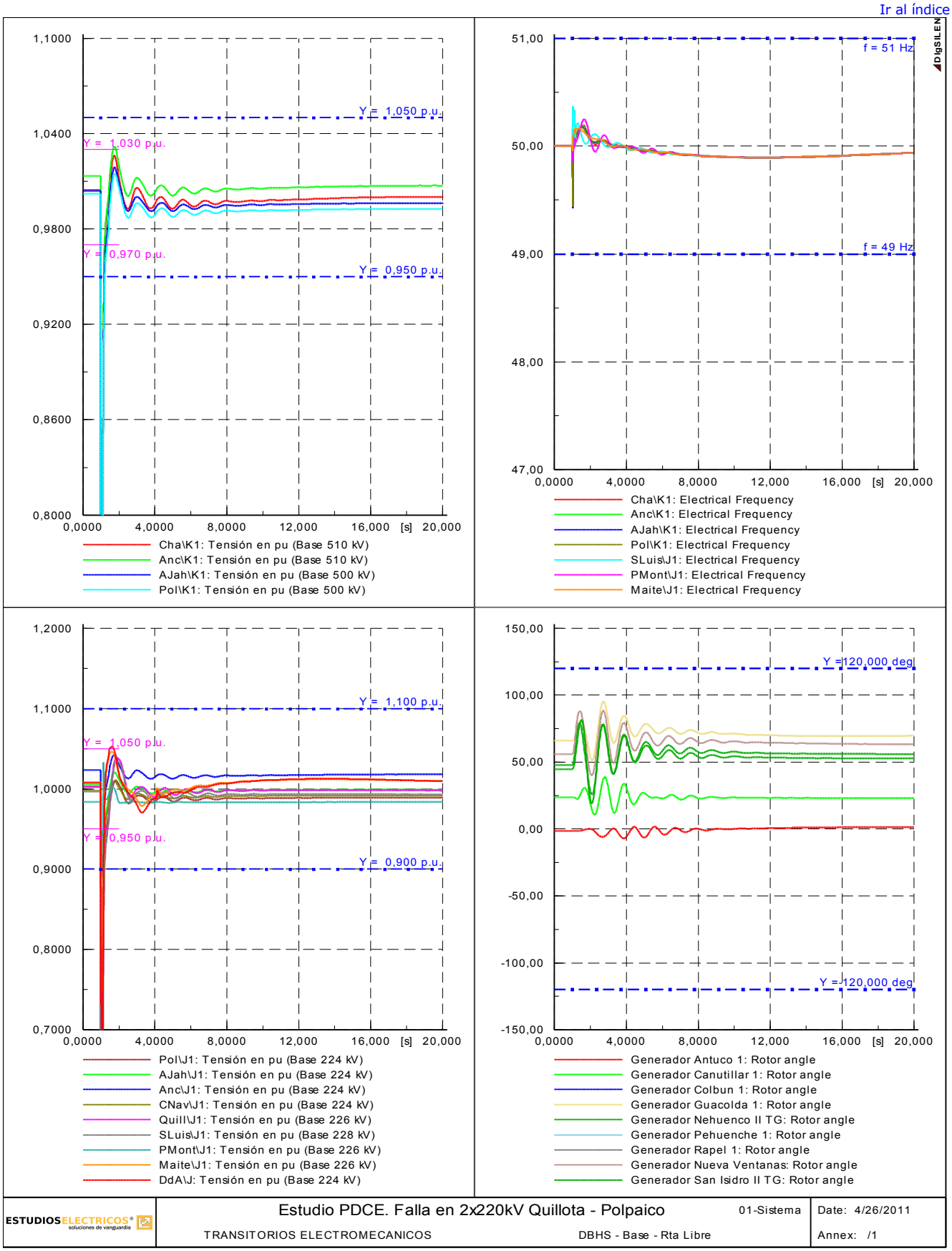


Figura 6.4 - Respuesta "Libre" - Variables Sistémicas

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

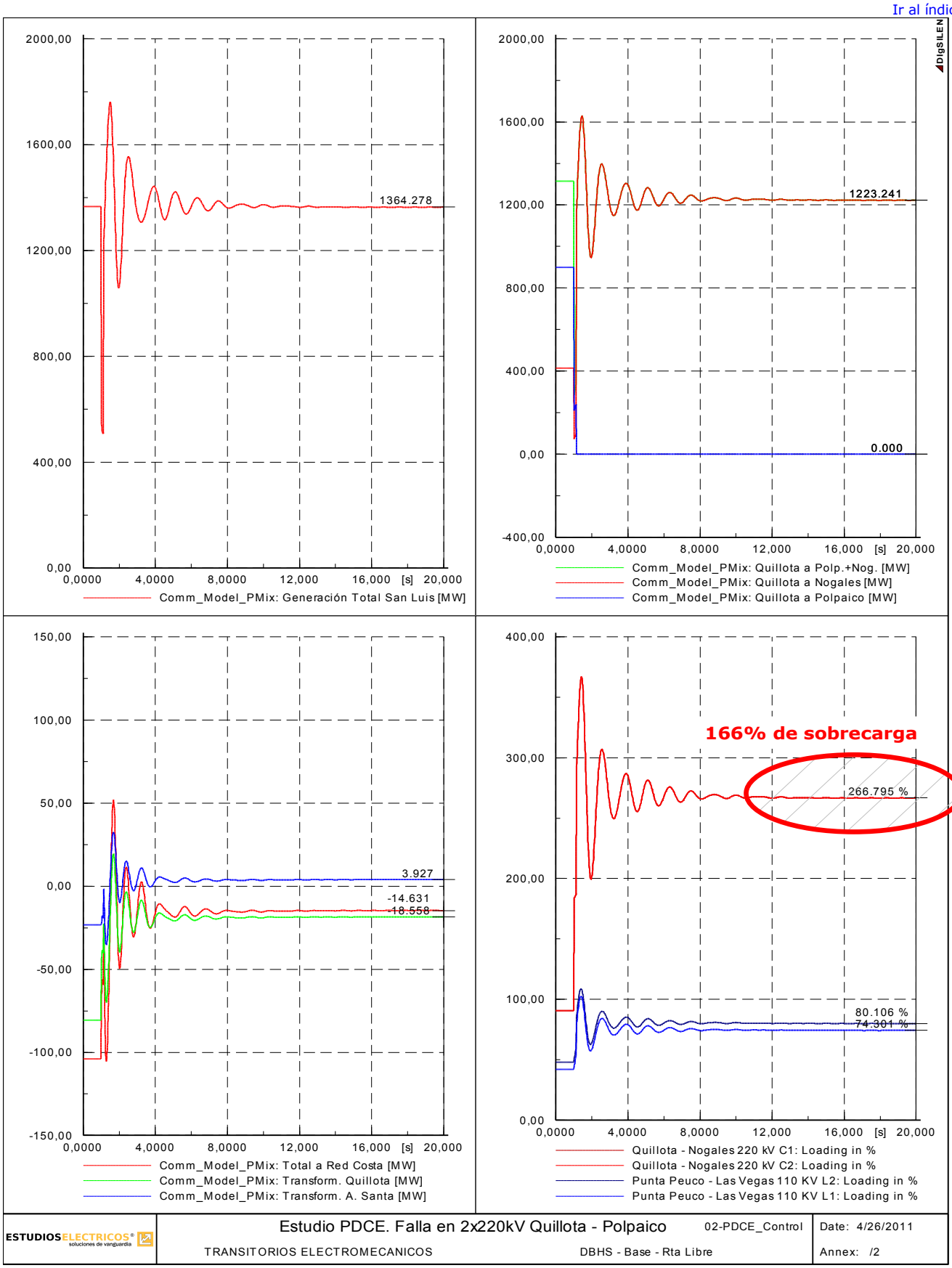


Figura 6.5 - Respuesta "Libre" - Potencia y carga en zona de influencia.

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

6.3.4 Sobrecarga en Línea Quillota – Nogales 220 kV

Siendo el doble circuito Quillota - Nogales 220kV uno de los elementos más comprometidos por la contingencia, se analizan en detalle las restricciones que este enlace presenta actualmente.

De acuerdo al *"Estudio de Restricciones en el sistema de transmisión"* con fecha abril de 2010, las limitaciones de transporte de las líneas Quillota – Nogales 220 kV quedan supeditadas a las restricciones térmicas del conductor (AAAC 740,8 MCM FLINT).

De acuerdo al documento *"EmpresasTransmisoras.xls"* descargado de la página web del CDEC SIC, la capacidad térmica (en kA) de cada una de las líneas asociadas al doble circuito presentan las restricciones detalladas a continuación.

La Figura 6.6 representa las limitaciones expuestas en la Tabla 6.3, mostrándose en la gama de rojos las restricciones para los casos "con sol" y en la gama de los azules para los casos "sin sol".

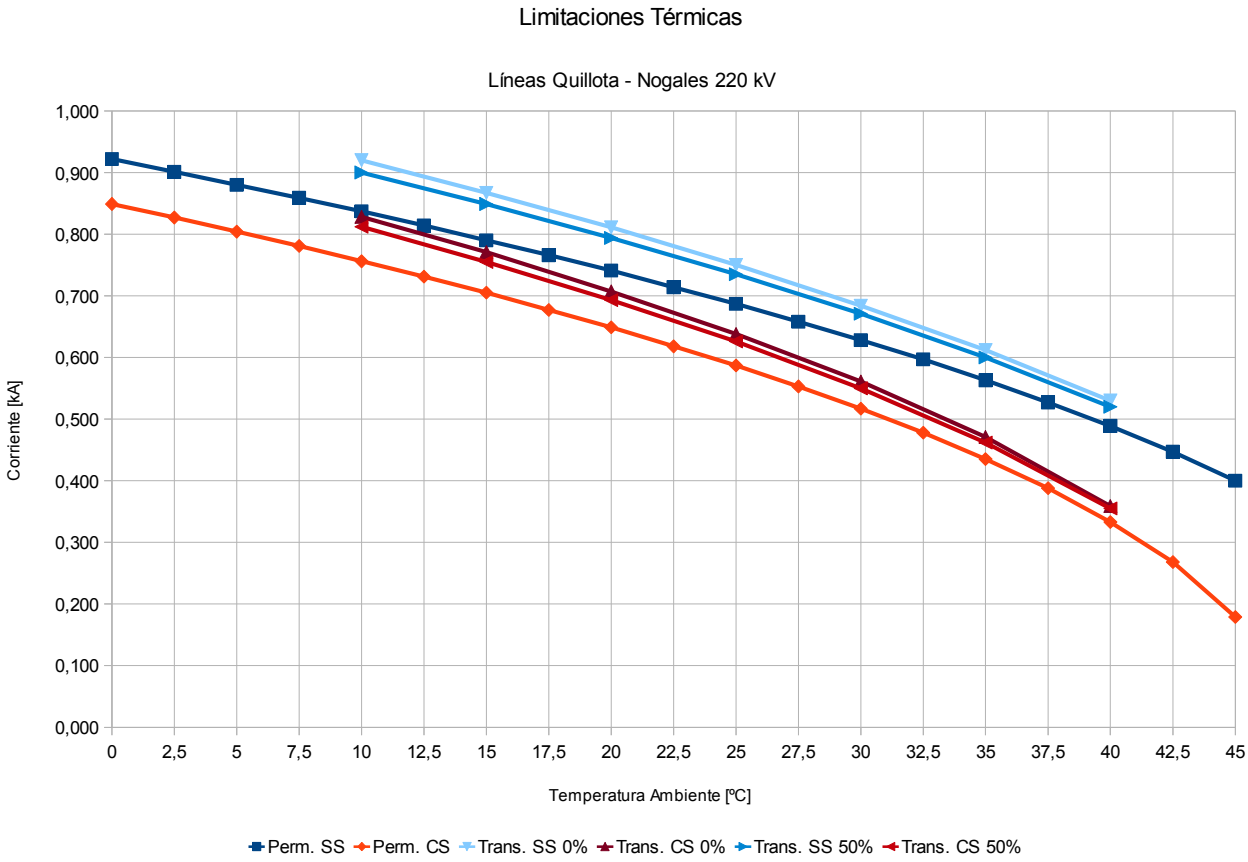


Figura 6.6 - Limitaciones Térmicas – Lineas Quillota-Nogales 220kV

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

Limitaciones Térmicas por línea [kA]																				
Régimen	Condición Solar	Temperatura Ambiente [ºC]																		
		0	2,5	5	7,5	10	12,5	15	17,5	20	22,5	25	27,5	30	32,5	35	37,5	40	42,5	45
Permanente	Sin Sol	0,922	0,901	0,880	0,859	0,837	0,814	0,790	0,766	0,741	0,714	0,687	0,658	0,628	0,597	0,563	0,527	0,489	0,447	0,400
	Con Sol	0,849	0,827	0,804	0,781	0,756	0,731	0,705	0,677	0,649	0,618	0,587	0,553	0,517	0,478	0,435	0,388	0,333	0,268	0,179
Corta Duración (0% Previo)	Sin Sol	-	-	-	-	0,920	-	0,867	-	0,811	-	0,750	-	0,684	-	0,612	-	0,530	-	-
	Con Sol	-	-	-	-	0,828	-	0,771	-	0,707	-	0,638	-	0,561	-	0,471	-	0,359	-	-
Corta Duración (50% Previo)	Sin Sol	-	-	-	-	0,900	-	0,849	-	0,794	-	0,735	-	0,671	-	0,600	-	0,520	-	-
	Con Sol	-	-	-	-	0,812	-	0,755	-	0,693	-	0,626	-	0,550	-	0,462	-	0,355	-	-

Tabla 6.3 - Limitaciones Térmicas – Líneas Quillota-Nogales 220kV

Traduciendo los valores de corrientes de la Tabla 6.3 a potencia total de transferencia por el doble circuito, se obtiene la Tabla 6.4 (los valores se calculan como $S = 2 \times \sqrt{3} \times 220\ kV \times I$).

Limitaciones Térmicas total doble circuito (U = 220 kV) [MVA]																				
Régimen	Condición Solar	Temperatura Ambiente [ºC]																		
		0	2,5	5	7,5	10	12,5	15	17,5	20	22,5	25	27,5	30	32,5	35	37,5	40	42,5	45
Permanente	Sin Sol	703	687	671	655	638	620	602	584	565	544	524	501	479	455	429	402	373	341	305
	Con Sol	647	630	613	595	576	557	537	516	495	471	447	421	394	364	332	296	254	204	136
Corta Duración (0% Previo)	Sin Sol	-	-	-	-	701	-	661	-	618	-	572	-	521	-	466	-	404	-	-
	Con Sol	-	-	-	-	631	-	588	-	539	-	486	-	428	-	359	-	274	-	-
Corta Duración (50% Previo)	Sin Sol	-	-	-	-	686	-	647	-	605	-	560	-	511	-	457	-	396	-	-
	Con Sol	-	-	-	-	619	-	575	-	528	-	477	-	419	-	352	-	271	-	-

Tabla 6.4 - Limitaciones Térmicas – Doble Circuito Quillota-Nogales 220kV

Como puede apreciarse la capacidad del enlace Quillota – Polpaico 220 kV depende significativamente de la condición solar y de la temperatura ambiente. Por otra parte, no se presentan diferencias representativas (menores al 10%) entre los niveles admisibles de régimen permanente y los de corta duración para las distintas condiciones ambientales y de carga previa.

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

En función de este análisis se observa que el esquema a proponer deberá considerar la temperatura ambiente y la incidencia solar, no siendo de relevancia considerar los límites transitorios de sobrecarga. De esta manera los límites de la línea resultan independientes del estado de carga previo.

Con estas consideraciones, las limitaciones del doble circuito resultan equivalentes a la Figura 6.7.

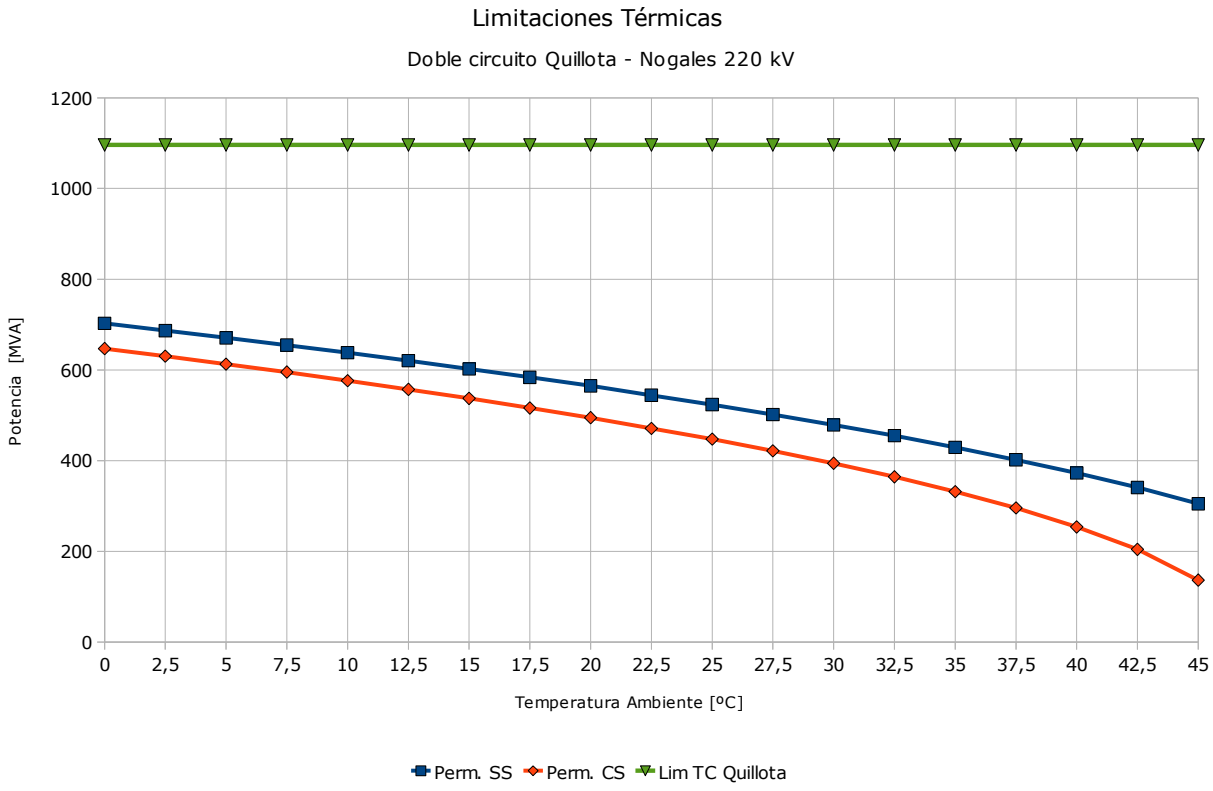


Figura 6.7 - Limitaciones Térmicas – Doble Circuito Quillota-Nogales 220kV

Es importante destacar que la capacidad nominal del doble circuito se considera en este estudio en 447MVA. Esto corresponde a una temperatura ambiente de 25ºC con presencia de sol, consideración adoptada para todas las líneas del sistema en régimen permanente.

A modo de referencia se transcribe la capacidad de los transformadores de corriente y su equivalente para el doble circuito (calculado como $S = 2 \times \sqrt{3} \times 220\ kV \times I$) , presentada en el *"Estudio de Restricciones en el sistema de transmisión"* de donde se deduce que estos no presentan mayores limitaciones.

Nombre de Línea	Extremo	Razón	Corriente máxima [A]	Potencia máxima del doble circuito [MVA]
Quillota - Nogales L1 y L2 220 kV	Quillota	1200/5	1440	1096
	Nogales	3000/1	6300	4800

Nótese que la limitación de las lineas está dada por los conductores, y no por los elementos serie presentes en el doble circuito.

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

6.3.5 Protecciones del enlace Quillota-Nogales 220 kV

Como se puede observar en la gráfica de la Figura 6.5, la contingencia en estudio provoca una sobrecarga en el doble circuito Quillota-Nogales 220kV que podría alcanzar, ante determinados escenarios de despacho, valores cercanos al 300% de la capacidad nominal del doble circuito. Por ello, resulta necesario evaluar el comportamiento del sistema de protecciones ante esta condición dado que un eventual disparo ocasionado por las protecciones de los extremos Nogales o Quillota podrían provocar el colapso del sistema interconectado.

Las siguientes tablas muestran los ajustes de los módulos de relevancia relacionados con la contingencia en estudio para los sistemas 1 y 2 de las protecciones ubicadas en las SS/EE Nogales y Quillota 220 kV. Esta información corresponde a los ajustes de los relés disponibles en la página del CDEC-SIC de acuerdo a los reportes de protecciones presentados por TRANSELEC.

Protecciones de las lineas Nogales - Quillota 220 kV Circuitos 1 y 2 Extremo Nogales	
SISTEMA 1: PROTECCIÓN SIEMENS 7SA6	
General	
Relación Transformador de Tensión	230/0,115 kV
Relación Transformador de Corriente	3000/1 A
Protección de Distancia – Característica Poligonal	
Dirección Zona 1	Adelante
Resistencia R(Z1)	11,63 Ohm
Reactancia X(Z1)	11,63 Ohm
Resistencia con Falla a tierra RE(Z1)	17,27 Ohm
Retardo Z1	0,00 seg.
Dirección Zona 2	Adelante
Resistencia R(Z2)	21,75 Ohm
Reactancia X(Z2)	21,75 Ohm
Resistencia con Falla a tierra RE(Z2)	29,00 Ohm
Retardo Z2	0,40 seg.
Dirección Zona 3	Atrás
Resistencia R(Z3)	3,75 Ohm
Reactancia X(Z3)	3,75 Ohm
Resistencia con Falla a tierra RE(Z3)	5,00 Ohm
Retardo Z3	3,00 seg.
Dirección Zona 4	Adelante
Resistencia R(Z4)	34,50 Ohm
Reactancia X(Z4)	34,50 Ohm
Resistencia con Falla a tierra RE(Z4)	46,01 Ohm
Retardo Z4	1,80 seg.
Protección de Sobreintensidad	
Protección de sobreintensidad	EMERGENCIA
Valor de reacción If>>	0,28 A
Tiempo de retardo If>>	0,20 seg.

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

Protecciones de las lineas Nogales - Quillota 220 kV Circuitos 1 y 2 Extremo Nogales	
SISTEMA 2: PROTECCIÓN GE D60	
General	
Relación Transformador de Tensión	230/0,115 kV
Relación Transformador de Corriente	3000/1 A
Protección de Distancia – Característica Poligonal	
Dirección Zona 1	Adelante
+X Reach Z1	11,63 Ohm
+R Resistance Z1	17,27 Ohm
Relay Angle Z1	76º
+X Angle Z1	0,00 deg.
-R Resistance Z1	12,95 Ohm
Retardo Z1	0,00 seg.
Dirección Zona 2	Adelante
+X Reach Z2	21,75 Ohm
+R Resistance Z2	21,75 Ohm
Relay Angle Z2	76º
+X Angle Z2	0,00 deg.
-R Resistance Z2	21,75 Ohm
Retardo Z2	0,40 seg.
Dirección Zona 3	Atrás
+X Reach Z3	3,75 Ohm
+R Resistance Z3	3,75 Ohm
Relay Angle Z3	76º
+X Angle Z3	0,00 deg.
-R Resistance Z3	3,75 Ohm
Retardo Z3	3,00 seg.
Dirección Zona 4	Adelante
+X Reach Z4	34,50 Ohm
+R Resistance Z4	34,50 Ohm
Relay Angle Z4	76º
+X Angle Z4	0,00 deg.
-R Resistance Z4	34,5 Ohm
Retardo Z4	1,80 seg.
Protección de Sobreintensidad	
Protección de sobreintensidad	EMERGENCIA
Pickup Current I>>	0,28 A
Time Setting I>>	0,20 seg.

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

Protecciones de las lineas Nogales - Quillota 220 kV Circuito 1 Extremo Quillota	
SISTEMA 1: PROTECCIÓN GCY	
General	
Relación Transformador de Tensión	230/0,115 kV
Relación Transformador de Corriente	1200/5 A
Protección de Distancia – Característica Mho	
Dirección Zona 1	Adelante
Replica Impedance Z1	1,00 Ohm
Relay Angle Z1	75,00 deg.
Characteristic Angle Z1	90,00 deg.
Restraint Z1	93%
Retardo Z1	0,00 seg.
Dirección Zona 2	Adelante
Replica Impedance Z2	1,00 Ohm
Relay Angle Z2	75,00 deg.
Characteristic Angle Z2	90,00 deg.
Restraint Z2	54%
Retardo Z2	0,50 seg.
Dirección Zona 3	Adelante
Replica Impedance Z3	3,00 Ohm
Relay Angle Z3	75,00 deg
Characteristic Angle Z3	90,00 deg
Restraint Z3	48%
Retardo Z3	1,80 seg.

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

Protecciones de las lineas Nogales - Quillota 220 kV Circuito 1 Extremo Quillota	
SISTEMA 2: PROTECCIÓN SIEMENS 7SA6	
General	
Relación Transformador de Tensión	230/0,115 kV
Relación Transformador de Corriente	1200/5 A
Protección de Distancia – Característica Poligonal	
Dirección Zona 1	Adelante
Resistencia R(Z1)	0,91 Ohm
Reactancia X(Z1)	0,91 Ohm
Resistencia con Falla a tierra RE(Z1)	1,38 Ohm
Retardo Z1	0,00 seg.
Dirección Zona 2	Adelante
Resistencia R(Z2)	1,80 Ohm
Reactancia X(Z2)	1,80 Ohm
Resistencia con Falla a tierra RE(Z2)	2,40 Ohm
Retardo Z2	0,50 seg.
Dirección Zona 3	Atrás
Resistencia R(Z3)	0,60 Ohm
Reactancia X(Z3)	0,60 Ohm
Resistencia con Falla a tierra RE(Z3)	0,80 Ohm
Retardo Z3	3,00 seg.
Dirección Zona 4	Adelante
Resistencia R(Z4)	6,01 Ohm
Reactancia X(Z4)	6,01 Ohm
Resistencia con Falla a tierra RE(Z4)	8,02 Ohm
Retardo Z4	1,80 seg.
Protección de Sobreintensidad	
Protección de sobreintensidad	EMERGENCIA
Valor de reacción If>>	16 A
Tiempo de retardo If>>	0,20 seg.

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

Protecciones de las lineas Nogales - Quillota 220 kV Circuito 2 Extremo Quillota	
SISTEMA 1: PROTECCIÓN THR	
General	
Relación Transformador de Tensión	230/0,115 kV
Relación Transformador de Corriente	1200/5 A
Protección de Distancia – Característica Mho	
Dirección Zona 1	Adelante
Replica Impedance Z1	1,07 Ohm
Relay Angle Z1	75,00 deg.
Characteristic Angle Z1	90,00 deg.
Retardo Z1	0,00 seg.
Dirección Zona 2	Adelante
Replica Impedance Z2	1,82 Ohm
Relay Angle Z2	75,00 deg.
Characteristic Angle Z2	90,00 deg.
Retardo Z2	0,50 seg.
Dirección Zona 3	Adelante
Replica Impedance Z3	6,22 Ohm
Relay Angle Z3	75,00 deg
Characteristic Angle Z3	90,00 deg
Retardo Z3	1,80 seg.

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

Protecciones de las lineas Nogales - Quillota 220 kV Circuito 2 Extremo Quillota	
SISTEMA 2: PROTECCIÓN SIEMENS 7SA511	
General	
Relación Transformador de Tensión	230/0,115 kV
Relación Transformador de Corriente	1200/5 A
Protección de Distancia – Característica Poligonal	
Dirección Zona 1	Adelante
Resistencia R(Z1)	1,04 Ohm
Reactancia X(Z1)	1,04 Ohm
Resistencia con Falla a tierra RE(Z1)	1,38 Ohm
Retardo Z1	0,00 seg.
Dirección Zona 2	Adelante
Resistencia R(Z2)	1,80 Ohm
Reactancia X(Z2)	1,80 Ohm
Resistencia con Falla a tierra RE(Z2)	2,40 Ohm
Retardo Z2	0,40 seg.
Dirección Zona 3	Adelante
Resistencia R(Z3)	6,01 Ohm
Reactancia X(Z3)	6,01 Ohm
Resistencia con Falla a tierra RE(Z3)	8,02 Ohm
Retardo Z3	3,00 seg.
Protección de Sobreintensidad	
Protección de sobreintensidad	EMERGENCIA
Valor de reacción If>>	16 A
Tiempo de retardo If>>	0,20 seg.

Para evaluar el comportamiento de los sistemas de protecciones de las SS/EE Nogales y Quillota, se analiza sobre diagramas R-X la respuesta libre del sistema ante la ocurrencia de los eventos mencionados.

En los siguientes diagramas se muestran las características de impedancia de las protecciones asociadas a cada uno de los cuatro extremos del doble circuito, junto con la evolución de la impedancia vista por los relés involucrados.

Dado que las condiciones a las que quedan sometidas las líneas que vinculan las SS/EE Nogales y Quillota luego de la apertura del doble circuito Quillota - Polpaico se presentan como sobrecargas, las zonas de impedancia de los relés de mayor relevancia para este caso son las superiores (zonas 3 y 4). Los módulos de sobrecorriente presentes actúan sólo en caso de emergencia (pérdida de la medición de tensión) por lo cual ante esta contingencia se considera que no producen actuación. Si además de la contingencia se presenta condición de "fuse failure", las protecciones de Nogales producirán disparo en tiempos mínimos (200mseg).

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

- **Diagrama RX Quillota-Nogales Circuito 1 y 2**

La siguiente figura muestra la evolución transitoria de la impedancia vista por los relés ubicados sobre el circuito 1 en la S/E Quillota para la simulación de respuesta "libre" del sistema.

Como puede notarse en los puntos destacados sobre el diagrama, la evolución de la impedancia ingresa a la característica poligonal de zona 4 de la protección 7SA511 sin causar disparo debido a que los tiempos dentro de esta zona son mínimos y, por lo tanto, menores al tiempo de ajuste de la protección (1,8seg). El valor final de la impedancia (estado de sobrecarga) se estabiliza en un punto fuera de las características de distancia, por lo cual no provocará la actuación de éstas.

En el caso de una falla desbalaceada cada fase del relé medirá una impedancia diferente, sin embargo, la sobrecarga post-contingencia resulta independiente de la falla ocurrida por lo que la impedancia medida resultará igual a la presentada.

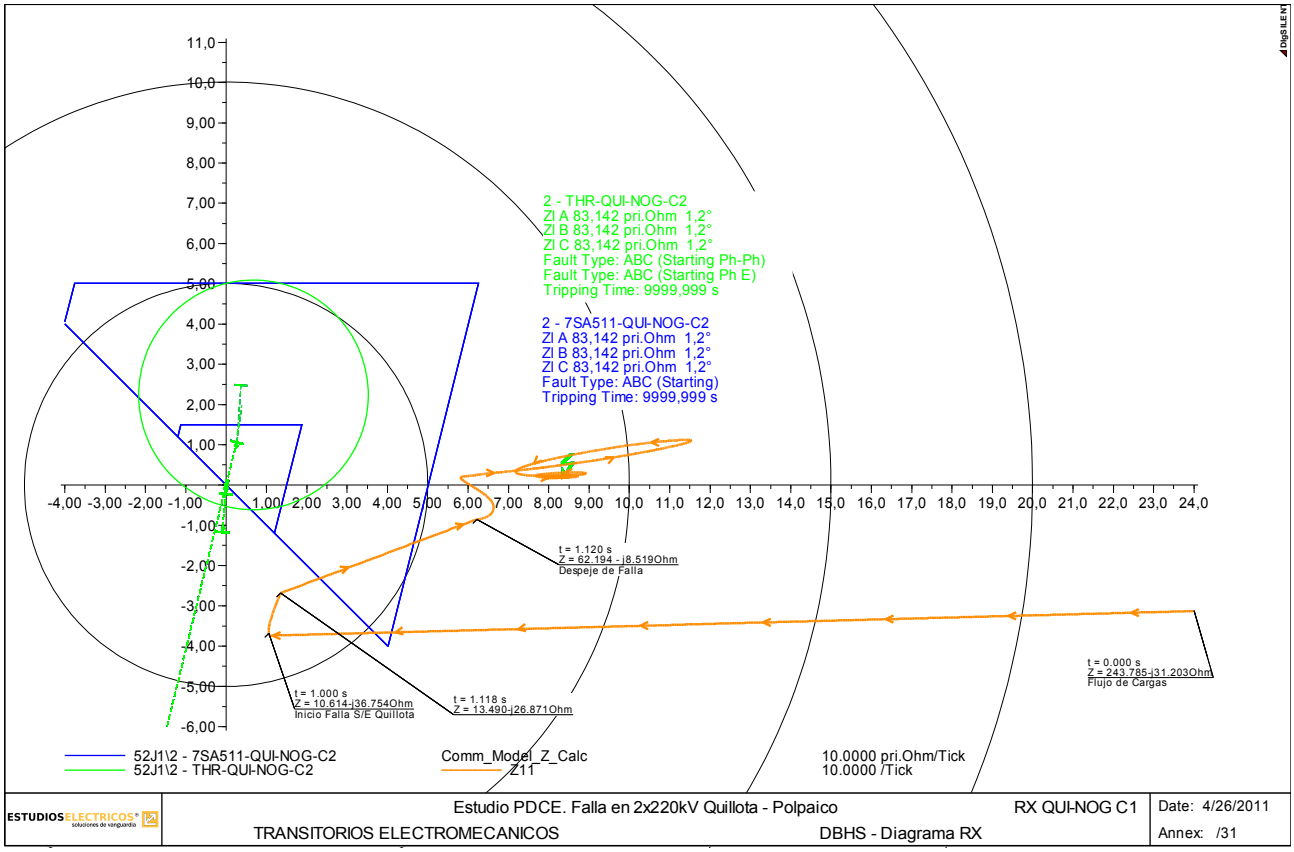


Figura 6.8 - Diagrama RX - Protección Quillota – Nogales e Impedancia Medida C1

La siguiente figura muestra la evolución temporal de la impedancia y ángulo de ésta ante la ocurrencia de la contingencia en estudio. Como puede verse el valor final alcanza aproximadamente los 83Ω al igual que lo indicado por los reportes de las protecciones en la figura precedente.

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

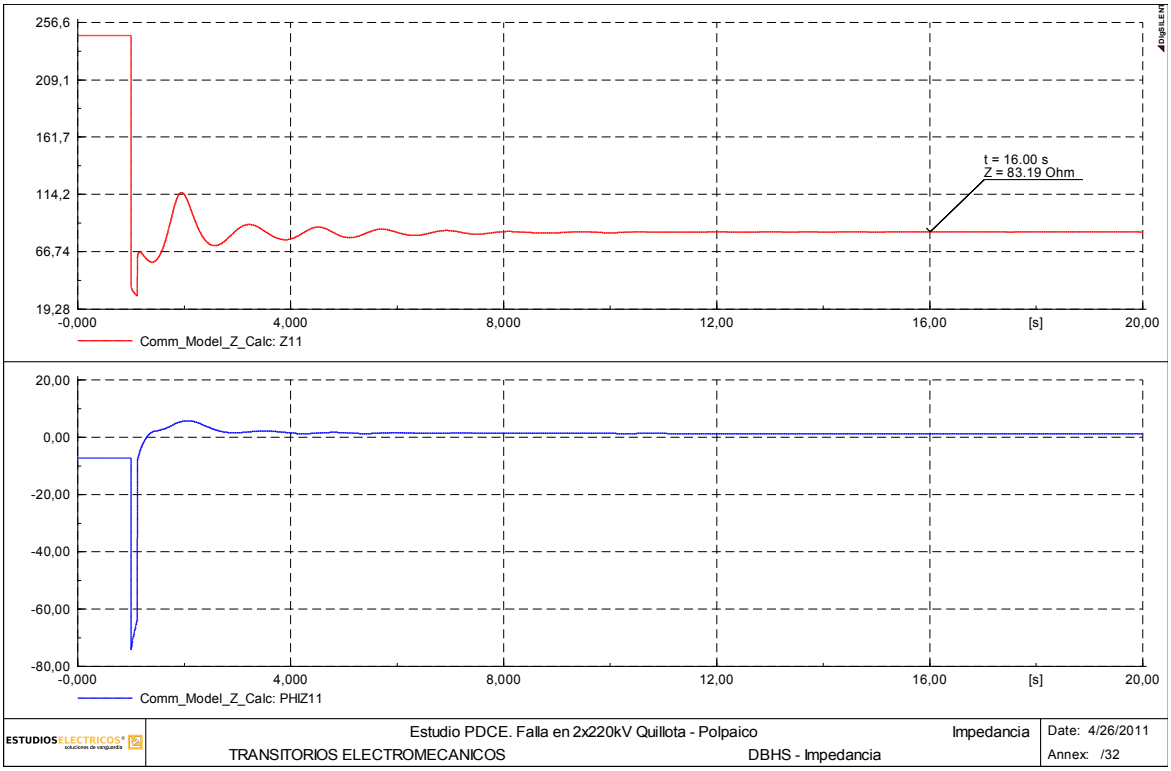


Figura 6.9 - Evolución de la Impedancia Medida

En la siguiente gráfica se muestra las características de impedancia de las protecciones presentes en la S/E Quillota asociadas al Circuito 2. Valen las mismas conclusiones que para las protecciones ubicadas sobre el circuito 1.

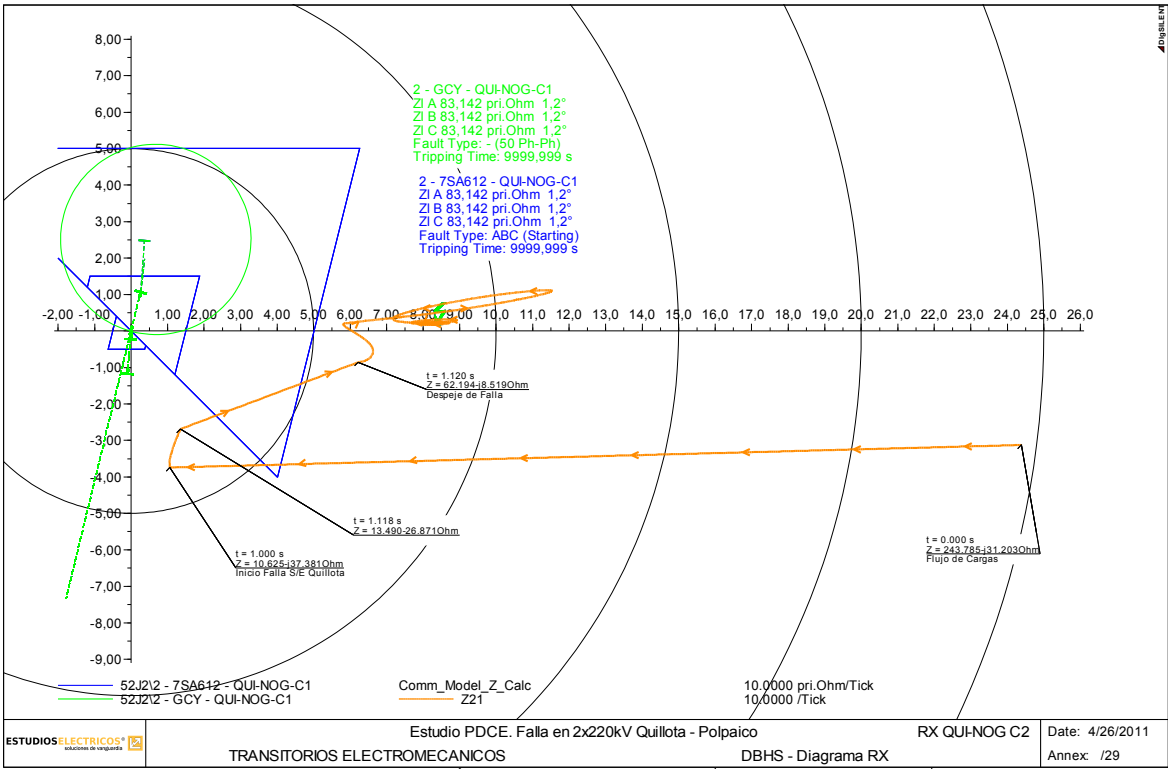


Figura 6.10 - Diagrama RX - Protección Quillota – Nogales e Impedancia Medida C2

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

Las protecciones de sobrecorriente de emergencia del extremo Quillota poseen un ajuste superior a la corriente circulante por la línea luego de la apertura del doble circuito Quillota-Polpaico

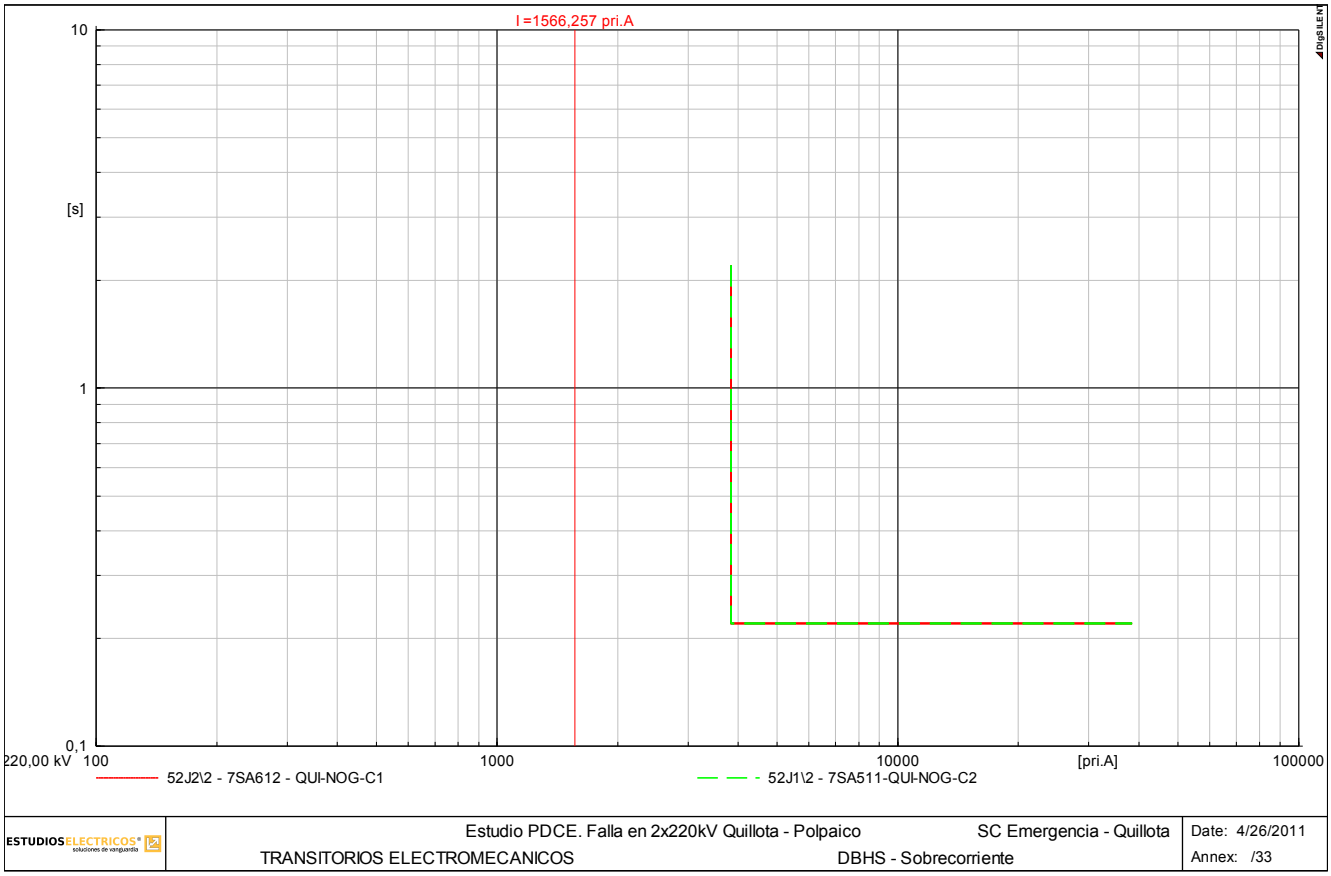
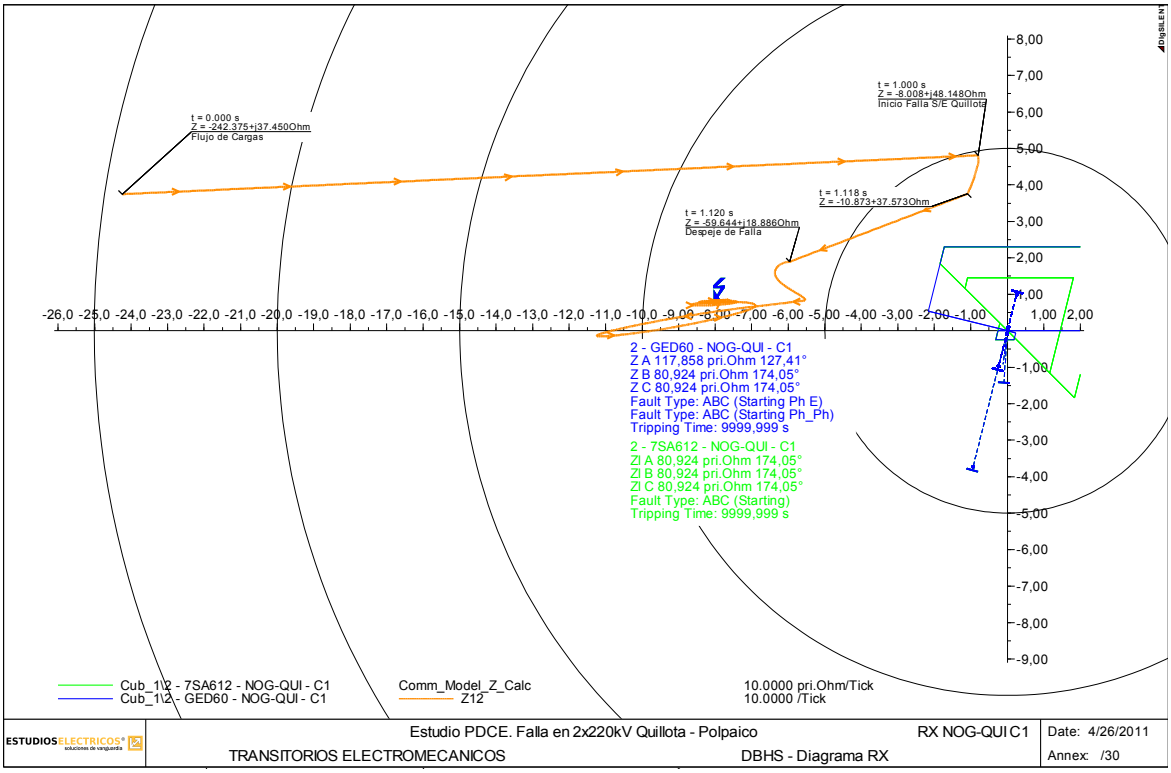


Figura 6.11 - Diagrama de Sobrecorriente de Emergencia - Protección Quillota – Nogales (lado Quillota)

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

- **Diagrama RX Nogales-Quillota Circuito 1y2**

En estos casos la evolución de la impedancia vista por los relés para los eventos simulados se encuentra en dirección reversa y no ingresa en las características poligonales de las protecciones de distancia, por lo que no se producirá la actuación de ninguna de éstas.



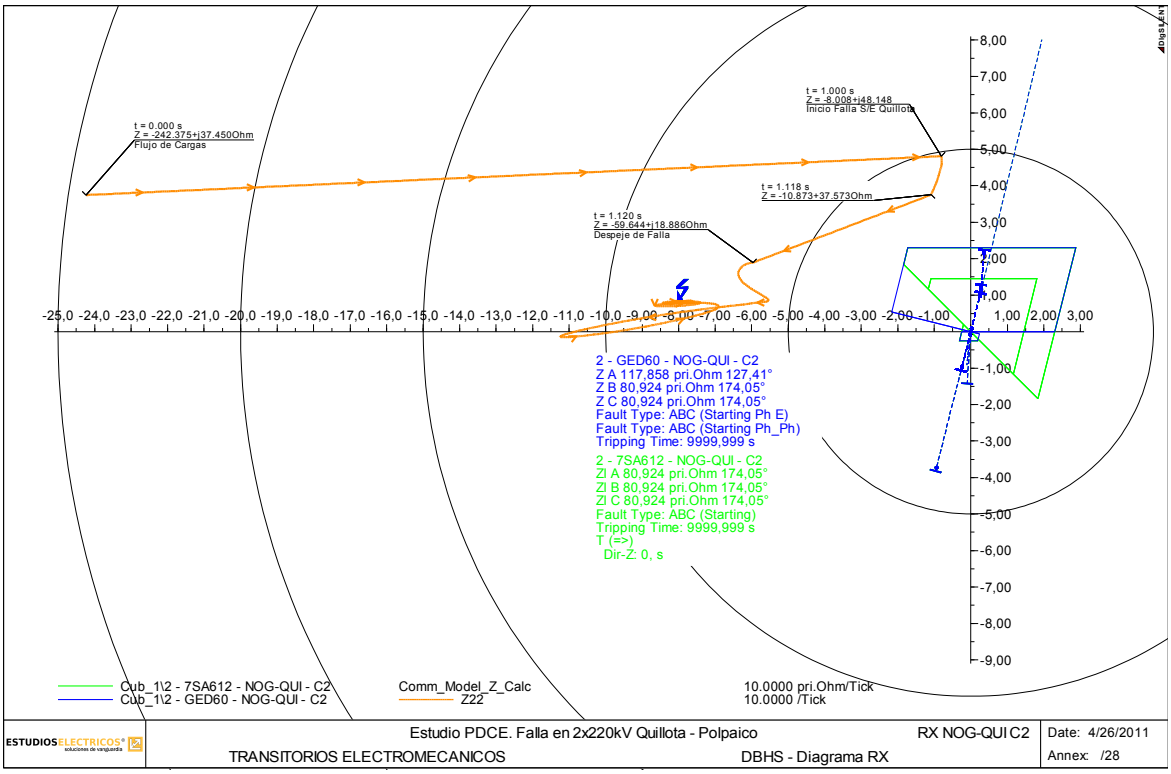


Figura 6.12 - Diagrama RX - Protección Nogales - Quillota e Impedancia Medida C1 y C2

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

Las protecciones de sobrecorriente ubicadas en la S/E Nogales producirían disparo sólo en caso de falla en la medición de tensión (fuse failure).

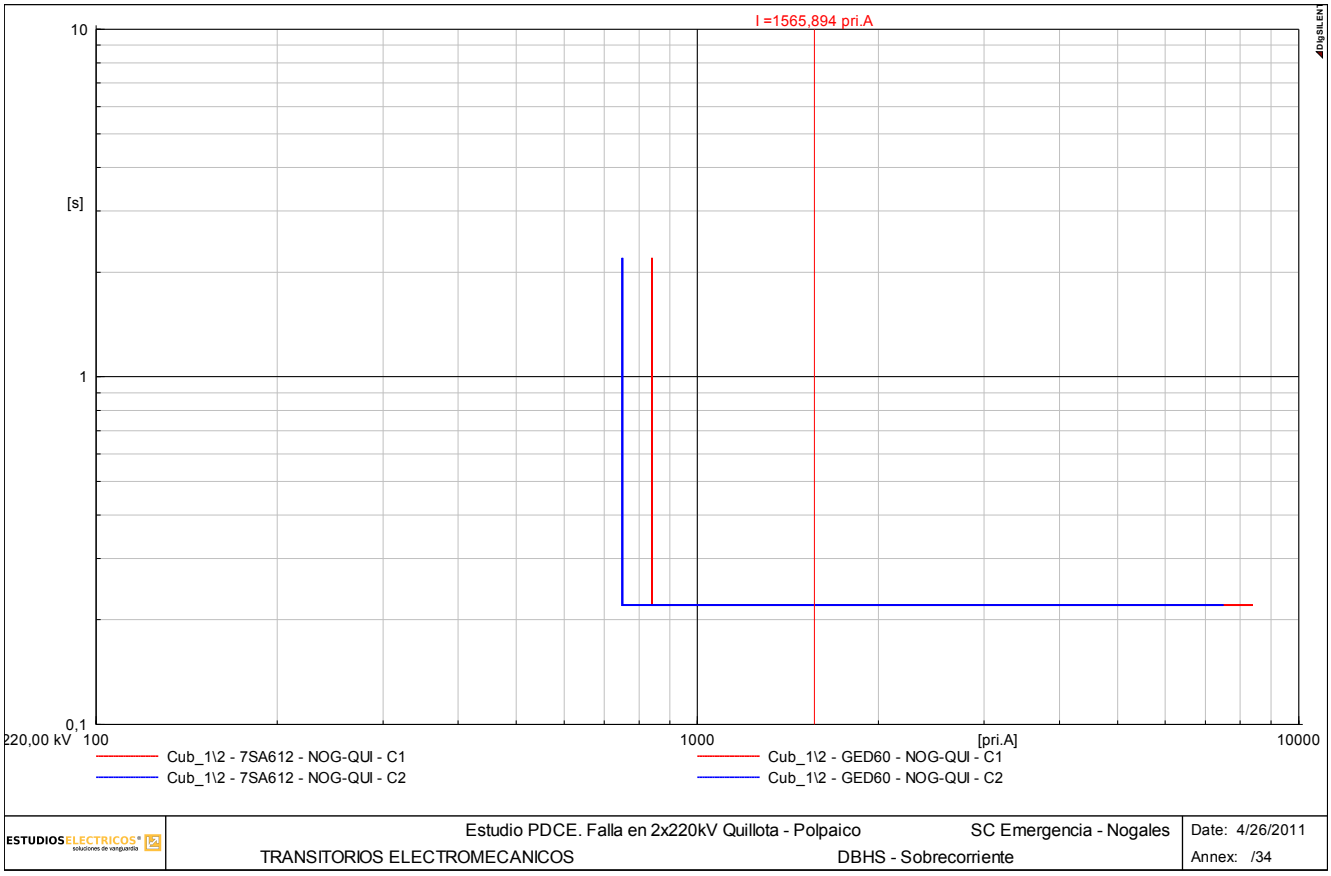


Figura 6.13 - Diagrama de Sobrecorriente de Emergencia - Protección Quillota – Nogales (lado Nogales)

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

6.4 Definición del Esquema

6.4.1 Resumen

El diseño inicial se realiza sobre el escenario *DBHS_2011_Base.* Como primera propuesta se plantea que seguido de la pérdida del doble circuito se realice un disparo simultáneo de todas las unidades de generación necesarias para que la transferencia por la línea se establezca dentro de los límites de sobrecarga. Estos límites se considerarán, en esta instancia del estudio, iguales a los límites de régimen permanente para 25°C con incidencia del sol (aproximadamente un total de un total de 450 MVA).

En este escenario, la restricción de la sobrecarga implica la desconexión de dos ciclos combinados y una turbina de gas de la central Quinteros. Se observa que una desconexión simultánea de esta magnitud conlleva a un alto impacto en el sistema resultando en inestabilidad transitoria de la zona Norte. Adicionalmente se detecta que esta inestabilidad se encuentra asociada a la respuesta para grandes perturbaciones de los estabilizadores de la central Guacolda, fundamentalmente por su ubicación en el SIC.

Detectadas estas incompatibilidades se propone un esquema alternativo en el cual las unidades de generación sean desconectadas secuencialmente con un retardo temporal mínimo para permitir que los controladores automáticos de los elementos del sistema (fundamentalmente los controles de tensión existentes) posean el tiempo necesario para actuar en consecuencia. Por otra parte, se propone una modificación en los estabilizadores de la central Guacolda, la cual pretenden que se desconecten durante el transitorio de gran perturbación, para así lograr minimizar sus efectos.

En las tablas 6.5 y 6.6 se resumen los casos analizados junto con las observaciones de mayor relevancia.

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

Identificación	Escenario	Consideraciones adicionales	Eventos	Potencia Previa QUI-NOG + QUI-POL	Reserva RF	Corte total de Generación	EDAC	$F_{mín}$	F @20 seg.	$P_{QUI-NOG}$ @20seg.	Observaciones
1.1_DBHS	DBHS_BASE	-	Disparo Simultáneo 2CC + 1TG	1314 MW	566 MW	895 MW	-	-	-	-	INESTABLE Inestabilidad angular no oscilatoria
1.2_DBHS	DBHS_BASE	Estabilizadores (PSS) Guacolda F/S	Disparo Simultáneo 2CC + 1TG	1314 MW	566 MW	895 MW	571 MW 14,00%	48,0 Hz	49,5 Hz	482 MW (104 %)	INESTABLE Inestabilidad angular oscilatoria
1.3_DBHS	DBHS_BASE	PSS Guacolda con lógica de desconexión.	Disparo Simultáneo 2CC + 1TG	1314 MW	566 MW	895 MW	-	-	-	-	INESTABLE Inestabilidad angular no oscilatoria
1.4_DBHS	DBHS_BASE	-	Disparo Secuencial 1 CC + 1TG + 1TV + 1TG	1314 MW	566 MW	895 MW	571 MW 14,00%	48,2 Hz	49,4 Hz	467 MW (101 %)	**El sistema se recupera satisfactoriamente.** Se activan todos los escalones de corte de carga por baja frecuencia. La gran excursión de la frecuencia ocasiona operaciones indeseadas en los estabilizadores de Guacolda, Nueva Renga TG, El Toro y Pangue. Sólo en el caso de la central Guacolda se observa que este funcionamiento repercute en el sistema troncal de manera apreciable. Esto se debe a su ubicación en el SIC. Se destaca que si bien la tensión de la zona norte presenta excursiones que no violan los criterios de la norma técnica, resultan indeseadas.
1.5_DBHS	DBHS_BASE	PSS Guacolda con lógica de desconexión.	Disparo Secuencial 1 CC + 1TG + 1TV + 1TG	1314 MW	566 MW	895 MW	563 MW (13,8%)	48,2 Hz	49,4 Hz	468 MW (101 %)	**El sistema se recupera satisfactoriamente.** Se activan todos los escalones de corte de carga por baja frecuencia. Se observa una mejora del comportamiento de la tensión en el área norte respecto a la simulación 1.4_DBHS.
1.6_DAHS	DAHS_BASE	PSS Guacolda con lógica de desconexión.	Disparo Secuencial 1 CC + 1TG + 1TV + 1TV	1236 MW	511 MW	866 MW	473 MW (7,5%)	48,45 Hz	49 Hz	412 MW (88%)	**El sistema se recupera satisfactoriamente.** No se activa el 6º escalón de EDAC

*Tabla 6.5 - Simulaciones sobre escenarios de **ALTO IMPACTO** (diseño del esquema)*

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

Identificación	Escenario	Consideraciones adicionales	Eventos	Potencia Previa QUI-NOG + QUI-POL	Reserva RF	Corte total de Generación	EDAC	$F_{mín}$	F @20 seg.	$P_{QUI-NOG}$ @20seg.	Observaciones
2.1_DBHS H+	DBHS_H+	PSS Guacolda con lógica de desconexión.	Disparo Secuencial 1 CC + 1TG	942 MW	534 MW	507 MW	286 MW (7%)	48,65 HZ	49,8 HZ	453 MW (100%)	Respuesta satisfactoria. Sólo se activa el 2do y 4to escalón de EDAC.
2.2_DBHS H++	DBHS_H++	PSS Guacolda con lógica de desconexión.	Disparo 1 CC	718 MW	586 MW	387 MW	92 MW (2,3%)	48,88 HZ	49,63 HZ	364 MW (81%)	Respuesta satisfactoria. Sólo se activa el 2do escalón de EDAC.
2.3_DAHS H+	DAHS_H+	PSS Guacolda con lógica de desconexión.	Disparo Secuencial 1 CC + 1TV	898 MW	606MW	503 MW	154 MW (2,4%)	48,87 HZ	49,42 HZ	406 MW (87%)	Respuesta satisfactoria. Sólo se activa el 2do escalón de EDAC.
2.4_DAHS H++	DAHS_H++	PSS Guacolda con lógica de desconexión.	Disparo 1TV	569 MW	552 MW	113 MW	0 MW	49,74 HZ	49,91 HZ	432 MW (93%)	Respuesta satisfactoria. No se activan escalones de EDAC.

*Tabla 6.6 - Simulaciones sobre escenarios de **REDUCIDO IMPACTO** (verificación del esquema)*

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

6.4.2 Desarrollo del Esquema

La primer propuesta plantea que seguido de la pérdida del doble circuito se realice un disparo simultáneo de todas las unidades de generación necesarias para que la transferencia por la línea se establezca dentro de los límites de sobrecarga.

Como primera premisa de diseño se propone que la generación a cortar corresponda a unidades asociadas al nodo San Luis por un monto calculado mediante la siguiente expresión.

$$P_{Corte-Gen} = P_{Previa\,QUI-POL} + P_{Previa\,QUI-NOG} - Capac_{QUI-NOG}$$

Esta proposición puede analizarse básicamente de dos maneras:

- De manera simplificada, puede considerarse que toda la potencia que previo a la falla circula por el enlace Quillota – Polpaico será posteriormente evacuada por el enlace Quillota – Nogales y a la vez toda potencia desconectada en el nodo San Luis se verá reducida de igual manera en el enlace Quillota – Nogales. Esto sería equivalente a despreciar los flujos diferenciales por los transformadores de Agua Santa y Quillota 220/110 kV.
- Por otra parte, de acuerdo al análisis realizado sucede que una vez perdido el enlace, la potencia inyectada por el nodo San Luis que antes circulaba por Quillota - Polpaico será transportada a las demandas del sistema mediante las líneas de Quillota – Nogales 220kV y los transformadores de 220/110 kV de Quillota y Agua Santa.

  Según lo analizado, la mayor parte de este flujo adicional inyectado (del orden del 80%) será transportado por las líneas de 220 kV y el resto (20%) por los transformadores a 110kV. No obstante esto, cuando se provoca una pérdida de generación en el nodo San Luis la reducción de potencia por los enlaces disponibles (líneas y transformadores) respeta las mismas proporciones que las presentadas al momento de la pérdida del enlace con Polpaico, anulándose así los efectos.

  Resulta importante destacar que esto es así porque el EDAC considerado presenta una homogeneidad tal que los flujos post falla resultan cercanos a una escala del flujo inicial. Resulta sencillo comprobar que si la mayor parte de la desconexión se realizaría en la red costa, el flujo final tendería a ser mayor por enlace Quillota – Nogales 220kV.

Considerando el flujo del escenario *DBHS_2011_Base* y la capacidad de la línea para una condición de 25ºC c/sol, la potencia a desconectar resulta $P_{CORTE} \geq 870$ MW. De acuerdo al despacho existente en el nodo San Luis, se propone el disparo de: ciclo combinado Nehuenco 2 (387MW), ciclo combinado San Isidro 2 (388 MW) y la turbina de gas Quinteros 1 (120 MW) totalizando una potencia de corte de generación de **895 MW**. En esta etapa inicial de análisis y definición no se considera un corte adicional fundamentado en un factor de seguridad.

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

Tal como puede apreciarse en la Figura 6.14 , el sistema norte colapsa por inestabilidad transitoria de primera oscilación. Las razones del colapso se asocian fundamentalmente a la gran perturbación provocada al disparar todos los generadores simultáneamente, sumado al efecto de los estabilizadores de la central Guacolda.

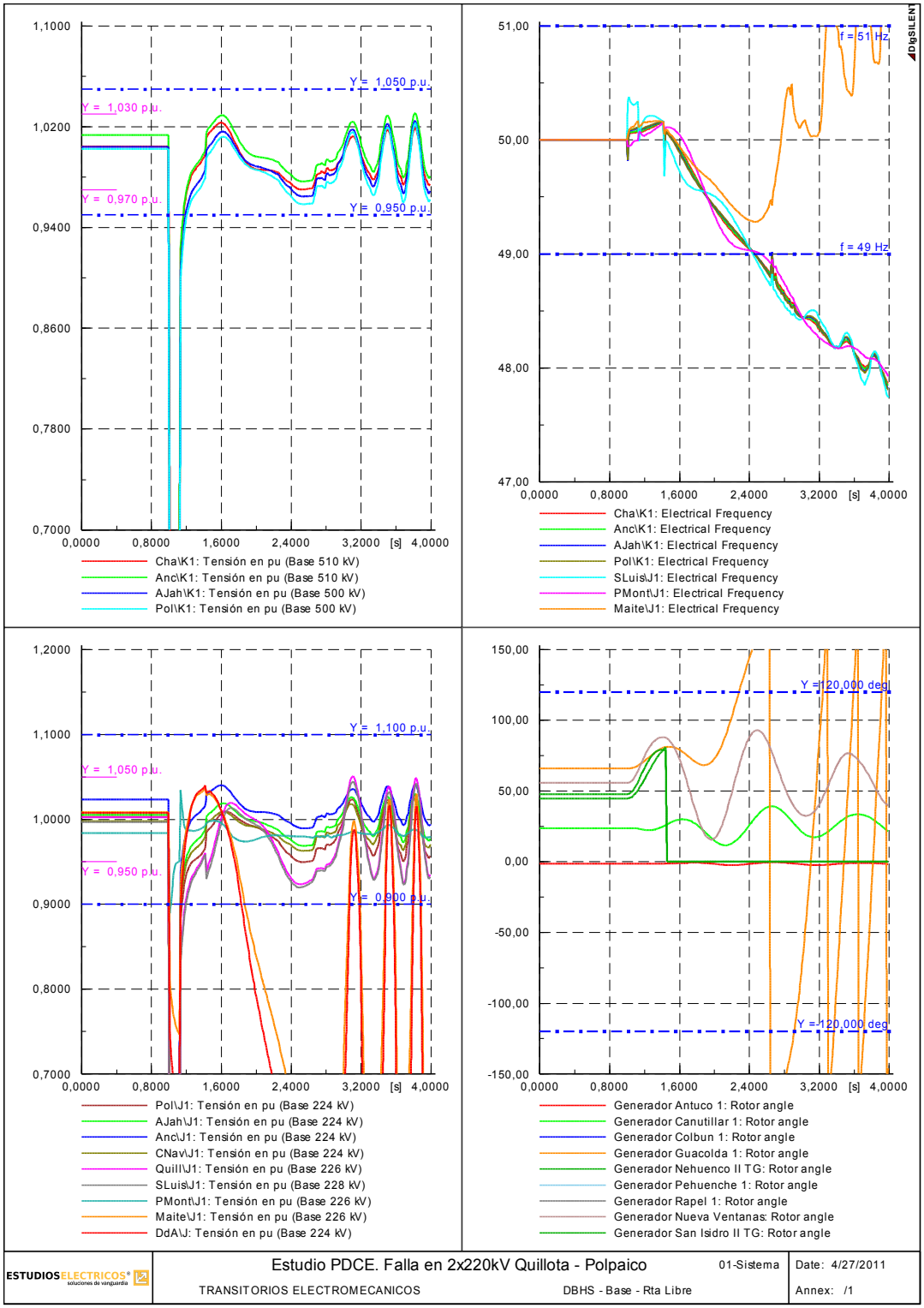


Figura 6.14 - Variables Sistémicas – Desconexión Simultánea

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

Se plantean entonces dos cuestiones a analizar, por un lado analizar la problemática de la tensión en la zona norte y los estabilizadores de la central Guacolda, y por otro estudiar la posibilidad de minimizar el impacto producido por el disparo de la generación.

Análisis de Estabilizadores de Potencia en la zona Norte

De acuerdo con el esquema planteado, se provoca intencionalmente el disparo de determinadas unidades de generación del área San Luis. Esto ocasiona un aumento prácticamente instantáneo de la potencia eléctrica entregada por las restantes unidades del sistema, con la consecuente reducción de las velocidades rotóricas y por ende, reducción en la frecuencia del sistema.

Durante todo este período transitorio de gran perturbación la potencia eléctrica de las unidades de la central Guacolda se modifica significativamente, estas importantes excursiones ingresan al estabilizador actuando directamente sobre la consigna del regulador de tensión.

En la Figura 6.15 se representa el diagrama de bloques del PSS actual y la sección del AVR donde ingresa la señal **upss**. Como puede apreciarse un incremento en la potencia eléctrica (Pg), provoca un aumento en la señal de salida del pss (upss) y ésto una reducción en la consigna "compuesta" del AVR, provocando una reducción de la tensión en bornes de las unidades correspondientes. La reducción en la tensión en bornes reduce el torque sincronizante de la unidad lo que resulta en una mayor excursión del ángulo rotórico.

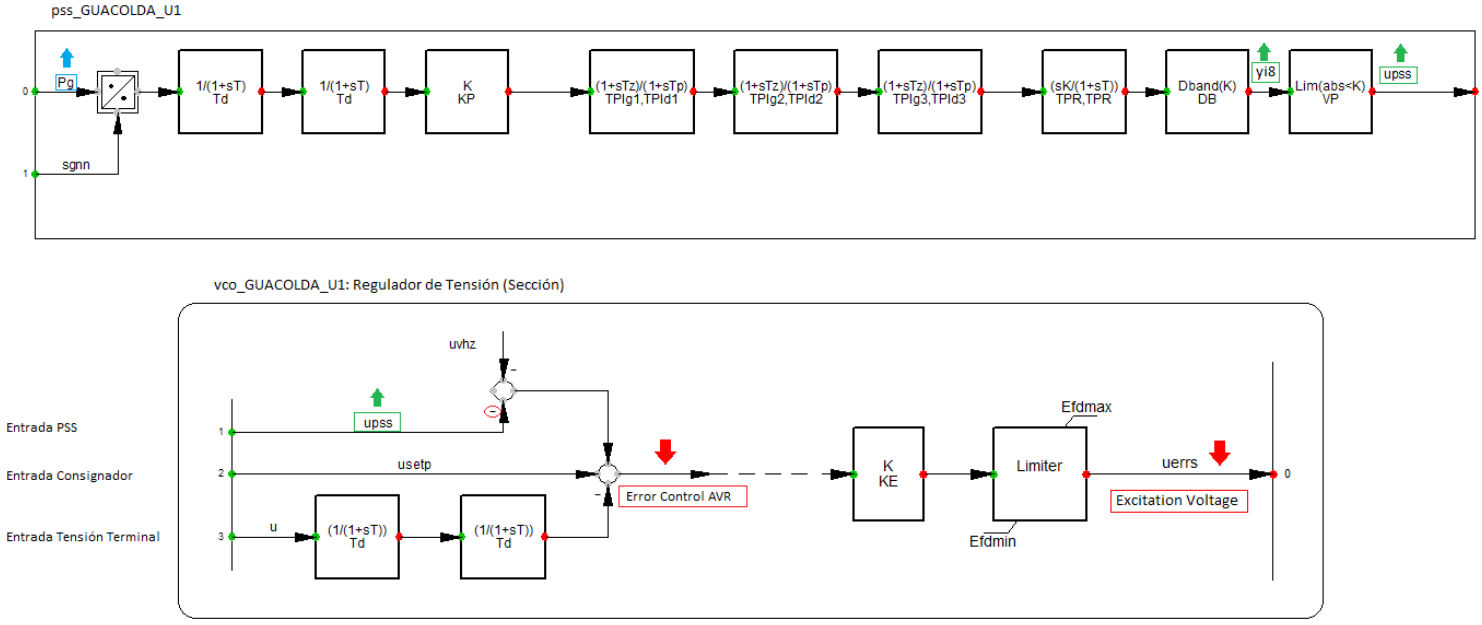


Figura 6.15 - Esquema PSS y AVR Guacolda

En la Figura 6.16 se presentan variables características de las unidades de la central Guacolda. Para simplificar la exposición sólo se muestran las correspondientes a la unidad Nº 1 siendo los resultados obtenidos para las restantes unidades de la central totalmente equivalentes. En esta figura se muestra la tensión terminal, la tensión de excitación, la potencia eléctrica de la

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

máquina junto con la salida del PSS y una variable previa a esta salida que corresponde a la respuesta del estabilizador sin limitación.

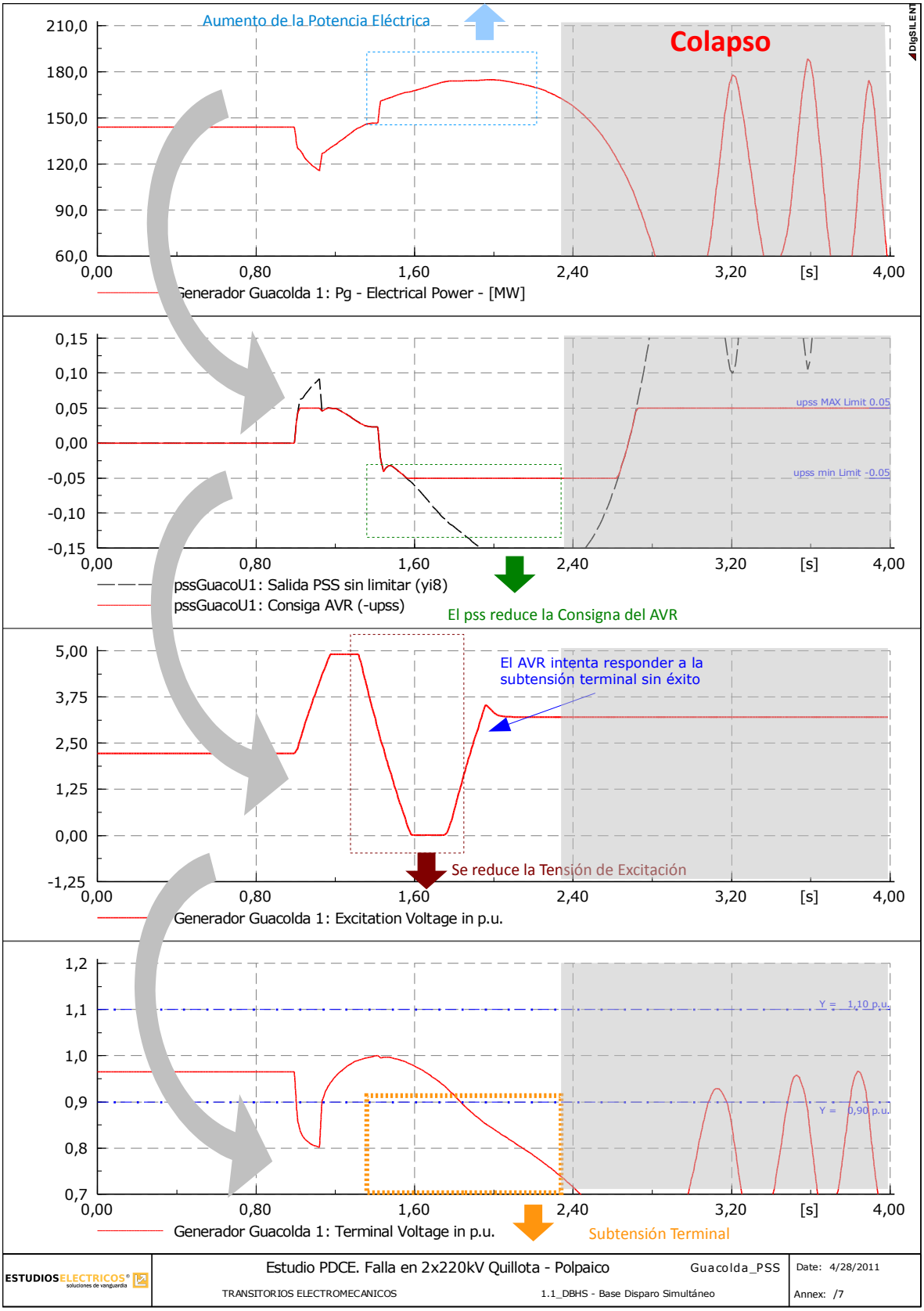


Figura 6.16 - Variables Central Guacolda – Desconexión Simultánea

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

Como puede apreciarse, durante la etapa transitoria de gran perturbación la consigna elaborada por el estabilizador (en el modelo representada como yi8) presenta una excursión extremadamente amplia resultando en una saturación de la salida (upss) en -0,05. Esta salida ingresa en el AVR acentuando los problemas de subtensión consecuentes, haciendo que la tensión de la zona norte alcance el colapso.

Para verificar que efectivamente los efectos se deben a los estabilizadores en cuestión se realiza la misma simulación considerando los PSS F/S (ver Figura 6.17). De allí, resulta evidente que los problemas transitorios de la tensión se deben a los efectos de los estabilizadores. Sin embargo, es posible también verificar que una vez extinguida la gran perturbación, estos equipos son requeridos para eliminar las oscilaciones de pequeña señal.

En función de que la respuesta encontrada para el caso en que los estabilizadores de la central Guacolda se consideran F/S resulta satisfactoria desde el punto de vista transitorio pero no logra satisfacer los estándares de amortiguamiento para la condición post-contingencia, se analizan diversas alternativas de solución tales como el cambio dinámico de ganancias en los Washouts de los estabilizadores y el esquema de lógica de desconexión automática. Para analizar los efectos se utiliza el modelo de un estabilizador comercial extensamente utilizado, a saber PWX6P4. Este estabilizador es de potencia acelerante y se ajusta para que la respuesta en pequeña señal resulte equivalente al PSS existente. En la simulación presentada como 1.4_DBHS se habilita el modo lógica de desconexión la cual desconecta el estabilizador cuando la tensión terminal sale de la banda ± 4% y la consigna elaborada por el pss (upss) se encuentra simultáneamente fuera de la banda ±4% durante 300 mseg. El valor modificado retorna a las condiciones normales cuando esta ultima consigna ingresa en la banda ± 2%. Se observa que aún cuando esta implementación mejora la respuesta, el sistema norte colapsa puesto a que el tiempo que el estabilizador permanece conectado resulta significativo (y menores tiempos se correría el riesgo de activación en situaciones indeseadas). El cambio dinámico de la ganancia tampoco presenta mejoras de relevancia.

Se analiza entonces la posibilidad de reducir el impacto provocado por el disparo de las unidades de generación y complementar esto con las mejoras en los estabilizadores.

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

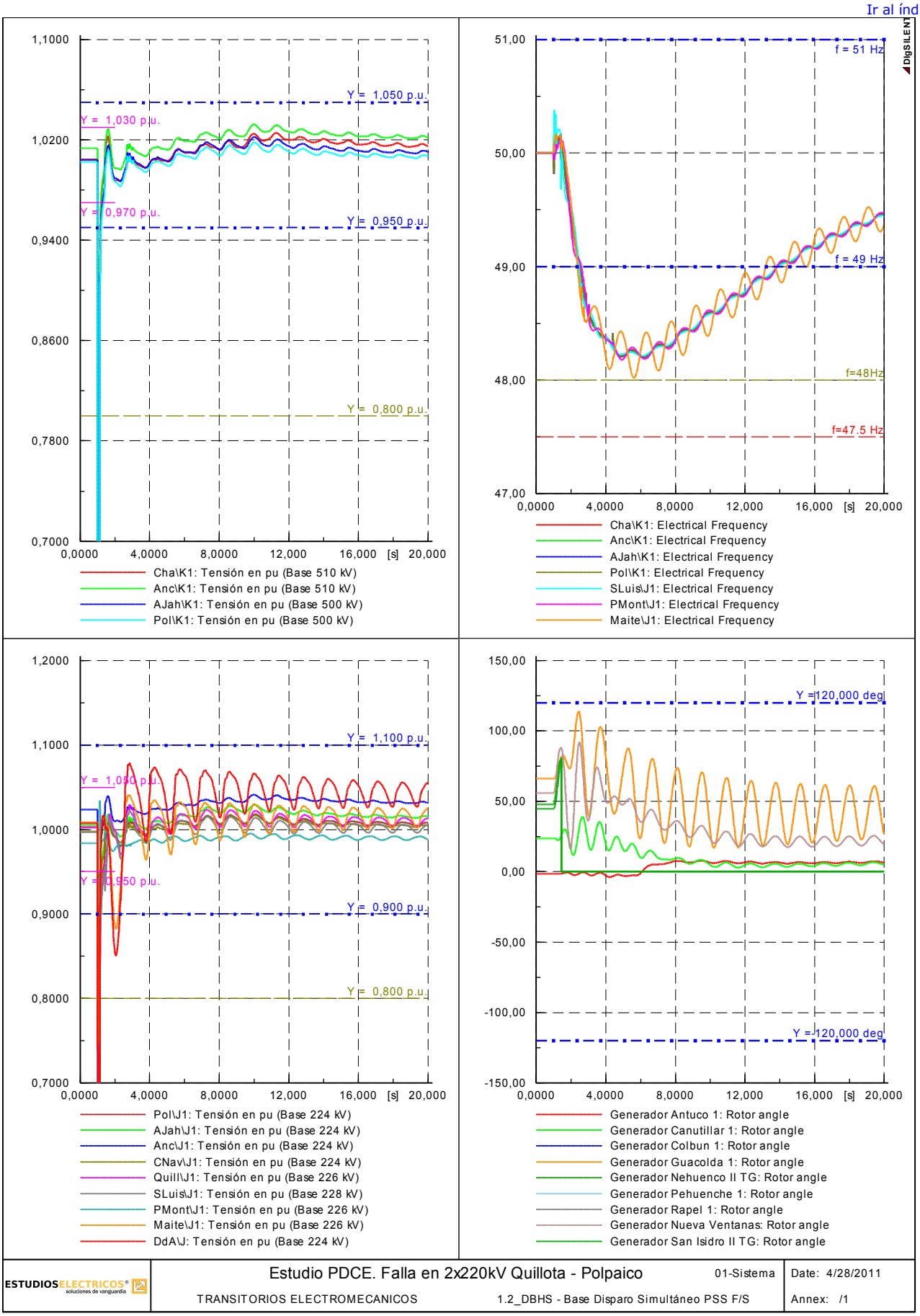


Figura 6.17 - Variables Sistemicas– Desconexión Simultánea – PSS Guacolda F/S

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

Reducción del Impacto de la desconexión

Siendo que en la condición posterior a la apertura del doble circuito Quillota - Polpaico el sistema resulta estable, donde la mayor afección es la sobrecarga del doble circuito Quillota - Nogales y que además ante la sobrecarga analizada para un escenario crítico las protecciones no alcanzan un nivel de actuación, se propone que en lugar de realizarse una desconexión intempestiva por el monto total de la potencia a cortar, se realice una desconexión secuencial de las unidades involucradas.

El máximo retardo entre los disparos de las máquinas se encuentra asociado a la capacidad térmica admisible por los componentes de las líneas Quillota – Nogales 220 kV, por otra parte, el mínimo tiempo de disparo entre las unidades queda determinado por el impacto que esto provoca en el sistema.

Se analiza la respuesta del sistema para diversos retardos temporales encontrándose una respuesta satisfactoria para los retardos presentados en la tabla 6.7. Menores tiempos de retardo entre el disparo de las unidades resulta en un impacto análogo al presentado con el disparo simultáneo; entiéndase inadmisible. Para retardos mayores la respuesta global del sistema presenta mejores desempeños puesto a que el impacto se ve distribuido temporalmente.

Tiempo Relativo	Tiempo Absoluto	Acción	P_{CORTE} Relativo	P_{CORTE} Absoluto
0	0	Apertura doble circuito Quillota – Polpaico 220 kV	-	-
+300 ms	300 ms	Disparo de Ciclo Combinado Nehuenco II	+387 MW	387 MW
+1000 ms	1300 ms	Disparo Turbina de Gas San Isidro II	+255 MW	642 MW
+500 ms	1800 ms	Disparo Turbina de Vapor San Isidro II	+133 MW	775 MW
+500 ms	2300 ms	Disparo Turbina de Gas Quinteros I	+120MW	895 MW

Tabla 6.7 - Disparo Secuencial – Temporización.

Se simula, para los tiempos presentados, tanto con el estabilizador de Guacolda original como con el propuesto. Se encuentra que si bien ambas respuestas resultan satisfactorias, con la inclusión del estabilizador propuesto la tensión en la zona norte resulta significativamente menos perturbada. En la Figura 6.18 se muestran las variables sistémicas de mayor relevancia para el caso de desconexión secuencial con el estabilizador original, de aquí se deduce que el sistema resulta estable y que la tensión de la zona norte presenta una excursión significativa. En la Figura 6.19 se presentan los balances de potencia de la zona en falla destacándose que el enlace Quillota – Nogales se encuentra, luego de 20 segundos de simulación dentro en el límite de régimen permanente, tal como lo prevé el esquema.

En la Figura 6.20 se destacan las mejoras introducidas con la modificación de los estabilizadores de la central Guacolda.

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

En la Figura 6.21 se aprecia una comparación de la evolución porcentual de la carga por el enlace Quillota – Nogales entre el caso sin PDCE "respuesta libre" y con el esquema propuesto.

En las tablas 6.8 y 6.9 se resume el corte resultante de las simulaciones de DBHS.

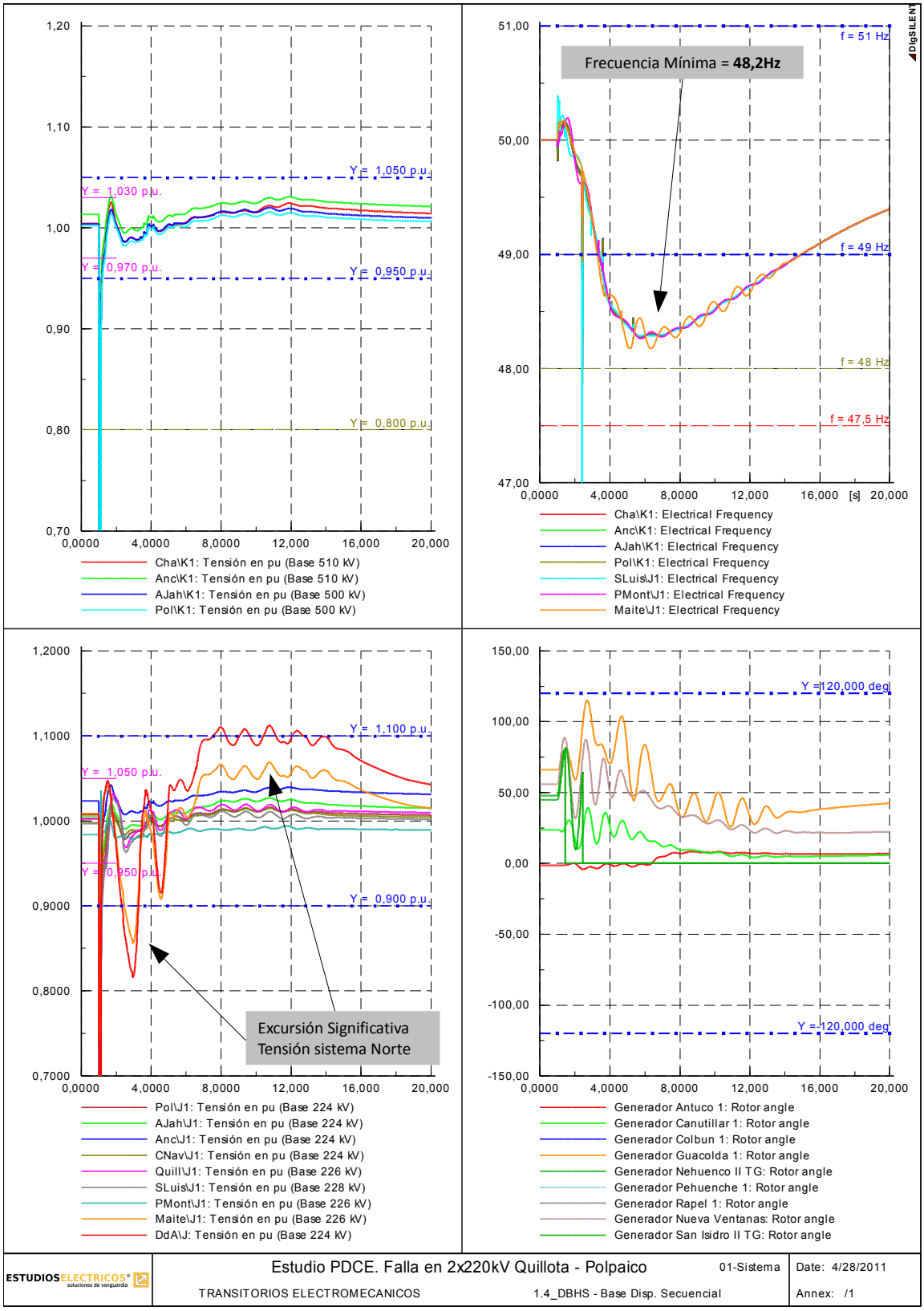


Figura 6.18 - Variables Sistémicas – Desconexión Secuencial – PSS Original

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

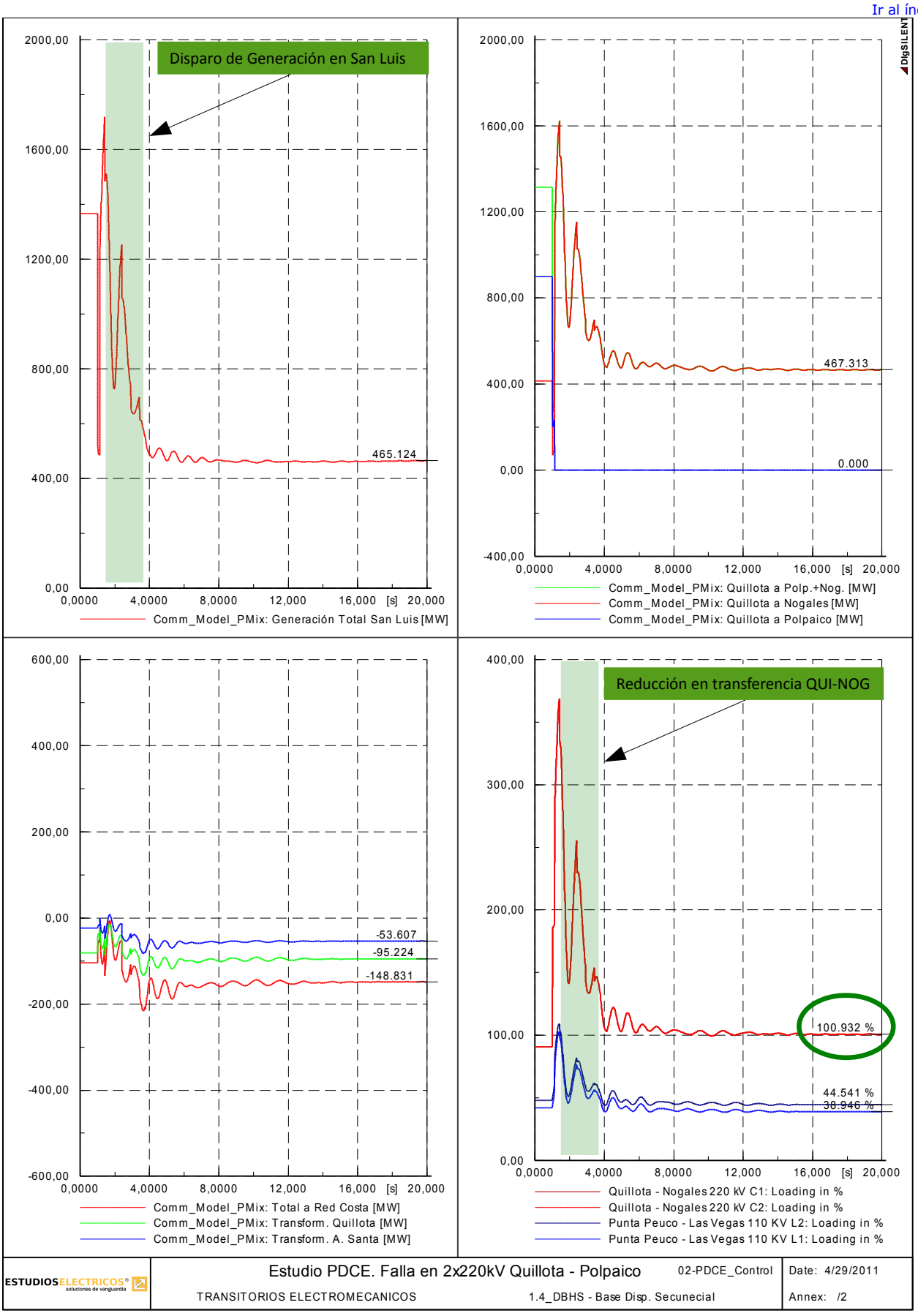


Figura 6.19 - Transferencias y Cargas en zona de falla– Desconexión Secuencial PSS Original

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

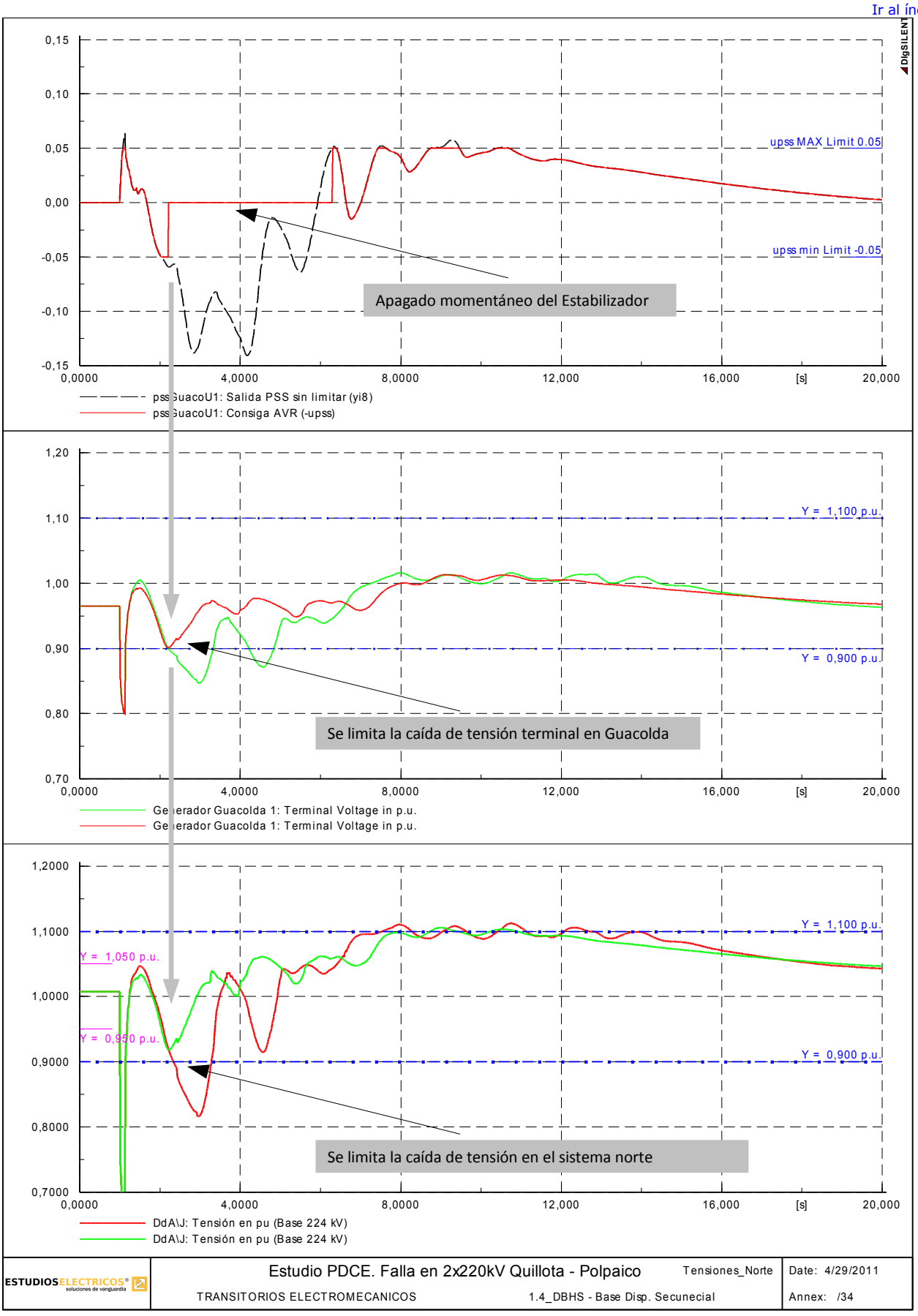


Figura 6.20 - Mejora del desempeño de la tensión norte con cambio de estabilizador – Desconexión Secuencial

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

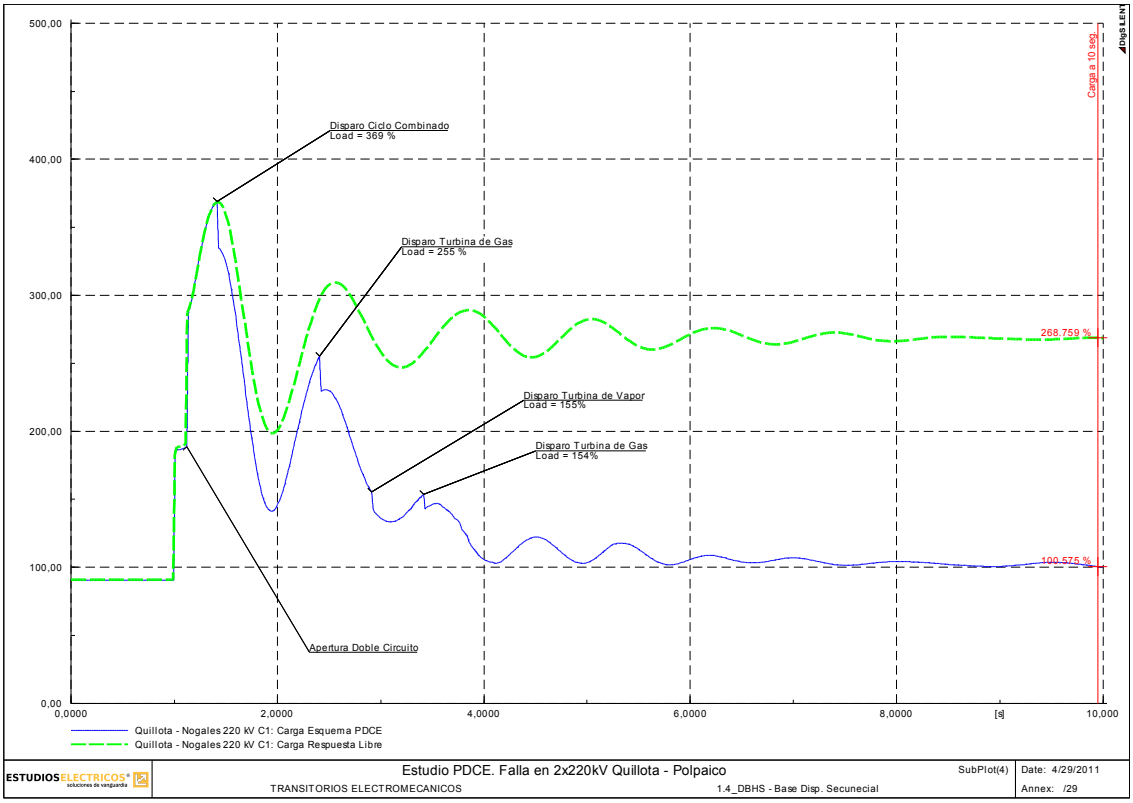


Figura 6.21 - Reducción de carga en enlace Quillota – Nogales 220 kV – Desconexión Secuencial

tiempo de simulación:20,00 seg - Eventos: 01-Events_DBHSBASE_TRIP_1CC+TG+TV+TG							
RED/ESC -P[MW]-	**1 - 49.0 (-0.6)**	**2 - 48.9**	**3 - 48.8 (-0.6)**	**4 - 48.7**	**5 - 48.5**	**6 - 48.3**	**Total**
01-Atacama	12,61 (3,4 %)	3,16 (0,9 %)	8,94 (2,4 %)	4,70 (1,3 %)	4,25 (1,2 %)	3,21 (0,9 %)	**36,86 (10,1 %)**
02-Coquimbo	11,05 (3,1 %)	5,52 (1,5 %)	11,71 (3,2 %)	4,88 (1,4 %)	2,15 (0,6 %)	0,43 (0,1 %)	**35,75 (9,9 %)**
03-Chilquinta-Aconcagua	17,07 (3,2 %)	7,63 (1,4 %)	12,61 (2,4 %)	10,98 (2,1 %)	5,91 (1,1 %)	6,39 (1,2 %)	**60,59 (11,4 %)**
04-Chilectra	81,37 (6,6 %)	59,47 (4,8 %)	17,75 (1,4 %)	63,00 (5,1 %)	35,84 (2,9 %)	34,00 (2,7 %)	**291,44(23,5 %)**
05-Colbún	0,00 (0,0 %)	0,00 (0,0 %)	0,00 (0,0 %)	0,00 (0,0 %)	0,00 (0,0 %)	0,00 (0,0 %)	**0,00 (0,0 %)**
06-Troncal_Qui-Cha	0,76 (0,4 %)	0,25 (0,1 %)	0,00 (0,0 %)	0,00 (0,0 %)	0,41 (0,2 %)	0,28 (0,2 %)	**1,70 (0,9 %)**
07-Sistema154 - 66 kV (Centro)	7,52 (1,9 %)	5,52 (1,4 %)	16,99 (4,2 %)	6,00 (1,5 %)	5,22 (1,3 %)	6,44 (1,6 %)	**47,68 (11,9 %)**
09-Concepción	7,70 (2,2 %)	13,22 (3,8 %)	3,09 (0,9 %)	0,85 (0,2 %)	0,61 (0,2 %)	3,14 (0,9 %)	**28,60 (8,3 %)**
08-Charrúa	15,34 (10,0 %)	3,07 (2,0 %)	7,96 (5,2 %)	1,16 (0,8 %)	0,00 (0,0 %)	0,29 (0,2 %)	**27,81 (18,2 %)**
10-Araucanía	0,00 (0,0 %)	0,00 (0,0 %)	0,00 (0,0 %)	0,00 (0,0 %)	0,00 (0,0 %)	0,00 (0,0 %)	**0,00 (0,0 %)**
11-Araucanía 66 kV	13,60 (5,3 %)	6,72 (2,6 %)	9,61 (3,8 %)	2,73 (1,1 %)	4,01 (1,6 %)	3,80 (1,5 %)	**40,48 (15,8 %)**
-> TOTAL:	**167,02(4,1 %)**	**104,55(2,6 %)**	**88,67 (2,2 %)**	**94,30 (2,3 %)**	**58,41 (1,4 %)**	**57,97 (1,4 %)**	**570,92(14,0 %)**

Tabla 6.8 - EDAC 1.4_DBHS

tiempo de simulación:20,00 seg - Eventos: 01-Events_DBHSBASE_TRIP_1CC+TG+TV+TG_PWX							
RED/ESC -P[MW]-	**1 - 49.0 (-0.6)**	**2 - 48.9**	**3 - 48.8 (-0.6)**	**4 - 48.7**	**5 - 48.5**	**6 - 48.3**	**Total**
01-Atacama	12,61 (3,4 %)	3,16 (0,9 %)	8,94 (2,4 %)	4,70 (1,3 %)	4,25 (1,2 %)	3,21 (0,9 %)	**36,86 (10,1 %)**
02-Coquimbo	11,05 (3,1 %)	5,52 (1,5 %)	11,71 (3,2 %)	4,88 (1,4 %)	2,15 (0,6 %)	0,43 (0,1 %)	**35,75 (9,9 %)**
03-Chilquinta-Aconcagua	17,07 (3,2 %)	7,63 (1,4 %)	12,61 (2,4 %)	10,98 (2,1 %)	5,91 (1,1 %)	6,39 (1,2 %)	**60,59 (11,4 %)**
04-Chilectra	81,37 (6,6 %)	59,47 (4,8 %)	17,75 (1,4 %)	63,00 (5,1 %)	35,84 (2,9 %)	34,00 (2,7 %)	**291,44(23,5 %)**
05-Colbún	0,00 (0,0 %)	0,00 (0,0 %)	0,00 (0,0 %)	0,00 (0,0 %)	0,00 (0,0 %)	0,00 (0,0 %)	**0,00 (0,0 %)**
06-Troncal_Qui-Cha	0,76 (0,4 %)	0,25 (0,1 %)	0,00 (0,0 %)	0,00 (0,0 %)	0,41 (0,2 %)	0,28 (0,2 %)	**1,70 (0,9 %)**
07-Sistema154 - 66 kV (Centro)	7,52 (1,9 %)	5,52 (1,4 %)	8,71 (2,2 %)	6,00 (1,5 %)	5,22 (1,3 %)	6,44 (1,6 %)	**39,41 (9,8 %)**
09-Concepción	7,70 (2,2 %)	13,22 (3,8 %)	3,09 (0,9 %)	0,85 (0,2 %)	0,61 (0,2 %)	3,14 (0,9 %)	**28,60 (8,3 %)**
08-Charrúa	15,34 (10,0 %)	3,07 (2,0 %)	7,96 (5,2 %)	1,16 (0,8 %)	0,00 (0,0 %)	0,29 (0,2 %)	**27,81 (18,2 %)**
10-Araucanía	0,00 (0,0 %)	0,00 (0,0 %)	0,00 (0,0 %)	0,00 (0,0 %)	0,00 (0,0 %)	0,00 (0,0 %)	**0,00 (0,0 %)**
11-Araucanía 66 kV	13,60 (5,3 %)	6,72 (2,6 %)	9,61 (3,8 %)	2,73 (1,1 %)	4,01 (1,6 %)	3,80 (1,5 %)	**40,48 (15,8 %)**
-> TOTAL:	**167,02(4,1 %)**	**104,55(2,6 %)**	**80,40 (2,0 %)**	**94,30 (2,3 %)**	**58,41 (1,4 %)**	**57,97 (1,4 %)**	**562,64(13,8 %)**

Tabla 6.9 - EDAC 1.5_DBHS

Considerando el mismo esquema se analiza la respuesta en un escenario de alto impacto de demanda alta e hidrología seca con resultados satisfactorios. En las figuras siguientes se presenta la evolución de las variables sistémicas y las variables locales de transferencias y niveles de carga.

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

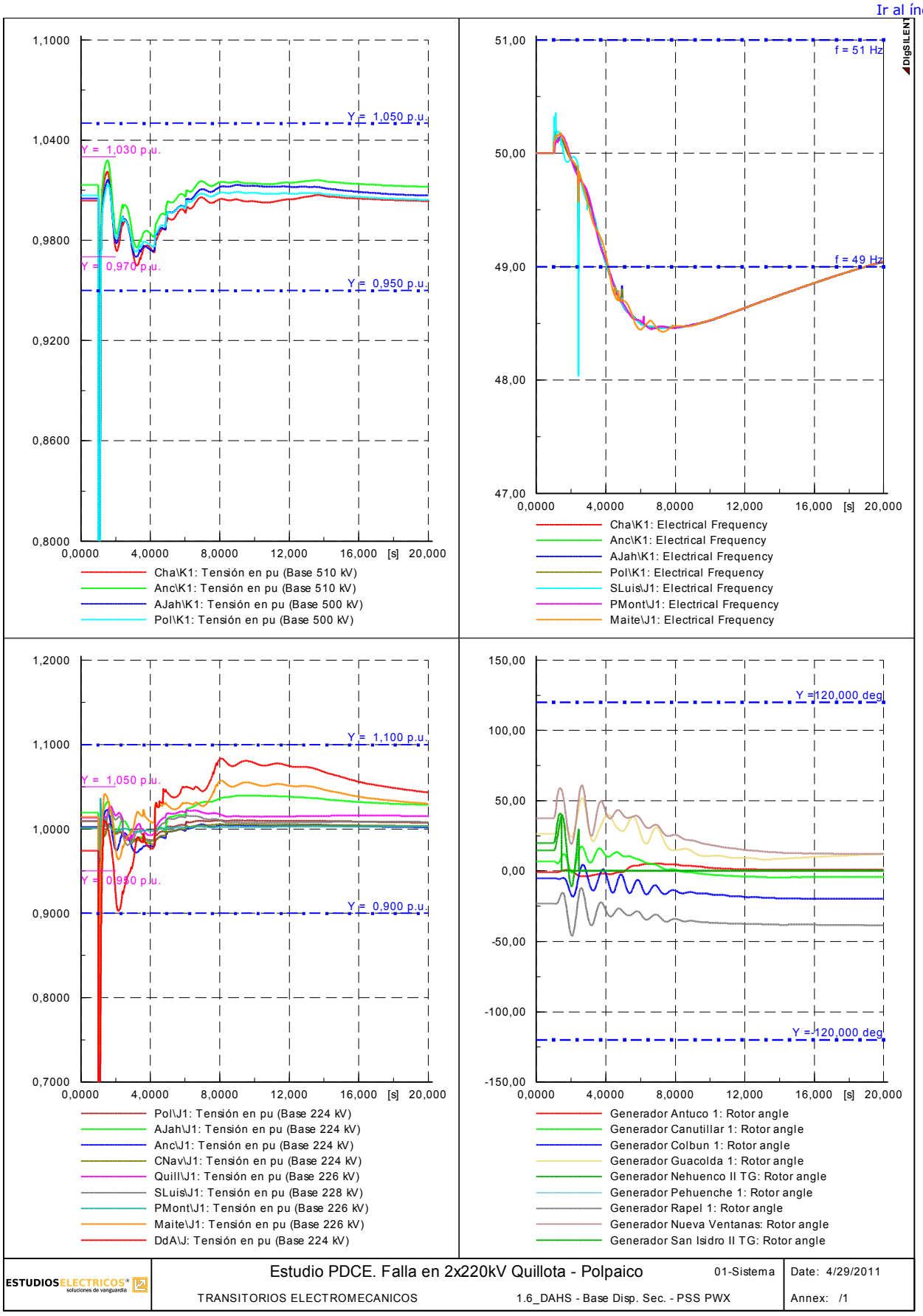


Figura 6.22 - Variables Sistémicas – Desconexión Secuencial - DAHS

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

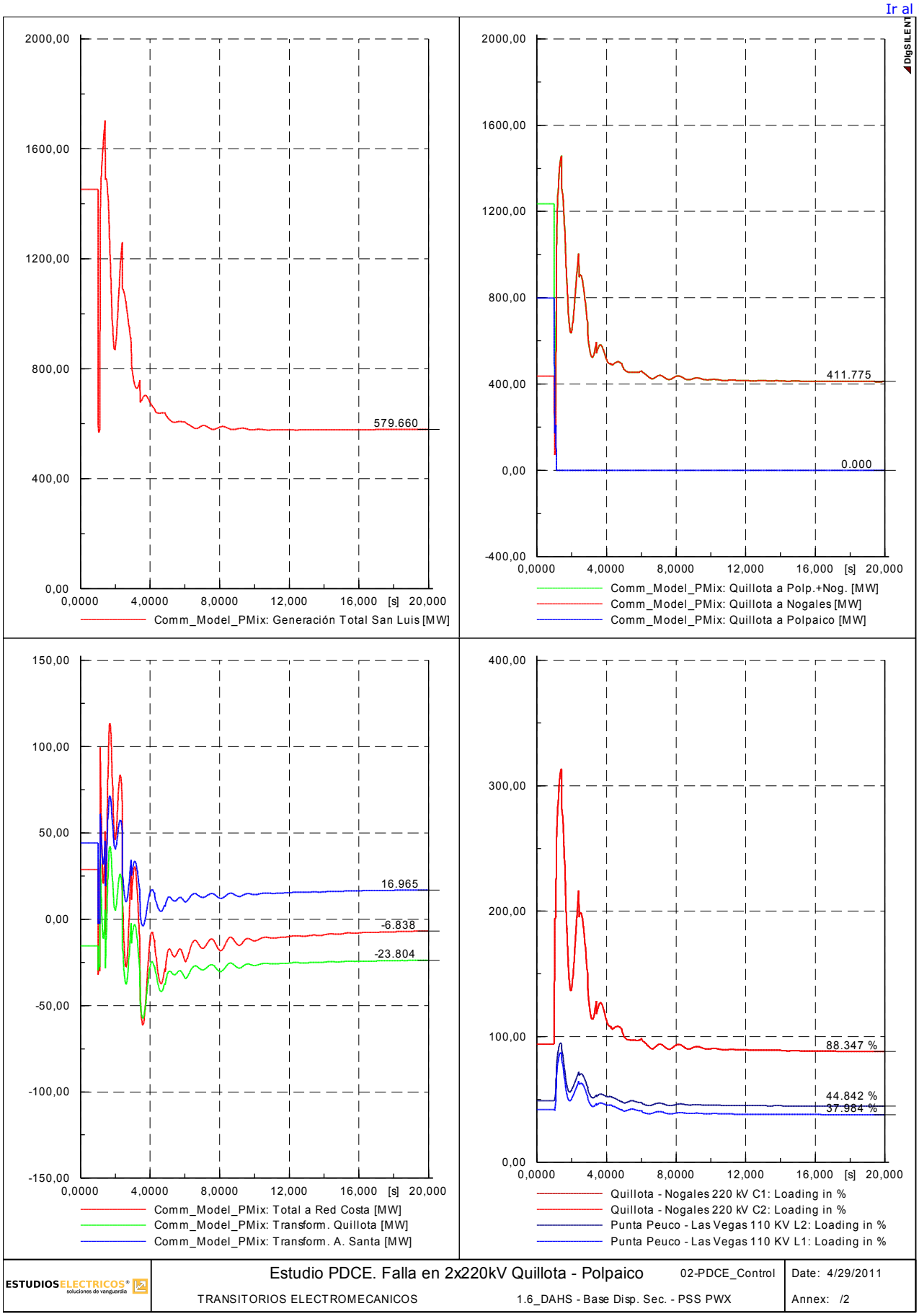


Figura 6.23 - Transferencias y Cargas en zona de falla– Desconexión Secuencial – DAHS

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

6.4.3 Evaluación del desempeño

El esquema de PDCE diseñado para los escenarios de alto impacto debe presentar un comportamiento robusto para diversas condiciones de hidrología y demanda de la red. Así, los escenarios presentados en la tabla 5.4 se constituyen con el objetivo de verificar la respuesta del esquema en condiciones distintas a los escenarios de diseño.

- **Desempeño sobre Escenario DBHS_H+**

En el escenario de verificación de demanda baja denominado DBHS_H+, el vínculo Quillota-Polpaico 220kV presenta un flujo de potencia pre-contingencia menor al escenario de alto impacto. En este caso, la ecuación del esquema que determina el corte de generación necesario para evitar la sobrecarga del doble vínculo Quillota-Nogales arroja como resultado la necesidad de disparar en forma secuencial un ciclo combinado completo y una turbina de gas (Quintero).

La pérdida de generación provoca una excursión de la frecuencia menor a la resultante para el escenario de alto impacto llegando a un valor mínimo de 48,6Hz lo cual provoca el disparo del segundo y cuarto escalón de EDAC. El monto de potencia de reserva disponible alcanza aproximadamente los 535 MW.

A partir del disparo de la generación necesaria se logra una respuesta satisfactoria del sistema, permaneciendo el vínculo Quillota-Nogales con una carga de 100% en régimen permanente luego de ocurrida la contingencia. El comportamiento de las principales variables del sistema resulta estable y cumple con los requisitos especificados en la NT SyCS. En el anexo se muestran las respuestas dinámicas donde se observa el correcto desempeño del esquema para este escenario.

- **Desempeño sobre Escenario DBHS_H++**

El escenario de verificación de demanda baja denominado DBHS_H++ presenta una transferencia por los doble circuito Quillota-Nogales y Quillota-Polpaico 220kV que alcanza los 718MW. Esta transferencia resulta menor a los escenarios de demanda baja previamente presentados (DBHS_BASE y DBHS_H+) por lo cual, a partir de la ecuación de corte de generación de PDCE, resulta necesario el disparo de sólo un ciclo combinado de la S/E San Luis.

Este escenario posee un bajo impacto para la contingencia en estudio dado que sólo se alcanza el primer escalón de corte de carga absoluto (48,9Hz). La reserva alcanza un valor cercano a los 590 MW la cual permite el restablecimiento de la frecuencia a valores cercanos a los 50Hz luego de 20 segundos de simulación.

A partir del disparo de la generación necesaria en el nodo de San Luis se logra una respuesta satisfactoria del sistema, permaneciendo el vínculo Quillota-Nogales con una carga de 81% en régimen permanente luego de ocurrida la contingencia. El comportamiento de las principales variables del sistema resulta estable y cumple con los requisitos especificados en la NT

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

SyCS. En el anexo se muestran las respuestas dinámicas donde se observa el correcto desempeño del esquema para este escenario.

- **Desempeño sobre Escenario DAHS_H+**

Este escenario presenta condiciones de despacho de las centrales del nodo San Luis menores a la del escenario de alto impacto. Esta condición resulta en un corte de generación de menor monto respecto al escenario BASE.

El resultado de la ecuación de corte de generación establece que deben dispararse un ciclo combinado y una turbina de vapor. Esta pérdida de generación provoca la actuación de únicamente el segundo escalón de EDAC restableciéndose la frecuencia a valores superiores a 49 Hz luego de 20 segundos de simulación. El escenario presenta una reserva rodante de aproximadamente 600MW.

A partir del disparo de la generación necesaria en el nodo de San Luis se logra una respuesta satisfactoria del sistema, permaneciendo el vínculo Quillota-Nogales con una carga de 87% en régimen permanente luego de ocurrida la contingencia. El comportamiento de las principales variables del sistema resulta estable y cumple con los requisitos especificados en la NT SyCS. En el anexo se muestran las respuestas dinámicas donde se observa el correcto desempeño del esquema para este escenario.

- **Desempeño sobre Escenario DAHS_H++**

Dadas las condiciones de despacho, este escenario de operación presenta un impacto sumamente leve sobre el sistema. La ecuación de corte de generación del esquema indica que para evitar sobrecargas post-falla del doble circuito Quillota-Nogales es necesario reducir la generación en un monto de aproximadamente 120MW lo cual puede realizarse mediante el disparo de una de las turbinas de vapor que aportan al nodo de San Luis.

El bajo monto de generación disparado provoca una excursión leve de la frecuencia sin que se alcances escalones de EDAC, resultando en una perturbación leve para el SIC.

A partir del disparo de la generación necesaria en el nodo de San Luis se logra una respuesta satisfactoria del sistema, permaneciendo el vínculo Quillota-Nogales con una carga de 93% en régimen permanente luego de ocurrida la contingencia. El comportamiento de las principales variables del sistema resulta estable y cumple con los requisitos especificados en la NT SyCS. En el anexo se muestran las respuestas dinámicas donde se observa el correcto desempeño del esquema para este escenario.

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

6.5 Esquema Conceptual

6.5.1 Generalidades

Analizando la respuesta libre mostrada en el capítulo 6.3 , "Análisis de la contingencia" resulta natural proponer como primera medida un automatismo que reduzca la potencia circulante por el enlace Quillota – Nogales 220 kV cuando ésta supere los límites admisibles por el conductor.

En función del análisis realizado en 6.3.4 se propone que el límite a considerar para el enlace no resulte un parámetro fijo, sino que sea un valor calculado por el automatismo en función de las condiciones ambientales (temperatura ambiente e incidencia solar).

Para la reducción de la potencia transportada por el doble circuito se pretende que el esquema resulte simple, minimice la necesidad de esquemas de comunicación y que a la vez provoque el menor impacto posible al sistema.

En 6.4.2 se presentan las diversas alternativas analizadas de donde se deriva que la reducción de potencia puede ser realizada mediante una desconexión intempestiva temporizada (disparo) de unidades de generación que acometen al nodo San Luis 220 kV de acuerdo a una secuencia pre-establecida. Asimismo, en el mismo apartado, se destaca que para que el esquema resulte satisfactorio, se deben realizar una modificación en los estabilizadores de la central Guacolda.

Es importante destacar que para las condiciones analizadas, se supervisa el control de tensión del nodo San Luis y el área de influencia no encontrándose, con el esquema propuesto, la necesidad de implementar un esquema de control conjunto.

En las etapas posteriores del estudio se evaluará el comportamiento del esquema para otras condiciones adicionales del sistema, incluyendo nuevas obras topológicas con un horizonte de 4 años.

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

6.5.2 Descripción del Esquema

Se propone como Plan de Defensa contra la contingencia extrema "falla y pérdida del doble circuito Quillota-Polpaico 220 kV", un esquema que realice mediciones de potencia en las líneas que enlazan Quillota-Polpaico 220 kV y Quillota-Nogales 220 kV y provoque, al detectar la apertura intempenstiva del doble circuito y en función del escenario previo, un disparo secuencial de las unidades de las centrales que acometen al nodo San Luis, para limitar los niveles de sobrecarga Quillota-Nogales 220 kV.

Una vez ejecutadas todas las acciones propuestas, el esquema permanecerá monitoreando la carga de las líneas Quillota-Nogales, verificando que no se sobrepasen sus capacidades nominales. Si luego de establecido el régimen permanente (20 segundos) se detecta que el corte de generación ha resultado insuficiente, el esquema reducirá aún más la generación en el nodo San Luis.

Adicionalmente se propone implementar en los estabilizadores de potencia (PSS) de la central Guacolda una lógica de desconexión ante grandes perturbaciones, para permitir que la evolución post-contingencia de la tensión en la zona norte se realice de manera satisfactoria.

El esquema general propuesto se representa en la Figura 6.24. Se aprecian las mediciones de las potencias por los enlaces Quillota – Polpaico 220 kV y Quillota – Nogales 220 kV, la medida de la generación (potencia y estado operativo) de las unidades asociadas a la nodo San Luis y las entradas del estado ambiental (temperatura e incidencia solar).

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

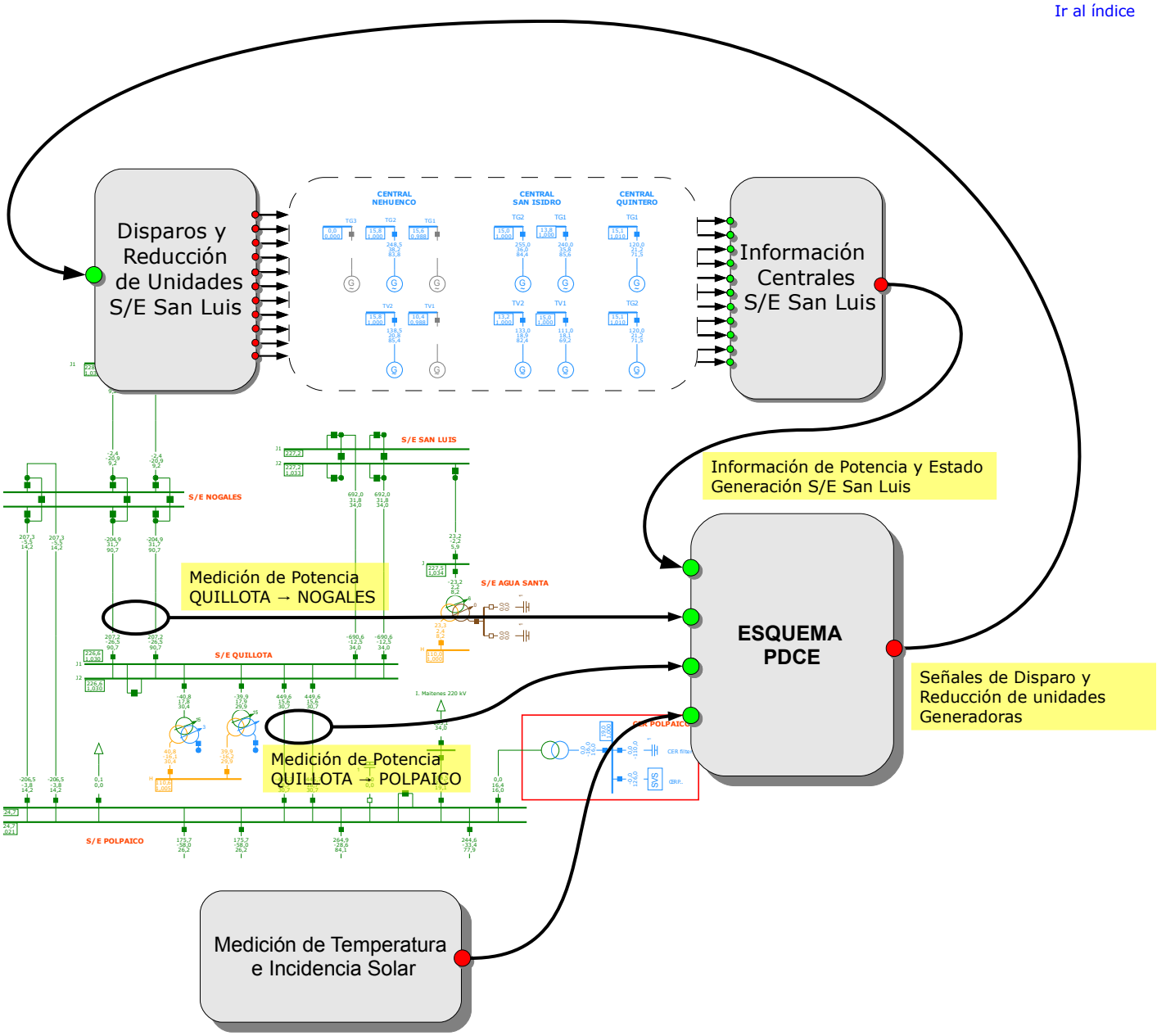


Figura 6.24 - PDCE 1 – Esquema General

En la Figura 6.25 se detalla el modelo interno propuesto para el esquema en su funcionalidad principal. Puede observarse el cálculo de la capacidad térmica del doble circuito Quillota – Nogales, la medición del estado anterior a la contingencias de las líneas Quillota – Polpaico 220 kV y Quillota – Nogales 220 kV, la entrada del estado de la generación que inyecta en el nodo San Luis, el bloque de cálculo de generación a disparar, el iniciador de eventos y el distribuidor de disparos.

En la Figura 6.26 se detalla el modelo de verificación post-contingencia, el cual verifica que la carga final del doble circuito Quillota – Nogales 220 kV permanezca dentro de los límites de capacidad de régimen permanente.

En los sub-apartados posteriores se detallan la características de los bloques de mayor relevancia.

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

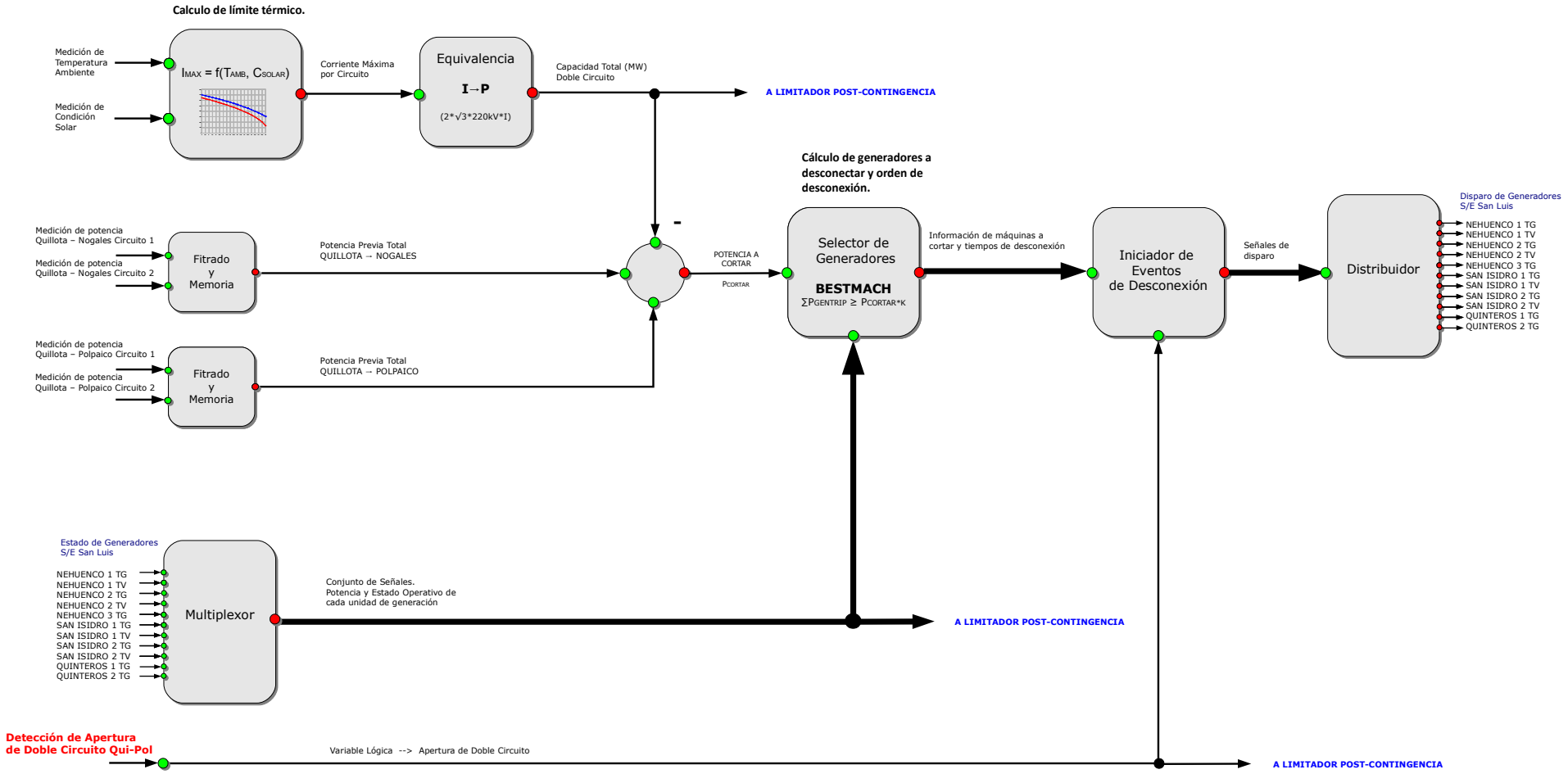


Figura 6.25 - PDCE 1 – Detalle lógica interna (Principal)

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

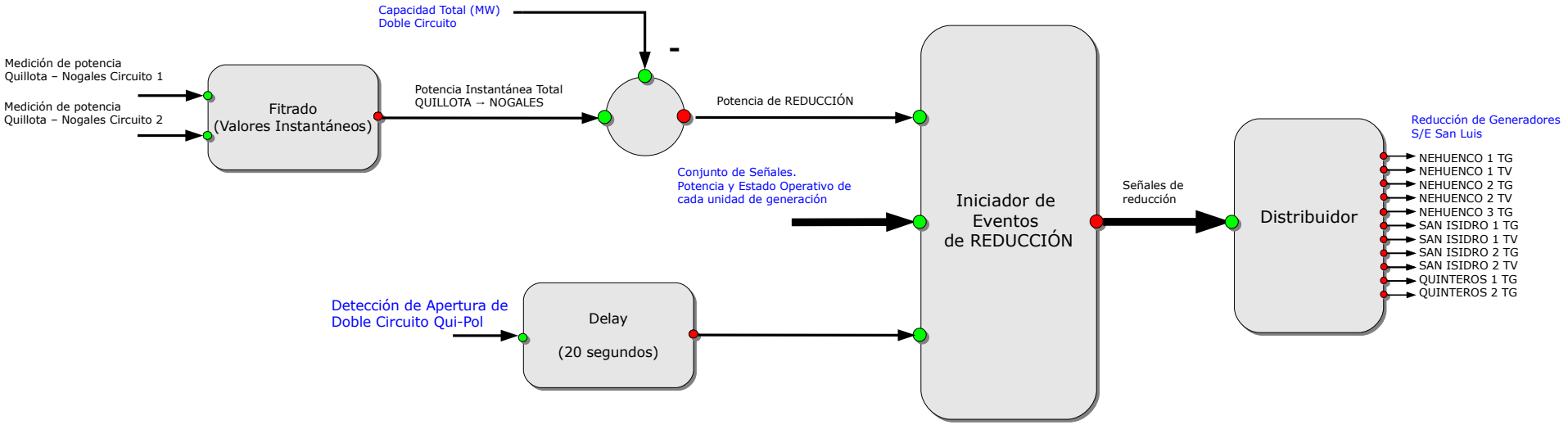


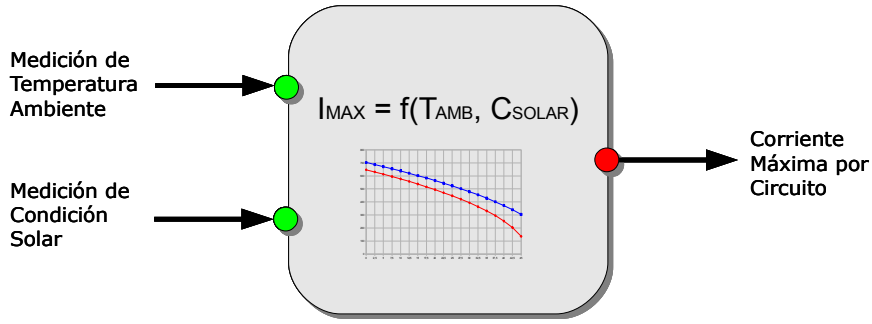
Figura 6.26 - PDCE 1 – Detalle lógica interna (Verificación Post-Contingencia)

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

6.5.3 Bloque "Cálculo de Límite Térmico"

En función de la información presentada en 6.3.4 se propone que el automatismo conste de un elemento que calcule permanentemente la máxima transferencia posible por en enlace Quillota-Nogales 220 kV tomando mediciones de la temperatura ambiente y la condición solar.

Bloque – Calculo de Límite Térmico

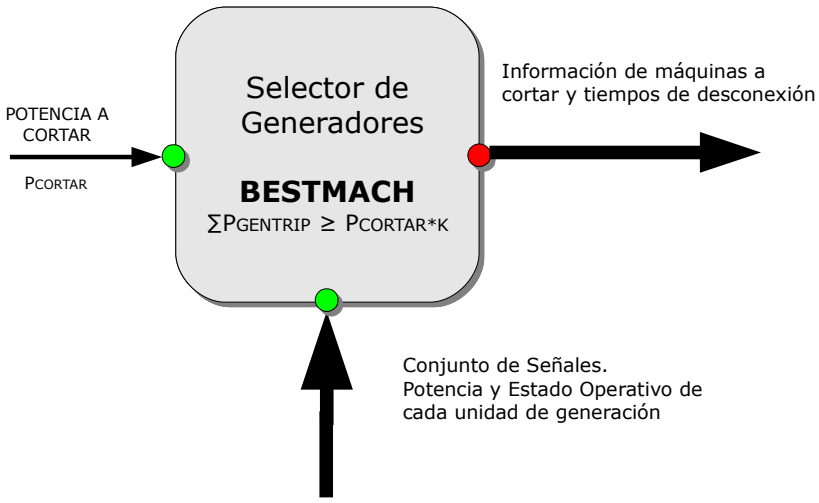


El bloque que realice esta tarea deberá tomar la medición de la temperatura ambiente (con una precisión del orden de 2ºC) y disponer de una detección de la presencia o no de luz solar (variable lógica). Con esto deberá determinar mediante un calculo interno (e.g. interpolación de los datos presentados) la corriente máxima admisible por circuito.

6.5.4 Bloque "Cálculo de generadores a desconectar y orden de desconexión"

Este bloque es el encargado de definir de que manera serán realizados los cortes de las unidades generadoras. Tomando la potencia a cortar calculada y conociendo el estado de las unidades de generación, decide instante a instante de que forma debe cortarse la generación.

Bloque - Cálculo de generadores a desconectar y orden de desconexión.



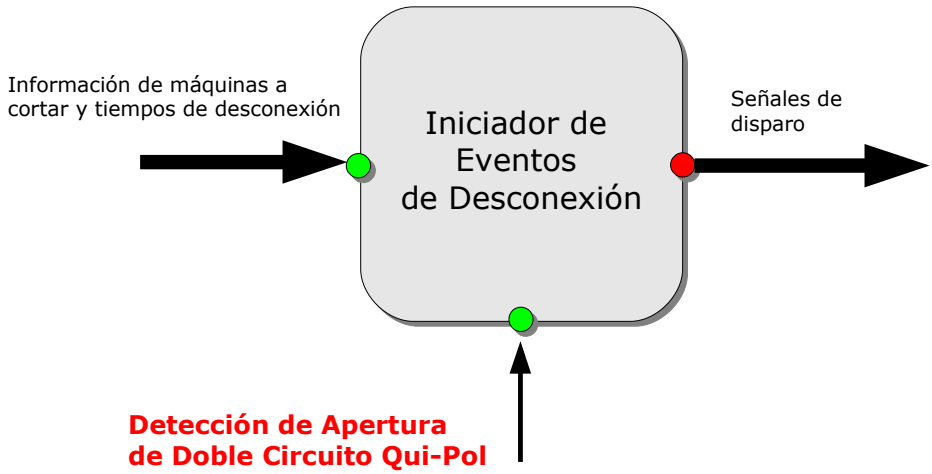
No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

El detalle de la lógica interna del bloque será especificada en etapas posteriores. No obstante se menciona que deberá programarse de forma tal que tenga en cuenta las siguientes condiciones:

- Las turbinas de vapor de Nehuenco 1 y San Isidro 1 y 2 pueden ser desconectadas independientes de la turbina de gas asociada, por el tiempo que se requiera.
- La central Nehuenco 2 puede desconectar la Turbina a vapor, manteniendo en servicio a la turbina gas. Esta maniobra se puede llevar a cabo por un periodo no superior a 2 horas, luego de dicho tiempo, si no se ha dispuesto la entrada en servicio de la turbina a vapor, necesariamente se debe desconectar también la TG.
- En caso de requerirse la desconexión temporizada de un ciclo combinado completo, el primer disparo será dirigido a la turbina de gas.
- El esquema no prevé el disparo de dos unidades individuales de ciclo combinado. Esto significa que aún cuando numéricamente resulte más preciso disparar dos turbinas de vapor, se optará por disparar un ciclo combinado completo.
- En función del monto total a reducir, la desconexión de unidades considera inicialmente la desconexión de un ciclo combinado completo en tiempos mínimos, una temporización de 1 segundo para la desconexión de la siguiente unidad y 500ms para todas las unidades restantes.

6.5.5 Iniciador de Eventos de Desconexión

Conociendo de antemano las unidades a disparar y los retardos intencionales entre disparos, este iniciador de eventos envía las señales pertinentes una vez detectada la apertura del doble circuito. Conceptualmente puede pensarse como una compuerta tipo "AND" que habilita todos los eventos calculados si y solo si se detecta la apertura del doble circuito Quillota – Nogales 220 kV. Esto permite satisfacer los requerimientos de la NT en cuanto a que los recursos Especiales de Control de Contingencias solamente deberán operar para tales Contingencias.



No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

7 ETAPA D. Verificación del Esquema / Factibilidad de Implementación

7.1 Objetivos

Los objetivos de la Etapa D corresponden a:

- *Verificar el esquema*

  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.

- *Analizar la factibilidad de implementación*

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

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

7.2 Verificación el esquema

En este apartado se presentan las simulaciones de verificación para casos complementarios a los casos base de diseño. Se analizan aquí condiciones actuales con un mayor grado de criticidad, casos de operación alternativa de menor impacto y condiciones futuras no analizadas en las primeras etapas del estudio.

7.2.1 Casos Extremos

Los casos presentados a continuación corresponden a condiciones de muy alta criticidad. Estos surgen de la maximización de las condiciones pesimistas presentadas en las primeras etapas del estudio (Etapas B y C).

De manera resumida podemos decir que se analiza la respuesta del esquema ante una nueva condición base, denominada **"Demanda Baja Hidrología Seca 2 – Extrema"** y se realiza un análisis de sensibilidad ante modificaciones en parámetros de gran relevancia.

Los análisis de sensibilidad realizados corresponden a:

- Variaciones de los montos de carga implementados en el EDAC.
- Puesta E/S de controladores potencia-velocidad de todas las máquinas que presentan modelo homologado.
- Indisponibilidad del STATCOM Cerro Navia 220 kV.
- Indisponibilidad del CER Polpaico 220 kV.
- Operación de la Central Nueva Ventanas exportando por 220 kV.
- Operación Central Taltal.

En la Tabla 7.1 se resume la información de mayor relevancia para cada una de las simulaciones realizadas. En los sub-apartados posteriores se desarrolla con mayor detalle cada caso analizado.

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

Identificación	Escenario	Consideraciones adicionales	Eventos	Reserva RF	P_{PREVIA} QUI-POL	P_{PREVIA} QUI-NOG	P_{PREVIA} QUI-NOG + QUI-POL	P_{GEN} San Luis	P_{CORTE} Calculo	P_{CORTE} Real	EDAC	$F_{mín}$	F @20 seg.	$P_{QUI-NOG}$ (Load) @20seg.	Observaciones
3.1.1_DBHS _2	DBHS_2	-	De acuerdo a tabla 7.2	350 MW	989 MW	456 MW	1445 MW	1495 MW	1000 MW	1125 MW	908 MW	48,34 Hz	49,35 Hz	422 MW (91%)	El esquema opera satisfactoriamente. El 6º escalón de EDAC prácticamente no opera.
3.1.2_DBHS _2	DBHS_2	Se incrementa un 10% el monto de EDAC modelado.	De acuerdo a tabla 7.2	350 MW	989 MW	456 MW	1445 MW	1495 MW	1000 MW	1125 MW	982 MW	48,42 Hz	49,81 Hz	422 MW (91%)	El esquema opera satisfactoriamente. No se activa el 6º escalón de EDAC.
3.1.3_DBHS _2	DBHS_2	Se reduce un 10% el monto de EDAC modelado.	De acuerdo a tabla 7.2	350 MW	989 MW	456 MW	1445 MW	1495 MW	1000 MW	1125 MW	906 MW	48,25 Hz	49,35 Hz	418MW (90%)	El esquema opera satisfactoriamente. Actúa todo el EDAC modelado.
3.1.4_DBHS _2	DBHS_2	GOV's adicionales E/S	De acuerdo a tabla 7.2	350 MW	989 MW	456 MW	1445 MW	1495 MW	1000 MW	1125 MW	854 MW	48,40 Hz	49,60 Hz	448 MW (97%)	El esquema opera satisfactoriamente. Se presenta una mejor recuperación de la frecuencia
3.2_DBHS _2	DBHS_2	STATCOM F/S	De acuerdo a tabla 7.2	350 MW	989 MW	456 MW	1445 MW	1495 MW	1000 MW	1125 MW	914 MW	48,34 Hz	49,35 Hz	418MW (90%)	El esquema opera satisfactoriamente. El 6º escalón de EDAC prácticamente no opera. No se observan cambios significativos en la regulación de tensión
3.3_DBHS _2	DBHS_2	CER F/S	De acuerdo a tabla 7.2	350 MW	989 MW	456 MW	1445 MW	1495 MW	1000 MW	1125 MW	914 MW	48,34 Hz	49,35 Hz	418MW (90%)	El esquema opera satisfactoriamente. El 6º escalón de EDAC prácticamente no opera. No se observan cambios significativos en la regulación de tensión
3.4_DBHS _2	DBHS_2	Unidad Nueva Ventanas exportando por 220 kV	De acuerdo a tabla 7.3	350 MW	942 MW	283 MW	1225 MW	1495 MW	780 MW	895 MW	696 MW	48,45 Hz	49,45 Hz	390 MW (84%)	El esquema opera satisfactoriamente. No se activan todos los escalones Con este modo de operación, se requieren menores cortes. La operación de la central exportando en 220 kV no altera las estimaciones realizadas por el esquema.
3.5_DBHS _2	DBHS_2	Taltal E/S Guacolda PSS c/ Lógica	De acuerdo a tabla 7.2	350 MW	954 MW	458 MW	1412 MW	1495 MW	967 MW	1125 MW	903 MW	48,35 Hz	49,33 Hz	391 MW (84%)	El esquema opera satisfactoriamente. La regulación de la tensión de la red norte se mejora con la puesta E/S de la central Taltal.
3.6_DBHS _2	DBHS_2	Taltal E/S Guacolda PSS Originales	De acuerdo a tabla 7.2	350 MW	954 MW	458 MW	1412 MW	1495 MW	967 MW	1125 MW	911 MW	48,35 Hz	49,39 Hz	391 MW (84%)	El esquema opera satisfactoriamente. La regulación de la tensión de la red norte se mejora. Los PSS originales en la central Guacolda no alteran las conclusiones arribadas para la central Taltal.

Tabla 7.1 - Simulaciones de verificación del esquema – Análisis de casos extremos

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

Tiempo Relativo	Tiempo Absoluto	Acción	P_{CORTE} Relativo	$P_{CORTE-GEN}$ Absoluto
-	1s	Falla Bifásica franca a Tierra en Quillota 220 kV	-	-
-	1,12s	Apertura doble circuito Quillota – Polpaico 220 kV. Eliminación de la Falla	-	-
+300 ms	1,42s	Disparo de Ciclo San Isidro II	+388 MW	388 MW
+1000 ms	2,42s	Disparo Turbina de Gas Nehuenco II	+249 MW	637 MW
+500 ms	2,92s	Disparo Turbina de Vapor Nehuenco II	+138 MW	775 MW
+500 ms	3,42s	Disparo Turbina de Gas Nehuenco I	+230 MW	1005 MW
+500 ms	3,92s	Disparo Turbina de Vapor Nehuenco I	+120 MW	1125 MW

Tabla 7.2 - Eventos de Simulación DBHS_2 – Análisis de casos extremos

Tiempo Relativo	Tiempo Absoluto	Acción	P_{CORTE} Relativo	$P_{CORTE-GEN}$ Absoluto
-	1s	Falla Bifásica franca a Tierra en Quillota 220 kV	-	-
-	1,12s	Apertura doble circuito Quillota – Polpaico 220 kV. Eliminación de la Falla	-	-
+300 ms	1,42s	Disparo de Ciclo San Isidro II	+388 MW	388 MW
+1000 ms	2,42s	Disparo Turbina de Gas Nehuenco II	+249 MW	637 MW
+500 ms	2,92s	Disparo Turbina de Vapor Nehuenco II	+138 MW	775 MW
+500 ms	3,42s	Disparo Turbina de Vapor Nehuenco I	+120 MW	895 MW

Tabla 7.3 - Eventos de Simulación 3.4_DBHS_2 – Nueva Ventanas exportando por 220 kV.

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

Simulación Base

Partiendo del escenario **DBHS 2 - extremo** se analiza la respuesta del esquema propuesto ante la doble contingencia. Para este escenario, el algoritmo de cálculo del esquema arroja los siguientes resultados:

$P_{QUI-POL}$	$P_{QUI-NOG}$	P_{SUMA}	$P_{CAPACIDAD}$	$P_{CORTE\ -REQUERIDO}$	$P_{CORTE\ -REAL}$
989 MW	456 MW	**1445 MW**	445 MW	1000 MW	**1125 MW**
Equipo		Unidad	Potencia	Potencia Acum	Retardo
CC San Isidro II		TG San Isidro II	255 MW	255 MW	0 ms
		TV San Isidro II	133 MW	388 MW	0 ms
CC Nehuenco II		TG Nehuenco II	248,5 MW	636,5 MW	1000 ms
		TV Nehuenco II	138,5 MW	775 MW	1500 ms
CC Nehuenco I		TG Nehuenco I	230 MW	1005 MW	2000 ms
		TV Nehuenco I	120 MW	1125 MW	2500 ms

Tabla 7.4 - Caso Extremo - DBHS 2 – Cálculo del Esquema de Defensa

Como etapa inicial del análisis del esquema en condiciones extremas, se realiza la simulación de la falla y se considera la actuación del esquema conforme al resultado del algoritmo de cálculo (tabla 7.4). Resulta importante recordar que en este caso el monto de reserva es de 350 MW y el modelo del EDAC se encuentra actualizado (ver apartado Esquema de DAC). Esto corresponde a lo coordinado con las empresas involucradas en el estudio.

En la Figura 7.1 se muestra la evolución de la frecuencia y la tensión en los nodos más representativos. Tal como puede apreciarse el sistema completo responde de manera satisfactoria aún en esta condición extrema.

En la Figura 7.2 se presenta la evolución de la carga en el enlace Quillota – Nogales 220 kV. Se aprecia que la reducción de carga se realiza de manera rápida (en 3 segundos se retorna al 100%) y el cálculo de estimación pre-falla resulta preciso (carga final = 91%).

En la Figura 7.3 se representa la impedancia medida por los relés ubicados en Quillota dirección Nogales durante el transcurso de toda la simulación, junto con las características de las últimas zonas de las protecciones de impedancia existentes. No se presenta actuación de esta protección aún con estos mayores niveles de transferencia.

Respecto a los cortes de carga el monto actuado para este caso es de un total de 908 MW (21,7%). En el sub-apartado siguiente se analiza con más detalle este tema no sólo para este caso sino también ante variaciones del ±10% de los montos modelados.

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

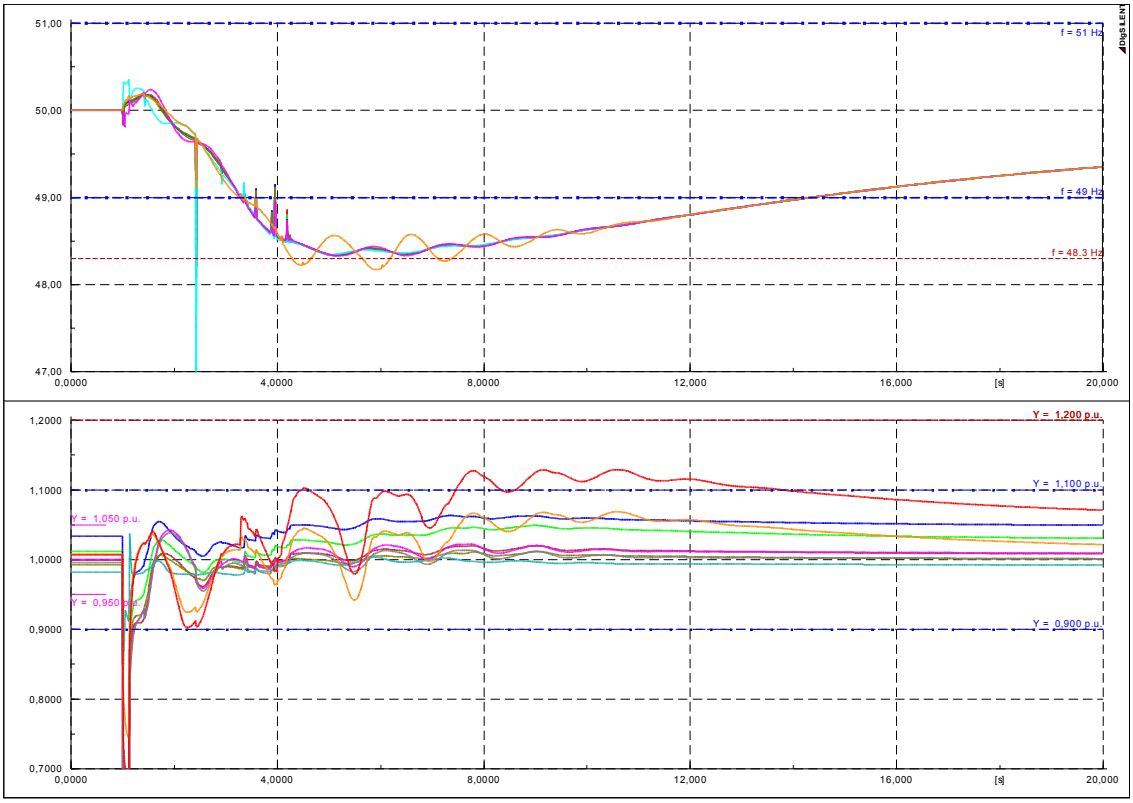


Figura 7.1 - Caso Extremo – Simulación Base – Frecuencia y Tensiones de Sistema

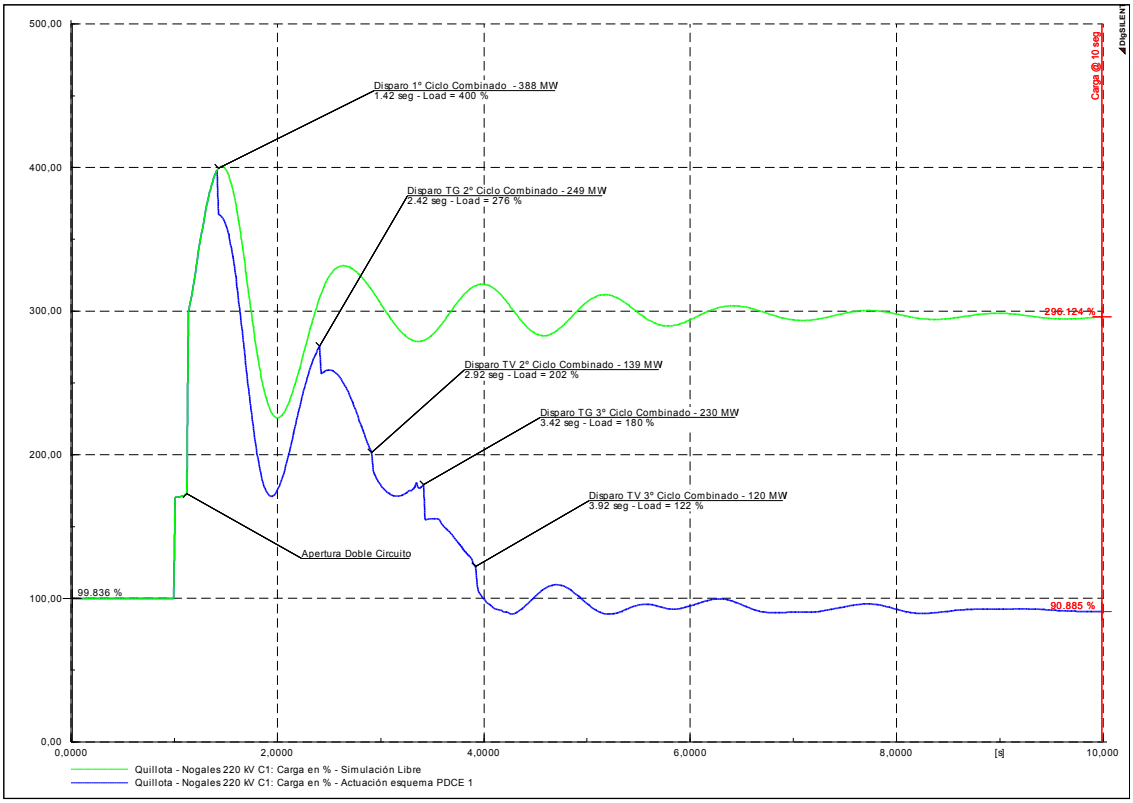


Figura 7.2 - Caso Extremo – Simulación Base – Comparación: Respuesta Libre y Actuación Esquema PDCE 1

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

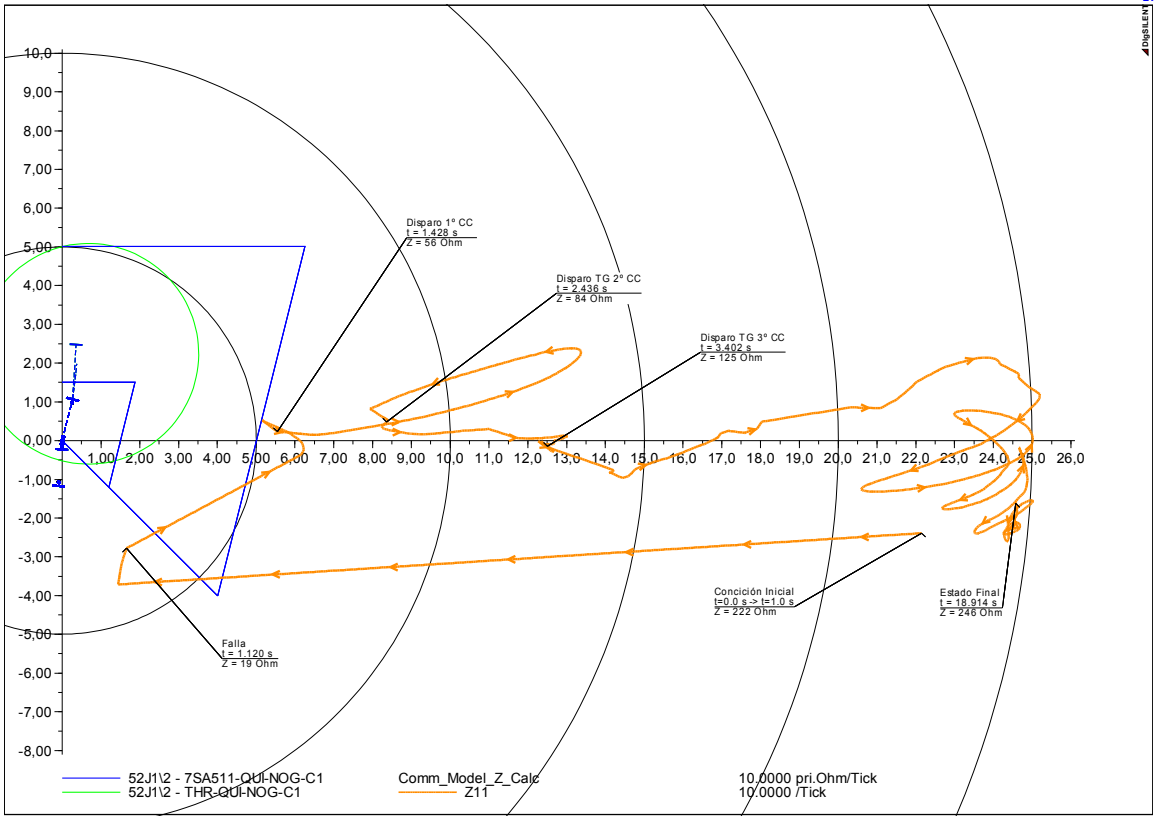


Figura 7.3 - Caso Extremo – Simulación Base – Impedancia Vista desde Quillota hacia Nogales

Sensibilidad → Montos de EDAC

En este caso sumamente extremo, el modelo del EDAC utilizado se encuentra actualizado para que su representación resulte más cercana a la realidad (ver apartados 4.3.3). Entendiendo que a la vez se pueden presentar discrepancias entre los casos se realiza un análisis de sensibilidad, para contemplar errores en los montos modelados, en el orden del ± 10%. En función de esto se analizan las siguientes simulaciones:

- EDAC Actualizado **(Simulación Base)**. Este caso corresponde al EDAC actualizado. El monto total de demanda implementada en el esquema resulta 1003 MW.
- EDAC Actualizado +10%. A los montos implementados en el primer caso se le adiciona un 10%. El monto total de demanda disponible para EDAC asciende a 1106 MW.
- EDAC Actualizado -10%. De los montos originales se reduce un 10%. Para el escenario en estudio el monto total modelado resulta 906 MW.

Tal como puede apreciarse en el anexo "EE-ES-2011-238_Estudio PDCE fase 1_Quillota - Polpaico_Anexo", en todos estos casos la respuesta del esquema resulta exitosa. La estimación es satisfactoria y el sistema se recupera correctamente. La Tabla 7.5 resume los resultados de estos tres casos analizados.

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

Caso	EDAC Modelado	EDAC Activado	$F_{mín}$	F @20 seg.	$P_{QUI-NOG}$ @20seg.
EDAC Actualizado	1003 MW (24%)	908,17 (21,7%)	48,34 Hz	49,35 Hz	422 MW (91%)
EDAC Actualizado +10%	1106 MW (26,4%)	982,08 (23,5%)	48,42 Hz	49,81 Hz	422 MW (91%)
EDAC Actualizado -10%	906 MW (21,7%)	906,18 (21,7%)	48,25 Hz	49,35 Hz	418 MW (90%)

Tabla 7.5 - Caso Extremo - DBHS 2 – EDAC Actualizado – Resumen

En la Figura 7.4 se muestra la evolución de la frecuencia para cada uno de los casos. Tal como puede apreciarse, la caída inicial de la frecuencia resulta independiente de los montos de EDAC modelados. Una vez que se inician los cortes de carga por baja frecuencia (f<49 Hz) se aprecian discrepancias en el cambio en la pendiente para cada uno de los casos. Tal como se esperaba, a mayores cortes iniciales menor resulta la excursión de la frecuencia. En la etapa final se aprecia que para los mismos montos corte en MW (EDAC Actualizado y EDAC Actualizado -10%), independientemente de la actuación del último escalón, la recuperación resulta similar. En el caso EDAC Actualizado +10% la actuación inicial resulta levemente mayor por lo que la frecuencia se recupera más rápidamente.

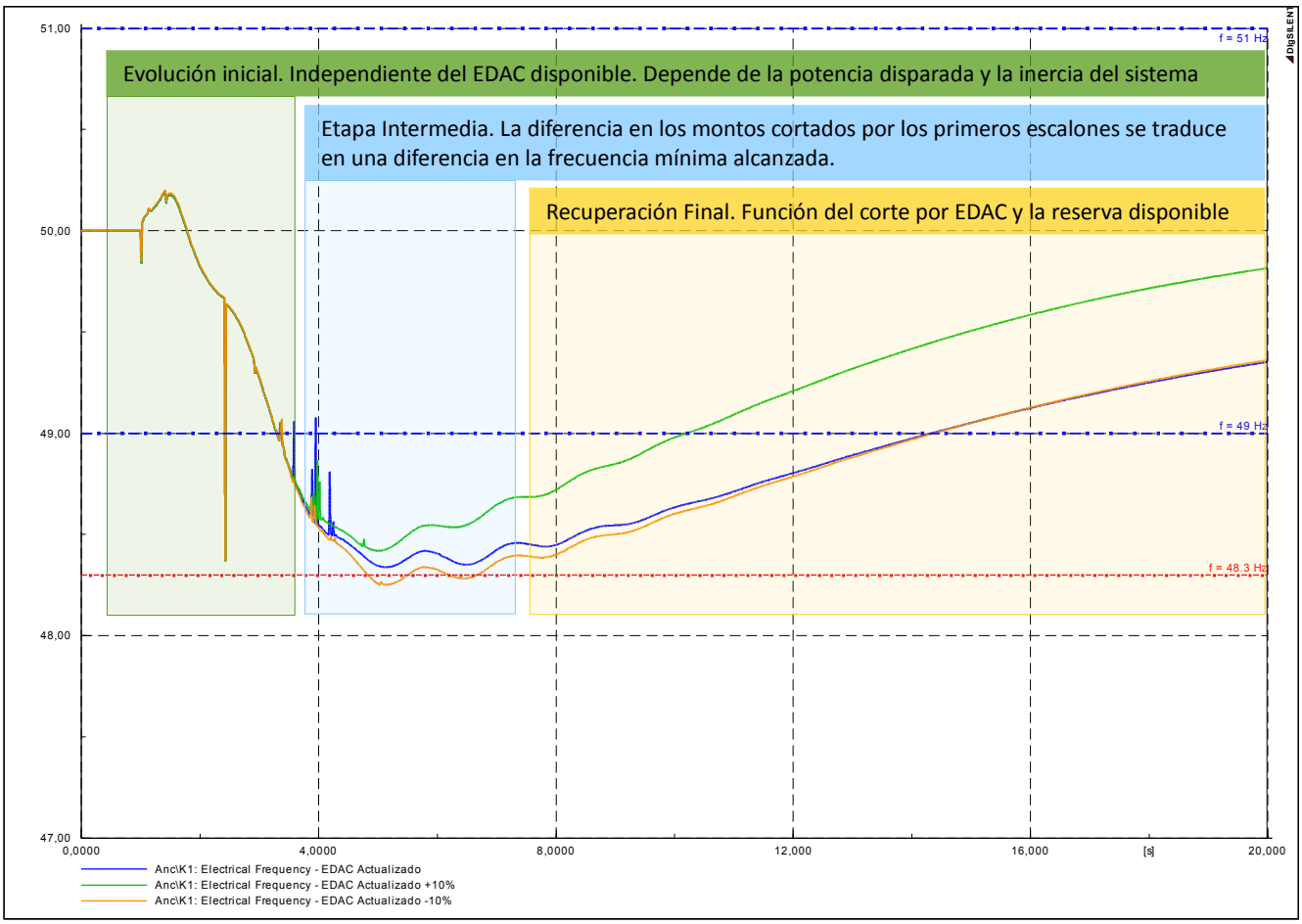


Figura 7.4 - Caso Extremo – Sensibilidad de EDAC – Regulación de Frecuencia

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

En las siguientes tablas se resumen los montos de EDAC modelados (tabla 7.6) y escalones de corte de carga que actuaron en cada caso (tablas 7.7, 7.8 y 7.9).

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	
Actualizado	309,6 (7,4%)	140,7 (3,4%)	256,6 (6,1%)	114,3 (2,7%)	97,6 (2,3%)	83,8 (2%)	**1002,5 (24%)**
Actualizado +10%	343,4 (8,2%)	155,1 (3,7%)	283,8 (6,8%)	125,5 (3,0)	106,6 (2,5%)	91,5 (2,2%)	**1105,7 (26,4%)**
Actualizado -10%	276,9 (6,6%)	127,0 (3%)	231,5 (5,5%)	104,2 (2,5%)	89,7 (2,1%)	77,0 (1,8%)	**906,2 (21,7%)**

Tabla 7.6 - Caso Extremo - DBHS 2 – EDAC Actualizado – Montos modelados en cada caso

tiempo de simulación:20,00 seg - Eventos: Evts_DBHS2_TRIP__1CC+TG+TV+TG+TV							
RED / 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	
01-Atacama	*36,72 (10,0 %)*	*9,78 (2,7 %)*	*16,10 (4,4 %)*	*8,70 (2,4 %)*	*7,85 (2,1 %)*	*2,46 (0,7 %)*	**81,61 (22,3 %)**
02-Coquimbo	*19,97 (5,5 %)*	*7,60 (2,1 %)*	*13,42 (3,7 %)*	*5,43 (1,5 %)*	*0,00 (0,0 %)*	*1,47 (0,4 %)*	**47,89 (13,2 %)**
03-Chilquinta-Aconcagua	*45,98 (8,7 %)*	*12,51 (2,4 %)*	*24,81 (4,7 %)*	*10,81 (2,0 %)*	*12,72 (2,4 %)*	*0,00 (0,0 %)*	**106,84(20,2 %)**
04-Chilectra	*64,49 (5,2 %)*	*55,63 (4,5 %)*	*42,44 (3,4 %)*	*52,59 (4,2 %)*	*41,64 (3,4 %)*	*0,00 (0,0 %)*	**256,79(20,7 %)**
05-Colbún	*20,73 (10,9 %)*	*5,13 (2,7 %)*	*12,56 (6,6 %)*	*5,13 (2,7 %)*	*9,26 (4,9 %)*	*0,00 (0,0 %)*	**52,81 (27,7 %)**
06-Troncal_Qui-Cha	*11,24 (6,0 %)*	*8,31 (4,4 %)*	*7,94 (4,2 %)*	*6,86 (3,7 %)*	*1,12 (0,6 %)*	*0,00 (0,0 %)*	**35,47 (18,9 %)**
07-Sistema154 - 66 kV (Centro)	*32,13 (8,0 %)*	*9,83 (2,5 %)*	*33,22 (8,3 %)*	*13,06 (3,3 %)*	*10,17 (2,5 %)*	*0,00 (0,0 %)*	**98,40 (24,6 %)**
09-Concepción	*35,95 (10,4 %)*	*23,05 (6,7 %)*	*65,51 (19,0 %)*	*6,02 (1,7 %)*	*6,87 (2,0 %)*	*0,00 (0,0 %)*	**137,39(39,9 %)**
08-Charrúa	*19,22 (12,6 %)*	*2,51 (1,6 %)*	*5,36 (3,5 %)*	*1,22 (0,8 %)*	*1,80 (1,2 %)*	*0,00 (0,0 %)*	**30,11 (19,7 %)**
10-Araucanía	*0,00 (0,0 %)*	*0,00 (0,0 %)*	*0,00 (0,0 %)*	*0,00 (0,0 %)*	*0,00 (0,0 %)*	*0,00 (0,0 %)*	**0,00 (0,0 %)**
11-Araucanía 66 kV	*23,15 (9,0 %)*	*6,30 (2,5 %)*	*20,76 (8,1 %)*	*4,44 (1,7 %)*	*6,20 (2,4 %)*	*0,00 (0,0 %)*	**60,85 (23,8 %)**
-> TOTAL:	**309,57(7,6 %)**	**140,67(3,5 %)**	**242,12(5,9 %)**	**114,26(2,8 %)**	**97,63 (2,4 %)**	**3,92 (0,1 %)**	**908,17(22,3 %)**
Tiempo Actuac. Min –> Max (s)	*3,282 -> 3,404*	*3,463 -> 3,641*	*3,346 -> 4,198*	*3,914 -> 4,087*	*4,168 -> 4,418*	*4,480 -> 6,032*	

Tabla 7.7 - Caso Extremo - DBHS 2 – EDAC Actualizado – Corte de carga activado ante doble contingencia

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

tiempo de simulación:20,00 seg - Eventos: Evts_DBHS2_TRIP__1CC+TG+TV+TG+TV (+10%)							
RED / 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	
01-Atacama	*42,98 (11,7 %)*	*11,42 (3,1 %)*	*18,50 (5,0 %)*	*10,14 (2,8 %)*	*8,77 (2,4 %)*	*0,00 (0,0 %)*	**91,81 (25,0 %)**
02-Coquimbo	*22,39 (6,2 %)*	*8,54 (2,4 %)*	*14,78 (4,1 %)*	*5,92 (1,6 %)*	*0,00 (0,0 %)*	*0,00 (0,0 %)*	**51,63 (14,3 %)**
03-Chilquinta-Aconcagua	*51,05 (9,6 %)*	*13,79 (2,6 %)*	*27,67 (5,2 %)*	*12,23 (2,3 %)*	*14,28 (2,7 %)*	*0,00 (0,0 %)*	**119,01(22,5 %)**
04-Chilectra	*68,41 (5,5 %)*	*58,71 (4,7 %)*	*44,27 (3,6 %)*	*56,55 (4,6 %)*	*44,35 (3,6 %)*	*0,00 (0,0 %)*	**272,28(21,9 %)**
05-Colbún	*24,60 (12,9 %)*	*6,09 (3,2 %)*	*14,90 (7,8 %)*	*6,09 (3,2 %)*	*10,99 (5,8 %)*	*0,00 (0,0 %)*	**62,66 (32,8 %)**
06-Troncal_Qui-Cha	*12,84 (6,8 %)*	*9,71 (5,2 %)*	*9,19 (4,9 %)*	*7,99 (4,3 %)*	*1,20 (0,6 %)*	*0,00 (0,0 %)*	**40,94 (21,8 %)**
07-Sistema154 - 66 kV (Centro)	*34,33 (8,6 %)*	*10,63 (2,7 %)*	*35,39 (8,8 %)*	*13,81 (3,5 %)*	*10,95 (2,7 %)*	*0,00 (0,0 %)*	**105,12(26,3 %)**
09-Concepción	*40,17 (11,7 %)*	*26,72 (7,8 %)*	*59,59 (17,3 %)*	*6,65 (1,9 %)*	*7,43 (2,2 %)*	*0,00 (0,0 %)*	**140,56(40,8 %)**
08-Charrúa	*21,97 (14,4 %)*	*2,70 (1,8 %)*	*2,89 (1,9 %)*	*1,31 (0,9 %)*	*1,93 (1,3 %)*	*0,00 (0,0 %)*	**30,80 (20,1 %)**
10-Araucanía	*0,00 (0,0 %)*	*0,00 (0,0 %)*	*0,00 (0,0 %)*	*0,00 (0,0 %)*	*0,00 (0,0 %)*	*0,00 (0,0 %)*	**0,00 (0,0 %)**
11-Araucanía 66 kV	*24,66 (9,6 %)*	*6,77 (2,6 %)*	*24,41 (9,5 %)*	*4,77 (1,9 %)*	*6,66 (2,6 %)*	*0,00 (0,0 %)*	**67,27 (26,3 %)**
-> TOTAL:	**343,40(8,4 %)**	**155,08(3,8 %)**	**251,59(6,2 %)**	**125,45(3,1 %)**	**106,56(2,6 %)**	**0,00 (0,0 %)**	**982,08(24,1 %)**
Tiempo Actuac. Min – Max (s)	*3,282 -> 3,404*	*3,463 -> 3,864*	*3,346 -> 4,048*	*3,935 -> 4,106*	*4,298 -> 4,780*	*N/A*	

Tabla 7.8 - Caso Extremo - DBHS 2 – EDAC Actualizado +10% – Corte de carga activado ante doble contingencia

tiempo de simulación:20,00 seg - Eventos: Evts_DBHS2_TRIP__1CC+TG+TV+TG+TV (-10%)							
RED / 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	
01-Atacama	*31,09 (8,5 %)*	*8,31 (2,3 %)*	*13,95 (3,8 %)*	*7,41 (2,0 %)*	*7,03 (1,9 %)*	*2,17 (0,6 %)*	**69,95 (19,1 %)**
02-Coquimbo	*17,80 (4,9 %)*	*6,77 (1,9 %)*	*12,17 (3,4 %)*	*4,99 (1,4 %)*	*0,00 (0,0 %)*	*1,37 (0,4 %)*	**43,10 (11,9 %)**
03-Chilquinta-Aconcagua	*39,76 (7,5 %)*	*11,37 (2,1 %)*	*22,27 (4,2 %)*	*9,55 (1,8 %)*	*11,33 (2,1 %)*	*9,65 (1,8 %)*	**103,92(19,6 %)**
04-Chilectra	*60,34 (4,9 %)*	*52,13 (4,2 %)*	*40,82 (3,3 %)*	*49,03 (3,9 %)*	*39,25 (3,2 %)*	*35,79 (2,9 %)*	**277,35(22,3 %)**
05-Colbún	*17,25 (9,0 %)*	*4,27 (2,2 %)*	*10,45 (5,5 %)*	*4,27 (2,2 %)*	*7,71 (4,0 %)*	*1,73 (0,9 %)*	**45,69 (23,9 %)**
06-Troncal_Qui-Cha	*9,81 (5,2 %)*	*7,06 (3,8 %)*	*6,81 (3,6 %)*	*5,84 (3,1 %)*	*1,05 (0,6 %)*	*4,62 (2,5 %)*	**35,19 (18,8 %)**
07-Sistema154 - 66 kV (Centro)	*30,18 (7,5 %)*	*9,08 (2,3 %)*	*38,32 (9,6 %)*	*12,40 (3,1 %)*	*9,48 (2,4 %)*	*9,71 (2,4 %)*	**109,17(27,3 %)**
09-Concepción	*32,17 (9,3 %)*	*19,74 (5,7 %)*	*56,66 (16,4 %)*	*5,45 (1,6 %)*	*6,38 (1,9 %)*	*6,08 (1,8 %)*	**126,49(36,7 %)**
08-Charrúa	*16,75 (10,9 %)*	*2,35 (1,5 %)*	*9,01 (5,9 %)*	*1,14 (0,7 %)*	*1,68 (1,1 %)*	*0,61 (0,4 %)*	**31,54 (20,6 %)**
10-Araucanía	*0,00 (0,0 %)*	*0,00 (0,0 %)*	*0,00 (0,0 %)*	*0,00 (0,0 %)*	*0,00 (0,0 %)*	*0,00 (0,0 %)*	**0,00 (0,0 %)**
11-Araucanía 66 kV	*21,70 (8,5 %)*	*5,89 (2,3 %)*	*21,00 (8,2 %)*	*4,15 (1,6 %)*	*5,79 (2,3 %)*	*5,26 (2,1 %)*	**63,78 (24,9 %)**
-> TOTAL:	**276,85(6,8 %)**	**126,96(3,1 %)**	**231,46(5,7 %)**	**104,22(2,6 %)**	**89,69 (2,2 %)**	**77,00 (1,9 %)**	**906,18(22,3 %)**
Tiempo Actuac. Min – Max (s)	*3,283 -> 3,407*	*3,464 -> 3,628*	*3,348 -> 4,201*	*3,898 -> 4,074*	*4,126 -> 4,267*	*4,439 -> 5,057*	

Tabla 7.9 - Caso Extremo - DBHS 2 – EDAC Actualizado -10% – Corte de carga activado ante doble contingencia

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

Sensibilidad → Reguladores de Velocidad E/S

En todos los casos analizados, en la búsqueda de una condición pesimista, se consideró que sólo se encuentran E/S los reguladores de velocidad de la unidad piloto y las colaboradoras. Las restantes unidades generadoras se consideraron operando a torque mecánico constante. Como parte del estudio de sensibilidad, se analizan las respuestas del sistema ante la puesta E/S de los reguladores de velocidad modelados en la BD. Se selecciona este escenario sumamente crítico puesto a que aquí los efectos resultan más apreciables.

Resulta importante destacar que esta consideración pesimista de reguladores F/S, no implicó mayores requerimientos al esquema necesario para afrontar la doble contingencia, tales como modificaciones/ incrementos del EDAC.

Tal como puede apreciarse en el documento anexo, la respuesta del sistema resulta satisfactoria y, como era de esperar, la evolución de la frecuencia del sistema resulta apreciablemente mejor, particularmente en la etapa de recuperación. No se observan efectos adversos ante la puesta E/S de los reguladores de velocidad.

En la Figura 7.5 se compara la evolución de la frecuencia ante la doble contingencia en el escenario DBHS 2 para ambos estados operativos de los reguladores de velocidad adicionales (Ventanas, Santa Lidia, Nueva Renca, Loma Alta, entre otras). Se aprecia una evolución prácticamente semejante para los primeros 3 segundos de simulación, ya que la respuesta de los reguladores de velocidad no resulta apreciable en estos tiempos (sólo depende de la inercia del sistema). Luego, la inyección de potencia por parte de las centrales térmicas adicionales, reduce levemente la caída y permite que la frecuencia se restablezca con mayor rapidez.

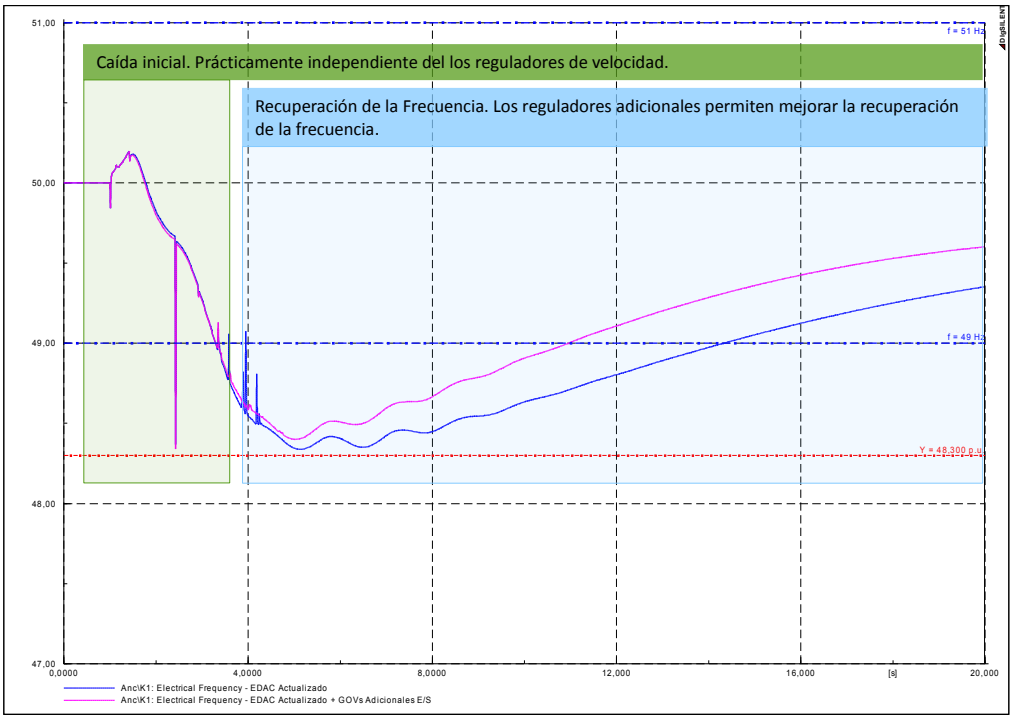


Figura 7.5 - Caso Extremo – Sensibilidad Reguladores de Velocidad E/S – Regulación de Frecuencia

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

Tal como puede apreciarse en la tabla que se muestra a continuación, en este caso, el EDAC activado resulta levemente menor al de la simulación base.

tiempo de simulación:20,00 seg - Eventos: Evts_DBHS2_TRIP__1CC+TG+TV+TG+TV_GOVS2							
RED / 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	
01-Atacama	*36,72 (10,0 %)*	*9,78 (2,7 %)*	*16,10 (4,4 %)*	*8,70 (2,4 %)*	*7,85 (2,1 %)*	*1,24 (0,3 %)*	**80,39 (21,9 %)**
02-Coquimbo	*19,97 (5,5 %)*	*7,60 (2,1 %)*	*13,42 (3,7 %)*	*5,43 (1,5 %)*	*0,00 (0,0 %)*	*0,00 (0,0 %)*	**46,42 (12,8 %)**
03-Chilquinta-Aconcagua	*45,98 (8,7 %)*	*12,51 (2,4 %)*	*24,81 (4,7 %)*	*10,81 (2,0 %)*	*12,72 (2,4 %)*	*0,00 (0,0 %)*	**106,84(20,2 %)**
04-Chilectra	*64,49 (5,2 %)*	*55,63 (4,5 %)*	*42,44 (3,4 %)*	*52,59 (4,2 %)*	*41,64 (3,4 %)*	*0,00 (0,0 %)*	**256,79(20,7 %)**
05-Colbún	*20,73 (10,9 %)*	*5,13 (2,7 %)*	*12,56 (6,6 %)*	*5,13 (2,7 %)*	*9,26 (4,9 %)*	*0,00 (0,0 %)*	**52,81 (27,7 %)**
06-Troncal_Qui-Cha	*11,24 (6,0 %)*	*8,31 (4,4 %)*	*7,94 (4,2 %)*	*6,86 (3,7 %)*	*1,12 (0,6 %)*	*0,00 (0,0 %)*	**35,47 (18,9 %)**
07-Sistema154 - 66 kV (Centro)	*32,13 (8,0 %)*	*9,83 (2,5 %)*	*33,22 (8,3 %)*	*13,06 (3,3 %)*	*10,17 (2,5 %)*	*0,00 (0,0 %)*	**98,40 (24,6 %)**
09-Concepción	*35,95 (10,4 %)*	*23,05 (6,7 %)*	*14,77 (4,3 %)*	*6,02 (1,7 %)*	*6,87 (2,0 %)*	*0,00 (0,0 %)*	**86,65 (25,2 %)**
08-Charrúa	*19,22 (12,6 %)*	*2,51 (1,6 %)*	*2,71 (1,8 %)*	*1,22 (0,8 %)*	*1,80 (1,2 %)*	*0,00 (0,0 %)*	**27,46 (17,9 %)**
10-Araucanía	*0,00 (0,0 %)*	*0,00 (0,0 %)*	*0,00 (0,0 %)*	*0,00 (0,0 %)*	*0,00 (0,0 %)*	*0,00 (0,0 %)*	**0,00 (0,0 %)**
11-Araucanía 66 kV	*23,15 (9,0 %)*	*6,30 (2,5 %)*	*22,60 (8,8 %)*	*4,44 (1,7 %)*	*6,20 (2,4 %)*	*0,00 (0,0 %)*	**62,69 (24,5 %)**
-> TOTAL:	**309,57(7,6 %)**	**140,67(3,5 %)**	**190,57(4,7 %)**	**114,26(2,8 %)**	**97,63 (2,4 %)**	**1,24 (0,0 %)**	**853,94(21,0 %)**
Tiempo Actuac. Min – Max (s)	*3,275 -> 3,402*	*3,463 -> 3,915*	*3,341 -> 4,066*	*3,968 -> 4,120*	*4,303 -> 4,744*	*4,538 -> 4,538*	

Tabla 7.10 - Caso Extremo - DBHS 2 – EDAC Actualizado – Corte de carga activado ante doble contingencia – Reguladores E/S

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

Sensibilidad → STATCOM o CER F/S

De acuerdo al diseño del esquema, luego de la apertura del doble circuito se provocan disparos de generación, los cuales desencadenan cortes de cargas. Esta reducción de las unidades que participan en el control de tensión del área de influencia, sumado al efecto en la tensión de los rechazos de carga, tienden a elevar los niveles de tensión del sistema. Tal como puede apreciarse en las simulaciones de alto impacto, las tensiones resultan satisfactoriamente controladas por las unidades generadoras restantes y los elementos de control de tensión instalados en la red troncal.

Se plantea aquí la verificación del comportamiento del esquema ante condiciones operativas extremas en donde no se dispongan de todos los recursos de control de tensión en los nodos cercanos de 220 kV. Se comparan con las simulaciones originales, las respuestas del sistema (ante la contingencia en estudio) para los casos alternativos:

- Indisponibilidad del STATCOM de Cerro Navia 220kV.
- Indisponibilidad del CER de Polpaico 220kV.

En la Figura 7.6 se comparan las tensiones de los nodos San Luis, Quillota, Polpaico y Cerro Navia 220kV para los tres casos: original (ambos compensadores operativos), indiponibilidad del STATCOM e indisponibilidad del CER.

Del análisis de la simulaciones puede concluirse que no se presentan cambios apreciables en la regulación de tensión post-contingencia en los casos en que se encuentren indisponibles algunos de los compensadores estáticos del área. Esto resulta así debido a que estos componentes son fundamentalmente requeridos en casos de altas transferencias Sur → Norte, donde el impacto de la contingencia es muy bajo o nulo.

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

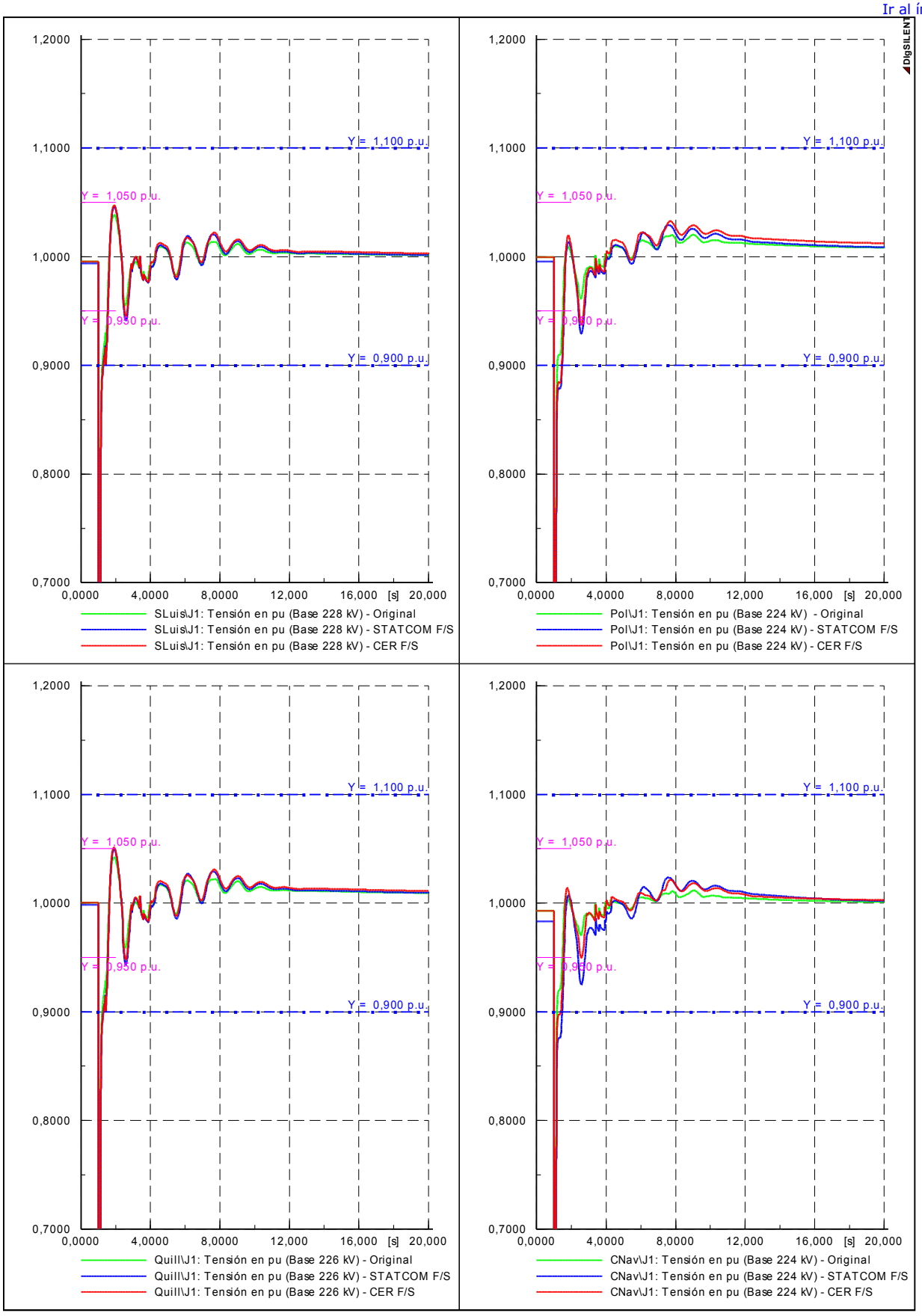


Figura 7.6 - Análisis STATCOM/CER – Comparación de tensiones en nodos cercanos.

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

Sensibilidad → Nueva Ventanas exportando por 220 kV

Basado en el escenario DBHS 2, se analiza la respuesta del sistema considerando que la unidad Nueva Ventanas opera exportando a través de 220 kV (en lugar de hacerlo por 110 kV). En esta nueva condición operativa, la distribución de los flujos resulta en un menor impacto ante la doble contingencia. Esto se debe a que los flujos previos y post contingencia por las líneas afectadas, resultan menores que en el caso original. Para este caso el algoritmo del esquema arroja los siguientes resultados:

$P_{QUI-POL}$	$P_{QUI-NOG}$	P_{SUMA}	$P_{CAPACIDAD}$	$P_{CORTE\ -REQUERIDO}$	$P_{CORTE\ -REAL}$
942 MW	283 MW	**1225 MW**	445 MW	780 MW	**895 MW**

Equipo	Unidad	Potencia	Potencia Acum	Retardo
CC San Isidro II	TG San Isidro II	255 MW	255 MW	0 ms
	TV San Isidro II	133 MW	388 MW	0 ms
CC Nehuenco II	TG Nehuenco II	248,5 MW	636,5 MW	1000 ms
	TV Nehuenco II	138,5 MW	775 MW	1500 ms
TV Nehuenco I	TV Nehuenco I	120 MW	895 MW	2000 ms

Tabla 7.11 - Caso Extremo - DBHS 2 – Cálculo del Esquema de Defensa (N. Ventanas x 220 kV)

Esto significa que para este mismo despacho, con la unidad Nueva Ventanas operando por 220 kV, la distribución del flujo permite evitar el disparo de una unidad TG (en este caso, Nehuenco I TG con 230 MW).

Tal como puede apreciarse en el anexo, el sistema se recupera satisfactoriamente y el cálculo del esquema sigue siendo correcto aún en esta condición operativa. En la Figura 7.7 se muestra la evolución de la frecuencia y la tensión para esta condición alternativa.

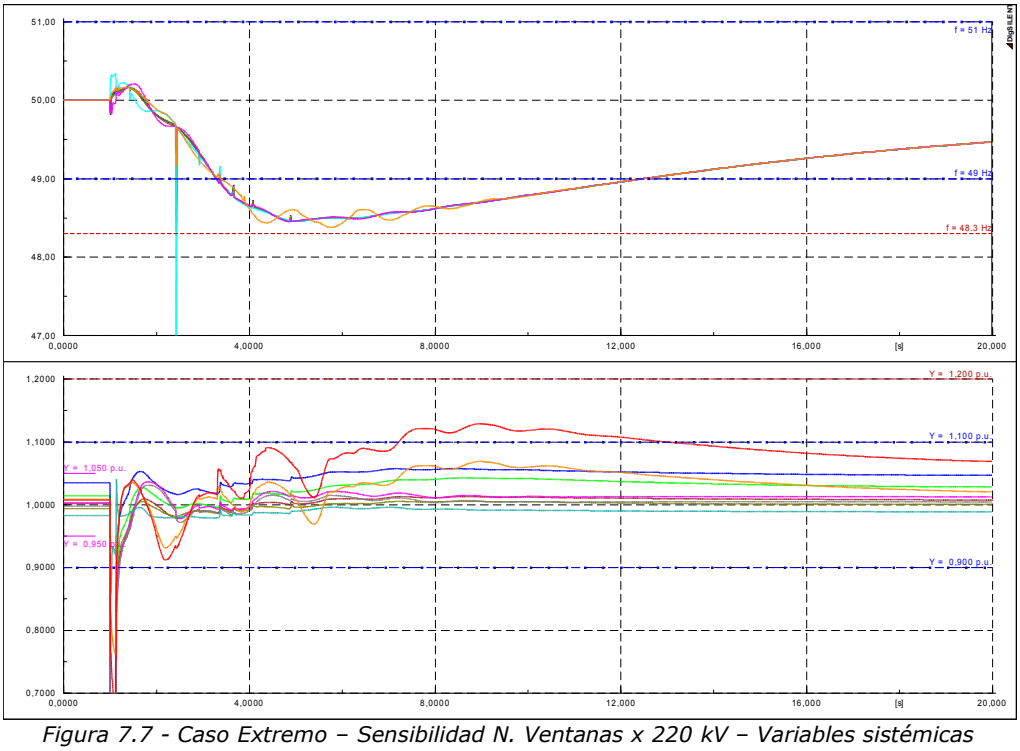


Figura 7.7 - Caso Extremo – Sensibilidad N. Ventanas x 220 kV – Variables sistémicas

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

Sensibilidad → Operación Central Taltal

Siendo que el sistema norte resulta, de acuerdo a las simulaciones realizadas, una de las áreas más afectadas por la contingencia, es de nuestro interés analizar la sensibilidad de los resultados obtenidos para condiciones alternativas de operación. En particular se estudia la influencia de la central Taltal en la respuesta de la tensión del sistema norte. Se simulan los siguientes casos alternativos:

- Ingreso Generador Taltal 1. Guacolda con Estabilizadores con Desconexión. En este caso se parte del escenario DBHS 2, se pone E/S el generador Taltal 1 con un despacho de 110 MW y se pone F/S el generador Guacolda 4. Complementariamente se reduce levemente el despacho de la unidad Nueva Ventanas, para ajustar nuevamente la carga del enlace Quillota – Nogales 220 kV al 100%. Las diferencias resultantes de estas modificaciones se asignan al generador Candelaria 2.
- Ingreso Generador Taltal 2. Guacolda con Estabilizadores Originales. Similar al caso anterior sólo que se utilizan los estabilizadores originales de la central Guacolda.

En la Figura 7.8 se presenta la comparación del caso original (simulación 3.1.1_DBHS _2) con el primer caso. Se aprecia que el generador Taltal mejora significativamente el control de tensión del área norte, principalmente la del nodo Diego de Almagro 220kV. Además, se observa una reducción en el sag de tensión al momento del cortocircuito, como así también se aprecia que los efectos de sobretensión post-contingencia de los estabilizadores son virtualmente eliminados por la subexcitación de la unidad Taltal 1.

En la Figura 7.9 se comparan las respuestas de los dos casos alternativos propuestos verificándose que, en este caso, ambas respuestas son satisfactorias. A la vez, se muestra que el esquema de lógica de desconexión de los estabilizadores de la central Guacolda mejora la evolución de la tensión, también en estas condiciones operativas.

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

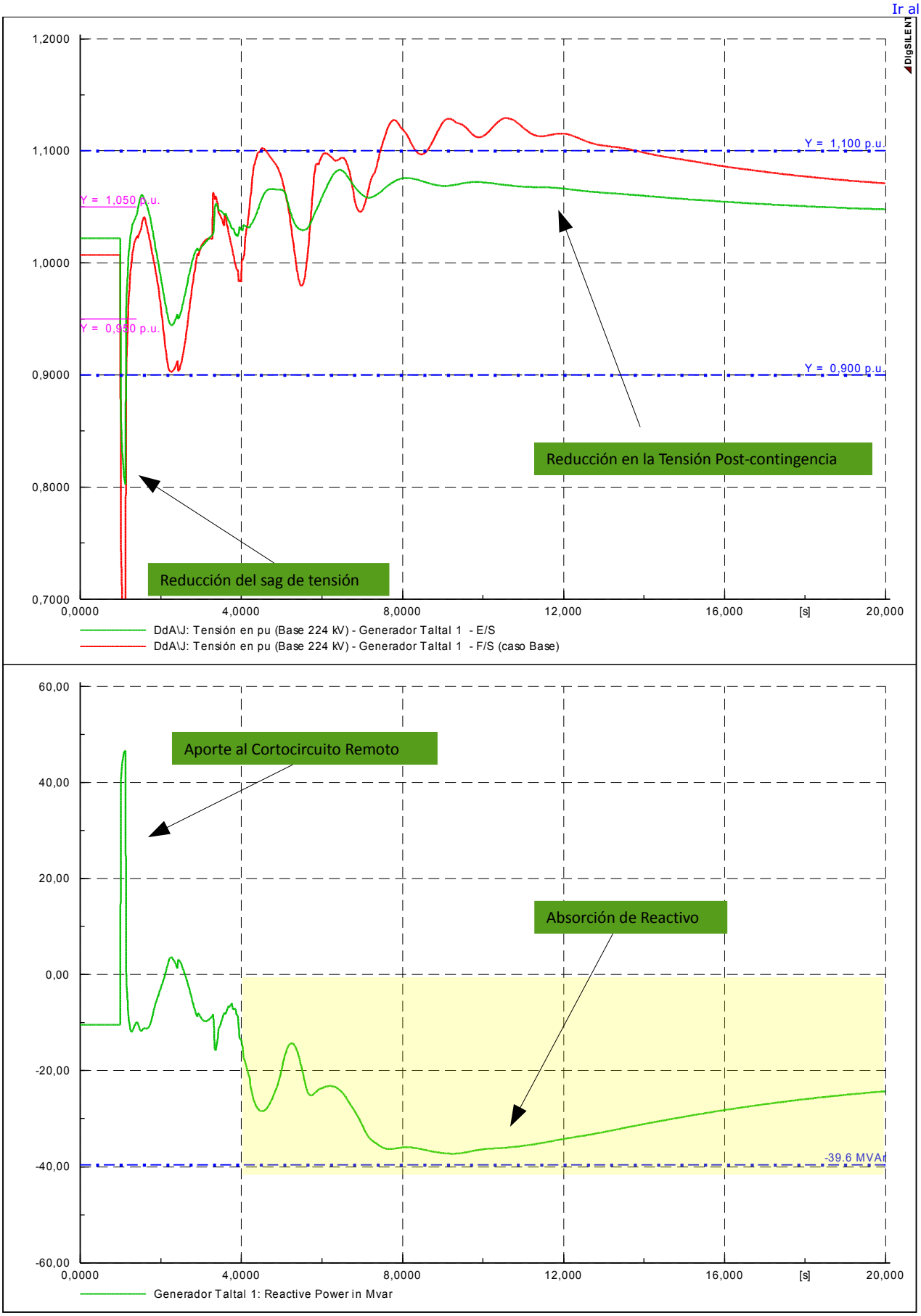


Figura 7.8 - Análisis Central Taltal – Control de Tensión sistema Norte

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

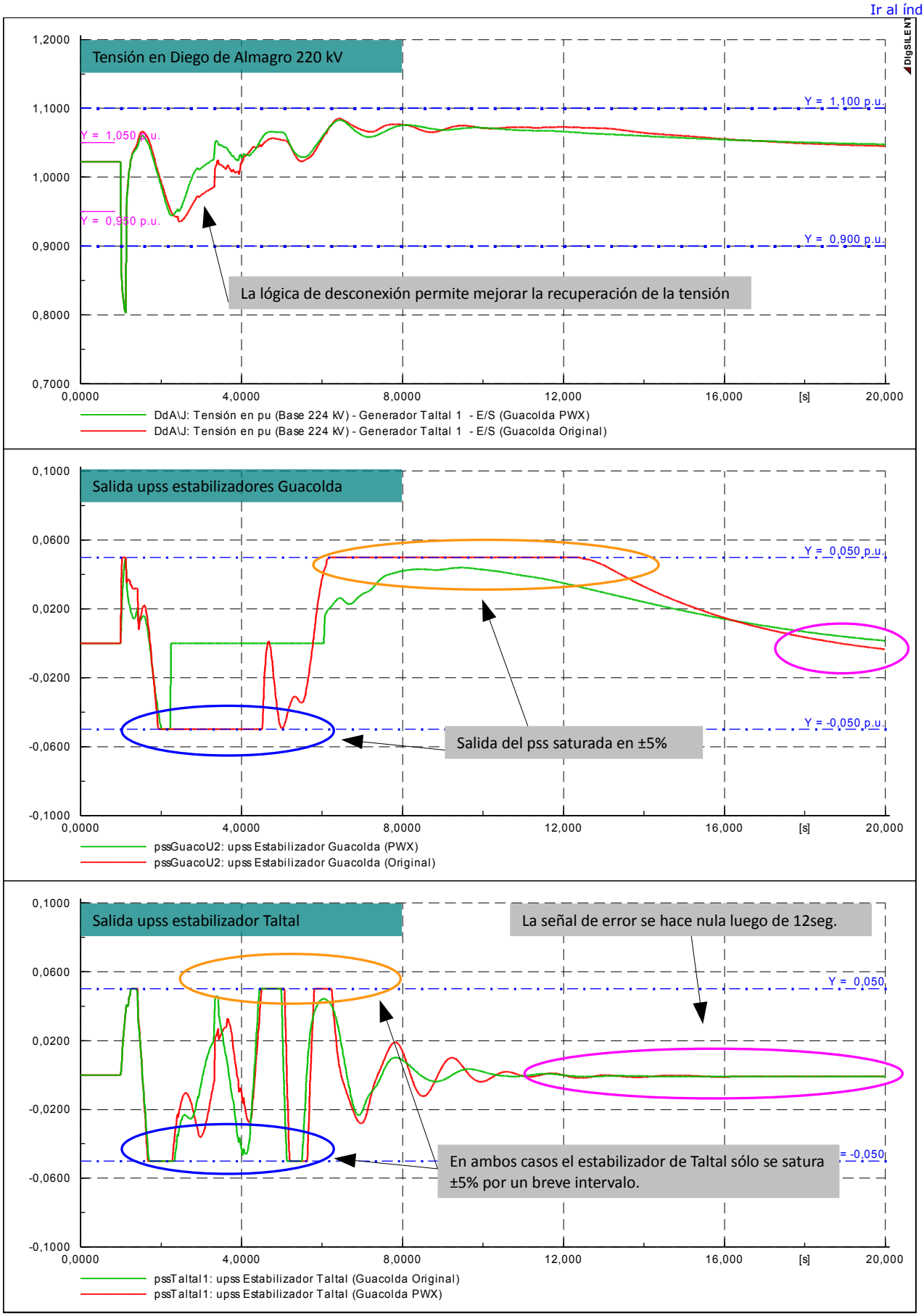


Figura 7.9 - Análisis Central Taltal – Respuesta de estabilizadores

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

7.2.2 Operación Alternativa. Análisis Ventanas

En este apartado se analiza la influencia que introduce al esquema propuesto el modo de operación de la SE Ventanas 110/220 kV. El objetivo principal de este análisis es verificar que los cálculos de estimación de sobrecarga, realizados por el esquema, resulten consistentes para los escenarios en donde la distribución del flujo resulte notoriamente diferente a los casos extremos. Por esta razón el análisis se realiza en un escenario de menor impacto.

En los casos de diseño se considera que toda la potencia generada por la Central Ventanas (Ventanas 1, Ventanas 2 y Nueva Ventanas) es entregada al sistema mediante las redes de 110kV. En esta verificación, se comparan la consideración inicial con las otras dos posibles alternativas. De esta manera se analizan los siguientes tres casos:

- Nueva Ventanas aportando a la red de 110 kV. Caso Base
- Nueva Ventanas aportando directamente en 220 kV. En este caso se considera cerrado el enlace Nogales – Ventanas 220 kV y abierto el enlace mediante el autotransformador Ventanas 110kV/220kV.
- Cierre de enlace Ventanas 110 kV – 220 kV. Se considera cerrado en enlace Nogales – Ventanas 220 kV y cerrado el enlace Ventanas 110kV/220kV mediante el autotransformador.

Para establecer un punto común de comparación entre las posibles alternativas, se ajustan los escenarios de cada uno de los casos de forma tal que la suma de la potencia Quillota – Polpaico 220 kV y Quillota – Nogales 220 kV resulte equivalente al escenario original. De esta manera el esquema realizará el mismo corte de generación en todos los casos, independientemente de la potencia despachada en el nodo San Luis y de la potencia que circule por cada uno de los vínculos. En otras palabras, el esquema disparará generación de acuerdo a la potencia equivalente a la suma Qui-Pol + Qui-Nog (tal como se diseña), sin conocer cada una de estas.

En la Tabla 7.9 se resumen los resultados de los tres casos analizados. En la Figura 7.10 se muestran los niveles porcentuales de carga (en base de la corriente admisible) en el enlace Quillota – Nogales 220 kV y la potencia activa total (suma) de los enlaces Quillota – Polpaico 220kV y Quillota – Nogales 220kV.

Tal como puede verificarse, el esquema propuesto opera satisfactoriamente para las dos variantes adicionales analizadas. Tanto cuando el Generador Nueva Ventanas aporta directamente por 220kV, como en el caso que se opere 220 kV enlazado con 110 kV en la SE Ventanas, se presenta una mejor condición post-contingencia. En ambos casos los niveles de carga finales del doble circuito Quillota – Nogales 220 kV resultan menores a los presentados en el caso base (todas las unidades por 110 kV). Se verifica además que, las diferencias presentadas en los niveles de carga finales, debido a los errores en estimación de carga post-contingencia, resultan

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

menores al 10%. Por lo que no se considera necesario introducir modificaciones al esquema original propuesto para contemplar estas variantes en la operación.

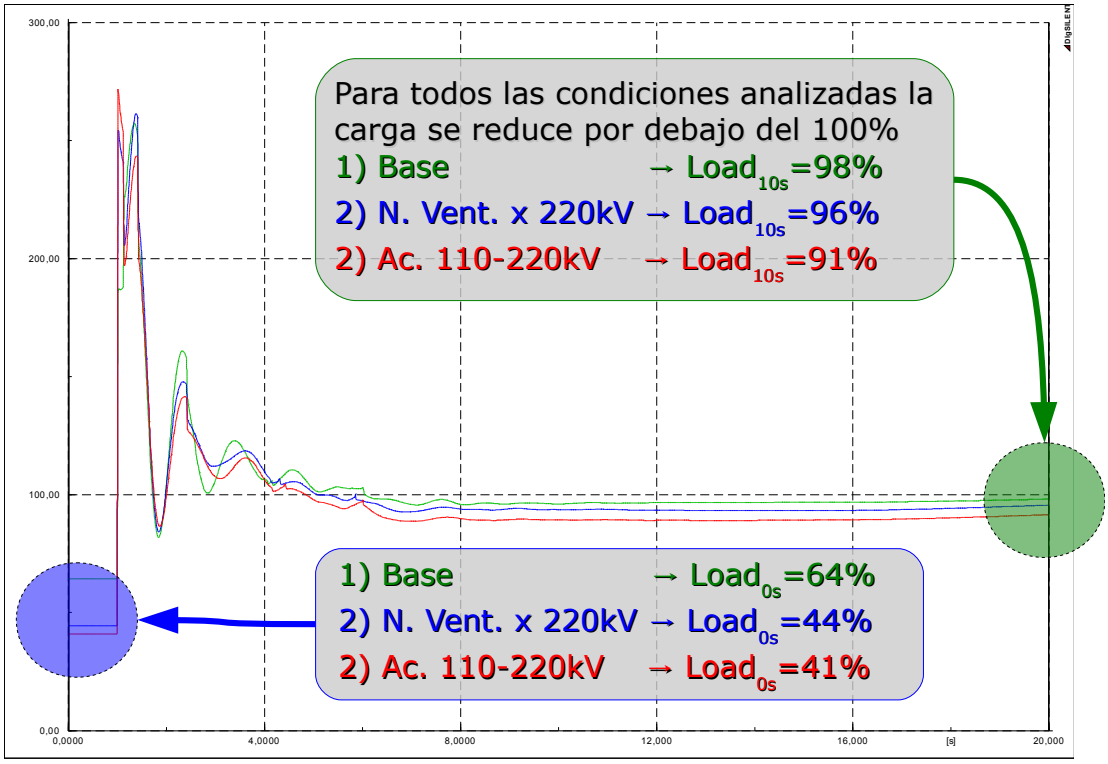


Figura 7.10 - Análisis Ventanas – Nivel de carga Quillota – Nogales 220 kV

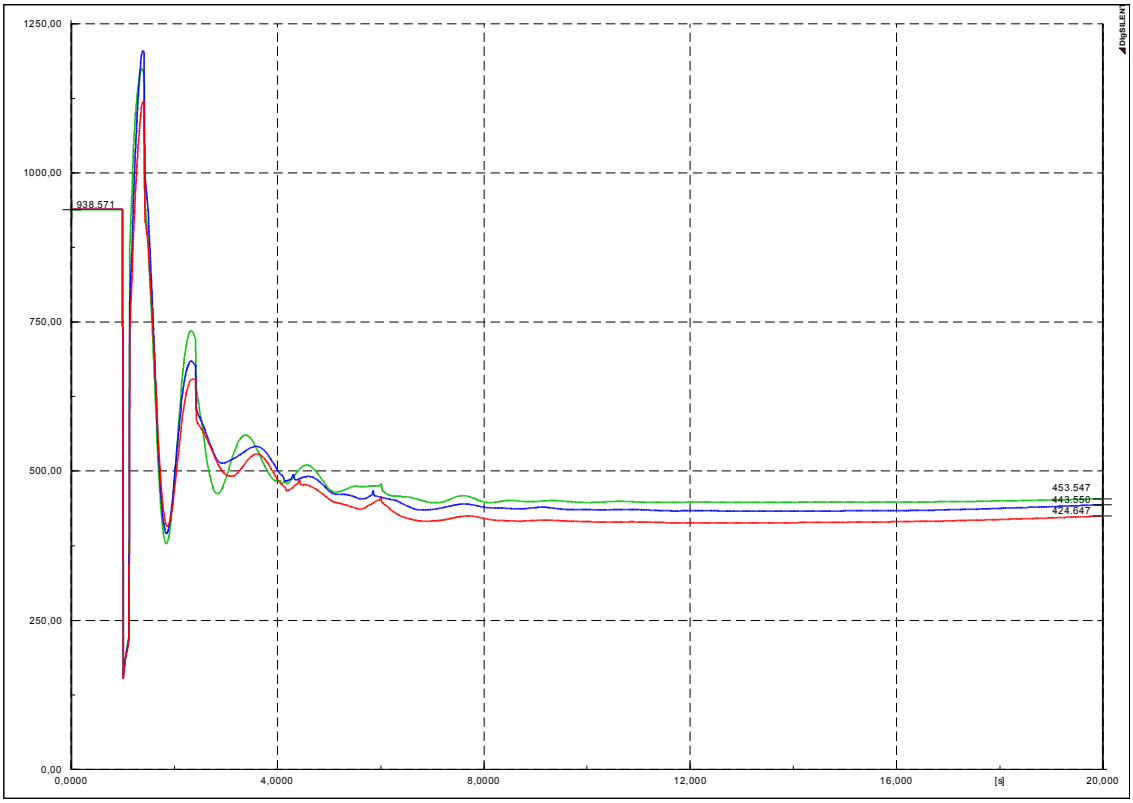


Figura 7.11 - Análisis Ventanas – Potencia Activa Quillota–Nogales + Quillota-Polpaico

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

Identificación	Escenario	Consideraciones adicionales	Eventos	Reserva RF	P_{PREVIA} QUI-POL	P_{PREVIA} QUI-NOG	P_{PREVIA} QUI-NOG + QUI-POL	P_{GEN} San Luis	P_{CORTE} Calculo	P_{CORTE} Real	EDAC	$F_{mín}$	F @20 seg.	$P_{QUI-NOG}$ (Load) @20seg.	Observaciones
4.1_DBHS _H+2	DBHS_H+2	Normal (toda la Central Ventanas aportando a 110 kV)	De acuerdo a tabla 7.8	388 MW	644 MW (69%)*	295 MW (31%)*	939 MW	972 MW	494 MW	498 MW	343 MW	48,6 Hz	49,9 HZ	454 MW (98%)	Respuesta satisfactoria. El esquema opera correctamente.
4.2_DBHS _H+2	DBHS_H+2	Nueva Ventanas aportando a la red de 220 kV. Aumento de 220 MW Generación San Luis. Reducción en El Toro y Bocamina.	De acuerdo a tabla 7.8	390 MW	742 MW (79%)*	197 MW (21%)*	939 MW	1193 MW	494 MW	498 MW	328 MW	48,6 Hz	49,9 HZ	444 MW (96%)	Respuesta satisfactoria. El esquema opera correctamente. El nivel de carga de QUI-NOG post -contingencia resulta levemente menor al estimado.
4.3_DBHS _H+2	DBHS_H+2	Cierre enlace Nogales-Ventanas 220k V y enlace Ventanas 110kV/220kV Aumento de 260 MW Generación San Luis. Reducción en El Toro y Bocamina.	De acuerdo a tabla 7.8	389 MW	759 MW (81%)*	180 MW (19%)*	939 MW	1231 MW	494 MW	498 MW	328 MW	48,6 Hz	49,9 HZ	424 MW (91%)	Respuesta satisfactoria. El esquema opera correctamente. El nivel de carga de QUI-NOG post -contingencia resulta levemente menor al estimado.

Tabla 7.12 - Simulaciones de verificación del esquema – Análisis modo de operación de la SE Ventanas 110/220 kV.

**Porcentaje en Base Potencia previa QUI-NOG + QUI-POL (939 MW)*

Tiempo Relativo	Tiempo Absoluto	Acción	P_{CORTE} Relativo	$P_{CORTE-GEN}$ Absoluto
-	1s	Falla Bifásica franca a Tierra en Quillota 220 kV	-	-
-	1,12s	Apertura doble circuito Quillota – Polpaico 220 kV. Eliminación de la Falla	-	-
+300 ms	1,42s	Disparo de Ciclo Combinado Nehuenco II	+387 MW	387 MW
+1000 ms	2,42s	Disparo Turbina de Vapor San Isidro I	+111 MW	498 MW

Tabla 7.13 - Eventos de Simulación DBHS_H+2 – Análisis modo de operación de la SE Ventanas 110/220 kV.

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

7.2.3 Casos de Flujo Sur → Norte

En este apartado se presenta el análisis de la doble contingencia para escenarios sumamente distintos a los presentados como de "alto impacto". Estos corresponden a escenarios hidrológicamente húmedos con grandes transferencias Sur → Norte, donde el flujo del enlace en falla tiene el sentido Polpaico → Quillota, es decir inverso a todos los casos hasta aquí analizados. Ante esta condición, el impacto de la contingencia, medido como cantidad de máquinas que deben ser desconectadas, es nulo.

Dentro de este estudio se analizan escenarios de demanda baja y demanda media/alta. El primero presenta los mismos niveles de demanda que el caso base de estudio, en el segundo la demanda se ajusta para maximizar la transferencia Polpaico → Quillota de acuerdo a la información provista por Transelec, respetando las restricciones de los restantes enlaces. En función de esto se analizan los siguientes casos:

- Hidrología Húmeda – Demanda Baja. En este caso se considera nula la generación en el nodo San Luis, existe un despacho mínimo en la central Ventanas y sólo se consideran E/S dos unidades de la central Guacolda.

- Hidrología Húmeda – Demanda Media/Alta. Este caso se construye a partir de un escenario de demanda alta y ajustando la generación en conjunto con los niveles de demanda (escalamiento) para obtener una condición de máxima transferencia por el enlace Polpaico → Quillota sin presentar violaciones en el resto del sistema. Aquí también la generación en el nodo San Luis es nula y existe un despacho mínimo en la central Ventanas. El principal objetivo de este caso es encontrar una condición que maximice el flujo post-contingencia Nogales → Quillota 220 kV para determinar si se requieren acciones complementarias del esquema ante estas condiciones.

En las Figuras 7.12 y 7.13 se muestran, para cada uno de los casos mencionados, la evolución de las tensiones y la frecuencia luego de la contingencia. En la Figura 7.14 se presenta la potencia suma (con su signo) del enlace Quillota → Polpaico y Quillota → Nogales junto con los niveles de carga (referidos a la corriente) de las líneas Quillota → Nogales 220 kV.

Tal como puede apreciarse en las figuras mencionadas (para mayor detalle ir al documento anexo) el sistema responde me manera satisfactoria en ambos casos, sin requerir la acción de automatismos particulares. Se hace notar que, aún en esta condición maximizada en cuanto a la transferencia a la red costa, no se alcanzan niveles de carga post-contingencia que determinen el requerimiento de una acción automática ante esta condición.

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

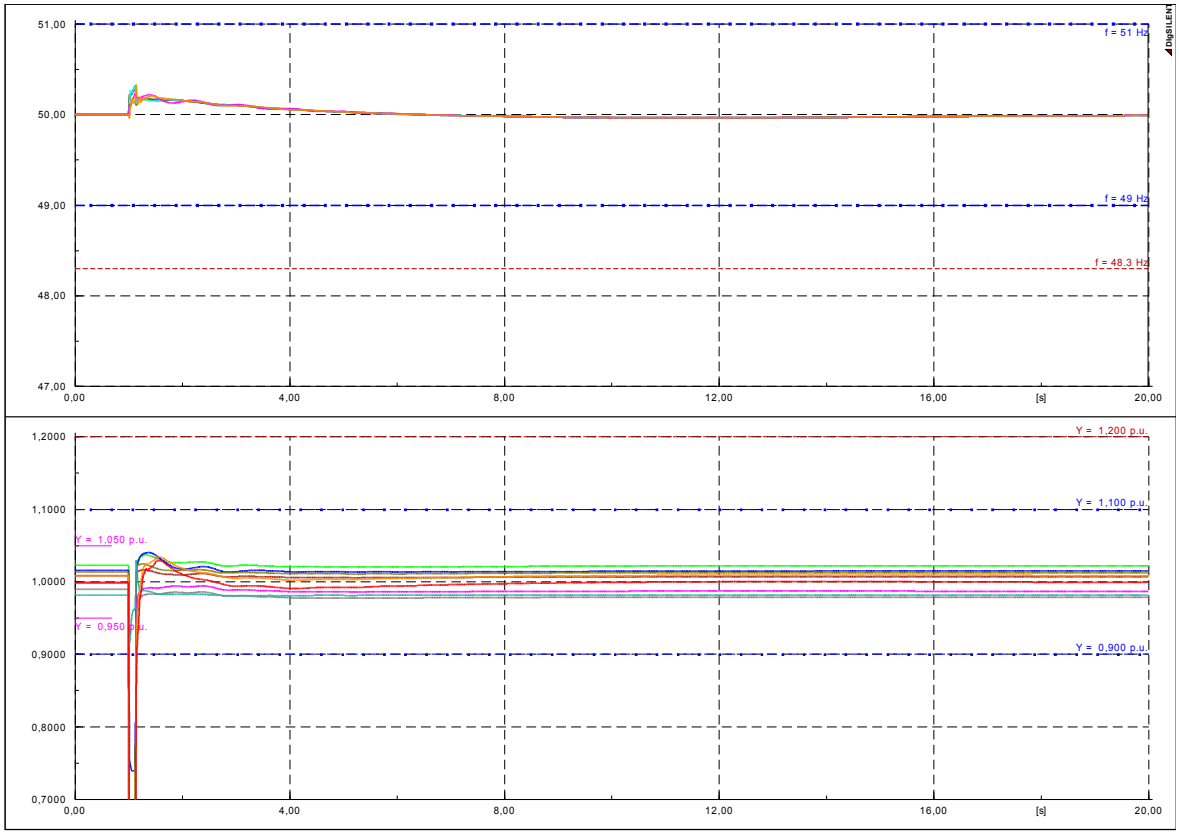


Figura 7.12 - Casos de Flujo Sur → Norte - DBHH. Frecuencia y tensiones 220 kV

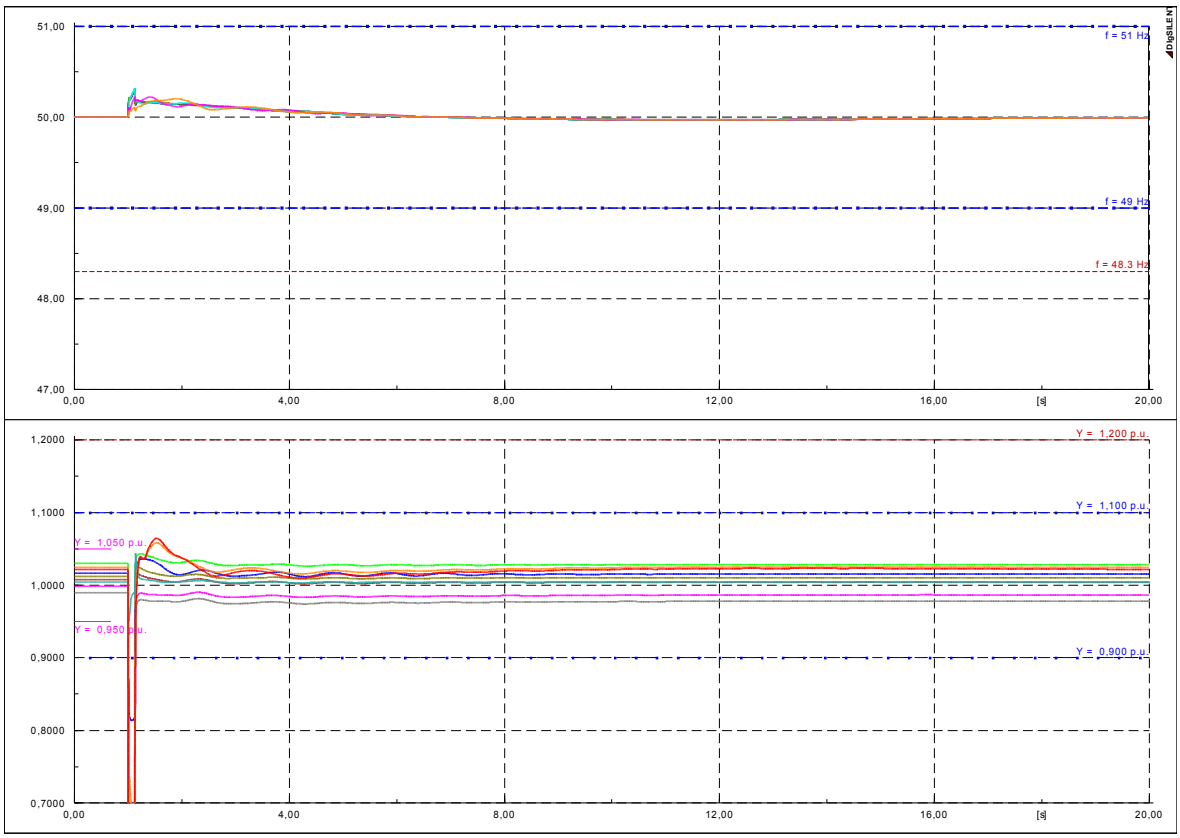


Figura 7.13 - Casos de Flujo Sur → Norte - DMAHH. Frecuencia y tensiones 220 kV

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

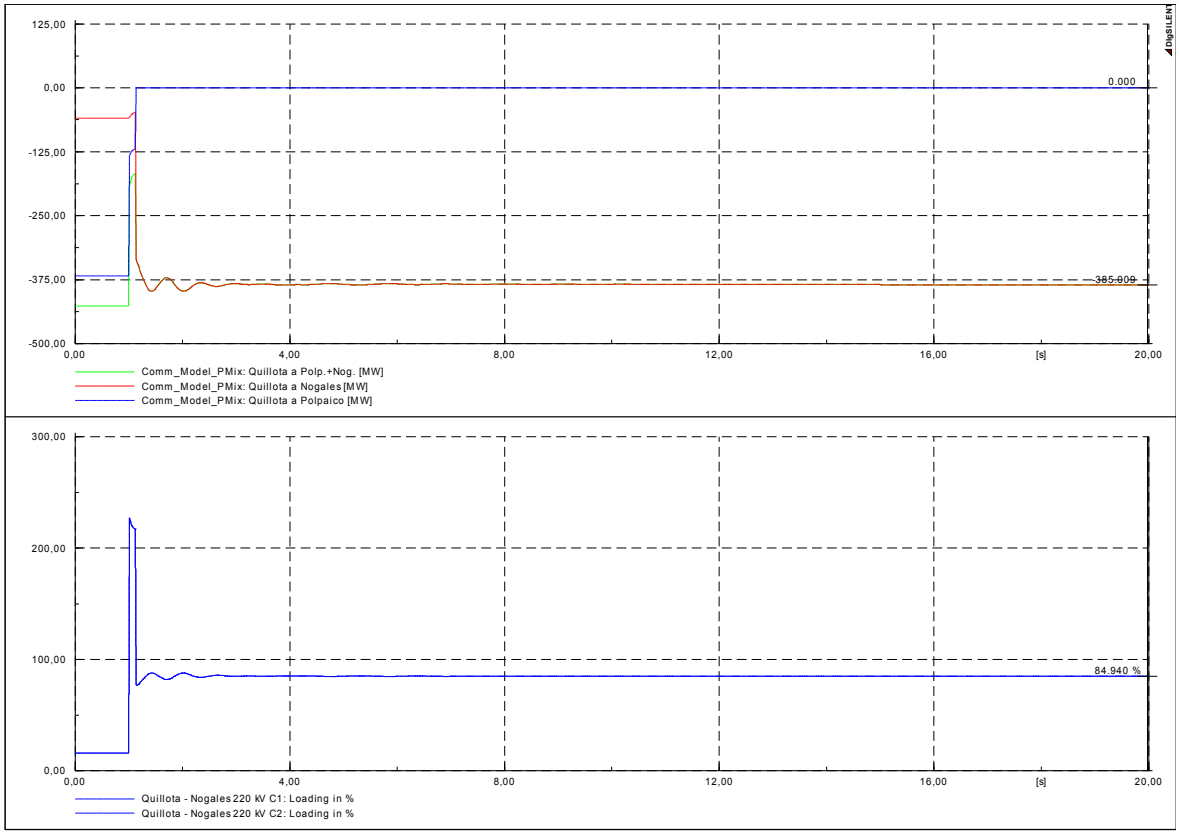


Figura 7.14 - Casos de Flujo Sur → Norte - DMAHH. Potencia suma QUI→POL+QUI→ NOG y carga Nogales → Quillota

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

Identificación	Escenario	Consideraciones adicionales	Eventos	Reserva RF	P_{PREVIA} QUI-POL	P_{PREVIA} QUI-NOG	P_{PREVIA} QUI-NOG + QUI-POL	P_{GEN} San Luis	P_{CORTE} Calculo	P_{CORTE} Real	EDAC	$F_{mín}$	F @20 seg.	$P_{QUI-NOG}$ (Load) @20seg.	Observaciones
5.1_DBHH	DBHH	-	De acuerdo a tabla 7.7	400 MW	-290 MW (POL → QUI)	36 MW (QUI → NOG)	-254 MW	0 MW	0 MW	0 MW	0 MW	49,97 Hz	50 Hz	-222 MW (50%)	Respuesta satisfactoria. El esquema opera correctamente. No se requiere la actuación del automatismo.
5.2_DMAHH	DMAHH	-	De acuerdo a tabla 7.7	451 MW	-368 MW (POL → QUI)	-59 MW (NOG → QUI)	-427 MW	0 MW	0 MW	0 MW	0 MW	49,97 Hz	50 Hz	-385 MW (85%)	Respuesta satisfactoria. El esquema opera correctamente. No se requiere la actuación del automatismo.

Tabla 7.14 - Simulaciones de verificación del esquema – Escenarios de hidrología húmeda (flujo inverso).

Tiempo Relativo	Tiempo Absoluto	Acción	P_{CORTE} Relativo	$P_{CORTE-GEN}$ Absoluto
-	1s	Falla Bifásica franca a Tierra en Quillota 220 kV	-	-
-	1,12s	Apertura doble circuito Quillota – Polpaico 220 kV. Eliminación de la Falla	-	-

Tabla 7.15 - Eventos de Simulación DBHH – Falla ante condiciones de alta hidrología

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

7.2.4 Casos Futuros

De acuerdo a las especificaciones de la NT SyCS el esquema de defensa debe operar de manera correcta al menos en un plazo de 4 años.

De acuerdo al informe de precio de nudo de Octubre 2010, y como se presenta en el capítulo 4.3.1, en los próximos años se prevén los siguientes cambios:

FECHA DE ENTRADA		OBRAS **EN CONSTRUCCIÓN** DE GENERACIÓN	RED	POTENCIA [MW]
MES	AÑO			
octubre	2010	Central Hidroeléctrica Confluencia	7	159
diciembre	2010	Central Hidroeléctrica Licán	10	17
febrero	2011	Turbina Diesel Campanario IV CC	8	60
julio	2011	Central Térmica Los Colorados II	4	9
agosto	2011	Central Carbón Santa María	8	343
octubre	2011	Chacayes	7	106
octubre	2011	Masisa	8	11,1
octubre	2011	Central Carbón Bocamina 02	8	342
marzo	2012	Rucatayo	10	60
abril	2012	Central Hidroeléctrica Laja I	6	36,8
julio	2012	Central Carbón Campiche	3	242
marzo	2013	Central Hidroeléctrica Angostura	10	316
abril	2013	Central Hidroeléctrica San Pedro	10	144
FECHA DE ENTRADA		OBRAS **EN CONSTRUCCIÓN** DE TRANSMISIÓN	RED	POTENCIA [MVA]
MES	AÑO			
octubre	2010	Cambio de conductor línea A. Jahuel - Chena 220 kV (Circuito 1)	6	400
febrero	2011	Línea Nogales - Polpaico 2x220 kV	6	2 x 1500
febrero	2011	Subestación Polpaico: Instalación segundo autotransformador 500/220 kV	6	750
abril	2011	Cambio de conductor línea A. Jahuel - Chena 220 kV (Circuito 2)	6	400
octubre	2011	Tramo de línea Chena - Cerro Navia 2x220 kV: cambio de conductor	6	2 x 400
enero	2012	Línea Ancoa - Polpaico 1x500 kV: seccionamiento	6	-
enero	2012	Línea de entrada a A. Jahuel 2x500 kV	6	2 x 1800
abril	2012	Subestación Cerro Navia: Instalación equipos de control de flujos	6	2 x 350
febrero	2013	Línea Tinguiririca – Punta de Cortés 154 kV: Cambio de Conductor	7	2 x 198
julio	2013	Línea Ancoa - A. Jahuel 2x500 kV: primer circuito	6	1400
FECHA DE ENTRADA		OBRAS **RECOMENDADAS** DE TRANSMISIÓN	RED	POTENCIA [MVA]
MES	AÑO			
abril	2013	Subestación Charrúa: Instalación tercer autotransformador 500/220 kV	8	750
agosto	2014	Transformación 154 - 220 kV Sistema Alto Jahuel - Itahue	7	-
febrero	2015	Línea Charrúa - Ancoa 2x500 kV: primer circuito	6	1300

Tabla 7.16 - Obras conforme a informe definitivo de precios de nudo correspondiente a Octubre de 2010

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

Se aprecia que no se prevé un aumento en la generación inyectada en el nodo San Luis o Quillota, por lo que se considera que no se presentarán mayores niveles de sobrecarga post-contingencia que los analizados en los casos previos. Además con el aumento natural de la demanda el sistema se posiciona mejor condición. En lo local, se incrementan las transferencias por los transformadores de Quillota y Agua Santa 220/110 kV provocando la descarga de los enlaces en 220 kV. A nivel sistémico, se incrementan las potencias de cortocircuito e inercias, haciendo que los efectos de la contingencia y la actuación del esquema reduzca su impacto relativo a medida que la demanda se incrementa.

Asimismo, siendo que para el corto plazo se estima el ingreso de cerca de 1000 MW térmicos (Santa María, Bocamina 2, Campiche, entre otras) también se acotará el impacto en condiciones futuras de sequía aún con los mismos niveles de consumo.

Respecto a las condiciones de altas hidrologías, que puedan provocar sobrecargas post-contingencia con sentido Nogales → Quillota, no se ha encontrado un escenario que cumpla las condiciones de operación normal y que provoque sobrecargas en el enlace en cuestión. En los casos analizados siempre se ha encontrado que otras limitantes restringen la ocurrencia de esta condición, básicamente la condición de operación N-1 de los componentes de la red Costa. Por otra parte, se considera que en caso de encontrarse alguna condición particular que provoque una sobrecarga ante esta condición, los potenciales niveles que se podrían alcanzar resultan sumamente menores que en el caso opuesto y estos podrían ser manejados vía acciones del operador.

Dentro de los escenarios futuros se analizan los siguientes casos:

- 2012 – Demanda Baja Hidrología Seca. Este escenario se ajusta para la fecha estimada de ingreso de la central Campiche en el nodo Ventanas 220 kV. Esto representa, junto con la operación de Nueva Ventanas por 220 kV, un cambio topológico de gran importancia para el análisis del esquema. Adicionalmente se considera F/S la central Nueva Renca.

  Respecto al caso base se considera un incremento del 12,5% para los clientes libres y un 6,78% para los regulados (ver Escenarios futuros) lo cual resulta en una demanda bruta de 4545 MW.

- 2012 – Demanda Alta Hidrología Húmeda. Este escenario se corresponde con la misma fecha que el anterior. El nivel de demanda bruta es de 7168 MW

- 2015 – Demanda Baja Hidrología Húmeda. Para este escenario futuro 2015 los aumentos de carga respecto al caso base son de 37% para los clientes libres y 25 % para los regulados. Esto resulta en un nivel de demanda bruta de 5493 MW

- 2015 – Demanda Alta Hidrología Seca. Considerando las mismas tasas de aumento que el escenario de demanda baja, la demanda bruta resulta 8470 MW.

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

Identificación	Escenario	Consideraciones adicionales	Eventos	Reserva RF	P_{PREVIA} QUI-POL	P_{PREVIA} QUI-NOG	P_{PREVIA} QUI-NOG + QUI-POL	P_{GEN} San Luis	P_{CORTE} Calculo	P_{CORTE} Real	EDAC	$F_{mín}$	F @20 seg.	$P_{QUI-NOG}$ (Load) @20seg.	Observaciones
6.1_DBHS_Futuro_2012	2012-DBHS	-	De acuerdo a Tabla 7.6	364 MW	1039MW	193 MW	1232 MW	1612 MW	787 MW	892 MW	590 MW	48,52 Hz	49,34 Hz	405 MW (87%)	El esquema opera satisfactoriamente. Se aprecia que aún para mayores despachos en San Luis el corte requerido resulta menor.
6.2_DAHH_Futuro_2012	2012-DAHH	-	De acuerdo a Tabla 8.1	470 MW	67 MW	- 207 MW (NOG → QUI)	-133 MW	310 MW	0 MW	0 MW	0 MW	50 Hz	50 Hz	- 146 MW (31%) NOG → QUI	El esquema opera satisfactoriamente. No se requiere la actuación de automatismos adicionales.
6.3_DBHH_Futuro_2015	2015-DBHH	-	De acuerdo a Tabla 8.1	423 MW	-380 MW (POL → QUI)	-53 MW (NOG → QUI)	-433 MW	0 MW	0 MW	0 MW	0 MW	49,9 Hz	50 Hz	- 391 MW (86%) NOG → QUI	El esquema opera satisfactoriamente. No se requiere la actuación de automatismos adicionales.
6.4_DAHS_Futuro_2015	2015-DAHS	-	De acuerdo a Tabla 8.3	467 MW	992 MW	211 MW	1203 MW	1794 MW	758 MW	845 MW	341 MW	48,7 Hz	49,18 Hz	412 MW (89%)	El esquema opera satisfactoriamente. Resulta evidente el menor impacto de la contingencia

Tabla 7.17 - Simulaciones de verificación del esquema – Análisis de casos futuros

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

Tiempo Relativo	Tiempo Absoluto	Acción	P_{CORTE} Relativo	$P_{CORTE-GEN}$ Absoluto
-	1s	Falla Bifásica franca a Tierra en Quillota 220 kV	-	-
-	1,12s	Apertura doble circuito Quillota – Polpaico 220 kV. Eliminación de la Falla	-	-
+300 ms	1,42s	Disparo de Ciclo Nehuenco II	+387 MW	387 MW
+1000 ms	2,42s	Disparo Turbina de Gas San Isidro II	+255 MW	642 MW
+500 ms	2,92s	Disparo Turbina de Vapor San Isidro II	+130 MW	772 MW
+500 ms	3,42s	Disparo Turbina de Gas Quinteros I	+120 MW	892 MW

Tabla 7.18 - Eventos de Simulación DBHS_2 – Análisis de casos extremos

Tiempo Relativo	Tiempo Absoluto	Acción	P_{CORTE} Relativo	$P_{CORTE-GEN}$ Absoluto
-	1s	Falla Bifásica franca a Tierra en Quillota 220 kV	-	-
-	1,12s	Apertura doble circuito Quillota – Polpaico 220 kV. Eliminación de la Falla	-	-

Tabla 7.19 - Eventos de Simulación Hidrología Húmeda – Análisis de casos futuros

Tiempo Relativo	Tiempo Absoluto	Acción	P_{CORTE} Relativo	$P_{CORTE-GEN}$ Absoluto
-	1s	Falla Bifásica franca a Tierra en Quillota 220 kV	-	-
-	1,12s	Apertura doble circuito Quillota – Polpaico 220 kV. Eliminación de la Falla	-	-
+300 ms	1,42s	Disparo de Ciclo Nehuenco II	+390 MW	390 MW
+1000 ms	2,42s	Disparo Turbina de Gas San Isidro II	+240 MW	630 MW
+500 ms	2,92s	Disparo Turbina de Vapor San Isidro II	+115 MW	745 MW
+500 ms	3,42s	Disparo Turbina de Gas Nehuenco III	+100 MW	845 MW

Tabla 7.20 - Eventos de Simulación 2015-DAHS – Análisis de casos futuros

En las siguientes figuras se presenta la frecuencia y las tensiones de los principales nodos de 220 kV. En el anexo pueden observarse la evolución de las restantes variables de interés.

Las simulaciones confirman los resultados arribados del análisis cualitativo previamente presentado. El plan de defensa resulta satisfactorio para condiciones futuras y impacto decrece en condiciones futuras.

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

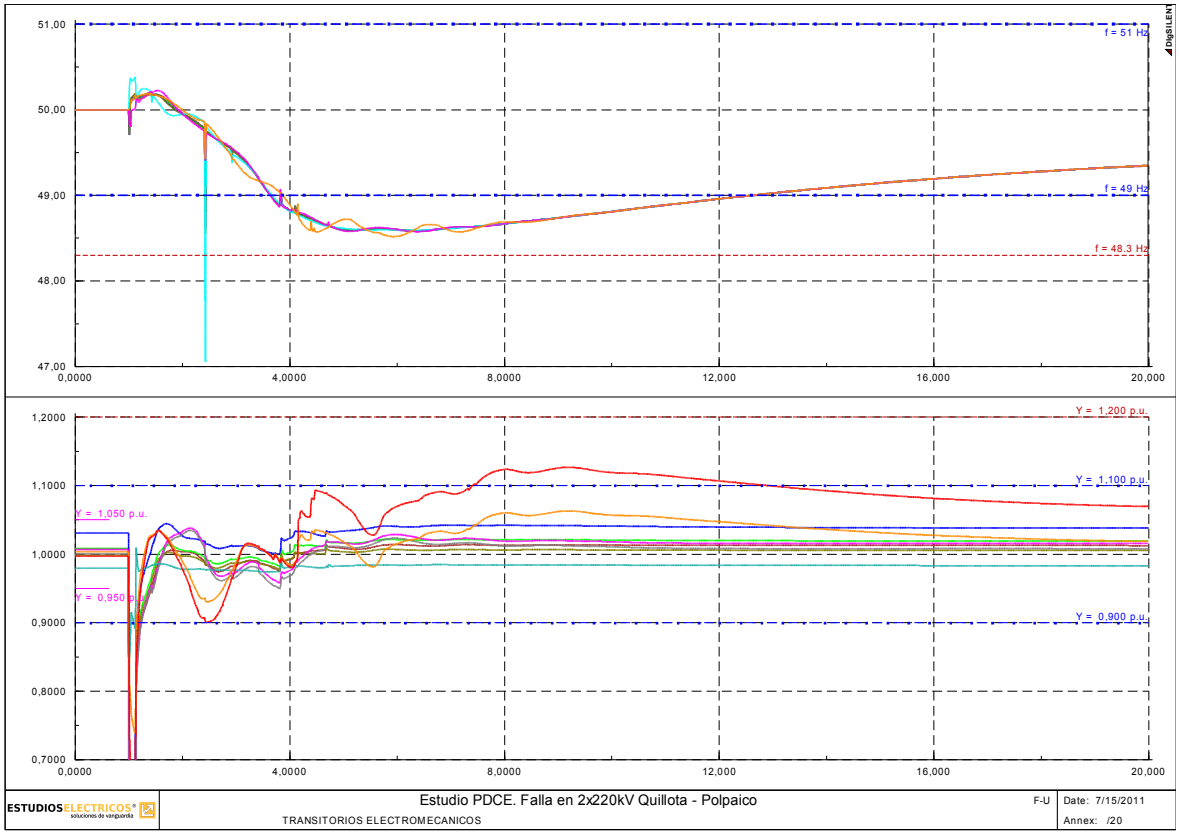


Figura 7.15 - 2012 - Demanda Baja Hidrología Seca – Frecuencia y Tensiones de Sistema

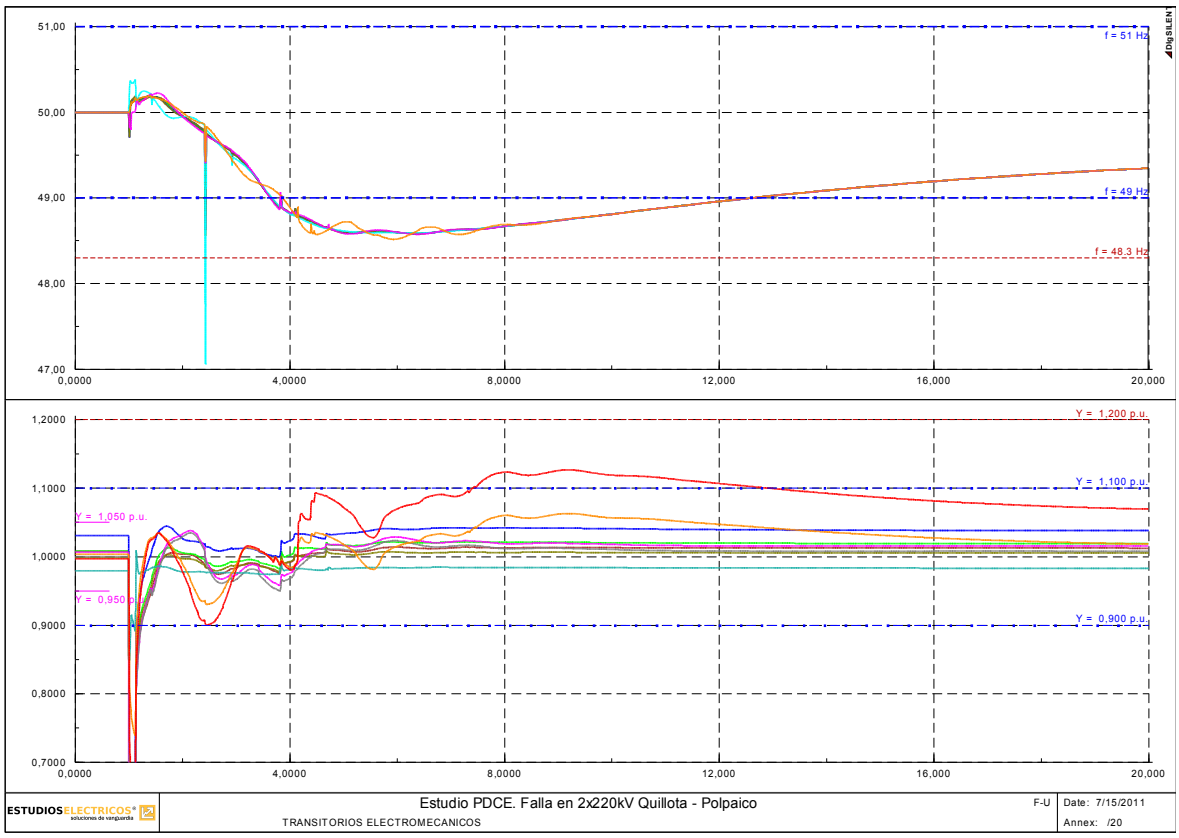


Figura 7.16 - 2012 - Demanda Alta Hidrología Húmeda – Frecuencia y Tensiones de Sistema

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

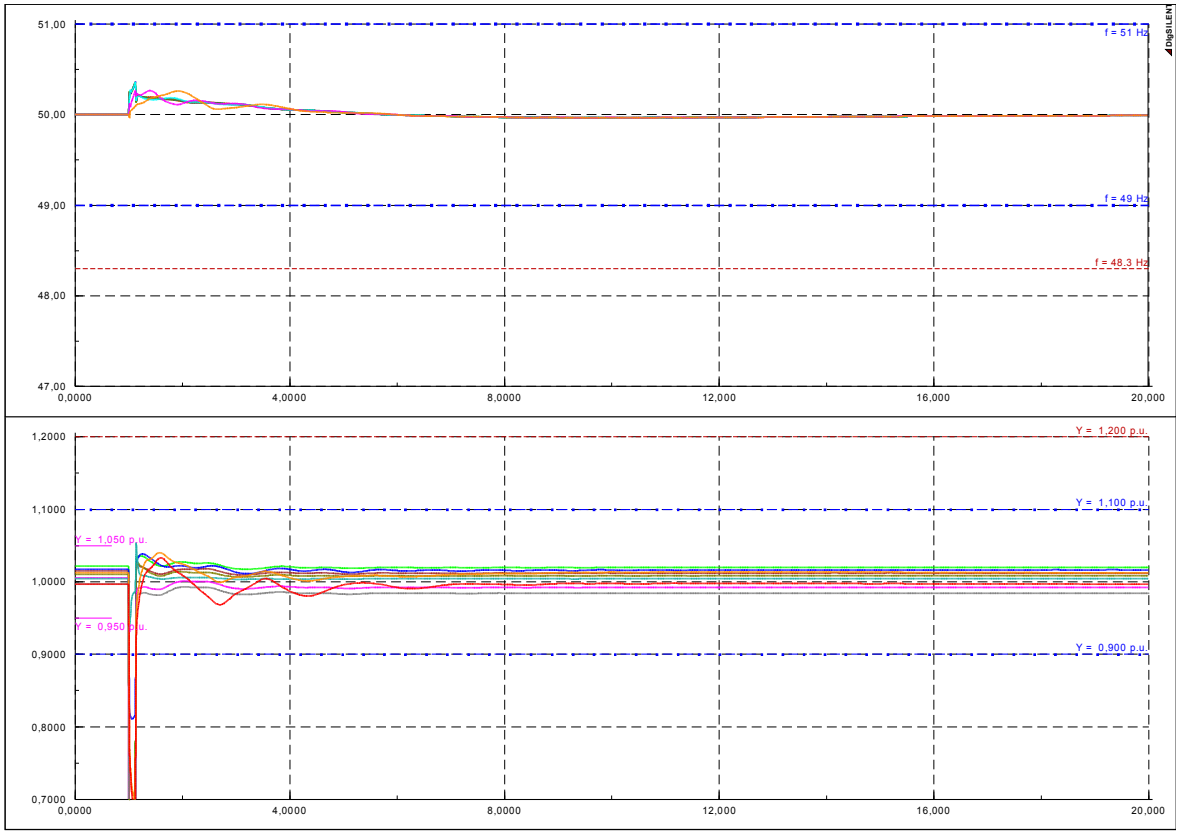


Figura 7.17 - 2015 - Demanda Baja Hidrología Húmeda – Frecuencia y Tensiones de Sistema

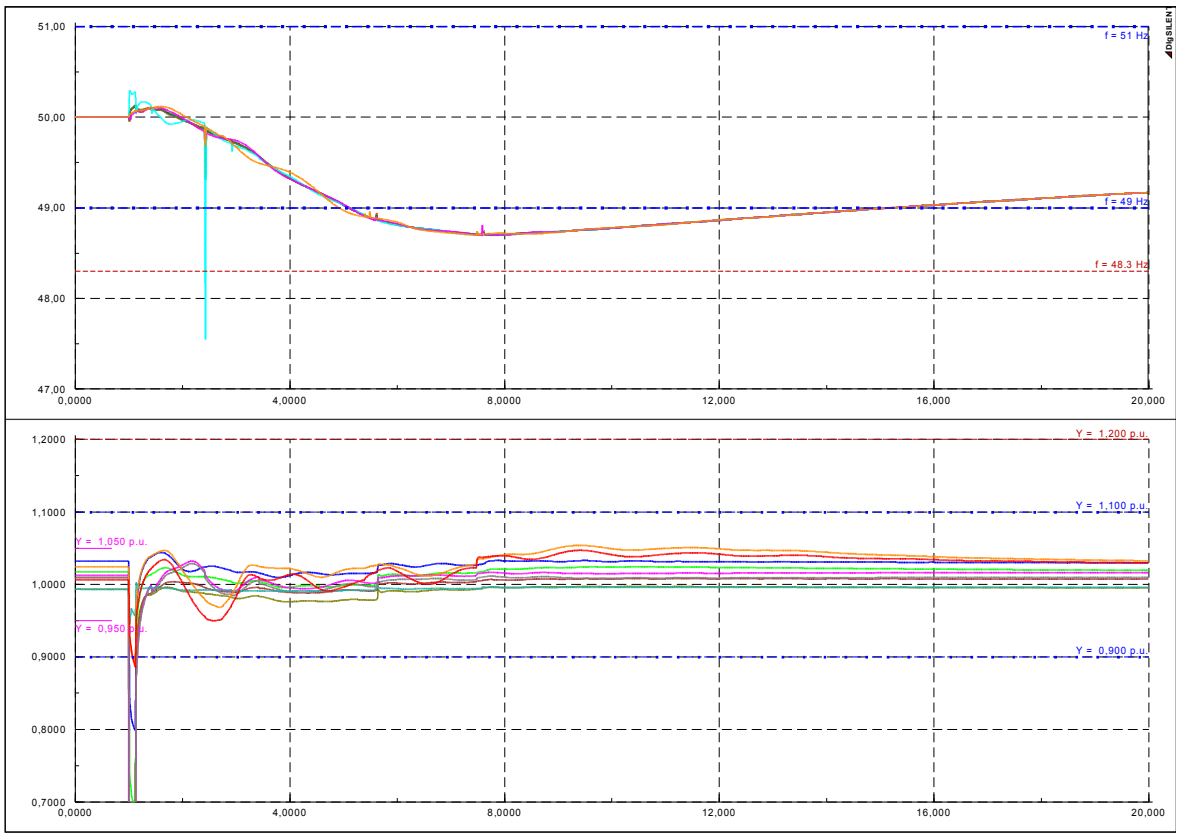


Figura 7.18 - 2015 - Demanda Alta Hidrología Seca – Frecuencia y Tensiones de Sistema

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

8 ETAPA E. Diseño de detalle y definición de requerimientos

8.1 Objetivos

Los objetivos de la Etapa E corresponden a:

- *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.

- *Definición de los requerimientos específicos de instalaciones.*

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

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

8.2 Esquema general

La figura 8.1 presenta el diagrama general del esquema de defensa junto con el esquema unilineal del área. Se representan los elementos del sistema de potencia de mayor relevancia (generadores, líneas y SS/EE) junto con los principales componentes del esquema:

- **PLC's**
- **RTU's**
- **Enlaces de comunicación**
- **Multimedidores**
- **Estación meteorológica**

Tal como se observa, el esquema puede considerarse conformado por dos subsistemas intercomunicados, cada uno de los cuales posee mediciones específicas y acciones controladas mediante un PLC particular.

Los componentes indicados como existentes, derivan de una serie de consultas realizadas por el consultor a cada una de las empresas involucradas.

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

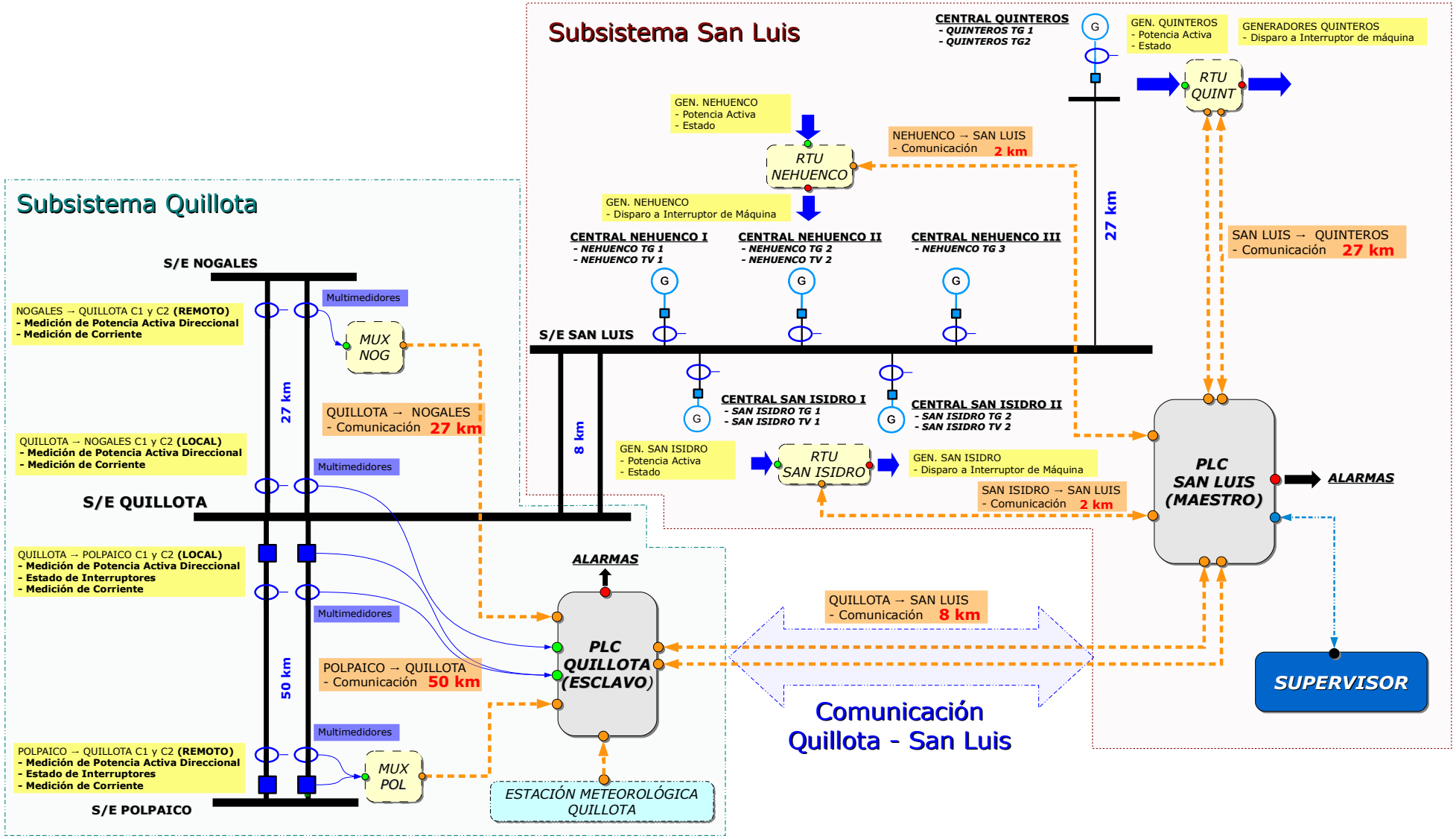


Figura 8.1 - Diagrama General del Esquema - Comunicaciones

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

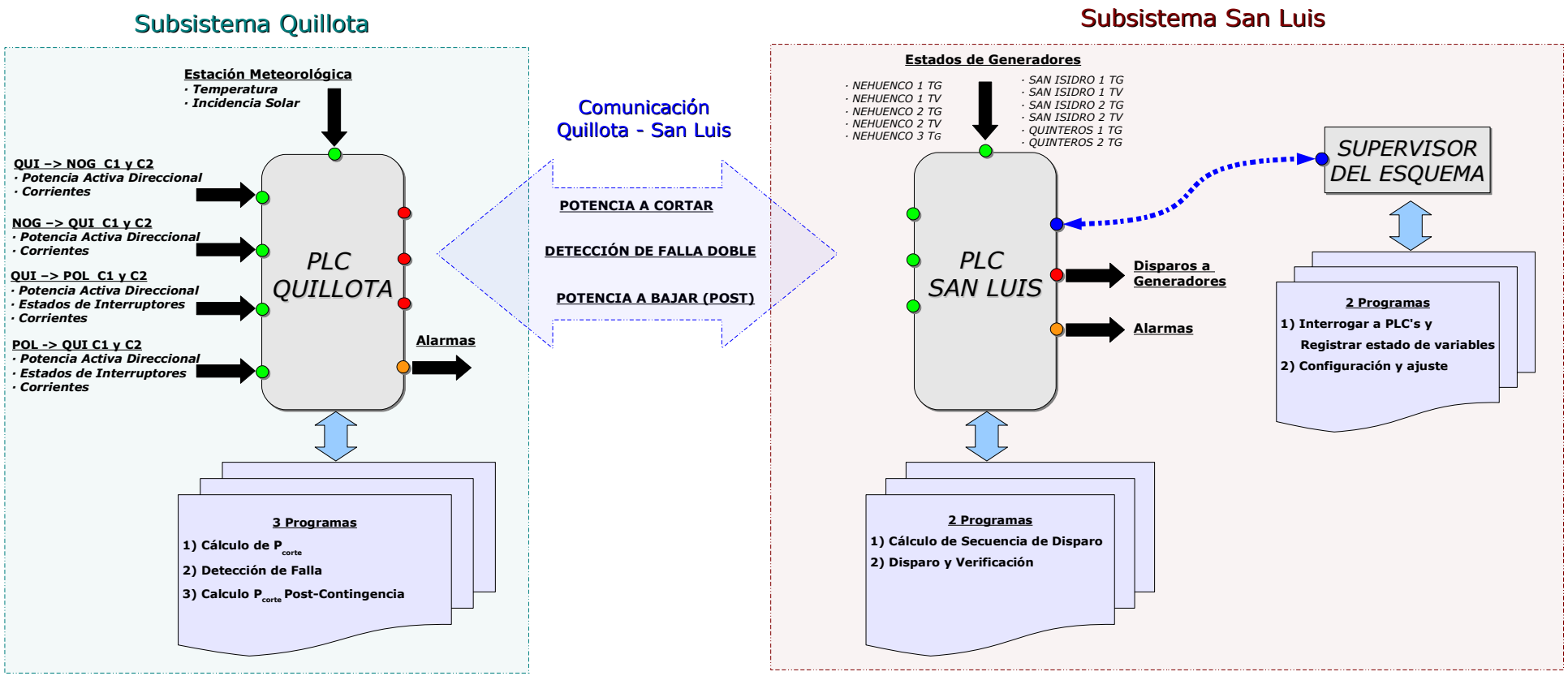


Figura 8.2 - Diagrama General - Funcional

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

8.3 Subsistema Quillota

8.3.1 Funciones

El subsistema Quillota tiene los siguientes objetivos:

- **Calcular**, instante a instante, la **Potencia de Corte** (potencia a cortar en San Luis ante la ocurrencia de la contingencia extrema)
- **Detectar la Falla** doble del enlace Quillota – Polpaico 220 kV
- Proveer información complementaria del **Estado post contingencia del enlace Quillota-Nogales 220 kV** (luego de aproximadamente 20 segundos de ocurrida la contingencia)

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

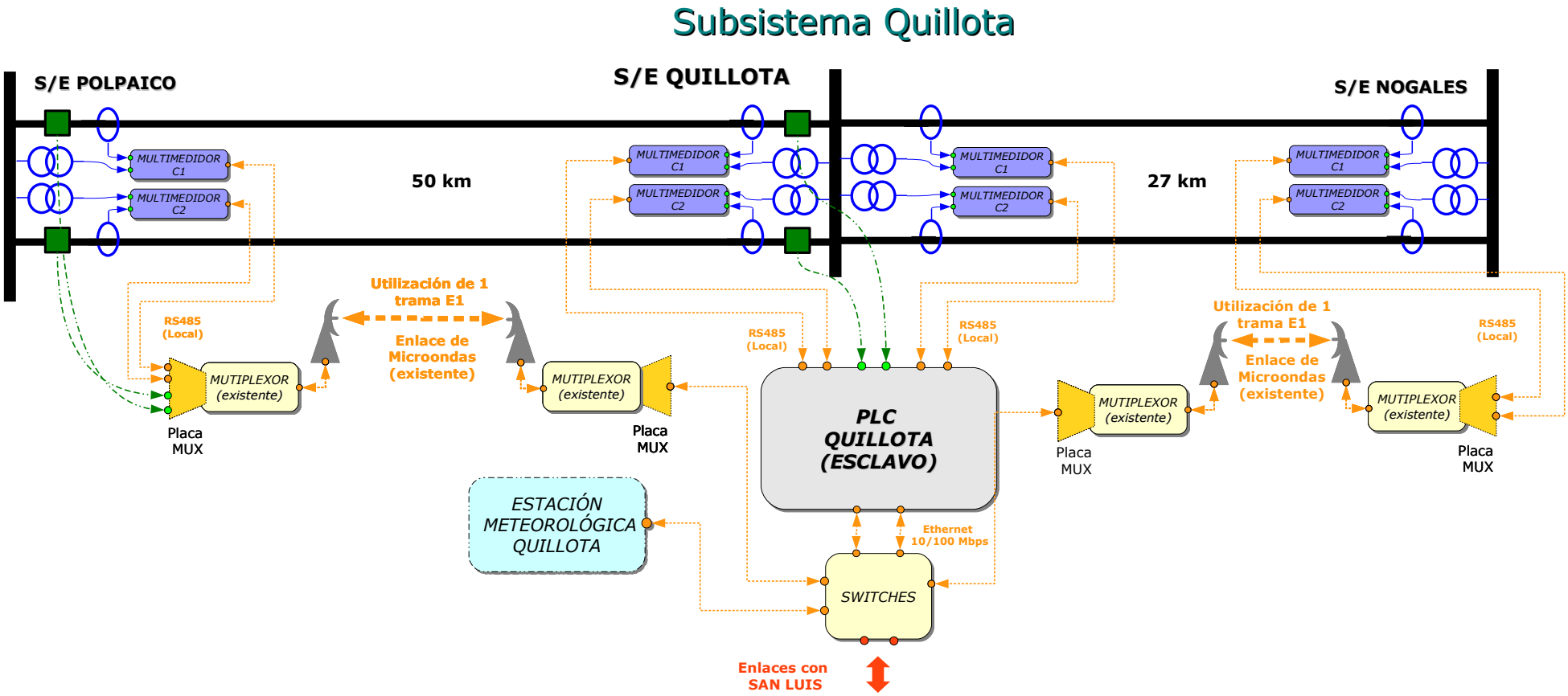


Figura 8.3 - Esquema – Subsistema Quillota

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

8.3.2 Requerimientos

Para dar cumplimiento a estos objetivos de manera confiable se proponen mediciones locales en la S/E Quillota con mediciones de verificación en los extremos opuestos (remotos) de cada uno de los enlaces en cuestión (S/E Polpaico y S/E Nogales). Las mediciones necesarias se resumen en la siguiente tabla.

SUBESTACIÓN	PAÑO	MEDICIONES
Quillota	Polpaico - Circuito 1	Medición de Potencia Activa Direccional Estado de Interruptores Medición de Corriente
	Polpaico - Circuito 2	Medición de Potencia Activa Direccional Estado de Interruptores Medición de Corriente
	Nogales – Circuito 1	Medición de Potencia Activa Direccional Medición de Corriente
	Nogales – Circuito 2	Medición de Potencia Activa Direccional Medición de Corriente
Polpaico	Quillota – Circuito 1	Medición de Potencia Activa Direccional Estado de Interruptores Medición de Corriente
	Quillota – Circuito 2	Medición de Potencia Activa Direccional Estado de Interruptores Medición de Corriente
Nogales	Quillota – Circuito 1	Medición de Potencia Activa Direccional Medición de Corriente
	Quillota – Circuito 2	Medición de Potencia Activa Direccional Medición de Corriente

Tabla 8.1 - Mediciones Sub-sistema Quillota

Mediciones

Para las mediciones de Potencia Activa Direccional y Corriente se propone la utilización de Medidores de parámetros multifunción trifasico. Estos Multimedidores toman las 3 corrientes y 3 tensiones de los circuitos secundarios y transfieren los valores al controlador lógico programable (PLC) mediante enlace comunicación RS485. De esta manera no resulta necesario proveer de placas de entradas analógicas al controlador.

El Estado de interruptores será censado por medio de la técnica de doble contacto (no abierto / si cerrado) denominada de doble bit, el permite aumentar la confiabilidad en la detección de la apertura del enlace.

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

Comunicaciones

Para las variables medidas en la S/E Quillota la información llega al controlador mediante enlaces RS485 a través de protocolos compatibles con el equipamiento de control disponible y a instalar. Para la obtención de la información de los extremos remotos se deberá establecer un enlace de comunicación de alta prestación y confiabilidad. No resulta condición necesaria que se instale un enlace dedicado, ya que esta comunicación se utilizará para una verificación funcional complementaria. Se propone la instalación/ampliación de multiplexores en los extremos Polpaico y Nogales y hacer uso de los recursos de comunicación existentes, los cuales disponen de capacidad remanente para estos requerimientos. (micro-ondas entre Polpaico y Quillota y entre Nogales y Quillota).

Procesamiento

Estas mediciones, junto con las registradas por una estación meteorológica ubicada en Quillota, son procesadas por el PLC. Éste realiza los cálculos necesarios para obtener los parámetros objetivos (potencia de corte, detección de falla doble, estado post-contigencia Quillota - Nogales).

Las funciones que realizará este PLC "esclavo" serán de procesamiento básico de señales, generación de alarmas y emisión de datos al PLC maestro ubicado en San Luis, por comunicación mediante enlace de FIBRA ÓPTICA (con respaldo por radio) entre ambas SS/EE.

El PLC esclavo deberá contar con un módulo IRIG-B para sincronización con GPS y contar con facilidades para efectuar SOE sobre las señales que emite al PLC maestro.

Deberá contar también con protocolos de comunicación compatibles con los equipos instalados y a instalar, debiendo contar mínimamente con protocolo Modbus y DNP3.0.

El PLC deberá poseer, como mínimo, redundancia de fuente y procesador.

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

8.3.3 Componentes

En la tabla 8.2 se presentan los componentes específicos, NO EXISTENTES, requeridos en el subsistema Quillota para la implementación del esquema de defensa.

UBICACIÓN GENERAL	ELEMENTO	UBICACIÓN ESPECIFICA
S/E Quillota	Multimedidor Digital	Paño Polpaico – C1
	Multimedidor Digital	Paño Polpaico – C2
	Multimedidor Digital	Paño Nogales – C1
	Multimedidor Digital	Paño Nogales – C2
	Placa MUX	Multiplexor Existente
	Placa MUX	Multiplexor Existente
	Estación Meteorológica	A convenir
	PLC (Esclavo)	Tablero PDCE
	Switches (2)	Tablero PDCE
S/E Polpaico	Multimedidor Digital	Paño Quillota – C1
	Multimedidor Digital	Paño Quillota – C2
	Placa MUX	Multiplexor Existente
S/E Nogales	Multimedidor Digital	Paño Quillota – C1
	Multimedidor Digital	Paño Quillota – C2
	Placa MUX	Multiplexor Existente

Tabla 8.2 - Componentes Sub-sistema Quillota

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

8.4 Subsistema San Luis

8.4.1 Funciones

El subsistema San Luis tiene como objetivo **Realizar los cortes de generación necesarios conforme a la secuencia y montos estipulados por el esquema**, una vez que reciba la señal de detección de falla doble.

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

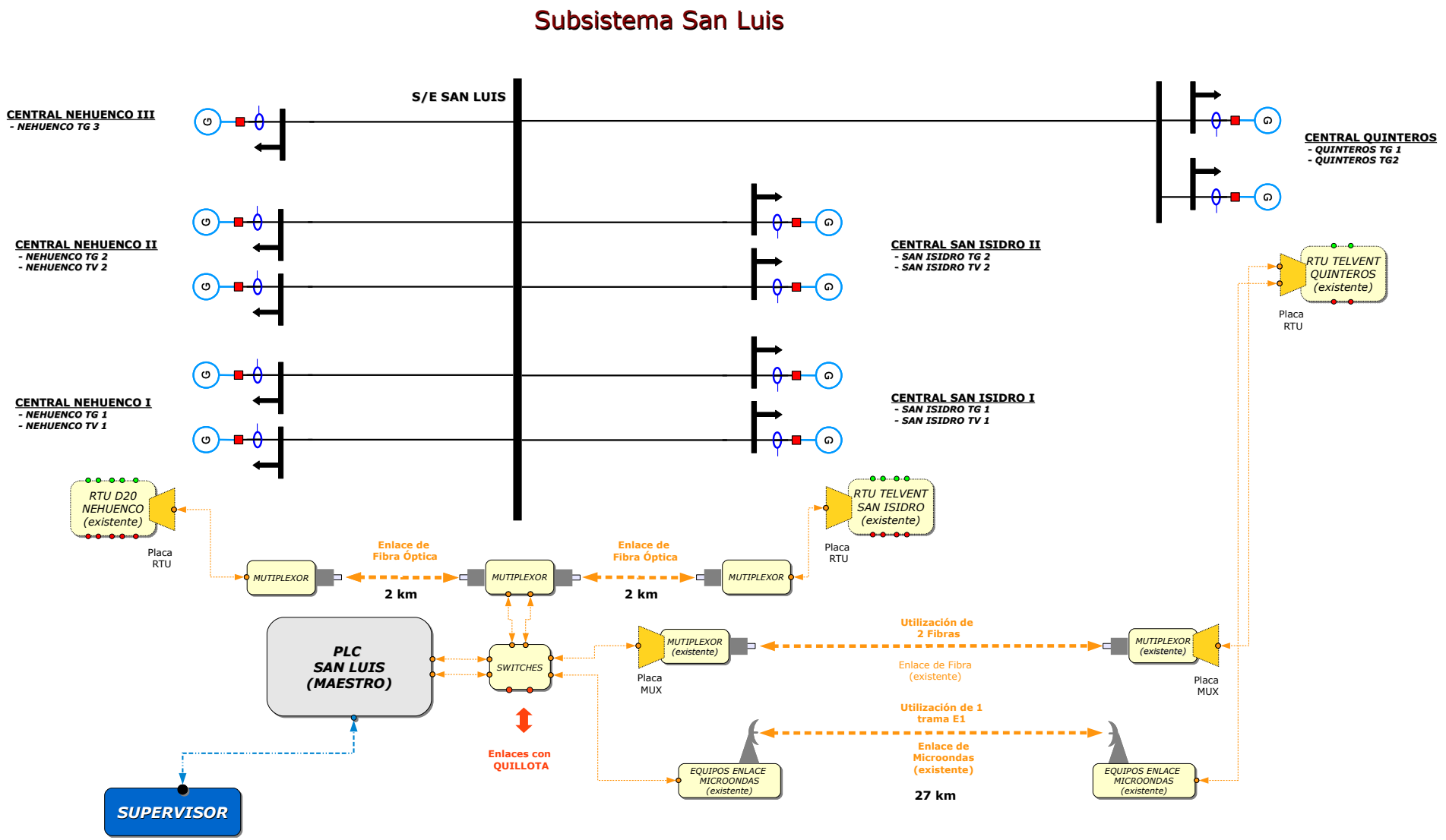


Figura 8.4 - Esquema – Subsistema San Luis

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

8.4.2 Requerimientos

Las mediciones realizadas dentro de este subsistema se detallan en la siguiente tabla.

CENTRAL	UNIDAD	MEDICIONES
Nehuenco	Nehuenco I TG	Potencia Activa de unidad Estado de interruptor de máquina
	Nehuenco I TV	Potencia Activa de unidad Estado de interruptor de máquina
	Nehuenco II TG	Potencia Activa de unidad Estado de interruptor de máquina
	Nehuenco II TV	Potencia Activa de unidad Estado de interruptor de máquina
	Nehuenco III TG	Potencia Activa de unidad Estado de interruptor de máquina
San Isidro	San Isidro I TG	Potencia Activa de unidad Estado de interruptor de máquina
	San Isidro I TV	Potencia Activa de unidad Estado de interruptor de máquina
	San Isidro II TG	Potencia Activa de unidad Estado de interruptor de máquina
	San Isidro II TV	Potencia Activa de unidad Estado de interruptor de máquina
Quinteros	Quinteros I TG	Potencia Activa de unidad Estado de interruptor de máquina
	Quinteros II TG	Potencia Activa de unidad Estado de interruptor de máquina

Tabla 8.3 - Mediciones Sub-sistema San Luis

Mediciones

Según se indica la medición de Potencia Activa de la unidad y Estado del interruptor de máquina se encuentran disponibles en las RTU's correspondientes a cada grupo de centrales (Nehuenco, San Isidro y Quinteros). Se propone entonces adicionar los componentes que resulten necesarios para transmitir estos datos al PLC.

Disparos

Los disparos se realizarán a partir de salidas de placas adicionadas a las RTU's existentes.

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

Comunicaciones

Se propone para la vinculación de estas RTU's con el PLC maestro ubicado en el nodo San Luis los siguientes enlaces de comunicación:

Centrales Nehuenco: Enlace mediante fibra óptica dedicada. Se requerirá la instalación de aproximadamente 2 km de fibra óptica de tipo Monomodo Estándar, la cual podrá tenderse en forma suspendida, o bien subterránea mediante uso de técnicas de tuneleo inteligente (dirigido). Se propone la instalación de multiplexores apropiados en los extremos, equipados con placas de datos V.24 y V.35 que permitan la comunicación efectiva entre la RTU Harris D20 con el PLC maestro ubicado en la S/E San Luis.

Sobre la RTU Harris D20 existente deberá proveerse (de ser necesario) un módulo para comunicación con el Mux SDH, módulos de E/S digitales del tipo D20S para manejo de señales y (de ser necesario) un módulo de salida de disparos tipo D20KI

Centrales San Isidro: Enlace mediante fibra óptica dedicada. Se requerirá la instalación de aproximadamente 2 km de fibra óptica de tipo Monomodo Estándar, la cual podrá tenderse en forma suspendida, o bien subterránea mediante uso de técnicas de tuneleo inteligente (dirigido). Se propone la instalación de multiplexores apropiados en los extremos, equipados con placas de datos V.24 y V.35 que permitan la comunicación efectiva entre la RTU TELVENT con el PLC maestro ubicado en la S/E San Luis.

Sobre la RTU TELVENT existente deberá proveerse (de ser necesario) un módulo para comunicación con el Mux SDH, módulos de E/S digitales para manejo de señales y (de ser necesario) un módulo de salida de disparos.

Central Quinteros: Enlace mediante fibra óptica y respaldo por radioenlace existentes. Siendo que las distancias involucradas son mayores (27 km aproximadamente) y considerando que se encuentran disponibles ambos recursos de comunicación, se propone la instalación de los componentes necesarios en cada uno de los extremos de forma tal de hacer uso de los enlaces existentes.

En este caso se deberán equipar los multiplexores de Fibra Óptica de ambos extremos del enlace, con las correspondientes placas de canales V.24 y V.35 que permitan reportar mediciones y emitir ordenes de disparo entre ambos extremos por el enlace SDH, mediante conexiones RS232.

Considerando la disponibilidad de fibras oscuras entre ambos extremos, resulta conveniente adoptar un esquema de disparo directo mediante enlace óptico, entre el PLC maestro y cada grupo, en forma independiente al sistema de comunicaciones SDH.

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

Sobre la RTU TELVENT existente deberá proveerse (de ser necesario) un módulo para comunicación con el Mux SDH, módulos de E/S digitales para manejo de señales y (de ser necesario) un módulo de salida de disparos.

Procesamiento

A partir de estas mediciones y de la información provista por el PLC esclavo (ubicado en Quillota), el controlador principal de este subsistema realizará los cálculos necesarios para conocer, a cada instante, cuáles serán las unidades a disparar y con que secuencia, en caso de producirse la falla doble.

Detectada la falla, este emitirá las señales de disparo a los interruptores de máquina que correspondan y supervisará la correcta salida de servicio de cada unidad.

Eventualmente, en caso de falla en la apertura del interruptor, el esquema deberá replicar las acciones de la Protección de Falla Interruptor existente en tal unidad, siempre que esto no provoque la salida intempestiva de mayores montos de generación.

Una vez finalizada la etapa de disparos debido a la doble contingencia, en función de la información del estado post-contingencia (del orden de los 20 segundos) del enlace Quillota-Nogales, el controlador instalado en San Luis podrá emitir señales de disparo adicionales para reducir posibles sobrecargas. Si en una etapa posterior se verifica el correcto funcionamiento de las lógicas de reducción rápida RUN-BACK de las unidades involucradas, esta señal podría ser direccionada a la inicialización de este recurso. No se recomienda esta funcionalidad hasta que se verifique y homologue el funcionamiento de esta lógica de reducción.

El PLC maestro deberá contar con un módulo IRIG-B para sincronización con GPS y contar con facilidades para efectuar SOE sobre las señales que emite al sistema supervisor del PDCE y eventualmente a los sistemas SCADA intervinientes.

Deberá contar también con protocolos de comunicación compatibles con los equipos instalados y a instalar, debiendo contar mínimamente con protocolo Modbus y DNP3.0.

El PLC deberá poseer, como mínimo, redundancia de fuente y procesador.

Supervisión

Además de los componentes que conforman al esquema automático, que responde al plan de defensa contra la contingencia extrema en estudio, se propone un componente adicional denominado SUPERVISOR DEL ESQUEMA, o SISTEMA DE CONTROL LOCAL DEL PDCE.

Básicamente, estará compuesto por un computador con capacidad adecuada de procesamiento, donde se instale un software de adquisición de datos y supervisión de los PLC, de forma tal que permita el registro de todas las variables de entrada y salidas del esquema junto

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

con variables de etapas intermedias de la lógica (variables desarrolladas particularmente para la supervisión del sistema).

Este supervisor, será el encargado de registrar la operación del automatismo para un potencial análisis post-contingencia del funcionamiento del esquema. Además será en encargado de concentrar las señales de estado de todos los componentes del esquema (señales de watchdog).

De manera complementaria, se podrá configurar el software con distintos niveles de privilegios de usuario de forma tal que desde este mismo equipo, sea posible la configuración de parámetros, modificación de la programación y ajustes de las funciones de los Controladores maestro y esclavo del sistema.

Este deberá estar vinculado con el CDC, para permitir que éste pueda monitorear el estado del automatismo.

8.4.3 Componentes

En la tabla 8.4 se presentan los componentes específicos, NO EXISTENTES, requeridos en el subsistema San Luis para la implementación del esquema de defensa.

UBICACIÓN GENERAL	ELEMENTO	UBICACIÓN ESPECIFICA
S/E San Luis	Multiplexor de FO	Tablero PDCE
	PLC (Maestro)	Tablero PDCE
	Switches (2)	Tablero PDCE
	Computador Supervisor	A Convenir
	Placa MUX	Multiplexor Existente
Central Nehuenco	Placas RTU (2)	RTU D20
	Multiplexor de FO	A convenir
Central San Isidro	Placas RTU (2)	RTU TELVENT
	Multiplexor de FO	A convenir
Central Quinteros	Placas RTU (2)	RTU TELVENT
	Placa MUX	Multiplexor Existente
S/E San Luis – Central Nehuenco	2,2 km de FO	A convenir
S/E San Luis – Central San Isidro	2,2 km de FO	A convenir

Tabla 8.4 - Componentes Sub-sistema San Luis

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

8.5 Comunicación Quillota – San Luis

8.5.1 Funciones

El enlace Quillota – San Luis debe comunicar con **alta prestación** y **alta confiabilidad** el controlador maestro ubicado en la S/E San Luis y el controlador esclavo instalado en la S/E Quillota.

Además, proveerá un enlace de comunicación entre el PLC esclavo y el SUPERVISOR.

Figura 8.5 - Esquema – Comunicación QUILLOTA – SAN LUIS

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

8.5.2 Requerimientos

Dada la importancia superlativa que presenta el enlace entre ambos subsistemas, para la operación confiable del esquema, se propone que la comunicación entre ambos sistemas se realice mediante un enlace principal y uno de respaldo.

Considerando la disponibilidad y seguridad necesaria para el funcionamiento del sistema, se propone como enlace principal FIBRA ÓPTICA, empleando las fibras oscuras existentes entre la SS/EE Quillota y San Luis.

Teniendo presente las distancias involucradas (~8km), se propone un enlace de respaldo (dedicado para PDCE) mediante un esquema de radio.

Para la realización de este enlace se requerirán los siguientes componentes:

Enlace Principal

Se deberán equipar los multiplexores de Fibra Óptica de ambos extremos del enlace con un módulo de terminal óptico STM-1, con las correspondientes placas para canales de datos V.24 y V.35 que permitan reportar mediciones entre ambos extremos por el enlace SDH, mediante conexiones RS232.

Enlace de Respaldo

Será un enlace de radio IP de tipo multipunto dentro de una banda de frecuencia no licenciada de 900 Mhz FHSS. El sistema de radios IP, deberá ser configurado en forma integrada con los switches de las redes de datos de cada emplazamiento, de manera tal de lograr una vinculación adecuada con los PLC de ambos extremos.

8.5.3 Componentes

En la tabla 8.5 se presentan los componentes específicos, NO EXISTENTES, requeridos en el subsistema Quillota para la implementación del esquema de defensa.

UBICACIÓN GENERAL	ELEMENTO	UBICACIÓN ESPECIFICA
S/E San Luis	Placa MUX	Multiplexor Existente
	Equipos de Radio Enlace Digital	A convenir
S/E Quillota	Placa MUX	Multiplexor Existente
	Equipos de Radio Enlace Digital	A convenir

Tabla 8.5 - Componentes Comunicación Quillota – San Luis

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

8.6 Programación

Un componente importante del esquema corresponde a las lógicas requeridas para la operación segura y confiable del automatismo, conforme se especifica en la etapa de diseño inicial.

Los programas que operan sobre los PLC's deben considerar lazos de redundancia a nivel programación que permitan la detección confiable de la falla (detección de apertura de interruptores) y una medición correcta de las potencias y corrientes. Asimismo las lógicas deben prever diversas condiciones operativas y niveles de despacho de las centrales y no interferir en la operación normal del sistema.

En el apartado 8.6.1 se presenta el algoritmo conceptual junto con un GRAFCET (GRAFica de Control de Etapas de Transición) que representa de manera condensada el proceso de operación del esquema.

Para la implementación real se propone que determinados procesos o rutinas se realicen de modo independiente por cada PLC; cada controlador deberá entonces, realizar acciones específicas. Estas rutinas se compondrán de subrutinas interdependientes las cuales tendrán, a la vez, una tarea especifica asociada. Esta metodología de programación modular permite dividir el problema global en subprogramas, haciendo que el automatismo y su actuación sea más legible, manejable y fácil de interpretar al momento del análisis del desempeño del esquema.

En la ingeniería de detalle final del esquema (etapa de implementación), el consultor asociado podrá proponer mejoras en las lógicas siempre que esto no vaya en desmedro de la confiabilidad y seguridad del esquema planteado.

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

8.6.1 Algoritmo Conceptual

El algoritmo del esquema tiene el siguiente principio conceptual de funcionamiento:

1 Se mide permanentemente el nivel de generación en cada una de las unidades que acometen al nodo San Luis y flujos de potencia por las cuatro líneas (Quillota – Polpaico 220 kV C1, Quillota – Polpaico 220 kV C2, Quillota – Nogales 220 kV C1 y Quillota – Nogales 220 kV C2). Estos valores son filtrados mediante un algoritmo del tipo *promedio móvil* y almacenados en memoria (Buffer).

Con las mediciones de la estación meteorológica se calcula, instante a instante, la capacidad admisible total por el enlace Quillota – Nogales.

2 Con los valores de potencia medida y la capacidad del enlace Quillota – Nogales, se calcula instante a instante, la potencia de corte como:

$$P_{CORTE} = P_{(QUILLOTA \rightarrow POLPAICO)} + P_{(QUILLOTA \rightarrow NOGALES)} - CAPACIDAD_{(QUILLOTA - NOGALES)}$$

3 Con el valor de potencia de corte y los niveles de generación se establecen las unidades a disparar y la secuencia de disparo. Si la potencia de corte resulta menor o igual a cero, no se habilitan disparos.

4 Ante la detección de la falla doble se congelan los datos y se detienen los procesos de cálculo de potencia de corte y ordenamiento de secuencia de disparos.

Se inician los procesos de envío de disparos conforme lo establece la secuencia almacenada.

Cada disparo enviado tiene un proceso de PFI asociado, para asegurar la salida de servicio de la unidad en cuestión.

5 Luego de 20 seg. del último disparo, se mide corriente por las líneas Quillota – Nogales 220 kV C1 y C2.

6 A partir del valor medido de corriente, se calcula el nivel de sobrecarga post-contingencia. Con este valor se calcula una nueva potencia de corte post-contingencia.

7 En función del valor calculado en el ítem anterior:

7.1 Si la carga resulta inferior al 100%, se dará fin a la actuación del esquema.

7.2 Si la carga se encuentra entre el 100% y 110%, se emitirá una alarma de sobrecarga.

7.3 Si la carga supera el 110%, se enviarán nuevas señales de disparo. Éste se realizará de forma análoga a la primera actuación.

8 Finalizada esta ultima instancia, el automatismo termina su operación y queda a la espera de la señal de reset (reconocimiento).

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

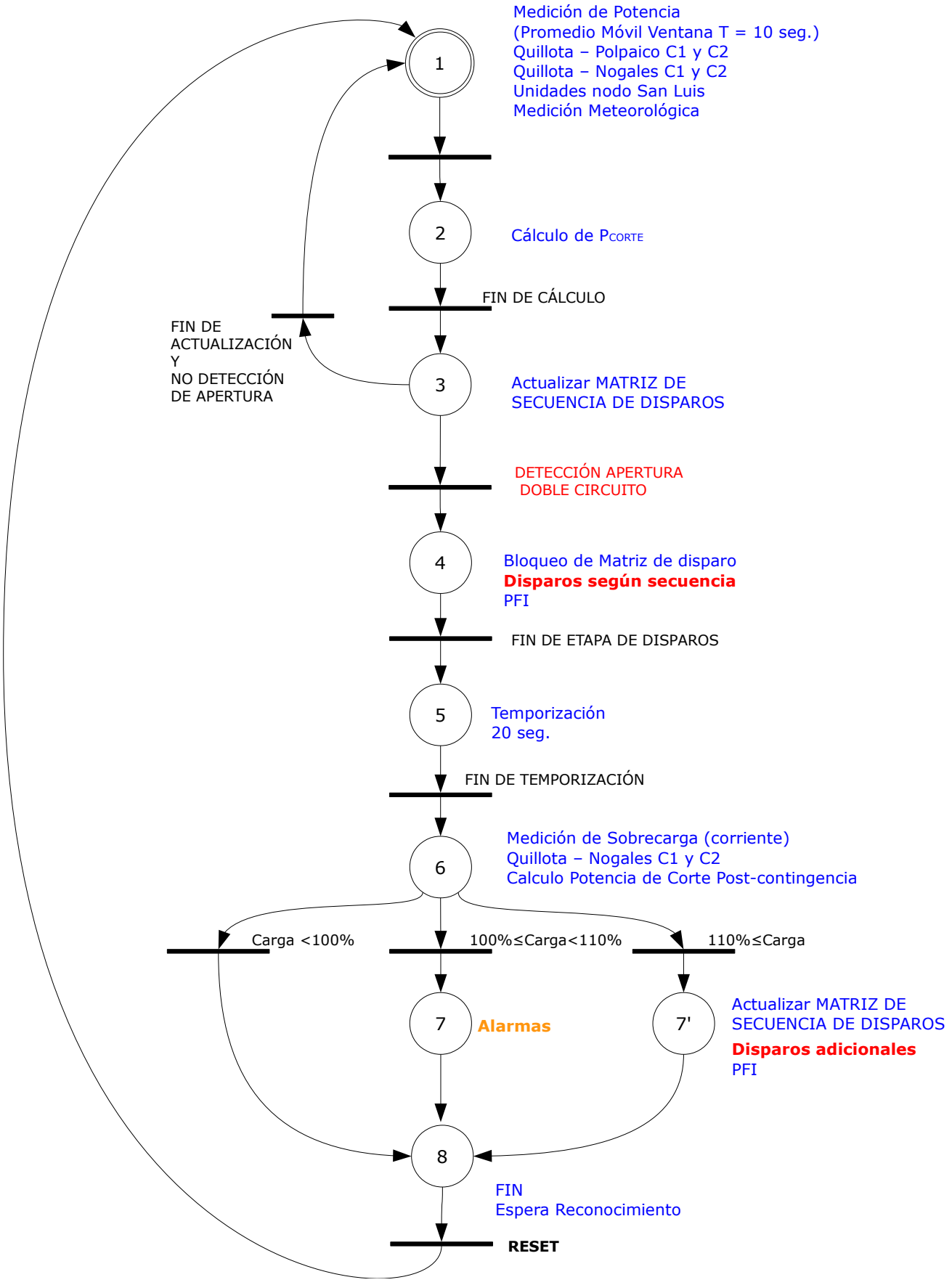


Figura 8.6 - GRAFCET Conceptual – Esquema PDCE 1

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

8.6.2 Organización de Procesos

Tal como se presenta en la figura 8.2, se propone que cada uno de los controladores realicen tareas específicas, las cuales deberán en todo momento hacerse de manera coordinada.

El PLC esclavo ubicado en Quillota deberá:

1) *Calcular de $P_{CORTE.}$*
2) *Detectar la Doble Contingencia.*
3) *Calcular la P_{CORTE} Post-Contingencia.*

El PLC maestro ubicado en San Luis deberá:

1) *Calcular la Secuencia de Disparo.*
2) *Disparar las unidades, verificando la correcta salida de servicio.*

El Supervisor del esquema ubicado en San Luis deberá:

1) *Interrogar a los PLC's y registrar el estado de variables y componentes.*
2) *Permitir la configuración de los componentes del esquema.*

Cada una de estas tareas serán, a la vez, realizadas por subrutinas diseñadas para tal fin. Entre las subrutinas más importantes se encuentran:

a) Medición de Potencia Quillota – Polpaico C1 y C2 y Quillota – Nogales C1 y C2
b) Cálculo de Capacidad Enlace Quillota – Nogales
c) Detección de Apertura de un circuito Quillota – Polpaico 220 kV
d) Ordenamiento de Matrices de Disparo
e) Medición de corriente Quillota – Nogales

A continuación se presenta una descripción de las rutinas y subrutinas de mayor relevancia.

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

8.6.3 Cálculo de Potencia de Corte

El cálculo de la potencia de corte se realiza a partir de las potencias obtenidas por las subrutinas de medición y cálculo de capacidad, las cuales a la vez toman datos de las mediciones realizadas por los multimedidores y la estación meteorológica.

Tomando los cálculos de las subrutinas detalladas a continuación, la rutina cálculo de potencia de corte puede resumirse por la siguiente figura.

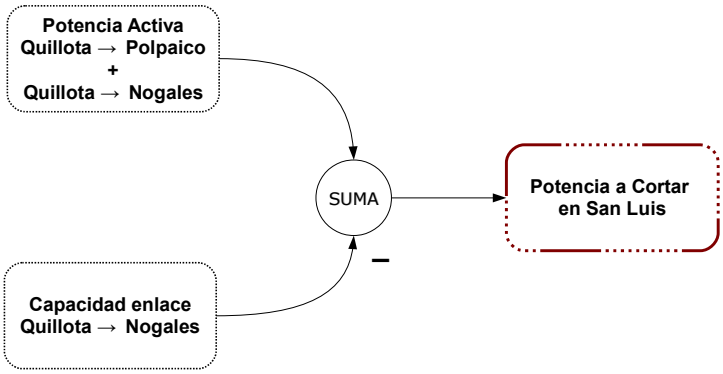


Figura 8.7 - Rutina cálculo Potencia de Corte.

Medición de Potencia Quillota – Polpaico C1 y C2, y Quillota – Nogales C1 y C2

Para obtener una estimación confiable de la potencia de corte, se propone el filtrado y una selección lógica de las potencias medidas.

A partir de la medición reportada por los multimedidores, se debe realizar un filtrado del tipo promedio móvil con una ventana del orden de 10 seg. Siendo que todos los circuitos involucrados no poseen puntos de interconexión (tap's) intermedios y entendiendo que cada uno de estos parten y acomenten a los mismos nodos, se propone una medición con decisión lógica 2/3 (dos de tres) conforme lo representa la figura 8.8.

En esta figura se presenta el cálculo de la potencia activa Quillota – Polpaico del circuito 1, donde se utilizan los valores de:

- Medición de Potencia Activa Quillota, campo Polpaico C1
- Medición de Potencia Activa Quillota, campo Polpaico C2
- Medición de Potencia Activa Polpaico, campo Quillota C1

A partir de cada una de estas variables filtradas se realizará una elección lógica del tipo 2/3. Naturalmente esta lógica deberá prever en su cálculo los posibles desbalances entre circuitos y las diferencias en las potencias activas medidas en cada uno de los extremos (diferencias por pérdidas).

La obtención de potencia para los restantes tres circuitos se adopta de manera semejante.

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

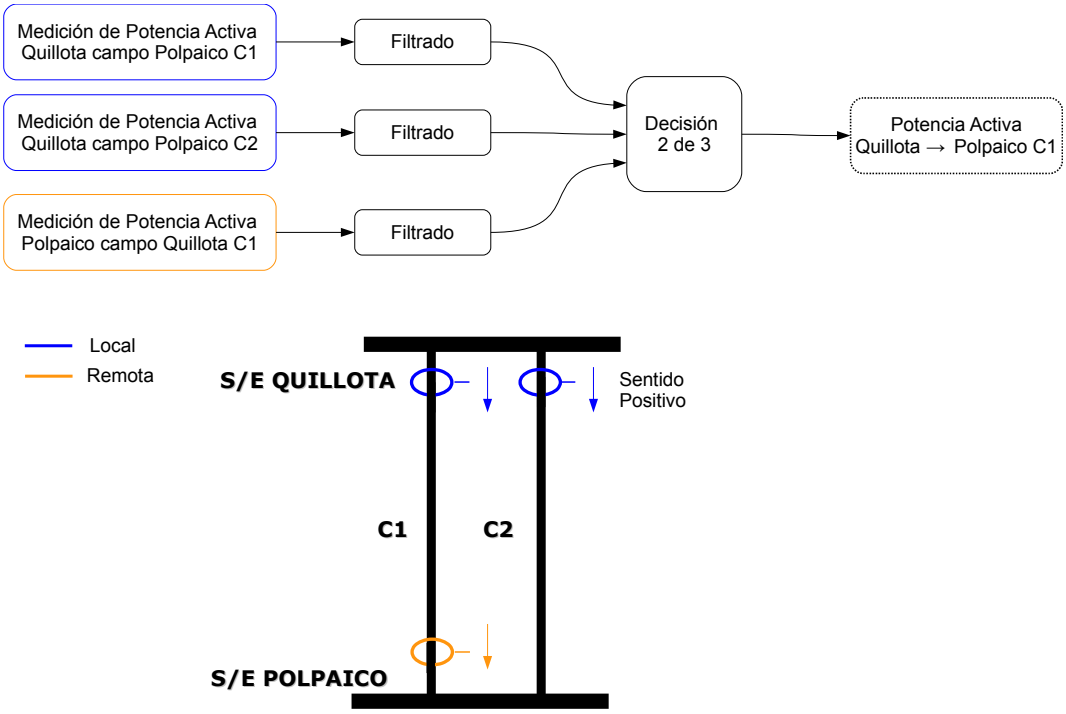


Figura 8.8 - Medición de Potencia Activa. Ejemplo QUI → POL C1

A partir de las mediciones de cada uno de los circuitos se obtiene la potencia suma total, tal como se muestra en la siguiente figura.

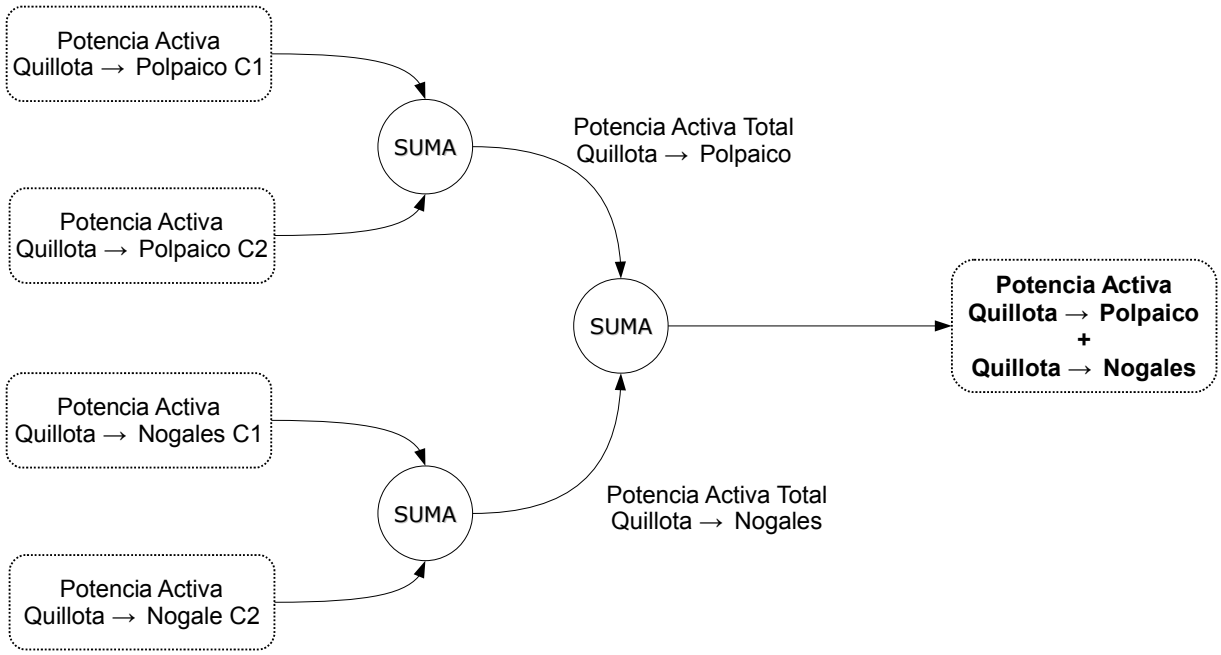


Figura 8.9 - Calculo de Potencia Activa Suma Total.

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

Cálculo de Capacidad Enlace Quillota – Nogales

Esta subrutina toma de las mediciones ambientales realizadas por la estación meteorológica y a partir de una matriz de doble entrada (Temperatura Ambiente y Radiación Solar), calcula la capacidad del total del doble circuito en MVA.

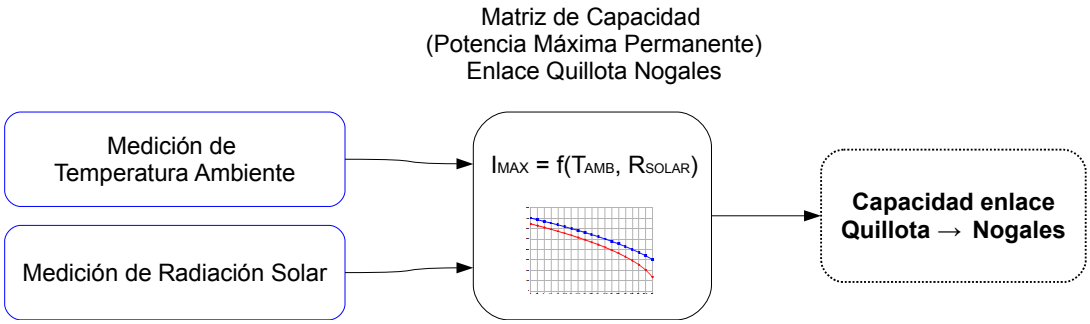


Figura 8.10 - Calculo de Capacidad Total enlace Quillota - Nogales

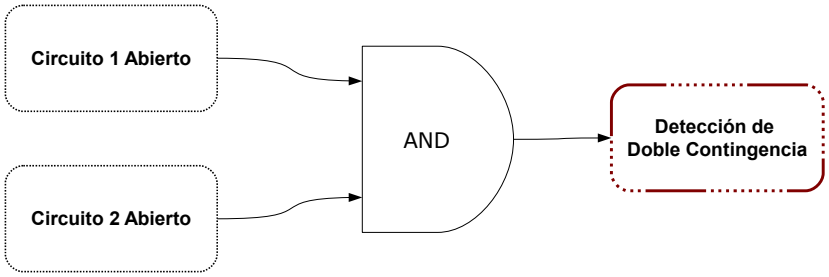
Básicamente, la matriz a implementar correspondería a la tabla siguiente.

Condición Solar	Temperatura Ambiente [ºC]																		
	0	2,5	5	7,5	10	12,5	15	17,5	20	22,5	25	27,5	30	32,5	35	37,5	40	42,5	45
Sin Sol	703	687	671	655	638	620	602	584	565	544	524	501	479	455	429	402	373	341	305
Con Sol	647	630	613	595	576	557	537	516	495	471	447	421	394	364	332	296	254	204	136

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

8.6.4 Detección de la Doble contingencia

La detección de la doble contingencia se realiza a partir de la señalización de apertura de los circuitos 1 y 2 de la línea Quillota – Polpaico 220 kV, obtenida por las subrutina presentada a continuación.



Detección de Apertura de un circuito Quillota – Polpaico 220 kV

La detección de la apertura es una de las subrutinas de mayor importancia en el esquema, tanto desde el punto de vista de confiabilidad como de velocidad.

Este proceso deberá identificar la apertura de un circuito a partir del censado de la apertura de un interruptor (realizado mediante la técnica de doble bit) con una verificación adicional del estado del interruptor remoto, o con una confirmación por corriente.

El siguiente esquema ejemplifica el esquema lógico descripto.

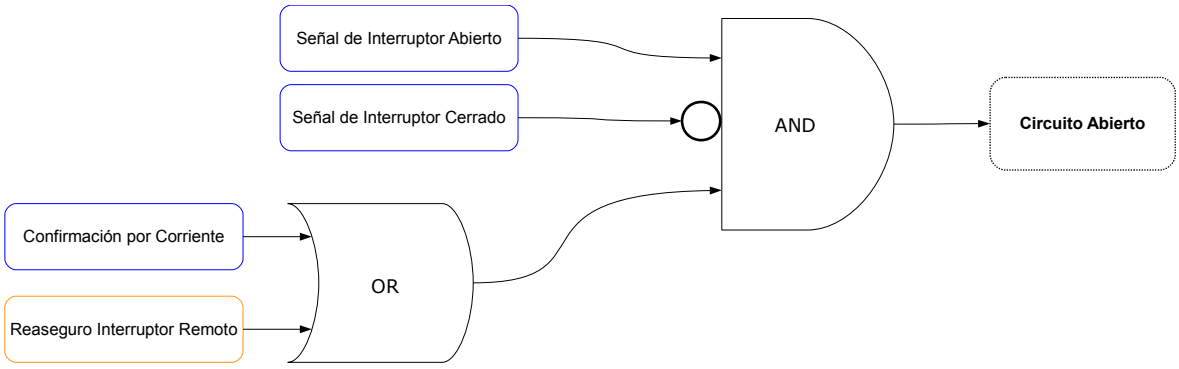


Figura 8.11 - Detección de Circuito Abierto

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

8.6.5 Cálculo Potencia de Corte Post-Contingencia

El cálculo de la potencia de corte post-contingencia puede representarse con el esquema de la figura 8.12. Tal como se aprecia, se toman los valores de corriente RMS, calculados por la subrutina diseñada para tal fin, se obtiene una potencia activa equivalente y se compara con la capacidad calculada previamente.

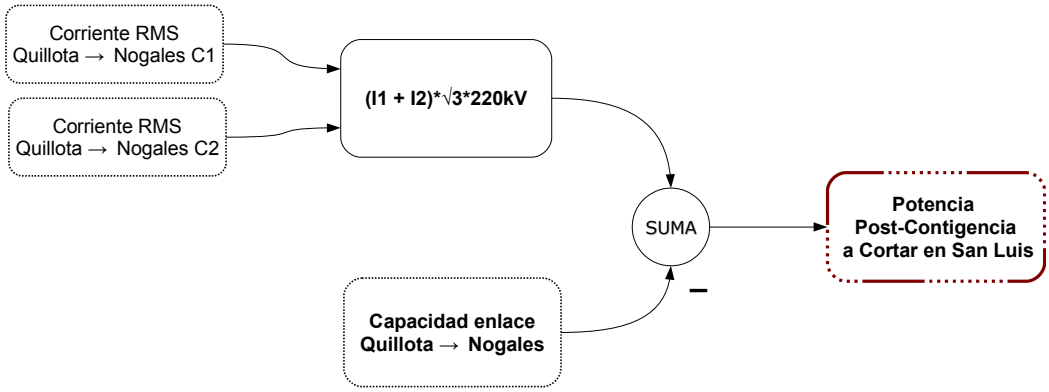


Figura 8.12 - Potencia de corte post-contingencia.

El cálculo de potencia generado en base a las mediciones de corriente (empleando una tensión fija de 220kV) se realiza de la misma forma que el cálculo de la capacidad, con lo que la comparación resulta consistente.

Medición de corriente Quillota – Nogales

La medición de corriente post-contingencia Quillota – Nogales se realizará conceptualmente de forma equivalente a la medición de potencia, sólo que en este caso el filtrado tendrá una ventana del orden de 1 segundo para disponer de mediciones "instantáneas" de la corriente luego de los 20 segundos de ocurrida la contingencia.

La siguiente figura ejemplifican la medición para el circuito nº 1, la cual resulta análoga a la del circuito nº 2.

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

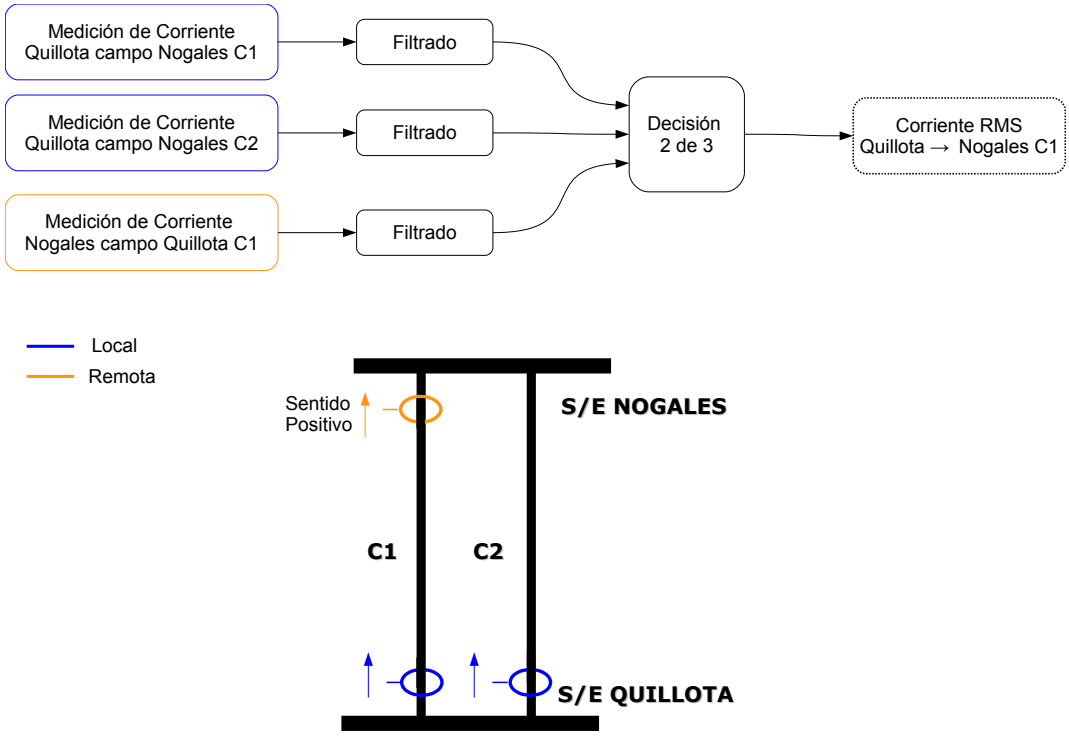


Figura 8.13 - Medición de Corriente Post-Contingencia

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

8.6.6 Cálculo de la Secuencia de Disparos

Para el cálculo de la secuencia de disparos se propone un algoritmo que priorice la rápida reducción de la potencia y respete los tiempos mínimos establecidos en las etapas previas. Se pretende que el programa desconecte desde los equipos de mayor a menor potencia, hasta igualar o superar la potencia de corte calculada.

Para cumplir con estos requerimientos se propone la creación de dos matrices y un algoritmo que opere sobre éstas.

Matrices de unidades y de equipos

A partir de la potencia reportada de cada una de las unidades generadoras asignadas al esquema, se propone construir sobre el PLC una matriz de unidades y una matriz de equipos. Un equipo puede ser un ciclo combinado completo, una turbina de vapor o una turbina de gas de las que operan a ciclo abierto.

La **matriz de unidades** tendrá información específica de cada unidad generadora. En esta se almacena la información del estado del interruptor de máquina, potencia activa, tiempo en el que la unidad debería dispararse, e información complementaria.

La siguiente tabla muestra como quedaría parte de esta matriz para el escenario DBHS 2, luego de la ejecución de la subrutina de ordenamiento de matrices de disparo (descripta luego).

ID	UNIDAD	ESTADO INTERRUPTOR	POTENCIA [MW]	TIEMPO DE DISPARO [SEG]
1	Generador Nehuenco I TG	Cerrado	230,0	2,0
2	Generador Nehuenco I TV	Cerrado	120,0	2,5
3	Generador Nehuenco II TG	Cerrado	248,5	1,0
4	Generador Nehuenco II TV	Cerrado	138,5	1,5
5	Generador Nehuenco III	Abierto	N/A	Inhabilitado
6	Generador Quintero TG1A	Abierto	N/A	Inhabilitado
7	Generador Quintero TG1B	Abierto	N/A	Inhabilitado
8	Generador San Isidro II TG	Cerrado	255,0	0
9	Generador San Isidro II TV	Cerrado	133,0	0
10	Generador San Isidro I TG	Cerrado	240,0	Inhabilitado
11	Generador San Isidro I TV	Cerrado	130,0	Inhabilitado

Tabla 8.6 - Matriz de UNIDADES

La **matriz de equipos** es una matriz dinámica que se construye para que el algoritmo de cálculo respete las restricciones establecidas en 6.5.4. Esta se confecciona, básicamente, como se presenta en la tabla siguiente.

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

EQUIPO	POTENCIA ACTIVA [MW]	ESTADO	ID 1	ID 2	USADO
Nehuenco III TG	N/A	F/S	5	N/A	NO
Quintero TG1A	N/A	F/S	6	N/A	NO
Quintero TG1B	N/A	F/S	7	N/A	NO
Nehuenco I TV	120	E/S	2	N/A	SI
San Isidro I TV	130	E/S	11	N/A	NO
San Isidro II TV	133	E/S	9	N/A	SI
Nehuenco II TV	138,5	E/S	4	N/A	SI
Nehuenco I CC	350	E/S	1	2	SI
San Isidro I CC	370	E/S	10	11	NO
Nehuenco II CC	387	E/S	3	4	SI
San Isidro II CC	388	E/S	8	9	SI

Tabla 8.7 - Matriz de EQUIPOS

Cálculo de Secuencia de Disparos

El algoritmo propuesto para determinar de manera óptima que unidades disparar se presenta a continuación.

1 *Ordenar la matriz de equipos de menor a mayor en función de la potencia activa.*

2 *Buscar desde el principio hasta el final de la tabla el primer equipo que supere la* P_{CORTE} *(*$P_{EQUIPO(i)} > P_{CORTE}$*). Si se alcanza el final de la tabla sin que se cumpla la condición ir al punto 6 .*

3 *El tiempo asignado será instantáneo para el primer equipo, para la segunda unidad a disparar será 1 seg. y luego 500 mseg. entre unidades.*

Marcar el equipo como usado. Al usar un equipo de CC se inhabilita la TV asociada.

4 *Recalcular la* P_{CORTE} *como:* $P_{CORTE} = P_{CORTE} - P_{EQUIPO\text{-}SELECCIONADA.}$

5 *Si* $P_{CORTE} > 0$ *volver a 2 .* Si $P_{CORTE} \leq 0$ *se dará fin al algoritmo.*

6 *Siempre que se alcance el final de la tabla sin que se cumpla* $P_{EQUIPO} > P_{CORTE,}$ *se seleccionará este último equipo disponible (equipo de mayor potencia) y se continuará conforme al punto 3 .*

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

Tal como se deduce, el primer equipo a ser disparado será el primero que supere la potencia de corte o el mayor disponible (en el caso que la P_{corte} sea mayor que el mayor), y así para el resto de los equipos. El último será el menor que supere la potencia remanente. Esto permite maximizar la reducción de potencia inicial, evitar que se disparen sólo unidades TV's y permite que no se provoquen grandes cortes por exceso.

A continuación se presenta la operación del algoritmo de ordenamiento para el disparo en el escenario DBHS 2. En este caso la **Pcorte = 1000 MW.**

Paso Absoluto	Paso Relativo al Algoritmo	Acción	P_{CORTE} [MW]
1	1	Ordenar tabla de equipos de menor a mayor	1000
2	2	Buscar hasta que $P_{EQUIPO} > P_{CORTE}$ o se alcance el último equipo. Se alcanza el último equipo disponible ir a punto 6	1000
3	6	Seleccionar el último equipo disponible (San Isidro II CC) Ir a paso 3	1000
4	3	Ajustar tiempo de disparo del equipo San Isidro II CC (Generador San Isidro II TG y Generador San Isidro II TV) en T=0. Se marca como equipo usado, como es un CC también se marca como usada la TV asociada (San Isidro II TV)	1000
5	4	Recalcular $P_{CORTE.}$ = 1000 MW – 388 MW	612
6	5	$P_{CORTE} > 0$ ir a paso 2	612
7	2	Buscar hasta que $P_{EQUIPO} > P_{CORTE}$ o se alcance el último equipo. Se alcanza el último equipo disponible ir a punto 6	612
8	6	Seleccionar el último equipo disponible (Nehuenco II CC) Ir a paso 3	612
9	5	Ajustar tiempo de disparo del equipo Nehuenco II CC. La unidad "Generador Nehuenco II TG" se ajusta en T=1 seg, la unidad "Generador Nehuenco II TV" en T=1,5 seg. Se marca como equipo usado, como es un CC también se marca como usada la TV asociada (Nehuenco II TV)	612
10	4	Recalcular $P_{CORTE.}$ = 612 MW – 387 MW	225
11	5	$P_{CORTE} > 0$ ir a paso 2	225
12	2	Buscar hasta que $P_{EQUIPO} > P_{CORTE}$ o se alcance el último equipo. El primer equipo que cumple la condición $P_{EQUIPO} > P_{CORTE}$ es el CC Nehuenco I	225
13	3	Ajustar tiempo de disparo del equipo Nehuenco I CC. La unidad "Generador Nehuenco I TG" se ajusta en T=2 seg, y la unidad "Generador Nehuenco I TV" en T=2,5 seg. Se marca como equipo usado, como es un CC también se marca como usada la TV asociada (Nehuenco I TV)	225
14	4	Recalcular $P_{CORTE.}$ = 225 – 350 MW	-125
15	5	$P_{CORTE} < 0 \rightarrow$ Fin	-

Tabla 8.8 - Operación algoritmo calculo de secuencia de disparo - Caso DBHS 2

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

8.6.7 Disparo de unidades y verificación de la correcta salida de servicio

Una vez detectada la doble contingencia, el disparo de las unidades deberá realizarse conforme lo indique la matriz de disparos previamente calculada.

Se propone una subrutina para cada unidad generadora, la cual tomará los tiempos establecidos en al matriz de secuencia de disparos para la temporización de la actuación.

Este algoritmo deberá, a la vez, replicar el esquema de Protección contra Falla Interruptor (de máquina) existente, para proveer un camino de respaldo ante la no apertura del interruptor. Se reconoce que ante la actuación por PFI es posible que se desconecten, inevitablemente, los servicios auxiliares de las unidades, lo que no modifica apreciablemente las respuestas esperadas por el esquema.

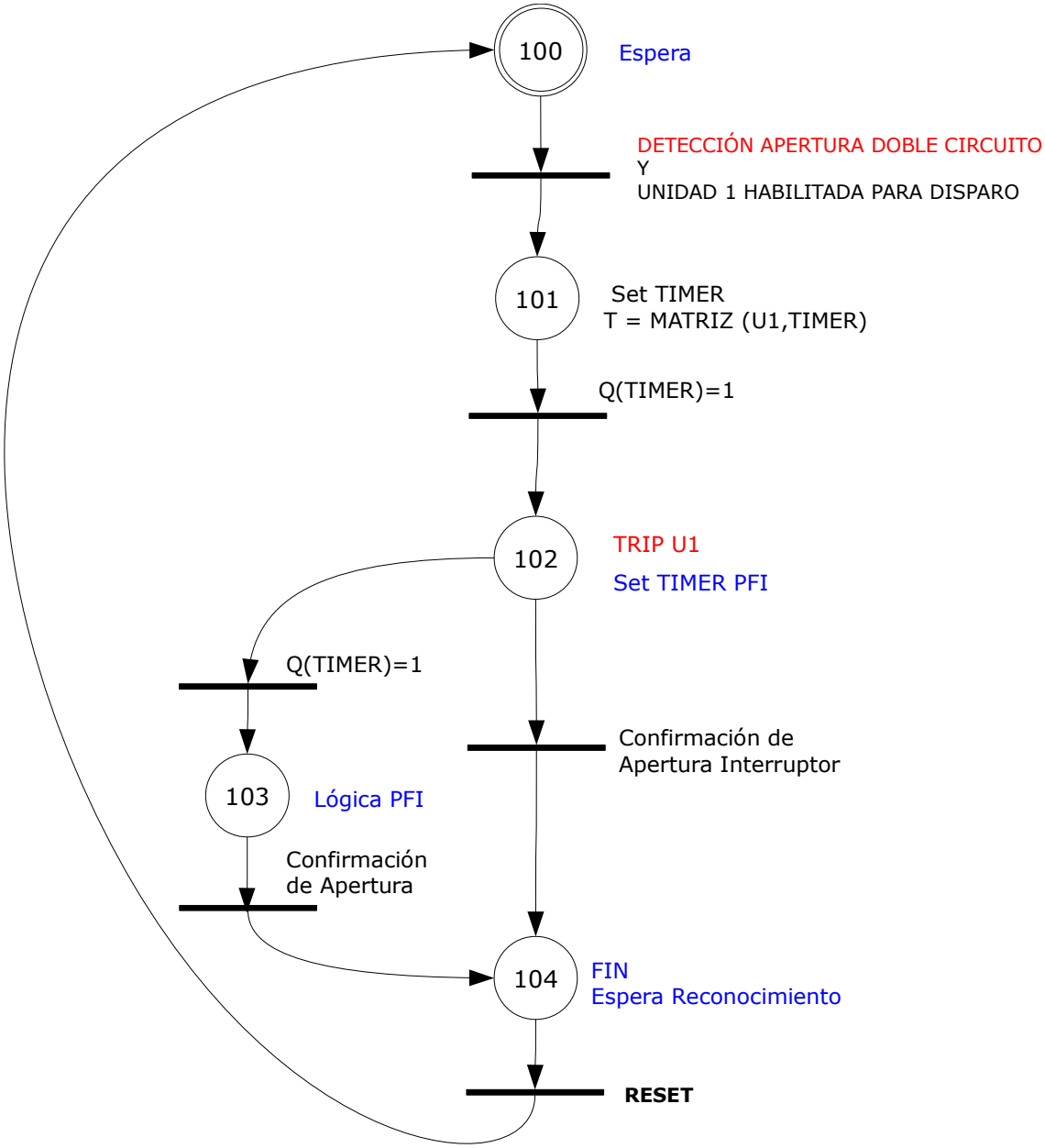


Figura 8.14 - GRAFCET – Disparos y PFI

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

8.6.8 Rutinas de supervisión

Al computador encargado de la supervisión del esquema se le instalaran los softwares y drivers correspondientes al PLC Maestro y Esclavo para permitir el acceso a estos con el fin de:

- Registrar permanentemente todas las variables medidas y calculadas. Se propone un almacenamiento tipo FIFO, el cual se almacenará de forma permanente ante la detección de la doble contingencia.
- Configurar parámetros, realizar modificación de la programación y realizar ajustes de las funciones de los Controladores maestro y esclavo del sistema, de manera remota.

8.6.9 Señalizaciones y Alarmas

El conjunto de acciones o condiciones especiales de un determinado controlador PDCE deberá contar con su correspondiente alarma hacia el sistema de supervisión local y a los sistemas SCADA de los agentes involucrados (CDC), para que se tomen las acciones que correspondan.

Además de todas las alarmas y señalizaciones propias de la operación del esquema, se deberá incluir un panel general de alarmas que concentre las señales de estado de los todos los componentes involucrados (señales de Watchdog). Estas mismas alarmas deberán redirigirse al supervisor.

Ante la actuación del esquema deberán enviarse señales de alarma a todos los involucrados (Generadores, Transmisores y Operadores) de forma de identificar rápidamente la actuación de este recurso. Esto, con el fin de restablecer las condiciones normales del sistema.

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

8.7 Características mínimas del equipamiento

8.7.1 Fibra óptica ADSS u OPGW

El ADSS deberá ser un cable óptico totalmente dieléctrico, con los refuerzos convenientes para su tendido aéreo, soportado de estructuras entre los emplazamientos.

Deberá incluir además todos los accesorios y elementos para su instalación y montajes, empalmes y conexionado de las fibras del cable óptico ADSS en cada Distribuidor de Fibras Ópticas (DFO).

Las fibras deberán ser de tipo monomodo según UIT-T G.652. Se dispondrá de no menos de 12 (doce) fibras en el interior del ADSS, operando en longitud de onda 1.550 nm. Las características de diámetro de campo modal o campo monomodo deberá encontrarse comprendido dentro del intervalo de 9 a 10 µm.

El valor de atenuación máxima de cada una de las fibras medida en fabrica deberá cumplimentar con UIT-T G.652, mas allá de lo cual no deberá exceder los 0,25 dB/km a la longitud de onda de trabajo una vez efectuada la medición con el cable óptico efectivamente instalado. En los empalmes se aceptará hasta 0,1 dB por cada uno de ellos y en cada conector una atenuación de 0,5 dB máxima.

8.7.2 Multiplexores de FO

El multiplexor digital deberá permitir la multiplexación de los canales de datos a n x 64 Kbps o menores según normas ITU-T G.711, G.712, G.732.

El equipamiento deberá permitir la configuración local y remota de los módulos/placas, de los puertos, de las rutas y de las fuentes de sincronismo.

Se deberá incluir la totalidad de unidades comunes que hacen al correcto funcionamiento y mantenimiento, de todo el equipo, aún con las previsiones futuras:

a) Las interfaces digitales de baja velocidad previstas del lado usuario serán del tipo Interfaz V.24/RS232, para señales menores a 64kbps sincrónicos; menores a 38.4 kbps asincrónicos.

b) Las interfaces digitales de velocidad media previstas del lado usuario, serán como sigue:

   - Interfaz V.35 para señales nx64 kbps, protocolo datos sincrónicos.
   - Interfaz G.703 para señales de 64 kbps, codireccional.

c) La interfaz digital de velocidad alta será Interfaz G.703 para señales de 2Mbps (E1)

d) Las interfaces de Red LAN serán Ethernet 10/100 Mbps.

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

La sincronización de la Red de Comunicaciones realizará el sincronismo extraído de una fuente externa GPS. En caso de faltar la referencia externa, el equipamiento deberá auto-sincronizarse y operar en modo autónomo mediante el oscilador interno que poseerá cada equipo de comunicaciones.

Se deberá dar cumplimiento a las recomendaciones ITU-T G.803, G.810, G.811, G.812, G.813.

8.7.3 Placas de multiplexores

En función del tipo de equipos a conectar para el sistema, se deberá considerar la provisión de placas de las siguientes características:

a) Interfaces digitales de baja velocidad previstas del lado usuario serán del tipo Interfaz V.24/RS232, para señales menores a 64kbps sincrónicos; menores a 38.4 kbps asincrónicos.

b) Las interfaces digitales de velocidad media previstas del lado usuario, serán como sigue:
   - Interfaz V.35 para señales n x 64 kbps, protocolo datos sincrónicos.
   - Interfaz G.703 para señales de 64 kbps, codireccional.

c) La interfaz digital de velocidad alta será Interfaz G.703 para señales de 2Mbps (E1)

d) Las interfaces de Red LAN serán Ethernet 10/100 Mbps.

8.7.4 Equipos de Radioenlace

Consiste en enlaces de radio IP, con el fin de implementar la arquitectura de comunicaciones requerida para el sistema. El enlace deberá ser multipunto dentro de una banda de frecuencia no licenciada de 900 Mhz FHSS. El sistema de radios IP, deberá ser configurado en forma integrada con los switches de las redes de datos de cada emplazamiento.

Las radios y antenas, en los extremos de los enlaces, se deberán suministrar con todos los accesorios y cables necesarios para su correcto montaje.

El sistema deberá cumplir con las siguientes características generales:

- IP/Ethernet de clase industrial.
- Alta velocidad de hasta 512 Kbps (kilo bits por segundo).
- Encriptación de datos.
- Conectividad con redes seriales y redes Ethernet.
- Modulación: CPFSK (en fase continua FSK).

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

8.7.5 Medidores de parámetros multifunción trifásico

Las mediciones a realizar de cargas de líneas, generadores y transformadores, se realizará con multimedidores ION 7300 y ION 7350. Es necesario disponer de un puerto de comunicaciones RS485 libre, para uso exclusivo a los fines del automatismo.

Características:

- 3 entradas independientes de corriente 1 a 5 A
- 3 entradas independientes de tensión hasta 120 Vca
- Puerto de comunicaciones RS485
- Protocolo Modbus y DNP3.0
- Clase 0,5
- Medición de corrientes, tensiones, potencias activas y reactivas, energías, contenido de armónicos en corriente y tensión.

8.7.6 Estación meteorológica

Deberá contar con medición de temperatura exterior, radiación solar y eventualmente velocidad del viento, con accesorios y software de programación. Se sugiere que la estación sea marca DAVIS, modelo Wizard III o superior, debiendo el modelo provisto ser integrado al sistema de control de manera de transmitir a los PLC Maestro y Esclavo.

8.7.7 Placas para RTU

Se deberán suministrar módulos de E/S digitales para manejo de señales y módulos de salida de disparos.

8.7.8 PLC Maestro y Esclavo

Los nodos de control se construirán en base a controladores lógicos programables o PLC de tipo industrial de probada aptitud para el uso en instalaciones eléctricas.

A nivel de instrucciones se requiere que los PLC puedan contar con un set de instrucciones que permita el desarrollo de un sistema de control eficaz, propio de las funciones de protección que deberá realizar:

a) Operaciones con arreglos matriciales de datos para el procesamiento en tiempo real de los algoritmos de conformación del vector de disparo. Se recomiendan tiempos de procesamiento de señales menor a 1 mseg.

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

b) Operaciones matemáticas para la síntesis y modelado de las funciones de falla que resulten de los estudios eléctricos finales.

c) Instrucciones para el desarrollo de bloques de funciones que deben ejecutarse ante eventos intempestivos y permitan minimizar el programa principal destinando el tiempo del mismo a la detección de dichos eventos.

d) Instrucciones avanzadas de comunicaciones para el desarrollo a medida de los mensajes espontáneos con un mínimo de overhead y una codificación que permita el máximo de seguridad ante señales de ruido distorsionantes.

e) A nivel comunicaciones el PLC deberá soportar soluciones de comunicaciones Ethernet, seriales 232 y 485 y buses de campo para permitir la integración del controlador con el sistema de supervisión y dispositivos de medición.

f) Las entradas digitales deberán ser alta velocidad que otorgue el margen de tiempo adecuado para el filtrado de señales espurias.

g) Las salidas digitales serán también de alta velocidad para reducir el delay total de la cadena de disparos entre la salida del controlador y la bobina de actuación final.

h) El PLC deberá poseer la capacidad de sincronización con los receptores satelitales para el almacenamiento de eventos con estampa de tiempo universal a los fines de los análisis pos actuación entre los registros de los diferentes controladores.

i) Respecto a su arquitectura funcional deberá poseer fuentes y procesadores redundantes.

CONFIGURACIÓN BASICA DE LOS PLC

PLC Maestro

- Velocidad de procesamiento < 1 ms
- Alimentación: 48 – 120 Vcc o 100 - 240 Vca
- Módulo de E/S Digitales 5 x (32E/32S) con puertos RS485
- Debe incluir protocolo de conectividad DNP3.0 para comunicación entre PLC maestro y esclavo y protocolo DNP3 y Modbus para conectividad con el resto de los dispositivos remotos
- Interfases de comunicación Ethernet, Fibra Óptica Monomodo y Multimodo y RS232
- Debe efectuar SOE para estampa de tiempo en las señales y disparos que ejecuta
- Debe incluir módulo de GPS
- Debe incluir un módulo de conversión RS232/RS485

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

PLC Esclavo

- Velocidad de procesamiento < 1 ms
- Alimentación: 48 – 120 Vcc o 100 - 240 Vca
- Módulo de E/S Digitales 3 x (32E/32S) con puertos RS485
- Debe incluir protocolo de conectividad DNP3.0 para comunicación entre PLC maestro y esclavo y protocolo DNP3 y Modbus para conectividad con el resto de los dispositivos remotos
- Interfases de comunicación Ethernet, Fibra Óptica Monomodo y Multimodo y RS232
- Debe efectuar SOE para estampa de tiempo en las señales y disparos que ejecuta
- Debe incluir módulo de GPS
- Debe incluir un módulo de conversión RS232/RS485

8.7.9 Switches

Serán de tipo Ethernet modulares, de características industriales, que cumplimente los requisitos de la IEC61850-3 respecto de las condiciones ambientales y de compatibilidad electromagnética.

Características generales

- Puertos modulares en cobre 10/100BT.
- Puertos modulares en fibra óptica multimodo 10Base-FL 100Base-FX conector ST o SC.
- 2 puertos modulares para F.O. multimodo 1000Base-LX 1000Base-SX, conector ST o SC.

La fuente de alimentación será de características ambientales compatibles con las del switch, de amplio rango de tensión de entrada (90 a 300 VCC).

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

8.8 Estabilizadores de Potencia con lógica de desconexión

Como complemento del esquema presentado en los apartados anteriores, el plan de defensa completo considera la modificación de los estabilizadores (PSS) de las 4 unidades correspondientes a la central Guacolda.

Se propone el cambio de los estabilizadores existentes a estabilizadores que funcionen bajo el principio de **integral de potencia acelerante** y que posean una **lógica automática de desconexión** del estabilizador ante operaciones indeseadas.

Las razones de la adopción de la lógica de desconexión resulta clara, en el análisis realizado en la Etapa C. El interés en usar la potencia acelerante como señal de entrada del estabilizador reside en el inherente bajo nivel de interacción torsional. La mayor ventaja consiste en que no se requiere un filtro torsional en el lazo principal de estabilización que involucra la Pe. Esto elimina el problema de la estabilidad del modo de control, permitiendo la elección de ganancia estáticas más elevadas que resultan en mejores amortiguamientos de las oscilaciones del sistema.

El PSS de velocidad o similar, que resulta del desvío de frecuencia de la tensión terminal, tiene buenas características en bajas frecuencias (abajo de la frecuencia del modo local) pero presenta problemas en altas frecuencias (inestabilización del modo de la excitatriz, ruido, oscilaciones torsionales, etc.). El PSS-Pe (derivado de la potencia eléctrica) no tiene ninguno de estos problemas en altas frecuencias, pero los tiene en lo rango bajo del modo local: disturbios de la tensión debidos a variaciones de generación o rechazo de carga. La alternativa más utilizada en la actualidad es el PSS de integral de potencia acelerante (delta P omega).

En función de esto, se establecen como requerimientos mínimos para los estabilizadores:

- Operar bajo el principio de integral de potencia acelerante.
- Disponer de al menos tres bloques Lead-Lag (avance-atraso), para permitir un correcto ajuste de la compensación de fase.
- Contar con una lógica de apagado y re-encendido en función de la señal de control elaborada y la tensión terminal de la unidad.

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

8.9 Estimación de costos de la implementación

A partir de los requerimientos de componentes establecidos en los apartados previos, se realiza una estimación de costos para la implementación del esquema. Esta estimación presenta un margen de error del ±15 %.

COMPONENTES	UNITARIO	CANTIDAD	UNIDAD	TOTAL
FIBRA OPTICA ADSS MONOMODO	USD 4,2	4400	M	USD 18.480,0
MULTIPLEXOR FO	USD 43.700,0	3	PZA	USD 131.100,0
PLACAS MUX	USD 2.700,0	8	PZA	USD 21.600,0
MULTIMEDIDOR DIGITAL	USD 1.600,0	8	PZA	USD 12.800,0
PLACAS RTU	USD 1.400,0	6	PZA	USD 8.400,0
PLC MAESTRO	USD 24.300,0	1	PZA	USD 24.300,0
PLC ESCLAVO	USD 21.700,0	1	PZA	USD 21.700,0
EQUIPOS DE RADIO ENLACE DIGITAL	USD 2.100,0	2	PZA	USD 4.200,0
SUPERVISOR SISTEMA	USD 2.800,0	1	PZA	USD 2.800,0
ESTACION METEOROLOGICA	USD 1.700,0	1	PZA	USD 1.700,0
SWITCH	USD 1.800,0	4	PZA	USD 7.200,0
MATERIALES MENORES DE MONTAJE	USD 24.500,0	1	GLOBAL	USD 24.500,0
ACCESORIOS FO ADSS	USD 12.500,0	1	GLOBAL	USD 12.500,0
GABINETES DE COMUNICACIÓN	USD 1.700,0	5	PZA	USD 8.500,0
CANALIZACION Y BANDEJAS	USD 5.000,0	1	GLOBAL	USD 5.000,0
MONTAJE, INTEGRACION Y P.E.S.	USD 212.700,0	1	GLOBAL	USD 212.700,0
ESTIMACIÓN TOTAL: ESQUEMA QUILLOTA – SAN LUIS				**USD 517.480,0**
PSS C/LÓGICA DESC.	USD 43.750,0	4	PZA	USD 175.000,0
INST. Y P.E.S. PSS	USD 8.500,0	4	UNIDADES	USD 34.000,0
ESTIMACIÓN TOTAL: ESTABILIZADORES GUACOLDA				**USD 209.000,0**
ESTIMACIÓN TOTAL: PLAN DE DEFENSA QUILLOTA – POLPAICO				**USD 726.480,0**

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

8.10 Estimación de plazos de la implementación

El siguiente esquema presenta el cronograma propuesto para las etapas restantes, requeridas para la implementación de la fase 1 del **P**lan de **D**efensa contra **C**ontingencias **E**xtremas.

PDCE 1. QUILLOTA – POLPAICO		Meses																									
		1				2				3				4				5				6				7			
	ACTIVIDAD	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
I	Elaboración de pliegos y licitación de Obras																												
II	Provisión de equipos																												
III	Instalación en SS/EE																												
	Instalación civil/mecánica																												
	Instalación eléctrica																												
	Comunicaciones																												
	Programación del ESQUEMA																												
IV	Pruebas																												
	De la instalación eléctrica																												
	De las comunicaciones (verificación de enlaces, velocidad, etc)																												
	De la programación																												
V	Entrega del ESQUEMA DE DEFENSA QUILLOTA – POLPAICO																												

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS SRL