

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

**Estudio de Detalle para PDCE**  
**Charrúa - Ancoa**  
**INFORME FINAL**

**Proyecto EE-2011-009**  
**Informe Técnico EE-ES-2011-385**  
**Revisión D**



**ESTUDIOS ELECTRICOS**



**FIELD TESTING AND ELECTRICAL  
COMMISSIONING**

**ISO9001:2008 Certified**

**28. dic. 2011**

Este documento EE-ES-2011-385 fue preparado para CDEC-SIC por ESTUDIOS ELÉCTRICOS en Rosario, Santa Fe, Argentina. Para consultas técnicas respecto del contenido del presente comunicarse con: [Ir al índice](#)

**Ing. Javier Vives**

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

**Ing. David Perrone**

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

**Ing. Alejandro Musto**

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

**Ing. Fernando Libonati**

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

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

Esta es la versión 145 del presente documento. Última modificación el 28/12/2011 por Javier Vives. Los cambios realizados se resumen a continuación.

Rev.	Comentario	Realizó	Revisó	Aprobó
A	Para presentar	JV/DP	AM	FL
B	Se adiciona etapa adicional con el análisis de la falla Ancoa –Alto Jahuel 2x500kV.	JV/DP	AM	FL
C	Se atienden observaciones del CDEC-SIC	JV/DP	AM	FL
D	Se atienden observaciones de las empresas involucradas.	JV/DP	AM	FL

## Índice

1 Resumen Ejecutivo.....	7
Base de Datos.....	8
Etapas del Estudio.....	9
Contingencia Extrema.....	11
Esquema de Defensa.....	12
Principales Resultados.....	15
2 Antecedentes.....	17
3 Objetivos.....	19
4 ETAPA A. Escenarios de Estudio.....	21
4.1 Características Generales.....	21
4.2 Escenarios de Diseño.....	23
según el nivel de demanda.....	24
+ transferencia.....	24
+ unidades de Guacolda en servicio.....	29
4.3 Escenarios de Verificación.....	31
Actuales.....	31
Futuros.....	33
5 ETAPA B. Definición Conceptual del Esquema.....	35
5.1 Criterios para la evaluación del desempeño.....	35
5.2 Análisis de la contingencia.....	38
5.3 Metodología de Estudio.....	41
5.4 Respuesta libre del sistema.....	42
5.5 SUBSISTEMA CENTRO-NORTE.....	43
5.5.1 Respuesta libre.....	44
5.5.2 Estabilidad en frecuencia.....	46
Corte TOTAL de carga en 1er escalón.....	47
Corte adicional de carga.....	49
5.5.3 Estabilidad angular/en tensión.....	51
Influencia de los estabilizadores de Guacolda.....	51
Análisis de la inestabilidad angular.....	53
Recurso para la estabilización.....	55
5.5.4 Control de tensión.....	58
5.6 SUBSISTEMA SUR.....	60
5.6.1 Respuesta libre.....	61
5.6.2 Estabilidad en frecuencia.....	63
Generación en Charrúa.....	64
Alternativas de desconexión.....	65
6 ETAPA C. Diseño de Recursos.....	73
6.1 RECURSO 1: Cortes adicionales de carga.....	75
6.1.1 Antecedentes.....	75
6.1.2 Requerimientos.....	77

[Ir al índice](#)

Análisis de la demanda del área.....	78
6.1.3 Diseño del esquema.....	80
Umbrales de ajuste.....	81
Montos de corte de carga.....	82
6.1.4 Desempeño del esquema.....	84
Sensibilidad: Tiempo de apertura de interruptores.....	86
Sensibilidad: Medición de gradiente.....	88
Sensibilidad: umbrales de actuación.....	90
Análisis de la activación del esquema.....	92
Resultados finales.....	94
6.2 RECURSO 2: Apertura de un vínculo de 220kV.....	96
6.2.1 Antecedentes.....	96
6.2.2 Requerimientos.....	98
6.2.3 Diseño del esquema.....	103
6.2.4 Verificación del diseño.....	106
Escenario de Estudio.....	106
Evolución dinámica de una falla.....	108
Simulación de múltiples fallas.....	111
Conclusiones.....	118
6.2.5 Desempeño del esquema.....	120
Análisis de actuación del esquema.....	120
Verificación de actuación de protecciones.....	125
6.3 RECURSO 3: Desconexión de bancos de CCEE.....	132
6.3.1 Diseño del esquema.....	132
6.4 RECURSO 4: Desconexión de Generación.....	137
6.4.1 Antecedentes.....	137
6.4.2 Requerimientos.....	138
6.4.3 Diseño del esquema.....	140
Determinación de la Potencia Objetivo.....	140
Bloques y unidades participantes.....	147
Tabla de prioridades: bloque selector.....	148
6.4.4 Desempeño del esquema.....	151
7 ETAPA C. Desempeño del Esquema.....	153
7.1 Sobre escenarios de diseño.....	154
7.1.1 Subsistema Norte.....	154
7.1.2 Subsistema Sur.....	162
7.2 Sobre escenarios de verificación.....	166
7.2.1 Central Taltal F/S.....	167
7.2.2 Impacto de la Generación Eólica.....	169
7.2.3 Verificación de red N-1.....	176
7.2.4 Central Pehuenche F/S.....	179
7.2.5 Transferencia inversa -250 MW.....	182
7.2.6 Apertura secuencial de líneas.....	184
7.2.7 Escenarios futuros.....	186
Julio 2013.....	189
Diciembre 2015.....	199

Comentarios finales.....	209
<b>8 ETAPA D. Diseño de Detalle y Definición de Requerimientos.....</b>	<b>210</b>
8.1 Recurso Estabilizante 1.....	210
8.1.1 Funciones.....	210
8.1.2 Diseño del Esquema.....	210
8.1.3 Requerimientos.....	210
8.2 Recurso Estabilizante 2.....	213
8.2.1 Funciones.....	213
8.2.2 Esquema General.....	213
8.2.3 Requerimientos.....	214
8.3 Recurso Estabilizante 3.....	218
8.3.1 Funciones.....	218
8.3.2 Requerimientos.....	218
8.3.3 Esquema General.....	218
8.3.4 Medición.....	219
8.3.5 Procesamiento.....	219
8.4 Recurso Estabilizante 4.....	221
8.4.1 Esquema general.....	221
8.4.2 Detección de apertura del doble vínculo Charrúa - Ancoa 500kV.....	223
8.4.3 Cálculo de Potencia Objetivo.....	225
8.4.4 Algoritmo Conceptual.....	226
8.4.5 Requerimientos.....	231
8.5 Características Mínimas del Equipamiento.....	235
8.5.1 Relés de Frecuencia.....	235
8.5.2 Fibra óptica ADSS u OPGW.....	235
8.5.3 Multiplexores de FO.....	236
8.5.4 Placas de multiplexores.....	237
8.5.5 Medidores de parámetros multifunción trifásico.....	237
8.5.6 PLC.....	238
8.5.7 Switches.....	240
8.6 Estimación de costos de la implementación.....	241
8.7 Estimación de plazos de la implementación.....	243
<b>9 ETAPA ADICIONAL. Falla Ancoa - Alto Jahuel 2x500kV.....</b>	<b>244</b>
9.1 Introducción.....	244
9.2 Objetivos.....	245
9.3 Contingencia Extrema.....	246
9.4 Escenarios de Estudio.....	248
9.5 Análisis Preliminar.....	251
9.6 Respuesta Dinámica.....	252
9.6.1 Respuesta Libre.....	252
9.6.2 Respuesta con PDCE fase 2.....	254
Sobre escenario BASE.....	256
Sobre escenarios adicionales.....	265
9.7 Principales Resultados.....	283
<b>10 ANEXO A. Verificación Recurso 2.....</b>	<b>286</b>
10.1 Escenarios Actuales.....	286

[Ir al índice](#)

10.1.1 Escenario 1.....	287
Apertura Pan de Azúcar – Las Palmas.....	287
Pérdida Ciclo Combinado.....	288
10.1.2 Escenarios 2 y 3.....	289
Falla Doble Charrúa-Ancoa sobre escenario 2.....	289
Falla Doble Charrúa-Ancoa sobre escenario 3.....	291
10.2 Casos Futuros .....	293
Apertura Circuito Pan de Azúcar – Las Palmas.....	294
11 ANEXO B. Respuestas Dinámicas.....	295
11.1 Sobre Escenarios de Diseño.....	296
11.2 Sobre Escenarios de Verificación.....	324
11.2.1 Actuales.....	324
11.2.2 Futuros.....	337
11.3 Falla Ancoa – Alto Jahuel 2x500kV.....	345

## 1 Resumen Ejecutivo

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

- Falla y desvinculación del vínculo Quillota – Polpaico, 2x220kV
- Falla y desvinculación del vínculo Charrúa – Ancoa, 2x500kV
- Falla y desvinculación del vínculo San Luis – Quillota, 2x220kV
- Falla y desvinculación de una sección de barra Ancoa 500kV

Cada contingencia se encuentra asociada a un Estudio de PDCE particular. Este documento corresponde a las etapas A, B, C y D del segundo estudio de PDCE (Charrúa – Ancoa 500kV), y contiene los detalles de:

- ➔ Definición de escenarios factibles de operación que maximicen el impacto de la contingencia, pretendiendo identificar todo el equipamiento y las medidas estabilizantes necesarias para afrontar máximos impactos de la contingencia.
- ➔ Definición de escenarios alternativos que permitan cubrir un amplio espectro de las posibles condiciones de operación, desde demandas mínimas a máximas, y desde 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.
- ➔ Verificación sobre escenarios alternativos y escenarios futuros, con un horizonte final de 4 años.
- ➔ A partir del esquema conceptual y en coordinación con las empresas involucradas, se define el esquema detallado incluyendo requerimientos, costos y de ejecución de obras.

## Base de Datos

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

El informe **“EE-ES-2011-072”** enumera todas las etapas llevadas a cabo para el acondicionamiento de la BD, incluyendo los detalles de incorporación, mejora y verificación de los elementos presentes en la base de datos oficial, orientados al estudio de Plan de Defensa Contra Contingencias Extremas.

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

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

La base de datos definitiva, empleada en todo el desarrollo del estudio, se entrega adjunta al presente documento.

## Etapas del Estudio

El Estudio se encuentra dividido en cuatro etapas, las que incluyen el análisis, desarrollo y forma de implementación de cada uno de los recursos necesarios para estabilizar la doble contingencia Charrúa - Ancoa 500kV.

En los siguientes puntos se detallan las principales características de cada una de las etapas desarrolladas:

- **ETAPA A. Escenarios de Estudio:** Comprende el diseño de los escenarios que representan la base del estudio. Esta etapa posee como principal objetivo definir condiciones factibles de operación del SIC que permitan evaluar, a partir de diversos estados de demanda y despacho de unidades, el impacto de la contingencia bajo análisis. A partir de ellos, se pretende cubrir un amplio espectro de posibles modos de operación, desde demandas mínimas a máximas, y desde hidrologías secas a húmedas verificando el correcto diseño del esquema de defensa, aún en escenarios de impacto reducido.

Ver Capítulo 4 "ETAPA A. Escenarios de Estudio".

- **ETAPA B. Definición Conceptual del Esquema:** En esta etapa se identifican las principales problemáticas asociadas a la contingencia bajo estudio y se definen conceptualmente las soluciones necesarias para cada una de ellas. En los distintos puntos de este capítulo se encuentran desarrollados los diversos análisis que permiten definir, en forma conceptual, el esquema de defensa.

Ver Capítulo 5 "ETAPA B. Definición Conceptual del Esquema".

- **ETAPA C.** Esta etapa comprende el diseño de los recursos estabilizantes en base al análisis conceptual desarrollado en la ETAPA B y la verificación del esquema de defensa resultante sobre múltiples escenarios de estudio.

- **Diseño de Recursos:** En este punto se especifican en forma detallada la metodología de implementación de cada uno de los recursos considerados necesarios para la estabilización del sistema. Se detalla el análisis particular para cada uno de ellos indicando forma de implementación, requerimientos, ajustes propuestos y análisis de actuación.

Ver Capítulo 6 "ETAPA C. Diseño de Recursos".

- **Desempeño del Esquema:** Una vez definidos los recursos, se procede a verificar la actuación del esquema mediante la simulación de la doble contingencia sobre múltiples escenarios. Los escenarios de verificación corresponden a los diseñados

[Ir al índice](#)

en la ETAPA B y a escenarios especialmente contruidos para evaluar un recurso en particular. Además, se realizan contingencias adicionales con el fin de encontrar posibles actuaciones incorrectas de los recursos y se evalúa el desempeño del esquema para escenarios futuros del año 2013 y 2015.

Ver Capítulo 7 "ETAPA C. Desempeño del Esquema".

- **ETAPA D. Diseño de Detalle y Definición de Requerimientos:** Este capítulo detalla los detalles de implementación para los recursos diseñados en la ETAPA C. Para cada uno de los recursos se especifican los equipos necesarios, requerimientos mínimos, sistemas de comunicación y algoritmos de procesamiento los cuales permiten implementar el esquema sobre el sistema actual. Aquí se definen la estimación de costos y plazos de implementación del proyecto.

Ver Capítulo 8 "ETAPA D. Diseño de Detalle y Definición de Requerimientos".

- **ETAPA ADICIONAL. Falla Alto Jahuel 2x500kV:** Como complemento al estudio se realiza una etapa adicional vinculada al análisis de la doble contingencia Ancoa - Alto Jahuel 2x500kV.

Dentro de este capítulo se presenta un análisis de la contingencia ANCOA – ALTO JAHUEL 2x500kV, con el fin de evaluar el desempeño de los recursos desarrollados para la contingencia CHARRÚA - ANCOA 2x500kV, y detectar posibles requerimientos adicionales, necesarios para lograr la estabilización del sistema y el cumplimiento de todos los estándares definidos en la NTSyCS. Para ello se crean escenarios de estudio específicos que intentan reproducir escenarios críticos pero factibles en la operación real.

Ver Capítulo 9 "ETAPA ADICIONAL. Falla Ancoa - Alto Jahuel 2x500kV".

## **Contingencia Extrema**

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 elementos serie (transformador, línea, etc.) correspondientes al enlace Charrúa – Ancoa 500kV, seguido de la desconexión en tiempo normal del vínculo fallado (apertura de transformador o circuito de línea) por acción de la protección primaria y salida del elemento sano en paralelo por actuación errónea del sistema de protecciones.

Ante esta perturbación, e independientemente del escenario de operación previo, el sistema se separa en dos grandes islas eléctricas, con desbalances de potencia que podrían llegar a superar los 1300MW (esto último sí dependiendo de las condiciones de operación pre-falla).

En la mayoría de los escenarios normales de operación, la isla formada al sur de la S/E Charrúa (de aquí en adelante, SUBSISTEMA SUR) quedaría post-falla con exceso de generación, mientras que la isla formada al norte (de aquí en adelante, SUBSISTEMA CENTRO-NORTE), con déficit; esta condición debe necesariamente ser estabilizada por medio de recursos estabilizantes, existentes o desarrollados específicamente para afrontarla.

En el presente estudio se han desarrollado 30 ESCENARIOS DE OPERACIÓN destinados a DISEÑAR los esquemas estabilizantes, y 14 ESCENARIOS destinados a VALIDAR la respuesta de los mismos. Se han planteado distintas condiciones de demanda, despachos y transferencias, pretendiendo evidenciar los principales fenómenos ocurridos en cada uno de los subsistemas.

Los escenarios de diseño han sido desarrollados en conjunto por ESTUDIOS ELECTRICOS y el DESE del CDEC-SIC; los escenarios de validación han sido construidos en base a propuestas y observaciones de todas las empresas involucradas en el proyecto.



## Esquema de Defensa

Con el fin de mitigar los efectos causados por la CONTINGENCIA EXTREMA en estudio, estabilizar el sistema y lograr los estándares exigidos en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS), se han desarrollado 4 RECURSOS ESTABILIZANTES independientes de cualquier esquema actual de control, pero de operación complementaria. De esta forma, la contingencia extrema será controlada por el sistema empleando recursos actuales, y recursos dispuestos sólo para ese fin.

La definición final de cada uno de estos RECURSOS de detalla en el capítulo 8, "ETAPA D. Diseño de Detalle y Definición de Requerimientos" y se resume a continuación:

### SUBSISTEMA CENTRO-NORTE

El subsistema centro-norte puede ser estabilizado con la implementación de **tres recursos estabilizantes**. Dos de ellos están destinados a evitar colapsos por inestabilidad, de tipo angular y de frecuencia, mientras que el restante permite lograr una respuesta en tensión que verifique todos los criterios de desempeño establecidos en la NTSyCS.

La siguiente tabla resumen los recursos resultantes del estudio para el Subsistema Centro-Norte.

	SUBSISTEMA CENTRO-NORTE		
	RECURSO 1	RECURSO 2	RECURSO 3
<b>OBJETIVO</b>	Evitar colapso por inestabilidad en frecuencia	Evitar colapso por inestabilidad angular ante grandes transferencias sur-norte	Control de sobretensión. (Cumplimiento NTSyCS)
<b>ACCIÓN</b>	Desconexión de carga en el subsistema centro	Apertura de los interruptores de las líneas de 220kV Pan de Azúcar – Las Palmas, en S/E Pan de Azúcar	Desconexión de bancos de capacitores en las SS/EE Alto Jahuel y Ancoa
<b>IMPLEMENTACIÓN</b>	Esquema de DAC distribuido sobre el subsistema centro, implementado a través de relés de gradiente de frecuencia	Esquema de SINCRFASORES entre las barras de 220kV de las SS/EE Los Vilos y Pan de Azúcar	PLC Centralizado en la S/E Alto Jahuel + Relé de Tensión en la S/E Ancoa
<b>DESCRIPCIÓN</b>	Para evitar el colapso por frecuencia del subsistema Centro-Norte, fundamentalmente en escenarios de altas transferencias, se requiere el corte adicional de carga para altas tasas de decaimiento de la frecuencia.  Para ello deben desconectarse grandes bloques de demanda en tiempos mínimos que permitan el restablecimiento de la frecuencia y colaboren con el control angular.	Para la detección de la inestabilidad se requieren tiempos de actuación rápidos llevada a cabo mediante equipos que permitan realizar una medición precisa de las variables.  Para ello, es posible implementar un esquema de sincrofases entre las barras del sistema el que permite medir en tiempo real las variables necesarias y tomar acciones frente a ello.	Con el fin de reducir las tensiones post-contingencia, se requiere la implementación de un recurso que actúe sobre los equipos de control de tensión en barras determinadas del sistema.  Para ello se desconectan bancos de capacitores para la disminución de la tensión.  Este recurso actúa en tiempos mayores a los 10 segundos luego de la contingencia, complementario al esquema de MAIS.



[Ir al índice](#)

<b>JUSTIFICACIÓN</b>	<p>La implementación del recurso contempla una distribución de cargas homogénea de manera de afectar en forma equitativa a las diferentes empresas involucradas.</p> <p>Así, los cortes adicionales necesarios pueden realizarse de forma distribuida en el subsistema Centro.</p>	<p>La inestabilidad angular causada por la contingencia en estudio debe ser detectada en forma eficiente y en tiempos mínimos para evitar el colapso.</p> <p>Por ello, se recurre a un esquema de sincrofasores, que ofrecen mediciones precisas de variables críticas y flexibilidad para el procesamiento de los datos.</p> <p>Las SS/EE escogidas para la medición permiten detectar la inestabilidad, minimizando la comunicación física entre los equipos y por lo tanto los costos de implementación.</p>	<p>La desvinculación de grandes bloques de demanda causados por los cortes adicionales y por el esquema de EDAC causan la elevación de la tensión en las barras de 500kV y 220kV del subsistema Centro-Norte.</p> <p>Dado que se observa una dependencia directa entre las tensiones de las barras de las SS/EE Ancoa y Alto Jahuel con el resto del sistema, se utilizan los recursos allí disponibles para disminuir el aporte de potencia reactiva a la red.</p>
----------------------	--	---	---

*Todos estos RECURSOS ESTABILIZANTES se encuentran implementados en el simulador PowerFactory a través de modelos dinámicos tipo DSL, permitiendo representar su comportamiento real.*

## SUBSISTEMA SUR

El subsistema Sur requiere la implementación de un recurso estabilizante destinado a evitar el colapso por inestabilidad en frecuencia. En la siguiente tabla se resumen las características principales del recurso a implementar.

<b>SUBSISTEMA SUR</b>	
<b>RECURSO 4</b>	
<b>OBJETIVO</b>	Evitar colapso por inestabilidad en Frecuencia → sobrefrecuencia
<b>ACCIÓN</b>	Desconexión de Generación
<b>IMPLEMENTACIÓN</b>	Esquema centralizado en la S/E Charrúa, con acciones locales y comunicación con algunas de las unidades designadas para el disparo (acciones remotas)
<b>DESCRIPCIÓN</b>	Para evitar el colapso por frecuencia del Subsistema Sur, fundamentalmente en escenarios de altas transferencias, se requiere el corte de generación en tiempos mínimos luego del despeje de la falla. Para ello deben desconectarse unidades individuales o bloques de generación que permitan el restablecimiento de la frecuencia. Las unidades preestablecidas para el disparo aportan potencia a la barra de Charrúa 220kV.

[Ir al índice](#)**JUSTIFICACIÓN**

La gran cantidad de generación concentrada en la barra de Charrúa 220kV ofrece una alternativa viable para el disparo de generación.

La gran tasa de crecimiento de la frecuencia impone que los tiempos de actuación del esquema sean mínimos, por lo cual las unidades deben ser disparadas con el menor retardo posible con el fin de evitar condiciones indeseadas (retardo intencional nulo).

Algunas de las unidades generadoras participantes del recurso deben encontrarse comunicadas con el PLC centralizado en la S/E Charrúa. Para ello el esquema tiene en cuenta la minimización de la comunicación dadas las grandes distancias involucradas.

*El Recurso 4 se encuentra implementado en el simulador a través de un algoritmo que automáticamente permite al usuario definir, en función del escenario de trabajo, los eventos a realizar para la estabilización del sistema sur.*

## Principales Resultados

A continuación se presentan los principales resultados obtenidos de la simulaciones dinámicas realizadas sobre cada uno de los escenarios creados para el estudio, considerando la implementación de los 4 recursos mencionados anteriormente.

### SUBSISTEMA CENTRO-NORTE

Pueden destacarse los siguientes aspectos:

- La complejidad derivada de las problemáticas presentes en el subsistema centro-norte, luego de la apertura del doble circuito, impone la implementación de múltiples recursos estabilizantes.
- El **RECURSO 1** permite evitar el colapso de frecuencia y colaborar con la estabilidad angular, desvinculando de forma distribuida bloques de demanda.

Este recurso opera de manera independiente y a su vez complementaria con el actual esquema de EDAC; la operación conjunta de ambos esquemas permitió una respuesta sistémica estable en todos y cada uno de los escenarios estudiados.

El recurso actúa en los casos de déficit de potencias mayores a 750MW para escenarios de demanda alta y media, y mayores a 300MW para escenarios de demanda baja.

- El **RECURSO 2** permite evitar colapsos por inestabilidad transitoria en el subsistema Centro-Norte, de tipo angular y de tensión. El recurso opera de manera selectiva, separando al sistema centro-norte en dos islas eléctricas.

Este recurso actúa sólo ante condiciones críticas de muy alta transferencia por el doble vínculo Charrúa – Ancoa, y grandes montos de generación despachada en el área al norte de la S/E Pan de Azúcar.

- El **RECURSO 3** permite controlar las tensiones del subsistema Centro-Norte mediante la desconexión de equipos estáticos de compensación, permitiendo cumplir todos los requerimientos de desempeño establecidos en la NTSyCS.

Los grandes retardos impuestos para su operación permiten que actúe en condiciones ya estables del subsistema, logrando en todos los casos respuestas satisfactorias, incluso sin agotar la totalidad de las posibilidades del recurso.

## SUBSISTEMA SUR

Se destacan los siguientes aspectos:

- El sistema sur logra respuestas estables para todos los escenarios simulados.
- El algoritmo implementado para el cálculo de potencia a disparar y asignación de unidades de generación para su desconexión resulta efectivo para la estabilización del subsistema.
- La disponibilidad de generación directamente vinculada a la S/E Charrúa permite, para todos los casos estudiados, desconectar la potencia objetivo requerida.
- El recurso implementado actúa para cualquier condición de transferencia por el doble circuito, teniendo en cuenta sólo el valor de la misma.

## 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.

- 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 vínculo Quillota – Polpaico, 2x220kV
- Falla y desvinculación del vínculo Charrúa – Ancoa, 2x500kV
- Falla y desvinculación del vínculo San Luis – Quillota, 2x220kV
- Falla y desvinculación de una sección de barra Ancoa 500kV

Específicamente, este documento corresponde a las ETAPAS A, B, C y D de la fase 2 del Estudio PDCE: Falla y desvinculación del sistema de transmisión que conecta las SS/EE Charrúa y Ancoa.

### 3 Objetivos

Los objetivos de este Estudio corresponden a:

#### ETAPA A

- *Definir escenarios de diseño*

Desarrollar 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 DAC adicionales,
- estabilizadores de potencia adicionales,
- controles conjuntos de tensión,
- cambios de parámetros de control y protección, etc.

- *Definir escenarios de validación*

Desarrollar escenarios alternativos que permitan cubrir un amplio espectro de las posibles condiciones de operación, desde demandas mínimas a máximas, y desde hidrologías secas a húmedas. **En estos escenarios se pretende verificar el correcto diseño del esquema de defensa**, aún en escenarios de impacto reducido o nulo.

#### ETAPA B

- *Analizar la contingencia*

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

- *Definir conceptualmente el esquema de defensa*

Determinar los requerimientos mínimos del esquema en función de las condiciones de mayor impacto. Verificar la operación satisfactoria en condiciones críticas, normales y de impacto nulo.

## ETAPA C

- *Diseñar el esquema*

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

- *Verificar el desempeño*

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

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

- *Analizar la factibilidad de implementación*

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

## ETAPA D

- *Desarrollar el detalle del esquema de defensa*

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

- *Definir los requerimientos específicos de instalaciones*

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

## 4 ETAPA A. Escenarios de Estudio

### 4.1 Características Generales

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

La constitución de los escenarios de estudio se realiza tomando como referencia escenarios reales de la operación 2010 que presenten características sobresalientes en cuanto a los niveles de demanda y los despachos de las unidades, y por sobre todo niveles de transferencia de potencia por el doble vínculo de 500kV Charrúa - Ancoa.

Los niveles de demanda alta, media y baja se extraen de la base de datos oficial del CDEC-SIC correspondiente a Marzo de 2011. Dado que la fecha de presentación de esta fase del estudio PDCE se estipula para Octubre de 2011, y considerando un plazo de implementación de los recursos estabilizantes de aproximadamente 6 meses, el escalamiento de la demanda se realiza con factores de crecimiento para el año 2012, según el estudio de Fijación de Precio de Nudo de Octubre de 2010. Los valores indicados para el año 2012 se resumen en la siguiente tabla.

Tasa de Crecimiento según Previsión de Demanda SIC			
Año	Libres	Regulados	Total
2012	+8,1%	+5,2%	+6,4%

Tabla 4.1 - Crecimiento de la Demanda

Los escenarios BASE contemplan la inclusión de las obras futuras de generación y transmisión hasta Marzo de 2012. Como principales obras se consideran la inclusión de las centrales BOCAMINA 2 y SANTA MARÍA (con 468 MVA de potencia instalada cada una) y el seccionamiento de la línea Ancoa - Polpaico 500kV en la subestación Alto Jahuel, quedando el sistema conformado por 3 circuitos dobles entre las cuatro SS/EE de 500kV del SIC.

### Transferencia máxima por el vínculo en falla

La transferencia permanente por el doble vínculo Charrúa - Ancoa se encuentra limitada en 1368MVA, debido a los elementos serie del extremo Ancoa (ver tabla 4.2).

Este valor es el límite de transferencia por CHARRÚA - ANCOA considerado durante todo el desarrollo del estudio, y es el que define el máximo exceso/déficit de potencia en los subsistemas.



Equipos	Capacidad conductores [MVA]	Capacidad TT/CC [MVA]	Capacidad Equipos Serie [MVA]	Limitación del Tramo [MVA]	Causa
<b>LÍNEAS</b>	L1: 1766 L2: 1785	CHA: 2 x 1663 ANC: 2 x 1663	TRANSF CHA: 2 x 750 CCSS ANC: 1368	<b>Permanente 1368</b>	Capacidad Térmica de los Capacitores Serie

Tabla 4.2 - Limitación de transferencia del doble Circuito Charrúa - Ancoa 500kV

### Control de Frecuencia

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

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

Tabla 4.3 - Unidades asignadas para el Control Primario de Frecuencia

En las simulaciones dinámicas realizadas se consideran en servicio los reguladores de velocidad (GOV) de todas aquellas unidades cuyo modelo se encuentra homologado. De aquí que

[Ir al índice](#)

existen otras unidades no contempladas en la Tabla 4.3, que puedan eventualmente proveer reserva de giro.

A su vez, hay que destacar que en la generalidad de los despachos, estas unidades adicionales se encuentran operando a valores cercanos a su carga nominal, con excepción de casos particulares donde se despachen generadores al mínimo técnico por condiciones de seguridad operativa.

La reserva asignada al control de frecuencia, informada dentro de este documento, corresponde a la suma de las diferencias entre la potencia máxima y la potencia de despacho de cada unidad de la Tabla 4.3.

## 4.2 Escenarios de Diseño

Para el análisis de la contingencia extrema se conforman escenarios con distintas transferencias por Charrúa-Ancoa, y distintos niveles de demanda, pretendiendo estudiar los recursos a implementar para distintas condiciones de despacho del SIC.

Cada uno de los escenarios descritos se desarrolla teniendo en cuenta:

- *nivel de demanda sistémico*

Para condiciones de demanda alta, media y baja dado que el nivel de demanda global del sistema resulta relevante; los esquemas de DAC, inercias, y condiciones de despacho afectan en gran medida al desarrollo del esquema. Estas condiciones se encuentran directamente relacionadas con la transferencia por Charrúa - Ancoa.

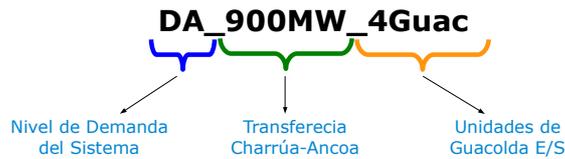
- *transferencias por Charrúa - Ancoa*

La transferencia por Charrúa - Ancoa indica de forma directa el desbalance de potencias que tendrá cada uno de los subsistemas

- *unidades de Guacolda en servicio*

Si bien el nivel de demanda sistémico y la transferencia por Charrúa - Ancoa representan una gran variedad de condiciones operativas para el sistema interconectado, de un análisis inicial surge la necesidad de evaluar y estudiar el impacto del despacho de la generación del norte del SIC, fundamentalmente asociado a la central Guacolda.

Por esto, los escenarios de diseño presentan la siguiente codificación:



Luego, los sub-capítulos siguientes se presentan en base a esta clasificación.

### **según el nivel de demanda**

El estudio considera demandas altas, medias y bajas, correspondientes a Marzo de 2012. Los niveles considerados son:

- DEMANDA ALTA: ~ 7000MW
- DEMANDA MEDIA: ~ 6300MW
- DEMANDA BAJA: ~ 4400MW

Como se mencionó anteriormente, el nivel de demanda sistémico resulta relevante, ya que tiene estrecha relación con los montos de carga de los esquemas de DAC, con las inercias del sistema, y con las condiciones de despacho.

El análisis de los escenarios para distintos niveles de demanda se analiza luego, teniendo en cuenta primero las transferencias por Charrúa-Ancoa, y posteriormente la cantidad de unidades operativas en Guacolda.

### **+ transferencia**

En la tabla 4.4 se resumen las principales características de los escenarios desarrollados, en función de la demanda del sistema y la transferencia por Charrúa - Ancoa. Como datos de relevancia se indican la demanda total del SIC, transferencia de potencia por el doble circuito Charrúa-Ancoa 500kV y porcentajes de proporción hidráulico-térmica de la matriz energética.

Luego de esta tabla, se presenta un análisis de cada uno de estos escenarios, divididos según la condición de demanda global del sistema, y subdivididos por el nivel de transferencia por el doble vínculo Charrúa-Ancoa.

Los resultados de los flujos de carga en todos los escenarios de estudio se adjuntan en un documento Anexo a este informe.

Nivel de Demanda	Nombre del Escenario	Generación TOTAL [MW]	Tipo	Generación despachada		Observaciones
				SUR de Charrúa [MW]	NORTE de Charrúa [MW]	
Alta	DA_1360MW	7058	Hidráulico 60%H - 40%T	2828	4230	Máxima Transferencia. Alto Impacto
	DA_1100MW	7035	Hidráulico 55%H - 45%T	2550	4485	Transferencia Alta
	DA_900MW	7011	Hidráulico 55%H - 45%T	2329	4682	Transferencia Normal/Alta
	DA_750MW	6996	Medio 50%H - 50%T	2175	4821	Transferencia Normal
	DA_550MW	6990	Medio 50%H - 50%T	1971	5019	Transferencia Normal
Media	DM_1360MW	6439	Hidráulico 55%H - 45%T	2616	3823	Máxima Transferencia. Alto Impacto
	DM_1100MW	6384	Hidráulico 54%H - 46%T	2333	4051	Transferencia Normal/Alta
	DM_900MW	6338	Hidráulico 53%H - 47%T	2088	4250	Transferencia Alta
	DM_750MW	6318	Térmico 47%H - 53%T	1933	4385	Transferencia Normal
	DM_550MW	6311	Medio 50%H - 50%T	1717	4594	Transferencia Normal
Baja	DB_1360MW	4577	Hidráulico 53%H - 47%T	2328	2249	Máxima Transferencia. Alto Impacto
	DB_1000MW	4502	Medio 51%H - 49%T	1948	2554	Transferencia Alta
	DB_800MW	4501	Medio 51%H - 49%T	1729	2772	Transferencia Alta
	DB_300MW	4454	Hidráulico 53%H - 47%T	1215	3239	Transferencia Normal
	DB_-150MW	4440	Térmico 45%H - 55%T	746	3694	Transferencia inversa

Tabla 4.4 - Resumen de Escenarios en Función de la Demanda y de la Transferencia Charrúa - Ancoa

## ESCENARIOS DE DEMANDA ALTA

### Transferencia: 1360MW

Este escenario (DA\_1360MW) plantea la transferencia máxima (1368MVA) por el doble circuito de 500kV Charrúa – Ancoa, según se describió anteriormente (ítem 4.1).

Este escenario permitirá evaluar el comportamiento del PDCE ante una condición crítica dada por el mayor desbalance de potencia posible entre las áreas al SUR y NORTE de la S/E Charrúa.

El monto de DAC disponible en los 6 escalones de frecuencia es menor al déficit de generación causado por la apertura del doble vínculo.

### Transferencia: 900MW y 1100MW

Los escenarios presentan una transferencia por el vínculo de 500kV Charrúa-Ancoa de 900MW (DA\_900MW) y 1100MW (DA\_1100MW). A partir de éstos, se pretende analizar el comportamiento del esquema ante condiciones de transferencia levemente menores a la máxima. Estos escenarios plantean una hidrología húmeda, dada por el despacho fundamentalmente hidráulico de las centrales del sur de la S/E Charrúa.

### Transferencia: 550MW y 750MW

Estos escenarios (DA\_550MW) y (DA\_750MW) presentan una condición de transferencia frecuente por el doble vínculo. A partir de ellos se analiza el comportamiento del esquema de defensa ante condiciones de menor impacto pero de mayor probabilidad de ocurrencia.

## ESCENARIOS DE DEMANDA MEDIA

### Transferencia: 1360MW

Este escenario (DM\_1360MW) plantea la máxima transferencia por el doble circuito Charrúa - Ancoa, con un nivel medio de demanda sistémica. Permitirá evaluar el comportamiento del PDCE ante la condición de desbalance más crítica.

En este escenario el monto de DAC disponible en los 6 escalones de frecuencia disponibles es menor al déficit de generación causado por la apertura del doble vínculo. Esta condición se acentúa respecto al escenario de demanda alta ya que el monto de EDAC disponible es aún menor. Además, el menor despacho de generación disminuye la inercia del sistema presentando una condición más crítica.

### Transferencia: 900MW y 1100MW

Los escenarios presentan una transferencia por el vínculo de 500kV Charrúa-Ancoa de 900MW (DM\_900MW) y 1100MW (DM\_1100MW). A partir de éstos, se pretende analizar el comportamiento del esquema ante condiciones de transferencia levemente menores a la máxima. Estos escenarios plantean una hidrología húmeda dado por el despacho fundamentalmente hidráulico de las centrales del sur de la S/E Charrúa.

### Transferencia: 550MW y 750MW

Estos escenarios presentan una condición de transferencia frecuente por el doble vínculo. A partir de ellos se analiza el comportamiento del esquema de defensa ante condiciones de menor impacto pero de mayor probabilidad de ocurrencia.

## ESCENARIOS DE DEMANDA BAJA

### Transferencia: 1360MW

Este escenario (DB\_1360MW) se constituye para lograr una condición sumamente crítica considerando los niveles de demanda del sistema y la máxima transferencia por 500kV. Aquí se presenta una condición de despacho de muy baja probabilidad de ocurrencia ya que los niveles de transferencia representan un gran porcentaje de la potencia de demanda del subsistema norte.

### Transferencia: 800MW y 1000MW

Los escenarios establecen una transferencia por el doble vínculo de 1000MW y 800MW lo cual se traduce en un nivel alto de transferencia para los escenarios de demanda baja.

### Transferencia: 300MW

El escenario "DB\_300MW" presenta una condición normal de transferencia por Charrúa-Ancoa para niveles bajos de demanda en el sistema.

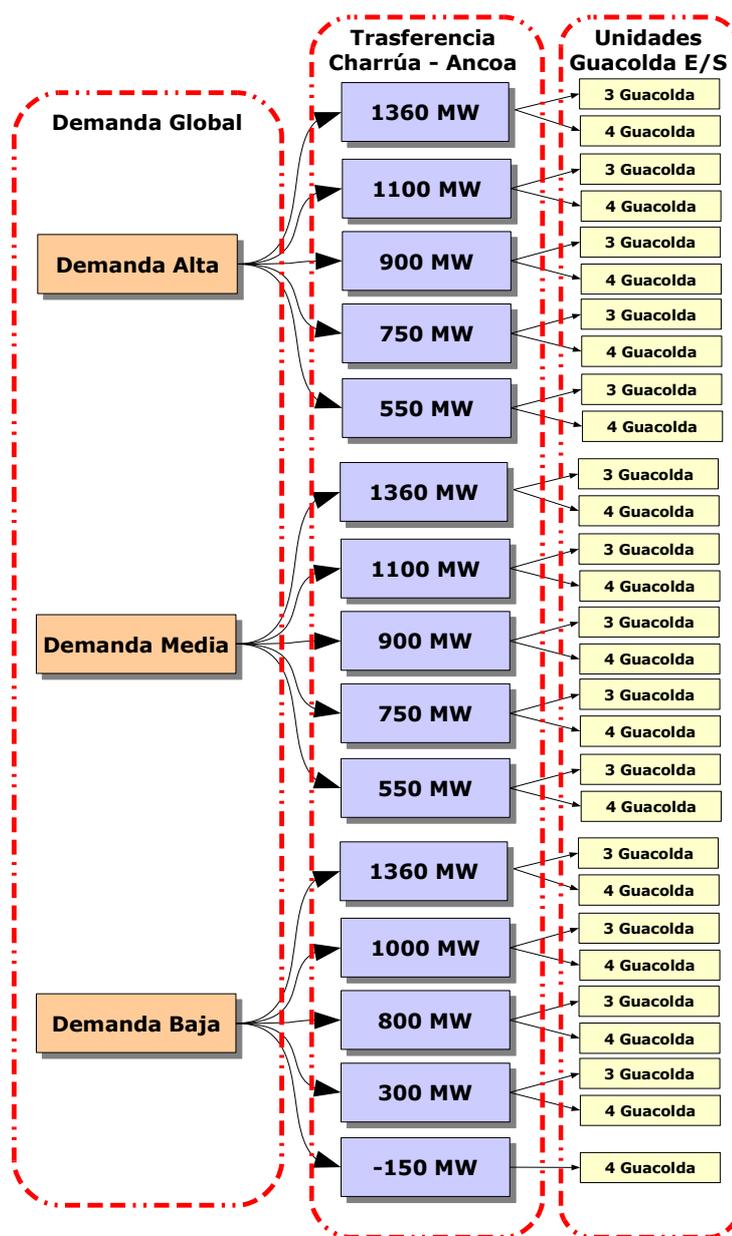
### Transferencia: -150MW

Se plantea una condición de flujo inverso por la interconexión (sentido Ancoa-Charrúa). Este escenario resulta fundamentalmente térmico e intenta reflejar condiciones distintas a las presentadas en los escenarios presentados anteriormente. Resulta claro que la operación del plan de defensa debe contemplar esta condición de flujo.

## + unidades de Guacolda en servicio

Como se indicó anteriormente, el despacho de la generación del norte del SIC tiene un impacto relevante sobre la respuesta del sistema, razón por lo que se genera una nueva subdivisión, basada en la cantidad de unidades despachadas en Guacolda. El impacto de la central Guacolda y su relación con fenómenos de inestabilidad angular en el subsistema norte es analizado en detalle dentro del capítulo 5.5.3.

El siguiente gráfico muestra la división de escenarios según los criterios establecidos en este apartado.



En la siguiente tabla se detallan las características de los escenarios definidos para el estudio, los que surgen de las combinaciones mostradas en la figura anterior.



[Ir al índice](#)

Escenario	Transf. PAZU-LPAL	Generación Centro-Norte	Generación Sur	Reserva CPF Centro-Norte	Reserva CPF Sur	Hidrología
DA_1360MW_4Guac	-19,07	4249	2810	153,4	201,8	59,8% 40,2%
DA_1360MW_3Guac	-159,65	4245	2809	61,2	263,8	57,2% 42,8%
DA_1100MW_4Guac	-19,33	4483	2550	90,4	233,8	55,0% 45,0%
DA_1100MW_3Guac	-157,19	4505	2545	61,2	263,8	58,5% 41,5%
DA_900MW_4Guac	-19,38	4684	2329	103,2	237,9	54,2% 45,8%
DA_900MW_3Guac	-159,38	4687	2329	122,8	237,9	56,5% 43,5%
DA_750MW_4Guac	-18,99	4821	2176	104,4	245,9	49,4% 50,6%
DA_750MW_3Guac	-159,38	4814	2192	119,2	229,9	52,2% 47,9%
DA_550MW_4Guac	-18,48	5018	1971	127,2	242,9	49,4% 50,6%
DA_550MW_3Guac	-159,3	5030	1972	120,6	242,9	51,1% 49,0%
DM_1360MW_4Guac	23,06	3824	2616	155,2	202,9	54,8% 45,2%
DM_1360MW_3Guac	-89,25	3824	2618	176,6	177,9	56,8% 43,2%
DM_1100MW_4Guac	50,23	4051	2333	118,6	264,9	53,8% 46,2%
DM_1100MW_3Guac	-89,49	4048	2331	111,6	270,9	56,0% 44,0%
DM_900MW_4Guac	40,42	4250	2089	152	167,9	52,5% 47,6%
DM_900MW_3Guac	-99,59	4241	2085	188,6	167,9	54,8% 45,2%
DM_750MW_4Guac	23,74	4386	1933	123	232,9	47,4% 52,6%
DM_750MW_3Guac	-119,97	4382	1933	143,6	232,9	50,0% 50,0%
DM_550MW_4Guac	21,1	4593	1718	152,2	217,9	49,3% 50,7%
DM_550MW_3Guac	-119,16	4594	1718	125,4	217,9	50,0% 50,0%
DB_1360MW_4Guac	-27,6	2226	2340	137,6	211,9	50,2% 49,8%
DB_1360MW_3Guac	-170,21	2251	2329	188,4	209,9	52,9% 47,1%
DB_1000MW_4Guac	-19,83	2257	1950	150,6	221,9	51,3% 48,7%
DB_1000MW_3Guac	-170,32	2571	1950	168,4	211,9	54,2% 45,9%
DB_800MW_4Guac	-27,71	2775	1730	148,4	207,9	50,7% 49,3%
DB_800MW_3Guac	-170,16	2777	1730	165	207,9	54,3% 45,7%
DB_300MW_4Guac	-27,55	3239	1216	152,8	219,9	53,4% 46,6%
DB_300MW_3Guac	-170,14	3233	1226	157,2	207,9	56,7% 43,3%

Tabla 4.5 - Resumen de Escenarios según Demanda, Transferencia y Condición de Guacolda

### 4.3 Escenarios de Verificación

Los escenarios de verificación tienen como principal objetivo lograr diversas condiciones operativas para el sistema actual y futuro, planteando escenarios pre-contingencia y condiciones futuras no analizadas en las primeras etapas del estudio.

Si bien cada uno de los escenarios de verificación está destinado a la verificación de **UN** recurso en particular, con condiciones críticas para analizar el desempeño de éste, **TODOS** los recursos deben mostrar, en todos los escenarios adicionales, actuaciones satisfactorias. De aquí que en cada una de las simulaciones realizadas, se verifican la totalidad de los recursos diseñados.

#### Actuales

En la siguiente tabla se resumen las características de los escenarios de verificación, diseñados para Marzo de 2012. Esta fecha corresponde a la puesta en servicio del Plan de Defensa FASE 2, estimada al comienzo del proyecto (ref: Cronograma Plan de Defensa contra Contingencias Extremas CDEC-SIC 2010).

Según se presenta en la tabla siguiente, los escenarios adicionales para el sistema actual tienen las siguientes particularidades:

- Central Taltal F/S
- Impacto de Generación Eólica
- Condición de red N-1, pre-contingencia extrema
- Central Pehuenche F/S
- Transferencia inversa por Charrúa – Ancoa, igual a -250 MW
- Apertura secuencial de líneas Charrúa-Ancoa

ESCENARIO	ESCENARIO DE PARTIDA	CARACTERÍSTICAS	RECURSOS PRINCIPALES A VERIFICAR	OBJETIVO
Central Taltal F/S	-	Los escenarios creados poseen similares características a los presentados en la Tabla 4.5, pero con la premisa de dejar fuera de servicio a las unidades del norte de la S/E Cardones.	Recurso 1 Recurso 2 Recurso 3 Recurso 4	Con el fin de verificar el PDCE desarrollado en base a los escenarios del punto 4.2, se generan para los escenarios más críticos, condiciones diferentes de despacho para la zona norte. En base al Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión, se consideran transferencias por el triple circuito Maitencillo - Cardones 220kV del orden de los 340MW. Esta condición se logra en escenarios de demanda Alta y Media, colocando fuera de servicio todas las unidades despachadas al norte de la S/E Cardones.
Impacto de Generación Eólica	DM_1360MW_4Guac	Escenario en el que se encuentran despachados 125 MW eólicos entre las SS/EE Pan de Azúcar y Los Vilos. Se realizan simulaciones con y sin desvinculación de los parques	Recurso 1 Recurso 2	Verificar el comportamiento del esquema de sincrofasores con generación intermedia. Verificar el comportamiento del esquema ante la pérdida de más de 1360MW por la desvinculación de los parques.
Condición N-1	Múltiples	Escenarios con uno de los circuitos Pan de Azúcar Las Palmas F/S. Se realizan múltiples fallas simples sobre el sistema.	Recurso 2	Verificar la correcta actuación del esquema de sincrofasores (no actuación ante fallas simples) ante condiciones críticas de red N-1.
Central Pehuenche F/S	DB_1360MW_3Guac	Escenario destinado a evaluar el control de sobretensiones y las condiciones límites de disparo de generación en el sur con máxima transferencia y demanda baja.	Recurso 3 Recurso 4	Verificar la efectividad del control de sobretensiones ante el desprendimiento de grandes bloques de demanda. Verificar para el subsistema sur el caso crítico de demanda baja y máxima transferencia.
Transferencia inversa -250 MW	-	Transferencia equivalente a 1/3 de la demanda del subsistema Sur.	-	Evaluar el comportamiento del sistema ante transferencias inversas por el doble vínculo.
Apertura secuencial de líneas	DM_1360MW_4Guac	Mismas características que el escenario de diseño	Recurso 1 Recurso 2 Recurso 3 Recurso 4	Evaluar el comportamiento de las variables del sistema y de los recursos del PDCE ante una apertura no simultánea de los circuitos 1 y 2 que vinculan las subestaciones Charrúa y Ancoa 500kV.

Tabla 4.6 - Resumen de escenarios adicionales, correspondientes a Marzo de 2012

## 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 (altas transferencias) e impacto bajo al considerar transferencias medias a baja por el doble vínculo.

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

Fecha	Clientes Libres	Clientes Regulados
ABR 2012 - DIC 2012	8,6% x 9/12	5,3% x 9/12
ENE 2013 - JUL 2013	8,0% x 7/12	5,3% x 7/12
<b>Total MAR 2012 - JUL 2013</b>	<b>11,11%</b>	<b>7,06%</b>
ABR 2012 - DIC 2012	8,6% x 9/12	5,3% x 9/12
ENE 2013 - DIC 2013	8,00%	5,30%
ENE 2014 - DIC 2014	8,20%	5,20%
ENE 2015 - DIC 2015	7,00%	5,10%
<b>Total MAR 2012 - DIC 2015</b>	<b>29,65%</b>	<b>19,57%</b>

*Tabla 4.7 - Crecimiento de la Demanda - Informe Precio de Nudo Año 2011*

Los escenarios futuros se construyen para las fechas Julio de 2013 y Diciembre de 2015, para escenarios de demanda alta y baja con transferencias altas, medias y bajas por el doble vínculo.

Los escenarios creados poseen las características mostradas en las siguientes tablas.



[Ir al índice](#)

Escenarios Julio 2013 →	Demanda Alta		Demanda Baja	
	DA_1360MW_4Guac	DA_900MW_4Guac	DB_1360MW_3Guac	DB_500MW_4Guac
Demanda bruta SIC [MW] (demanda neta + pérdidas)	7769	7731	4993	4878
Transferencia CHA-ANC [MW]	1362	873	1360	517
Transferencia PAZU-LPAL [MW]	-80,83	-80,8	-220,3	-76,38
Generación en Subsistema Sur [MW]	2977	2466	2429	1508
Generación en Subsistema Centro-Norte [MW]	4792	5265	2564	3370
Reserva para CPF [MW] (Centro-Norte)	153,4	153,4	132	149,2
Reserva para CPF [MW] (Sur)	193,8	179,9	219,9	207,9
Proporción de despacho	<b>51,0%</b> <b>49,0%</b>	<b>44,5%</b> <b>55,5%</b>	<b>50,0%</b> <b>50,0%</b>	<b>49,6%</b> <b>50,4%</b>
Información de referencia	Para la creación del escenario se consideran en servicio las siguientes obras de Transmisión: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Tercer transformador en la S/E Charrúa</li> <li>• Tercer circuito Ancoa-Alto Jahuel 500kV</li> <li>• Escalamiento de la Demanda según informe de Precio de Nudo (abril de 2011)</li> </ul>			
Características particulares	Máxima transferencia por el doble vínculo	Transferencia normal por el doble vínculo para demandas altas	Máxima transferencia por el doble vínculo	Transferencia normal por el doble vínculo para demandas bajas

Tabla 4.8 -Escenarios futuros – Año 2013

Escenarios Julio 2015 →	Demanda Alta		Demanda Baja	
	DA_1360MW_4Guac	DA_900MW_4Guac	DB_1360MW_3Guac	DB_500MW_4Guac
Demanda bruta SIC [MW] (demanda neta + pérdidas)	8988	8958	5708	5602
Transferencia CHA-ANC [MW]	1367	931	1332	615
Transferencia PAZU-LPAL [MW]	-150,4	-150,55	-233,9	-89,97
Generación en Subsistema Sur [MW]	3242	2790	2559	1767
Generación en Subsistema Centro-Norte [MW]	5746	6168	3150	3835
Reserva para CPF [MW] (Centro-Norte)	164,8	124,8	200,4	167,6
Reserva para CPF [MW] (Sur)	201,8	193,8	211,9	211,9
Proporción de despacho	<b>48,3%</b> <b>51,7%</b>	<b>44,6%</b> <b>55,4%</b>	<b>45,1%</b> <b>54,9%</b>	<b>47,9%</b> <b>52,1%</b>
Información de referencia	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Escalamiento de la Demanda según informe de Precio de Nudo (abril de 2011)</li> </ul>			
Características particulares	Máxima transferencia por el doble vínculo	Transferencia normal por el doble vínculo para demandas altas	Máxima transferencia por el doble vínculo	Transferencia normal por el doble vínculo para demandas bajas

Tabla 4.9 -Escenarios futuros – Año 2015

## 5 ETAPA B. Definición Conceptual del Esquema

### 5.1 Criterios para la evaluación del desempeño

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  $\pm 120^\circ$  como máximo ángulo de carga admitido.

#### **Estabilidad angular oscilatoria**

La estabilidad oscilatoria se analiza una vez extinguida la etapa transitoria de gran perturbación. En estos casos el factor de amortiguación ( $\zeta$ ) de las oscilaciones electromecánicas, medido sobre las oscilaciones de potencia activa en la línea de transmisión que transporta mayor potencia y cuya localización sea la más cercana al lugar de ocurrencia de la contingencia, deberá tener un valor mínimo del 5%.

Factor de amortiguamiento relativo ( $\xi$ ) aplicado a los modos de oscilación interárea, calculado según el artículo 5-48 de la actual NT de SyCS:

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

### Estabilidad en tensión

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

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

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

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

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

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

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

#### Barras de Tensión Nominal 500 kV

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



Barras de 500 kV	Tensión de servicio [kV]
ALTO JAHUEL	500,0
ANCOA	510,0
CHARRUA	510,0
POLPAICO	504,0

Tabla 5.1 - Tensiones de Servicio Sistema de 500kV

### Barras de Tensión Nominal 220 kV

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

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

Tabla 5.2 - Tensiones de Servicio Sistema de 220kV

### **Estabilidad de Frecuencia**

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

## 5.2 Análisis de la contingencia

La contingencia en estudio se encuentra enmarcada en la NTSyCS, como un evento de falla de Severidad 6. Ésta corresponde a un cortocircuito bifásico a tierra sin impedancia de falla en uno de los circuitos correspondientes al enlace Charrúa - Ancoa 500 kV, seguido de la desconexión en tiempo normal del circuito fallado por acción de la protección primaria y salida del circuito sano en paralelo por actuación errónea del sistema de protecciones (Ver artículo 1-7 punto 75 de la NTSyCS).

Esta contingencia provoca la separación del SIC en dos sub-sistemas (islas) asincrónicos, al norte y al sur de la subestación Charrúa, completamente independientes entre sí. El sub-sistema importador permanecerá con déficit de generación, y el sub-sistema exportador permanecerá con exceso; en ambos casos el desbalance de potencia resultará igual a la potencia circulante por el doble circuito.

En la siguiente figura se presenta un esquema representativo de los eventos desencadenados por la contingencia, para un escenario de demanda media y transferencia máxima por el doble circuito Charrúa - Ancoa, correspondiente a Marzo de 2012. Como puede observarse, el subsistema sur se presenta como exportador de potencia (condición típica), es decir el flujo posee dirección sur → norte, lo que corresponde a la situación de mayor probabilidad de ocurrencia.

Al abrirse el doble vínculo, la pérdida de la transferencia de potencia desde Charrúa hacia Anchoa 500kV provoca un déficit de generación en el subsistema norte, reflejado en una caída de frecuencia que guardará estrecha relación con el monto de potencia transferido. A su vez, en el subsistema sur, el exceso de generación presente provoca una elevación de la frecuencia dependiente de la diferencia entre la carga presente y la generación despachada.

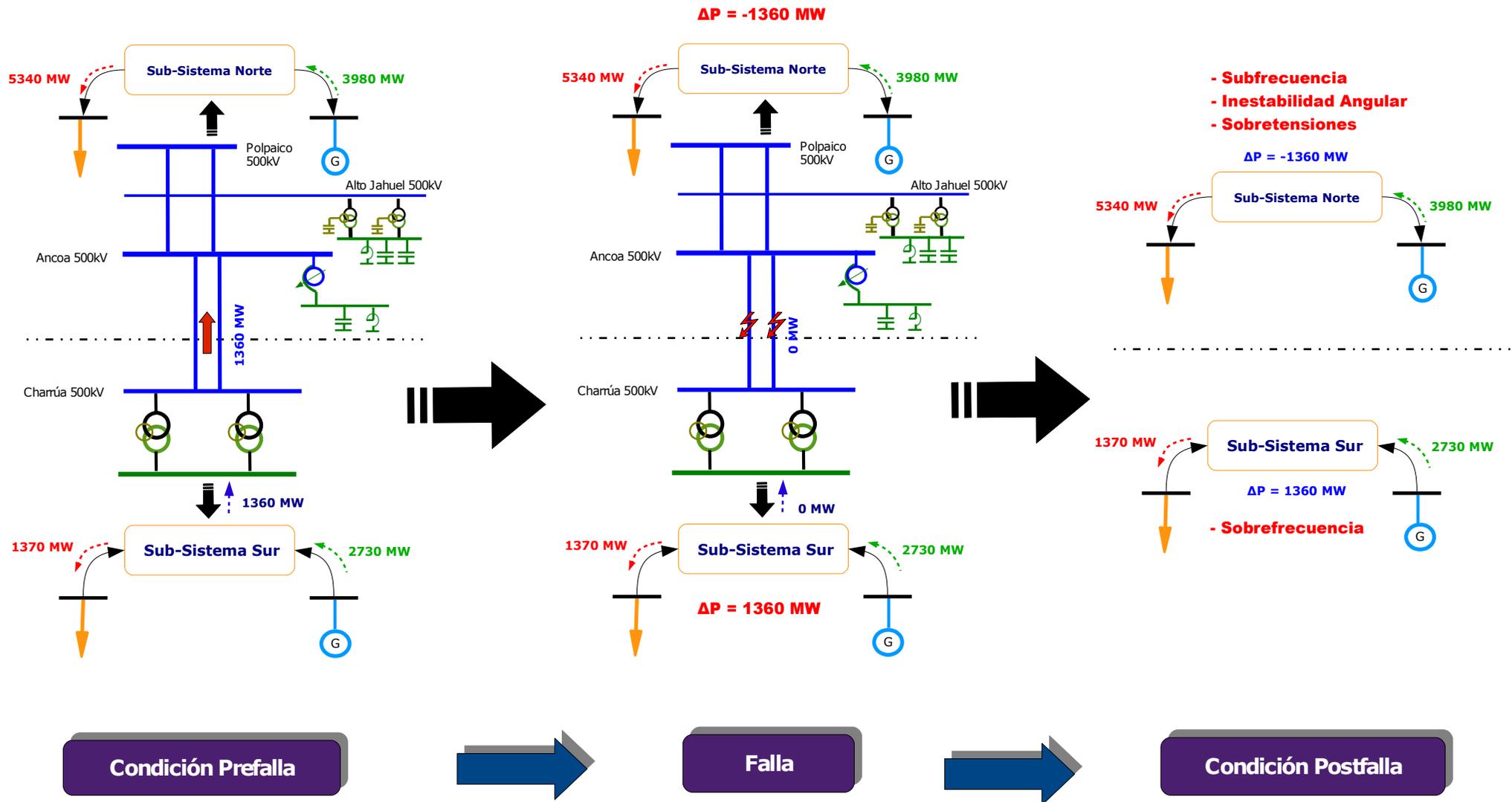


Figura 5.1 - Análisis preliminar de la contingencia

	PRE-CONTINGENCIA	PRINCIPALES PROBLEMÁTICAS	ESCENARIOS CRÍTICOS
SUBSISTEMA CENTRO-NORTE	En la mayor parte de los casos, los montos de demanda exceden a los de generación allí existentes lo cual genera una transferencia por Charrúa-Ancoa 500kV sentido Sur → Norte	<ul style="list-style-type: none"> <li>* Subfrecuencia</li> <li>* Inestabilidad Angular</li> <li>* Sobretensión por EDAC</li> </ul>	Escenarios de ALTA transferencia por el doble vínculo Charrúa - Ancoa 500kV
SUBSISTEMA SUR	La disponibilidad de generación (fundamentalmente hidráulica) del Subsistema Sur permite su autoabastecimiento y la transferencia de parte de la generación hacia el subsistema Centro-Norte	<ul style="list-style-type: none"> <li>* Sobre frecuencia</li> </ul>	Escenarios de Alta transferencia por el doble vínculo Charrúa-Ancoa 500kV

Tabla 5.3 - Análisis de la Contingencia

Las principales problemáticas asociadas al subsistema CENTRO-NORTE se resumen en:

- **SUB-FRECUENCIA:** Causada por el déficit de generación debido a la pérdida de la potencia importada pre-contingencia desde el doble vínculo Charrúa - Ancoa 500kV. La tasa de decaimiento de la frecuencia se encuentra directamente relacionada con el flujo pre-contingencia y el nivel de demanda sistémico (inercia), presentando situaciones de rápido colapso para condiciones de alta transferencia.
- **INESTABILIDAD ANGULAR:** La pérdida de grandes montos de potencia provoca fenómenos de inestabilidad angular entre el norte y el centro del SIC, provocado principalmente por los grandes montos de generación presentes en Guacolda y las grandes longitudes de línea de 220kV que vinculan a las subestaciones allí presentes.
- **SOBRETENSIÓN:** El desprendimiento de grandes montos de demanda destinados a evitar el colapso por frecuencia (EDAC) provoca una elevación de la tensión en los nodos del subsistema, superando los estándares de la NTSyCS.

Las principales problemáticas asociadas al subsistema SUR se resumen en:

- **SOBRE-FRECUENCIA:** De manera opuesta a lo ocurrido en el subsistema centro-norte y debido a que el subsistema SUR resulta exportador de potencia, al producirse la apertura del doble circuito se produce un desbalance positivo entre demanda y generación lo cual provoca sobrefrecuencia en dicho subsistema. La tasa de CRECIMIENTO de la frecuencia depende básicamente de la transferencia pre-contingencia, resultando crítica para condiciones de altos valores de potencia por el doble vínculo.

### 5.3 Metodología de Estudio

Como fue mencionado en el punto anterior, "Análisis de la contingencia", la falla bajo estudio provoca la división del SIC en dos subsistemas, eléctricamente desvinculados. Por esto, el estudio analiza los RECURSOS ESTABILIZANTES a implementar sobre cada una de las zonas, bajo la siguiente división:

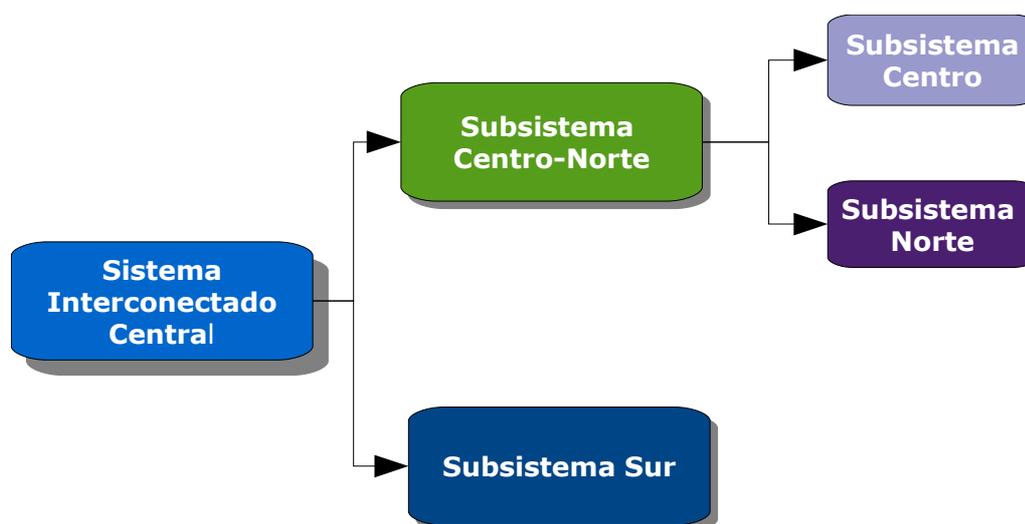


Figura 5.2 - Metodología de Estudio

#### Subsistema SUR

El subsistema sur se encuentra conformado por las instalaciones ubicadas al sur de la subestación Charrúa 500kV. Se caracteriza por una matriz de generación predominantemente hidráulica, aunque con mayor balance hidrotérmico en el año 2012 debido al ingreso de las carboneras Bocamina 2 y Santa María.

Este subsistema, en la generalidad de los despachos reales, se encuentra exportando potencia hacia el subsistema centro-norte por lo cual ante los casos más probables de la contingencia, se observarán condiciones de sobrefrecuencia.

#### Subsistema CENTRO-NORTE

El subsistema centro-norte abarca las instalaciones desde la subestación Ancoa 500kV al norte. Este área contiene la mayor parte de la demanda del sistema por lo cual es, generalmente, un área importadora de potencia desde el subsistema sur.

A su vez este subsistema puede dividirse en dos áreas que resultarán útiles para el estudio. *El subsistema norte queda determinado por las instalaciones al norte de la S/E Las Palmas (de Pan de Azúcar al norte, incuyéndola) mientras que en el subsistema centro se encuentra comprendido entre las SS/EE Ancoa y Las Palmas.*

### 5.4 Respuesta libre del sistema

Con el fin de analizar la respuesta actual del sistema ante la ocurrencia de la contingencia bajo estudio, es decir sin la implementación de un plan de defensa, se simulan los eventos mostrados en la siguiente tabla:

Tiempo de simulación	Eventos
0,00 seg	. Inicio de la simulación
1,00 seg	. Cortocircuito bifásico franco a tierra en barra Charrúa 500KV . Punteo de los capacitores serie de las líneas Charrúa-Ancoa.
1,12 seg	. Apertura de los interruptores de las líneas Charrúa-Ancoa 500kV. . Despeje del Cortocircuito .
30 seg	. Fin de la simulación

Tabla 5.4 - Descripción de Eventos para la Simulación de la Contingencia

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 ( $Z_f = Z_2 // Z_0 = 2,2 + j17,41 \Omega$ ).

Se evalúa la respuesta libre del sistema considerando en servicio los ajustes actuales del esquema de desconexión automático de carga (EDAC) y los relés de protección de sobre- y sub-frecuencia de las unidades generadoras.

En la siguiente tabla se resumen las principales características de los resultados de la respuesta libre para cada uno de los escenarios simulados.

Subsistema Sur			Subsistema Centro-Norte		
Colapso en Escenarios	Causas Principales	Características	Colapso en Escenarios	Causas Principales	Características
SI	Sobrefrecuencia	La respuesta libre se caracteriza por un rápido incremento de la frecuencia que lleva al sistema al colapso en pocos segundos luego del despeje de la falla, especialmente en escenarios de altas transferencias por el doble vínculo.	SI	Subfrecuencia  Inestabilidad Angular	La respuesta libre arroja resultados de colapso por frecuencia e inestabilidad angular en el norte del subsistema.  Los escenarios más críticos resultan los de alta transferencia por el doble circuito

Tabla 5.5 - Respuesta Libre del Sistema

## **5.5 SUBSISTEMA CENTRO-NORTE**

La pérdida del doble circuito Charrúa - Ancoa 500kV representa para este subsistema un desbalance de potencia igual a la potencia pre-contingencia circulante por el doble vínculo. Los escenarios de despacho típicos presentan un flujo de potencia con dirección sur → norte a través del doble circuito, por lo cual en la mayor parte de los casos, este subsistema presentará un déficit de generación que debe ser compensado antes que la frecuencia alcance valores indeseados.

Como primera instancia para el diseño de los recursos estabilizantes a implementar al norte de la S/E Charrúa, se evalúa el comportamiento del sistema con los recursos actualmente disponibles tales como el esquema de desconexión automática de carga (EDAC).

Realizando un análisis preliminar y simplificado de la contingencia, pueden deducirse los siguientes puntos:

- Con transferencias por el vínculo de 500kV mayores al monto disponible de carga asociada al EDAC, y sin acciones adicionales, el sistema colapsará.
- Ante mismas condiciones de transferencia, el comportamiento de las variables del sistema está íntimamente ligado al nivel de demanda del SIC. Ésto como consecuencia que la carga asociada al EDAC varía según el escenario considerado, y que la inercia del subsistema en cuestión resulta diferente en cada caso.
- Al incrementarse la transferencia sur-norte, la tasa de decaimiento de la frecuencia se incrementa, pudiéndose requerir cortes de demanda adicionales al EDAC con el fin de amortiguar la caída.
- La desconexión de grandes montos de demanda, en determinados escenarios, ocasiona sobretensiones en las barras del sistema troncal.
- En escenarios de alta transferencia, la contingencia provoca grandes excursiones de las variables del sistema. Se aprecia inestabilidad angular entre el sistema centro y norte, producto de la transmisión de una gran cantidad de potencia activa (eléctrica) por líneas de gran longitud, instantes posteriores a la contingencia.

Teniendo en consideración estas premisas básicas, el esquema de defensa deberá contemplar la solución a las problemáticas por medio de recursos estabilizantes, sean estos existentes o a implementar.

### 5.5.1 Respuesta libre

Para un escenario de demanda media correspondiente al mes de Marzo de 2012 (6370MW) y transferencia máxima por el doble vínculo de 500kV (1360MW), se simula la contingencia y se deja evolucionar libremente el sistema sin la implementación de medidas adicionales para su estabilización. En la figura 5.3 se muestra la evolución libre del sistema, desde donde puede observarse:

- Los montos de desconexión automática de carga implementados actualmente en el sistema resultan insuficientes para amortiguar la caída de frecuencia, y el sistema colapsa.

La "desconexión" de 1360MW en el subsistema centro-norte provoca un decaimiento extremadamente rápido de la frecuencia, no pudiendo ser limitada por el EDAC actual (gradiente y absolutos) y desembocando en el colapso del área. Los recursos asociados a esta problemática se analizan como sub-sistema centro.

- Se presenta además un colapso por inestabilidad transitoria de primera oscilación.

El déficit de POTENCIA ELÉCTRICA es instantáneamente absorbido por todas las unidades generadoras del sub-sistema. Luego, la potencia tomada por las centrales del área norte (principalmente Guacolda y Taltal), transportada por las líneas de gran longitud de 220kV, genera un excesivo apartamiento angular entre los sistemas centro y norte, que sumado al efecto de los estabilizadores de la central Guacolda, desemboca en inestabilidad angular entre ambos sistemas.

En la gráfica se puede apreciar el asincronismo del sistema centro y norte aún estando éstos eléctricamente vinculados. Estos efectos se plantean como premisas a solucionar a través del diseño del PDCE, destinado a la estabilización del sub-sistema norte.

Vale destacar que en la fase 1 de este PDCE (informe "EE-ES-2011-139", análisis de la doble contingencia Quillota - Polpaico 220kV), se determinó reemplazar los actuales estabilizadores de potencia en Guacolda por equipos de potencia acelerante con lógicas de desconexión ON-OFF, pretendiendo colaborar con el amortiguamiento de oscilaciones electromecánicas en la zona norte. Por esto, se consideraron aquí también estos nuevos PSS, observando una leve mejora pero no resultando suficiente para evitar la inestabilidad por primera oscilación, puesto que la naturaleza de la problemática resulta independiente de los estabilizadores.

*Finalmente, se determina necesario analizar recursos adicionales a implementar en el SIC para lograr un restablecimiento de la frecuencia y mitigar el efecto de inestabilidad observado en la zona norte.*

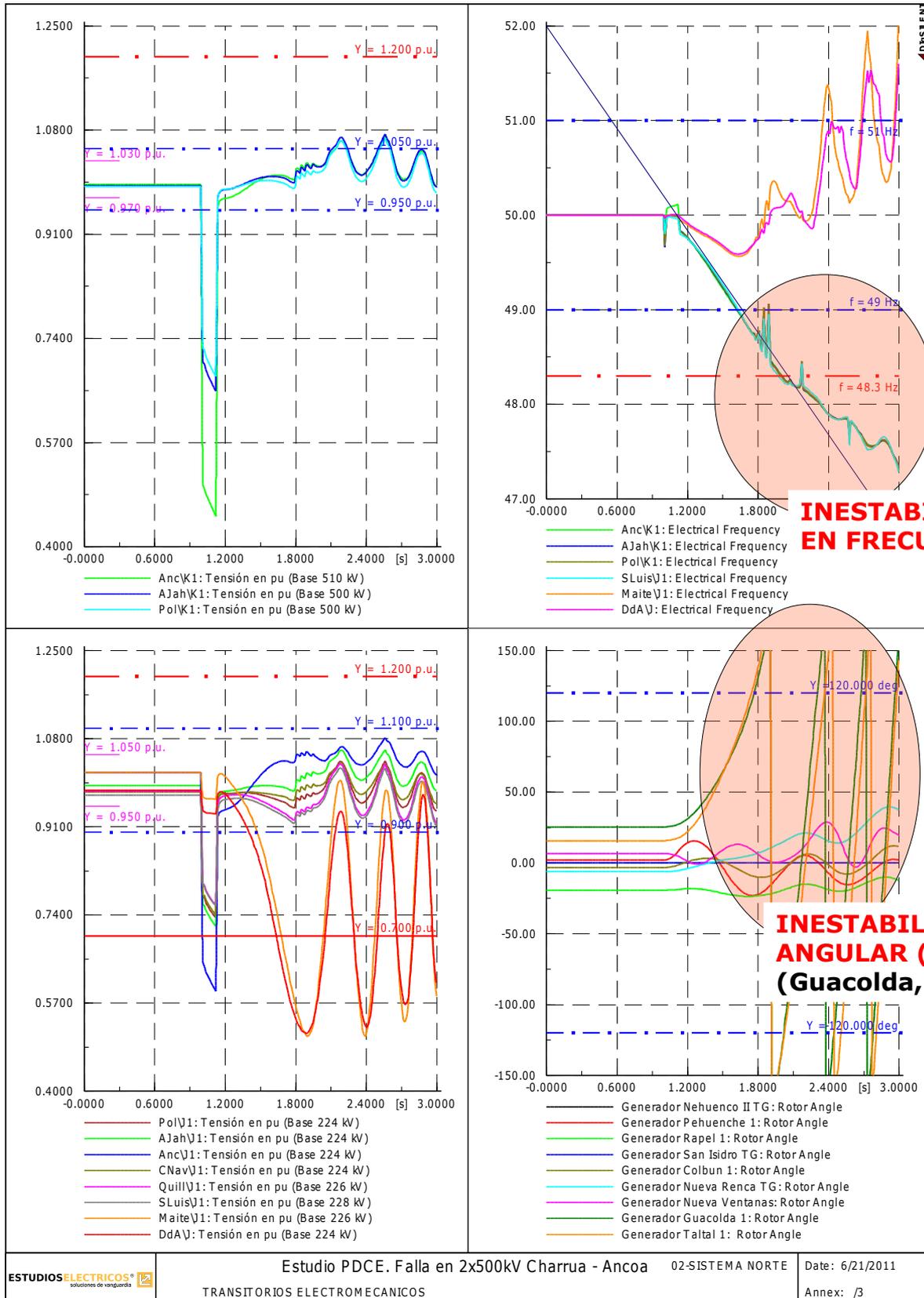


Figura 5.3 - Variables sistémicas – Respuesta libre del subsistema Centro-Norte

### 5.5.2 Estabilidad en frecuencia

La pérdida de la transferencia de potencia por el doble vínculo provoca en la mayor parte de los casos un déficit de potencia en el subsistema Centro-Norte evidenciado por la caída de la frecuencia en la isla eléctrica resultante.

Si bien el sistema actualmente posee implementadas acciones estabilizantes destinadas a el restablecimiento de la frecuencia, tales como el EDAC, el impacto de una contingencia de estas características (especialmente en condiciones pre-contingencia críticas) evidencia la insuficiencia del mismo. Ésto, porque los objetivos del actual EDAC no son controlar contingencias extremas.

Ante estos escenarios se detectan problemas de inestabilidad en frecuencia, caracterizados por altas tasas de decaimiento.

Luego, el recurso directo para la estabilización es naturalmente la desconexión de demanda, con tiempos de actuación reducidos. Sin embargo, la metodología y los montos a desvincular resultan de vital importancia para la correcta operación del recurso. Se detallan abajo las alternativas analizadas para la definición conceptual del recurso:

- **Corte TOTAL de carga en 1er escalón:** Esta simulación pretende evaluar la respuesta del sistema ante la desvinculación de la totalidad de la potencia asignada al EDAC en el primer escalón. Para ello se adiciona a todas las cargas del EDAC un escalón adicional que desvincule el 100% de la demanda asignada en el primer escalón de gradiente. En este caso, la potencia desvinculada se mantiene pero se disminuyen significativamente los tiempos de actuación del esquema.
- **Corte Adicional de Carga:** Mediante esta simulación se analiza el comportamiento de la frecuencia del sistema ante la desvinculación rápida de demanda. Como fue mencionado anteriormente, un correcto restablecimiento de la frecuencia no sólo implica la desvinculación de demanda sino también como se lleva a cabo. Por ello, se pretenden determinar los montos aproximados y los tiempos de desvinculación que permitan evitar el colapso por inestabilidad en frecuencia.

### **Corte TOTAL de carga en 1er escalón**

Con el fin de lograr un balance rápido entre generación y demanda, se analiza en primera instancia asociar al primer escalón de EDAC la totalidad de demanda vinculada al esquema. En caso de resultar satisfactorio, este escalón podría asociarse a tasas de decaimiento superiores a 0,6Hz/seg de modo que actúe sólo en condiciones extremas. Esta condición permitiría un rápido desprendimiento de carga causado por la actuación del escalón de gradiente del EDAC.

La siguiente figura muestra la evolución de las variables sistémicas para esta condición.

Nótese que si bien la frecuencia decae a una tasa mayor a 0,6Hz/seg activando el corte de la totalidad de la demanda asociada al EDAC, esto resulta insuficiente para amortiguar la caída de la frecuencia, presentándose una situación de colapso similar a la observada con la actuación de los 6 escalones actuales.



[Ir al índice](#)

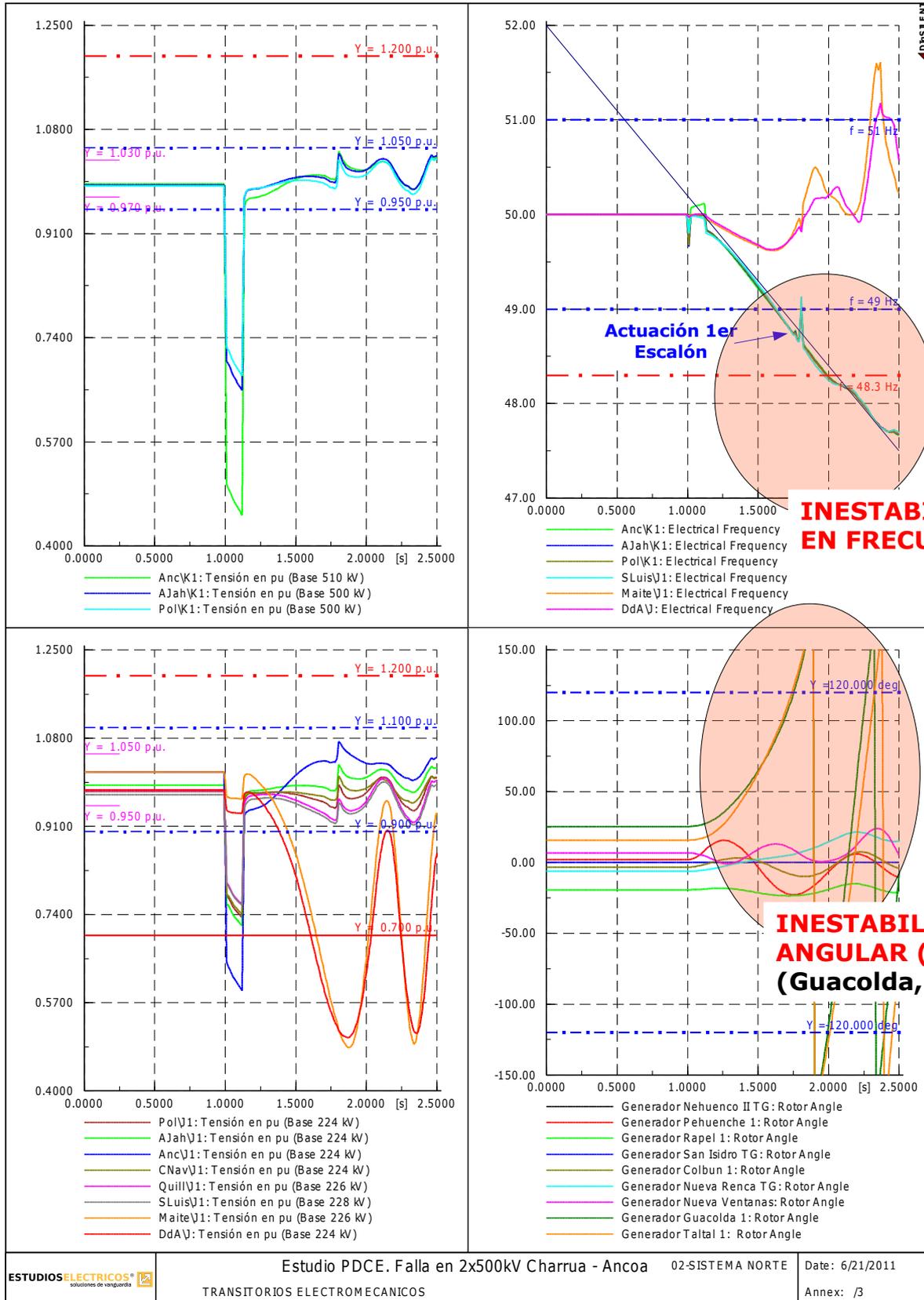


Figura 5.4 - Variables Sistémicas – Demanda asociada al EDAC desvinculada en el 1er escalón

### **Corte adicional de carga**

Del análisis anterior surge la necesidad de implementar cortes adicionales de carga en el subsistema norte (al menos para estos niveles de transferencia por el doble vínculo) con el fin de lograr un equilibrio entre generación y demanda evitando así el colapso por frecuencia. Resulta claro que el déficit de potencia generada no puede ser aportado por la regulación de frecuencia debido a la rápida tasa de decaimiento de la frecuencia, la que resulta en valores absolutos críticos en tiempos sumamente menores a los de la respuesta de los GOVs de las unidades generadoras.

Para la verificación de esta condición, se simula la desconexión simultánea de bloques de demanda en el subsistema centro-norte. La Figura 5.5 muestra la respuesta ante el corte de aproximadamente 700 MW de carga, 400 milisegundos luego del despeje de la falla.

Puede apreciarse en la evolución de la frecuencia, que el monto de carga desvinculado alcanza para mantener la frecuencia en valores superiores a 48,3 Hz. Sin embargo, a pesar de la gran desvinculación de demanda en tiempos cortos, el subsistema sigue siendo inestable en primera oscilación por lo que deben tomarse acciones que mitiguen este efecto.

Se destacan de aquí los siguientes aspectos:

#### **→ Montos de demanda**

deben ser suficientes para evitar que la frecuencia descienda a valores menores de 48,3Hz. Es importante destacar que complementariamente a los cortes adicionales propuestos, existe la desvinculación de demanda por el EDAC actual, distribuido en todas las redes del SIC.

#### **→ Velocidad de Actuación**

Dadas las altas tasas de decaimiento de la frecuencia, los cortes adicionales no resultarían efectivos si su actuación se retarda en el tiempo. Esta condición debe regularse mediante una implementación cuyos ajustes permitan detectar la ocurrencia de la contingencia y actuar en tiempos mínimos.

#### **→ Relación con la Inestabilidad Angular**

La desvinculación de demanda adicional posee directa relación con la inestabilidad en frecuencia. Sin embargo, esta acción colabora indirectamente como recurso estabilizante de la inestabilidad angular observada en el subsistema Norte, reforzando esto la necesidad de una alta velocidad de actuación.



[Ir al índice](#)

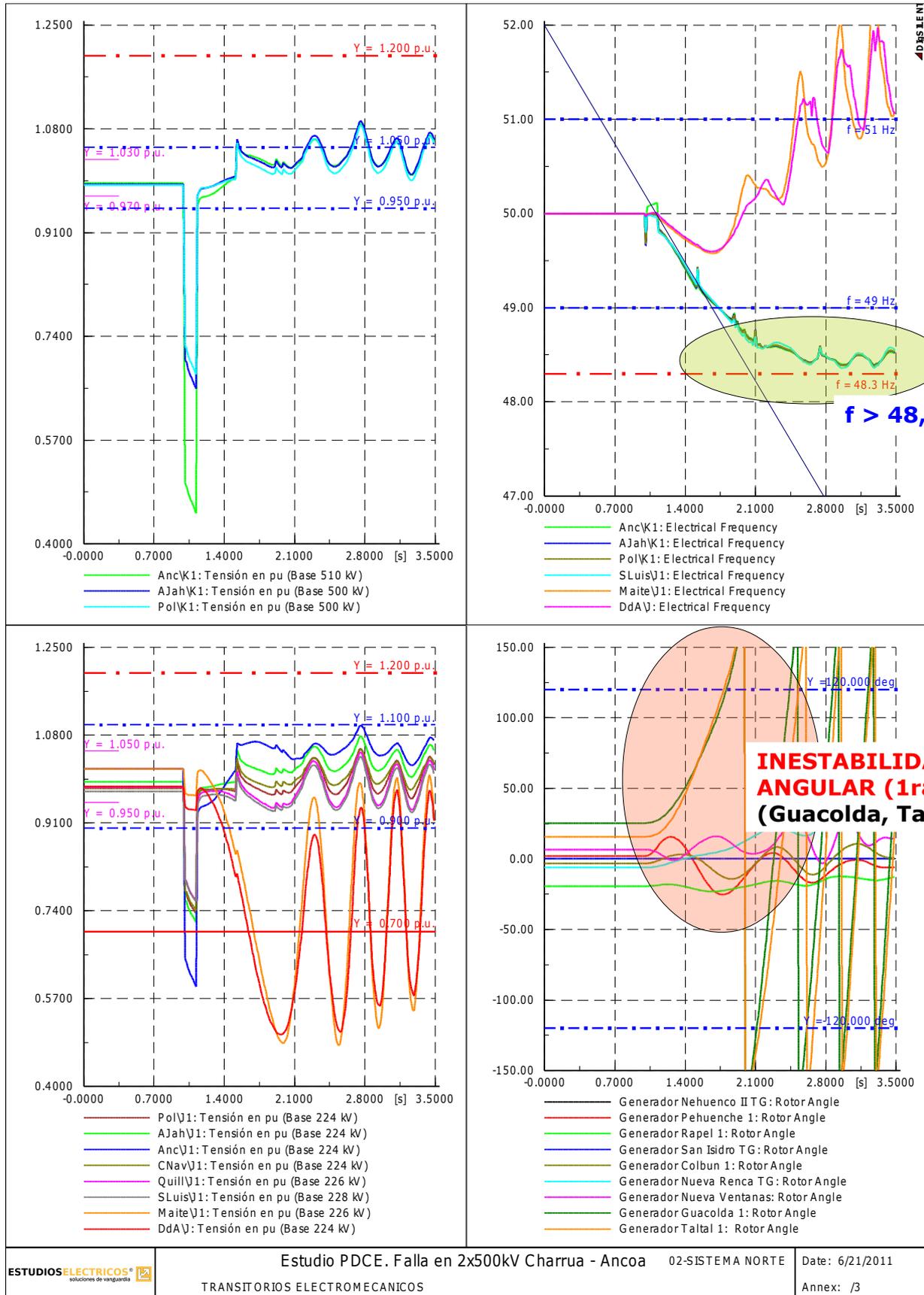


Figura 5.5 - Variables Sistémicas – Corte adicional de 700MW de Carga

### **5.5.3 Estabilidad angular/en tensión**

La respuesta libre del sistema presentada en el punto 5.5.1, evidencia un fenómeno de inestabilidad angular en el norte del subsistema.

En un primer análisis, esta inestabilidad podría estar relacionada con el comportamiento de los estabilizadores de la central Guacolda, que ante el alto impacto de la contingencia, podrían ser causantes de la subtensión local y posterior colapso del sistema. Por ello, a continuación se analiza la influencia de estos controles sobre la inestabilidad observada.

#### **Influencia de los estabilizadores de Guacolda**

La inestabilidad en primera oscilación observada en las barras del norte del sistema podría asociarse, en primera instancia, al comportamiento de los reguladores de la central Guacolda.

Con el fin de verificar la influencia de los estabilizadores de la central Guacolda en la inestabilidad del sistema, se procede a realizar una simulación sobre el escenario en estudio con éstos fuera de servicio.

La Figura 5.6 muestra los resultados obtenidos, desde donde puede concluirse que la inestabilidad del sistema, al menos para este escenario, resulta independiente del tipo y ajuste de los PSS de Guacolda.

Luego, y con el fin de determinar las causas para la posterior solución de la inestabilidad, en los siguientes puntos se realiza un análisis detallado de la zona de estudio.

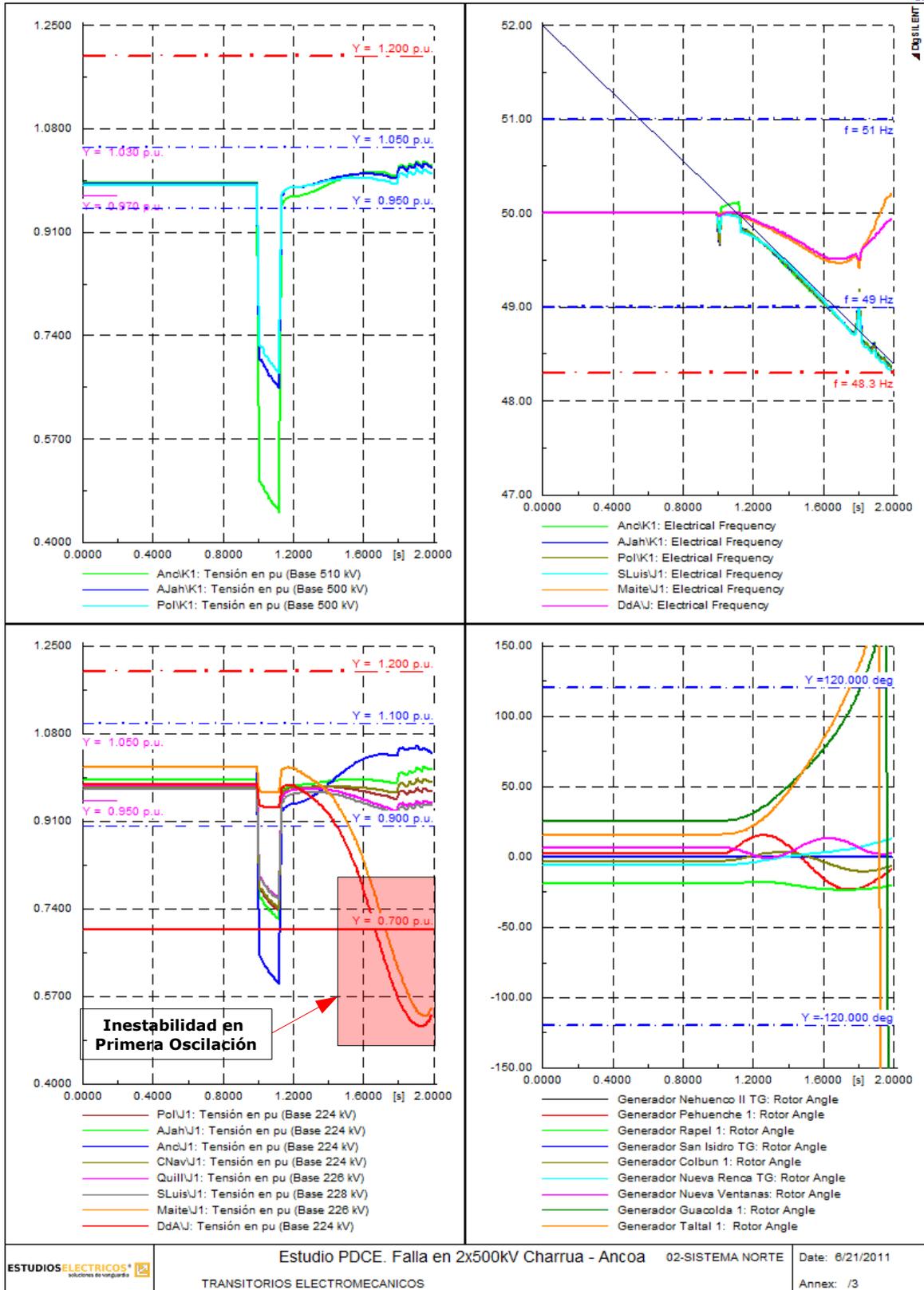


Figura 5.6 - Variables Sistémicas – Estabilizadores de Guacolda F/S

## Análisis de la inestabilidad angular

La inestabilidad se observa asociada a una desvinculación sincrónica entre el subsistema norte y el subsistema centro, tal como lo evidencia la figura siguiente sobre el comportamiento de la frecuencia para distintas barras del sistema.

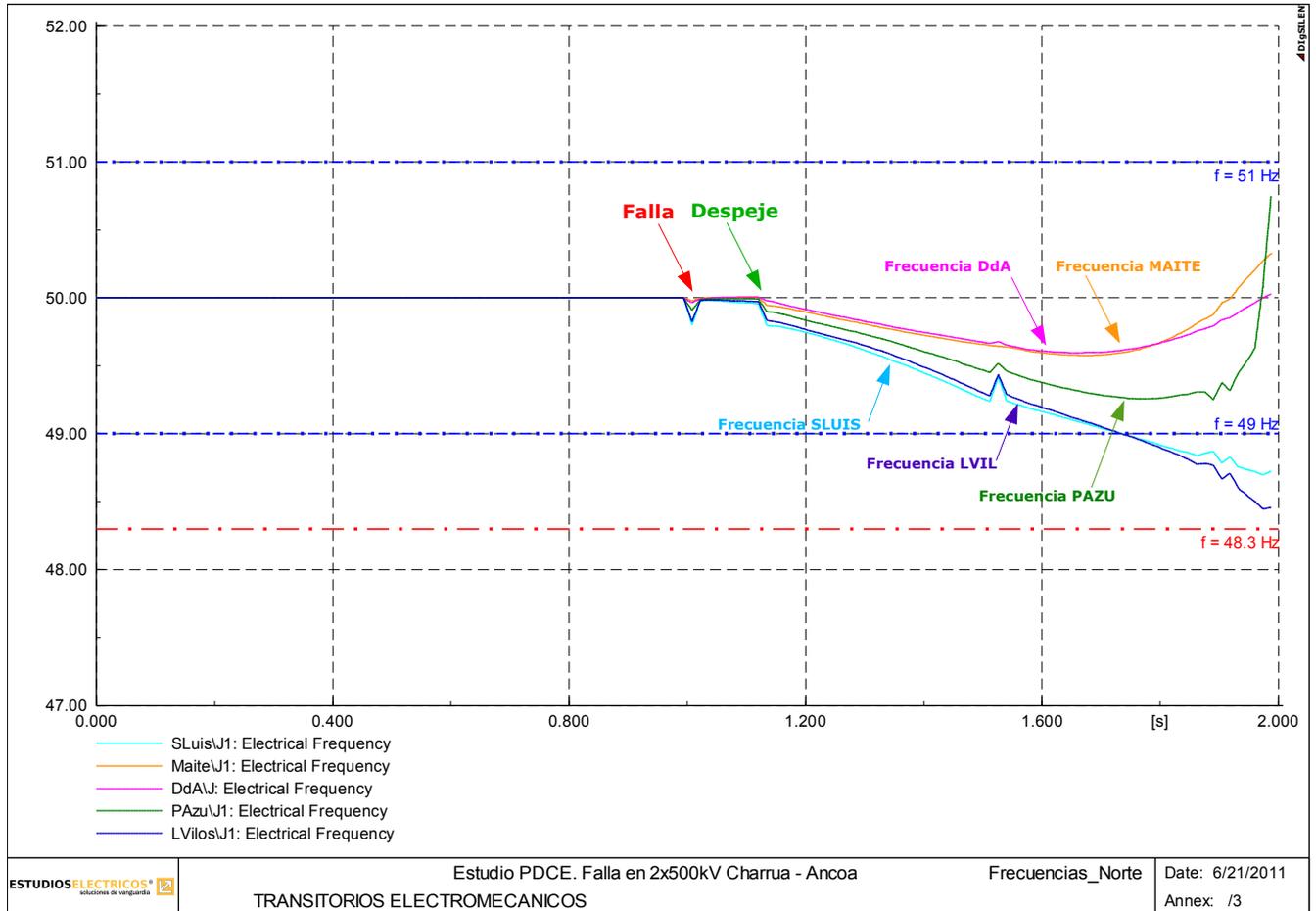
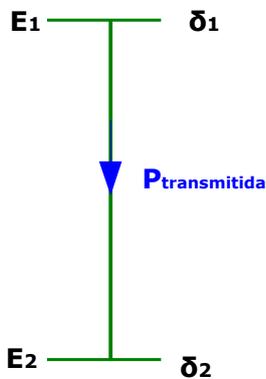


Figura 5.7 - Frecuencia – Inestabilidad Angular



$$P_{Transmitida} = \frac{E_1 E_2}{X_L} \text{sen}(\delta_1 - \delta_2)$$

$$P_{Transmitida} = \frac{E_1 E_2}{X_L} \text{sen}(\delta_1 - \delta_2)$$

Al transcurrir aproximadamente 1 seg. del despeje de la falla, las frecuencias del subsistema centro (San Luis) y norte (Diego de Almagro) presentan una diferencia mayor a 1,5Hz. El déficit de generación en la zona norte provoca que las unidades presentes en el subsistema aumenten inicialmente su potencia eléctrica. Esto provoca una mayor transferencia de potencia y por lo tanto una apertura del ángulo de carga. Básicamente, el fenómeno se detalla en la figura de la izquierda.

[Ir al índice](#)

Esta condición de inestabilidad angular es fuertemente dependiente del flujo de carga al norte de la S/E Los Vilos, dominado fundamentalmente por el despacho de la central Guacolda.

Dadas las características de las unidades de Guacolda, existe una alta probabilidad de que se encuentren despachadas entre 3 y 4 unidades de la central, lo cual aumenta la inestabilidad debido al aporte inicial de potencia eléctrica de las unidades y la posterior inestabilidad angular.

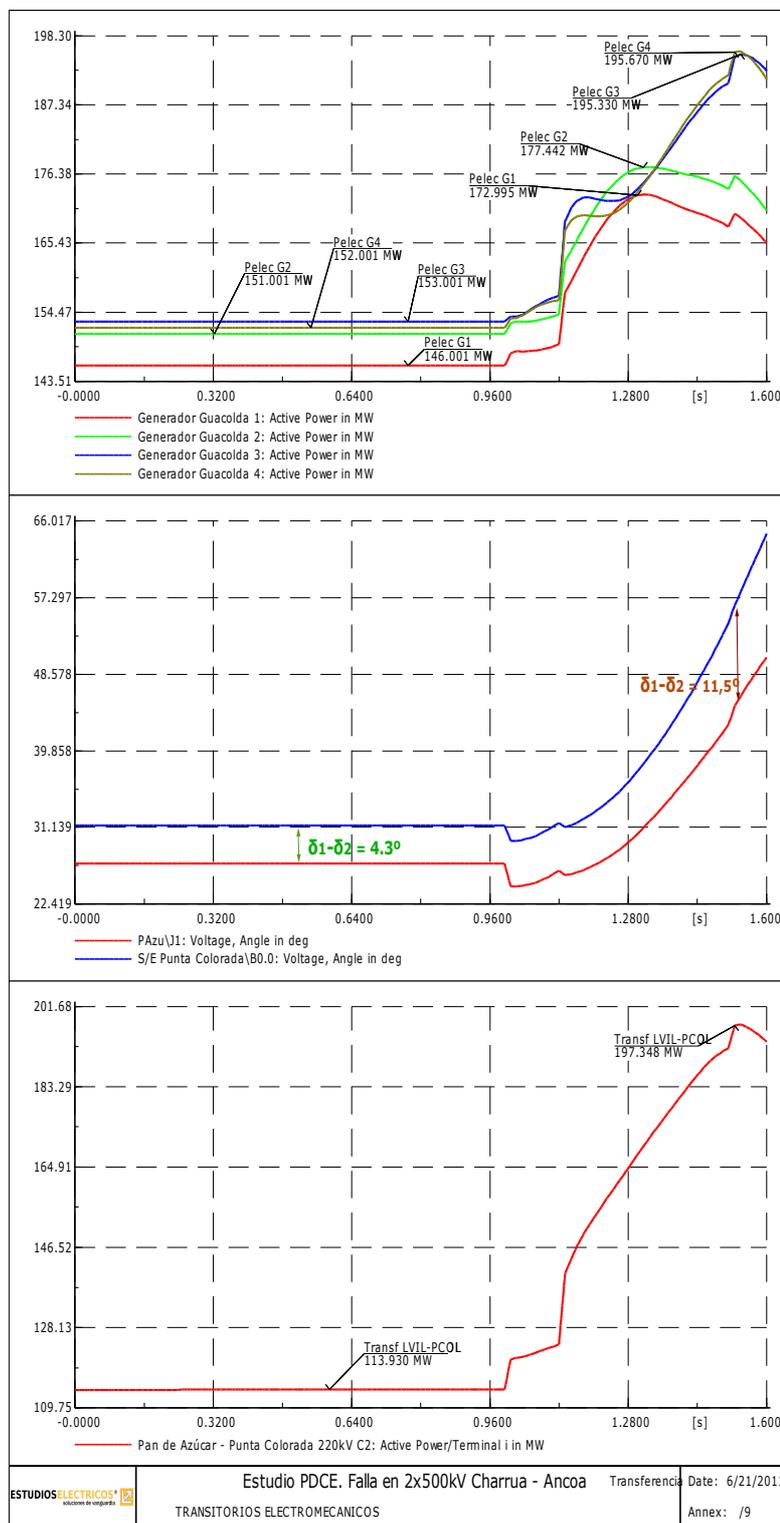


Figura 5.8 - Frecuencia – Inestabilidad Angular

### **Recurso para la estabilización**

La inestabilidad angular observada, ocurre en tiempos mínimos sin que pueda llegarse a actuar sobre los controles de las unidades generadoras. Como alternativa para la disminución de la transferencia por los vínculos de 220kV del norte, podría pensarse en implementar un automatismo de DAG en la central Guacolda. Sin embargo, el gran déficit de generación en el subsistema centro-norte, sumado al disparo de 600MW (4 unidades E/S) de generación de Guacolda provocaría un desbalance aún mayor entre demanda y generación, conduciendo sin lugar a dudas al colapso por frecuencia.

Considerando lo mencionado hasta aquí y con el fin de lograr la estabilización del sistema norte, se propone realizar la división del área al norte de la S/E Ancoa en dos subsistemas, mediante la apertura de un doble circuito de 220kV. De esta manera, el subsistema queda dividido en dos islas eléctricas (norte y centro), las cuales luego de la apertura resultarán totalmente independientes entre sí.

Dado que la inestabilidad angular analizada esta dada por el aporte inicial de potencia de las unidades de la CT Guacolda, se propone desvincular el área norte por medio de la apertura de los interruptores en la S/E Pan de Azúcar, sobre la línea Pan de Azúcar – Las Palmas 2x220kV. Este punto de apertura permite obtener una isla resultante con un balance aceptable entre carga y generación, lo cual favorece a las dos islas creadas. Se analizaron también aperturas en Los Vilos, Nogales (doble circuito Nogales – Los Vilos) y en Pan de Azúcar (Punta Colorada - Pan de Azúcar), sin embargo, las respuestas no han sido satisfactorias.

El escenario bajo análisis resulta de alto impacto debido a que la transferencia por el doble vínculo Charrúa - Ancoa se encuentra maximizado y los niveles de demanda del SIC se encuentran en valores medios, lo que implica menores montos de carga cortada por EDAC respecto a escenarios de demanda alta, donde se espera se encuentren habitualmente los máximos niveles de transferencia. Desde este punto de vista, escenarios de demanda baja serían aún más críticos, sin embargo, el escenario aquí analizado muestran claramente todos los efectos que produce la contingencia, y además resulta de alta probabilidad de ocurrencia. Para demandas bajas se observaron los mismos efectos que para demanda media.

En la Figura 5.9 se muestran los resultados de la simulación ante la apertura de los interruptores de la S/E Pan de Azúcar, transcurridos 500mseg luego del despeje de la falla, lo que equivale a rápidos tiempos de respuesta.

Obsérvese que luego de 20 segundos de simulación, los subsistemas centro y norte permanecen estables.

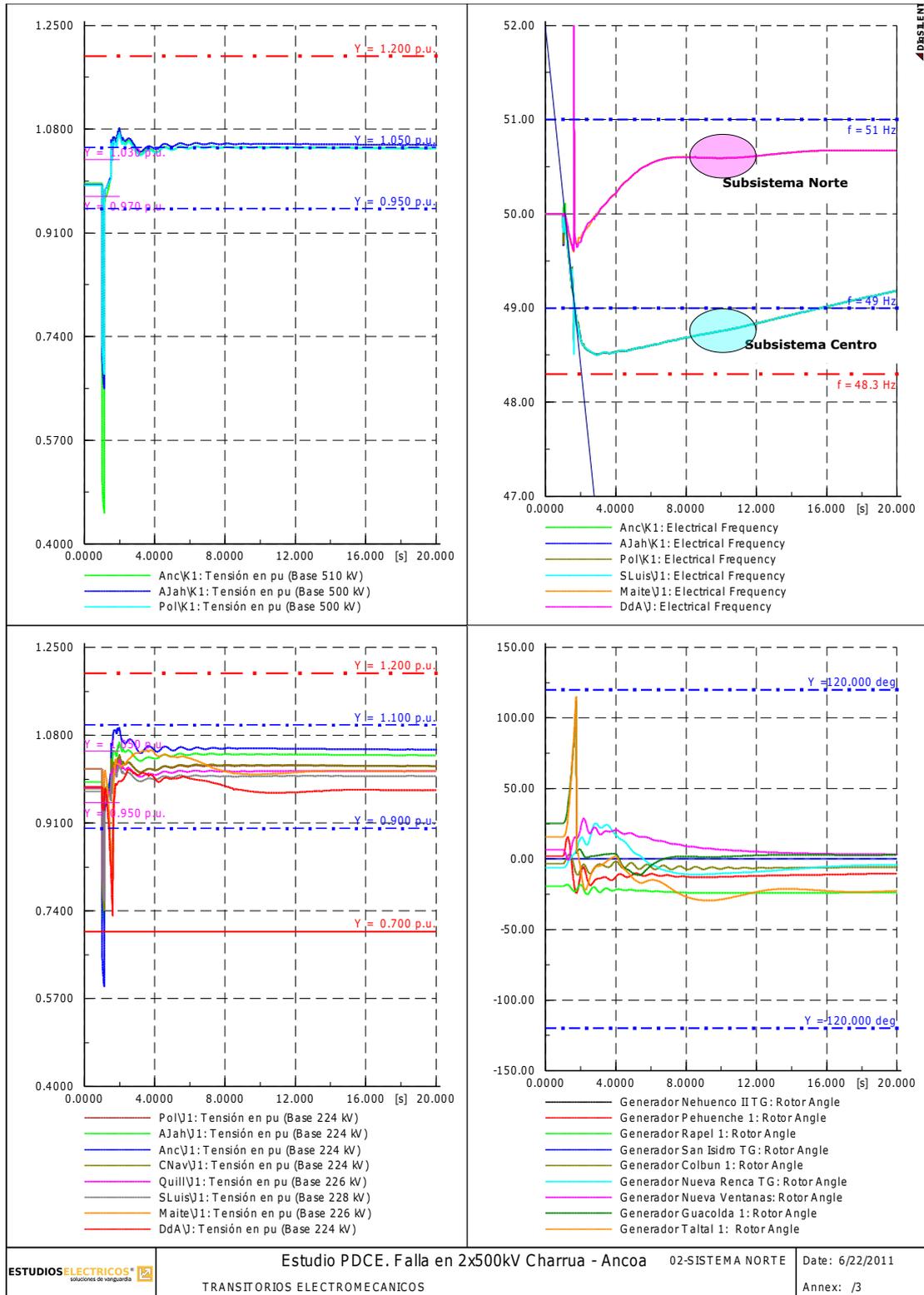


Figura 5.9 - Variables sistémicas. Apertura en Pan de Azúcar a los 500mseg

Durante la evolución transitoria, las variables permanecen dentro de los rangos exigidos por la NTSyCS, no alcanzándose niveles instantáneos de tensión superiores a 1,2 pu ni inferiores a 0,7pu post-falla para el sistema de transmisión. Sin embargo, la tensión en los nodos de 500kV de las SS/EE Ancoa, Alto Jahuel y Polpaico permanece en un valor superior a 1,05pu a los 20

[Ir al índice](#)

segundos de simulación, lo que indica que deben tomarse medidas adicionales, destinadas al control de tensión en las barras del sistema. La sub-tensión transitoria en Diego de Almagro (subsistema norte) alcanza valores cercanos a 0,7pu pero siempre superiores (exigencia de la NTSyCS). Esta condición puede ser mejorada reduciendo a valores mínimos el tiempo de apagado de los PSS de la central Guacolda (toff).

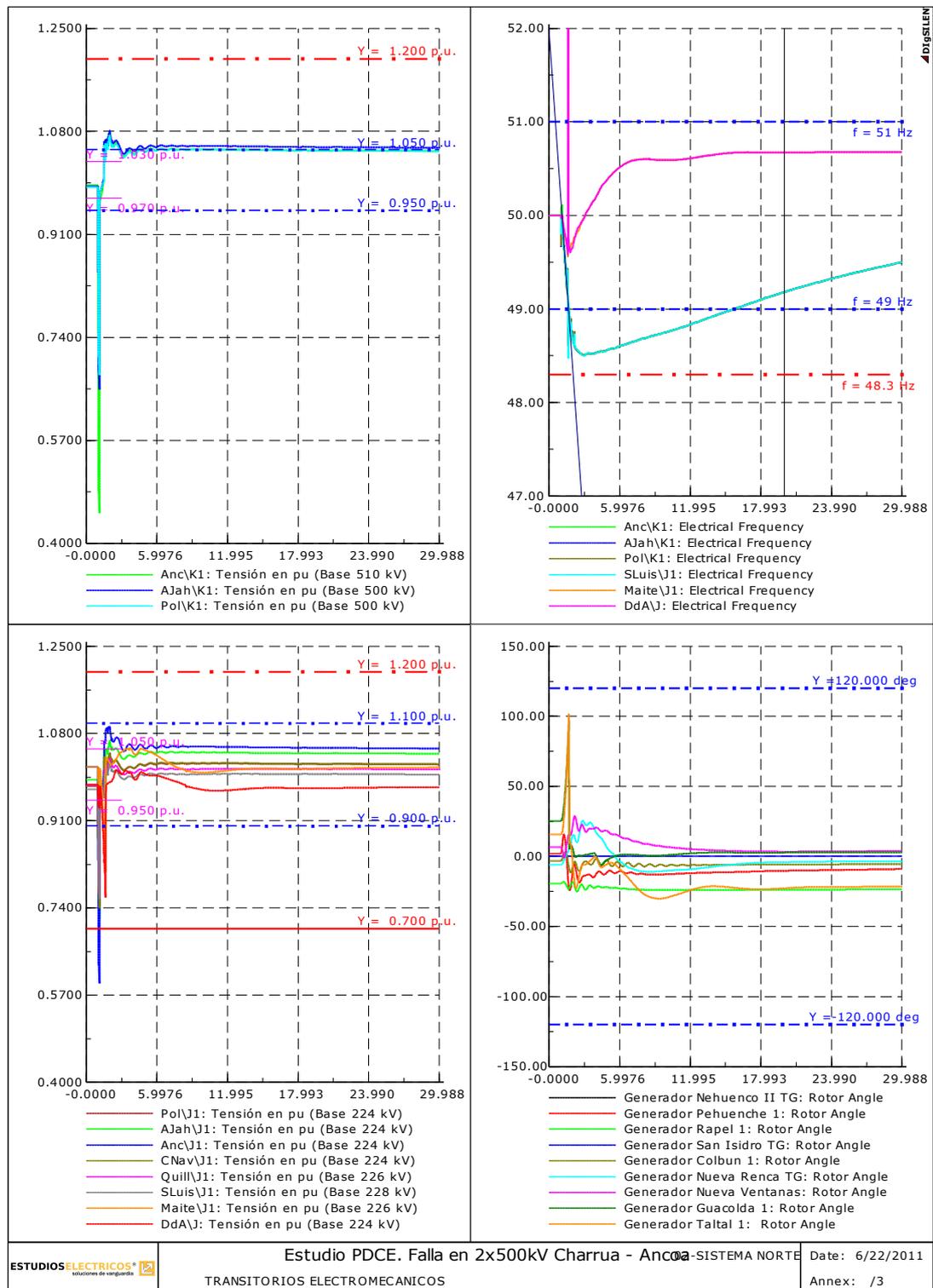
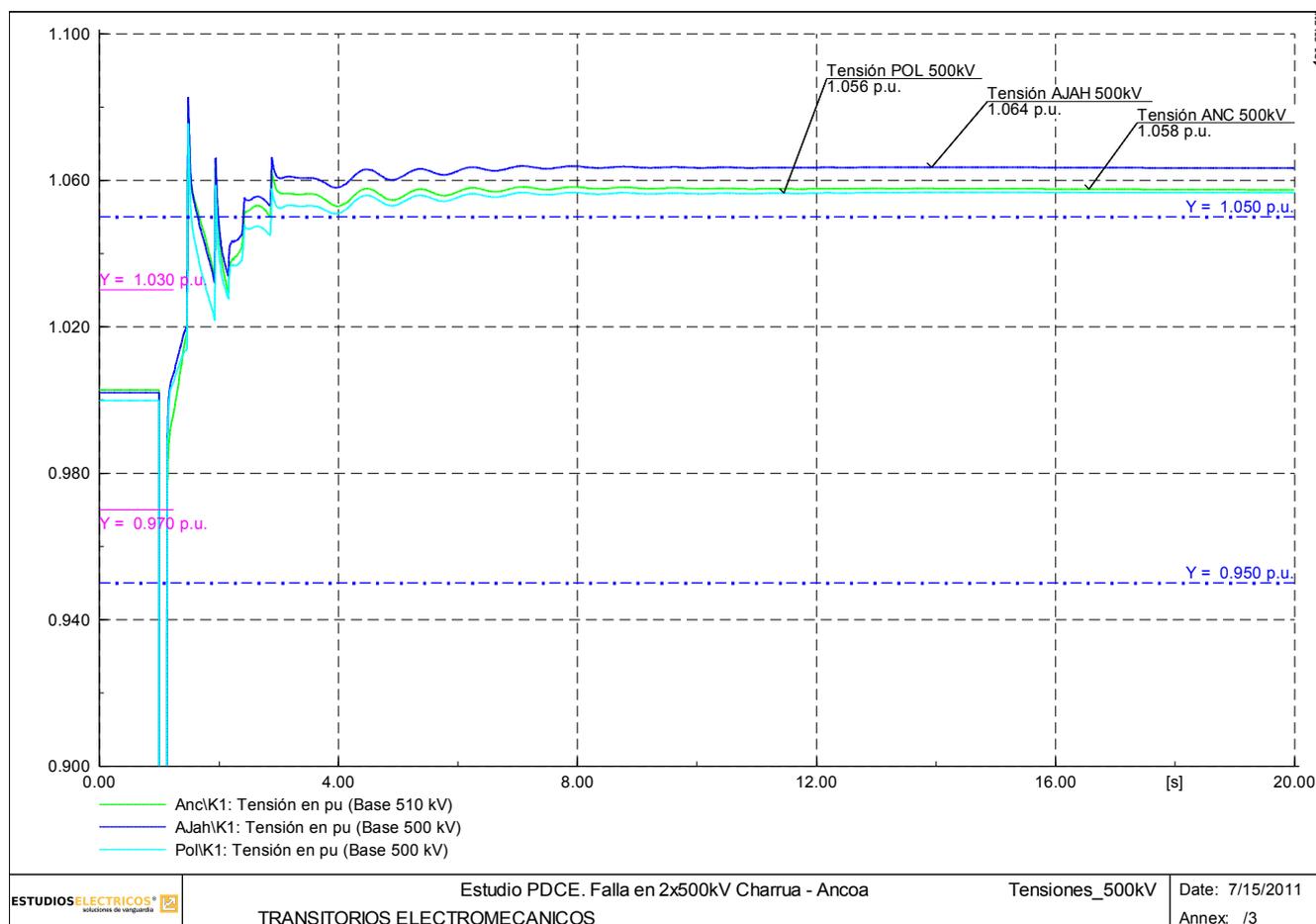


Figura 5.10 - Variables sistémicas. Apertura en Pan de Azúcar a los 500mseg. toff = 0 seg

## 5.5.4 Control de tensión

El gran desprendimiento de carga requerido para evitar el colapso del subsistema centro-norte, provoca elevaciones en los niveles de tensión en las barras del sistema. En todos los casos debe verificarse que la tensión no supere los 1,2pu (p.u. de la tensión de servicio) en forma instantánea, y que luego de 20 segundos de ocurrida la contingencia, permanezca dentro de los límites fijados por la NTSyCS.

La siguiente figura muestra la evolución de la tensión en las barras de 500kV del subsistema centro transcurridos 20 segundos de simulación. Es importante destacar que los valores de tensión se encuentran normalizados a los valores de tensión de servicio de cada barra.



Si bien la evolución de la tensión no alcanza niveles superiores a los 1,2 pu, los valores finales de la simulación muestran tensiones por encima de 1,05pu para las barras de 500kV. A su vez, el nivel de tensión alcanzado dependerá, además del desprendimiento de carga, de las tensiones pre-contingencia asociadas a cada barra.

Tanto en la S/E Alto Jahuel como en la S/E Ancoa existen bancos estáticos de capacitores y reactores para el control de tensión. Dado que las barras de estas subestaciones son representativas del estado de los niveles de tensión del subsistema, es posible realizar un control

local por medio de los recursos allí disponibles. La siguiente tabla muestra los equipos destinados al control de tensión en las SS/EE mencionadas.

ELEMENTO	SUBESTACIÓN	POTENCIA MVAR]	TENSIÓN [KV]	CONTROLADO
Capacitor	Alto Jahuel	65	220	-
Capacitor	Alto Jahuel	50	220	-
Banco 1 Capacitores	Alto Jahuel	4 x 33	66	-
Banco 2 Capacitores	Alto Jahuel	4 x 33	66	-
Reactor	Alto Jahuel	-91	220	MAIS
Capacitor	Ancoa	65	220	
Reactor	Ancoa	-91	220	MAIS

Tabla 5.6 - Elementos para el Control de Tensión en Ancoa y Alto Jahuel

Ante sobretensiones en el subsistema centro-norte es posible implementar un recurso que contemple la desconexión de capacitores y/o la conexión de reactores para disminuir los niveles de tensión del sistema. Dado que los tiempos de actuación requeridos no son inmediatos, el esquema puede poseer ajustes del orden de los 10 segundos, lo que no afectaría la respuesta del sistema frente a posibles sobretensiones transitorias. Por otra parte, siendo que los reactores son controlados mediante el esquema de MAIS, se decide prescindir de estos elementos para evitar solapamiento de los controles. En el caso de requerirse, se mencionará explícitamente.

De esta forma queda conformado un esquema en actuación similar a los MAIS, sólo que en este caso el esquema opera sobre los capacitores.

## 5.6 SUBSISTEMA SUR

Al igual que en el subsistema CENTRO-NORTE, la pérdida del doble circuito Charrúa - Ancoa 500kV representa para el subsistema SUR un desbalance de potencia igual a la potencia pre-contingencia circulante por el doble vínculo. Los escenarios de despacho típicos presentan un flujo de potencia con dirección sur-norte a través de este doble circuito, por lo que se presentará para la mayor parte de los casos un exceso de generación, el cual debe ser compensado antes que la frecuencia alcance a valores indeseados, entendiéndose, valores NO ADMISIBLES POR LA NTSyCS.

Realizando un análisis simplificado de la contingencia, pueden deducirse los siguientes puntos:

- Dado que la transferencia por el doble vínculo Charrúa - Ancoa en el común de los escenarios tiene un sentido sur-norte, la mayor parte de las veces se observarán fenómenos de sobrefrecuencias,
- la tasa de crecimiento de la frecuencia se encuentra íntimamente relacionada con los niveles de transferencia presentes. Por ello, los escenarios de mayor transferencia resultan los de mayor impacto,
- el desbalance entre demanda y generación del área sur debe compensarse con la desconexión de unidades generadoras,
- frente a escenarios de altas transferencias, la contingencia provoca grandes excursiones de las variables del sistema, lo que puede presentar problemas de inestabilidad si no se toman acciones en tiempos adecuados.

Teniendo en consideración estas premisas básicas, el esquema de defensa deberá contemplar la solución de estas problemáticas por medio de recursos estabilizantes, sean éstos existentes o a implementar.

**5.6.1 Respuesta libre**

Se emplea para el análisis de la respuesta libre el mismo escenario empleado para analizar la respuesta del subsistema centro-norte; escenario de demanda media (6370MW) y máxima transferencia (1360MW) por Charrúa - Ancoa 500kV.

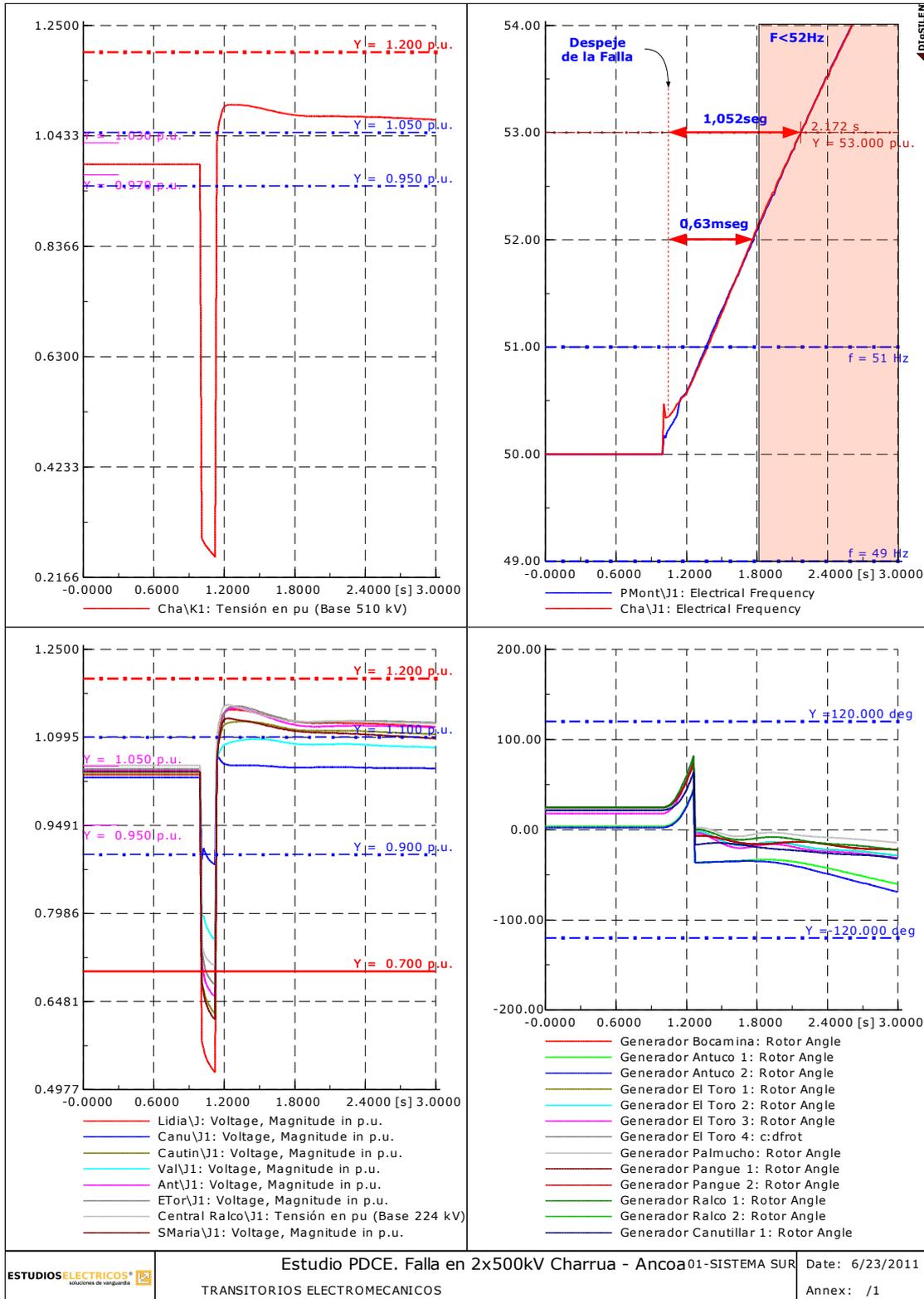


Figura 5.11 - Respuesta libre , subsistema Sur

[Ir al índice](#)

La evolución de la frecuencia alcanza valores indeseados en tiempos mínimos debido al gran desbalance post-contingencia presente en el subsistema. Por ello, es necesario tomar acciones en tiempos relativamente cortos, de manera de evitar el colapso.

El recurso a implementar debe contemplar sin lugar a dudas, la reducción de generación en el subsistema sur.

Los tiempos de colapso mostrados en la figura 5.11, impiden implementar un esquema de reducción de generación dado que se requiere la desvinculación de grandes montos de potencia en tiempos muy reducidos, del orden de milisegundos. Por ello, la desconexión completa de unidades generadoras surge como principal alternativa para lograr la estabilización del subsistema sur.

En esta instancia resulta de gran relevancia el monto de generación a desvincular. El disparo de unidades debe hacerse de manera precisa considerando las condiciones de disponibilidad para el disparo y despacho de cada uno de los generadores:

- cortes de generación por exceso provocarían subfrecuencias y posteriores cortes de carga,
- cortes por defecto, podrían desembocar en sobrefrecuencias incontrolables.

La elección de los generadores a desvincular resulta un parámetro fundamental para la implementación del recurso. La variabilidad del flujo de potencia circulante a través del doble vínculo, implica la necesidad de contar con un amplio abanico de posibilidades de disparo con el fin de escoger la mejor combinación para alcanzar el monto de potencia objetivo. La barra Charrúa 220kV resulta el punto de convergencia de un gran número de unidades térmicas e hidráulicas, por lo que resultan candidatas a participar del recurso a implementar. Además, la detección de la falla sería local, lo que representa una ventaja para la implementación final del recurso.

El siguiente punto analiza las características de la generación presente en Charrúa y su factibilidad para conformar el recurso en estudio.



**5.6.2 Estabilidad en frecuencia**

Si bien los reguladores de velocidad de las unidades presentes en el subsistema sur tenderían a colaborar con el restablecimiento de la frecuencia, en escenarios pre-contingencia de altas transferencias, la tasa de crecimiento de la frecuencia resulta extremadamente elevada, e impide el control por parte sólo de estos equipos.

A su vez, elevaciones de frecuencia no controladas podrían provocar desconexión de generadores desordenadamente, lo que también causaría el colapso del sistema. Las condiciones establecidas en la NTSyCS, indican que las unidades generadoras deberán continuar operando sus unidades bajo la acción de su Controlador de Velocidad para variaciones de la frecuencia que estén dentro de los límites mostrados a continuación.

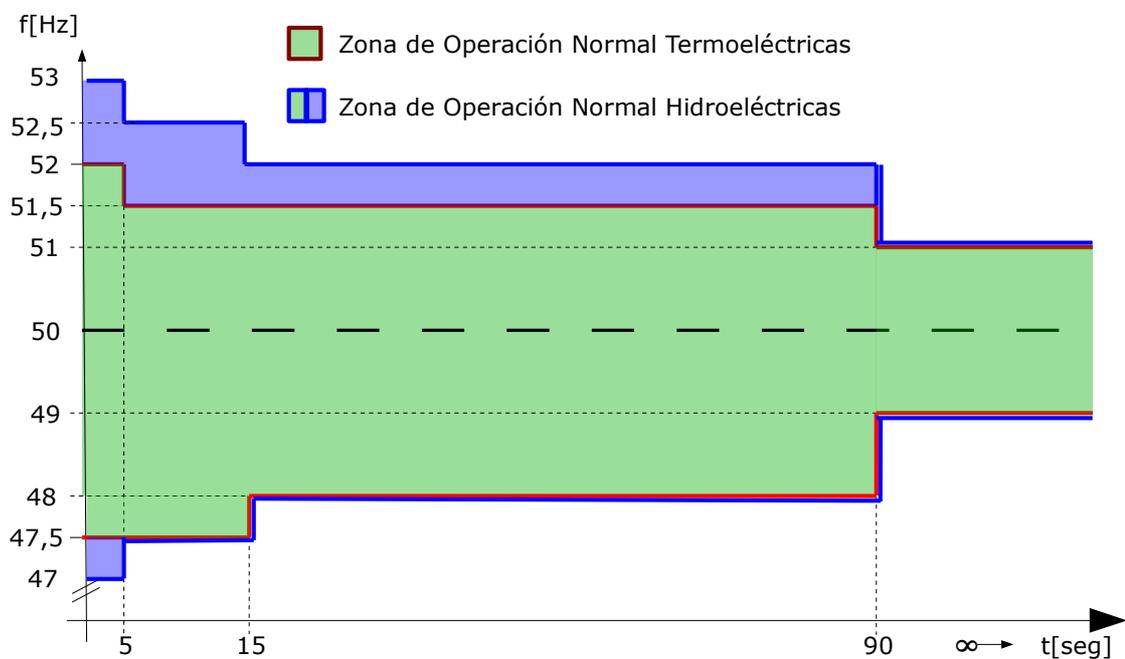


Figura 5.12 - Operación Normal en Frecuencia

Las altas tasas de crecimiento de la frecuencia obligan a una acción rápida, pretendiendo no alcanzar los límites de la Figura 5.12. De aquí que se considera necesario evaluar el disparo de generación controlada en el área sur.

Al igual que para los cortes de demanda, la metodología empleada para el disparo de generación debe ser analizada en detalle. En los siguientes puntos se analizan características tales como generación disponible, alternativas de desconexión, prioridad de generadores, esquemas, etc.

## Generación en Charrúa

En el nodo Charrúa 220kV convergen las unidades de mayor potencia del subsistema SUR, presentando una potencia instalada de aproximadamente 3800MW entre generación hidráulica y térmica. Esta condición permite disponer de la potencia necesaria para restablecer la frecuencia a través del disparo de unidades que acometen a esta barra.

La siguiente figura resume la totalidad de unidades que aportan potencia al nodo Charrúa 220kV y que pueden resultar candidatas a ser disparadas frente a esta contingencia. La generación presente en este nodo equivale aproximadamente al **77%** de la generación instalada en el subsistema sur, lo que refleja buena disponibilidad para realizar el disparo en forma precisa.

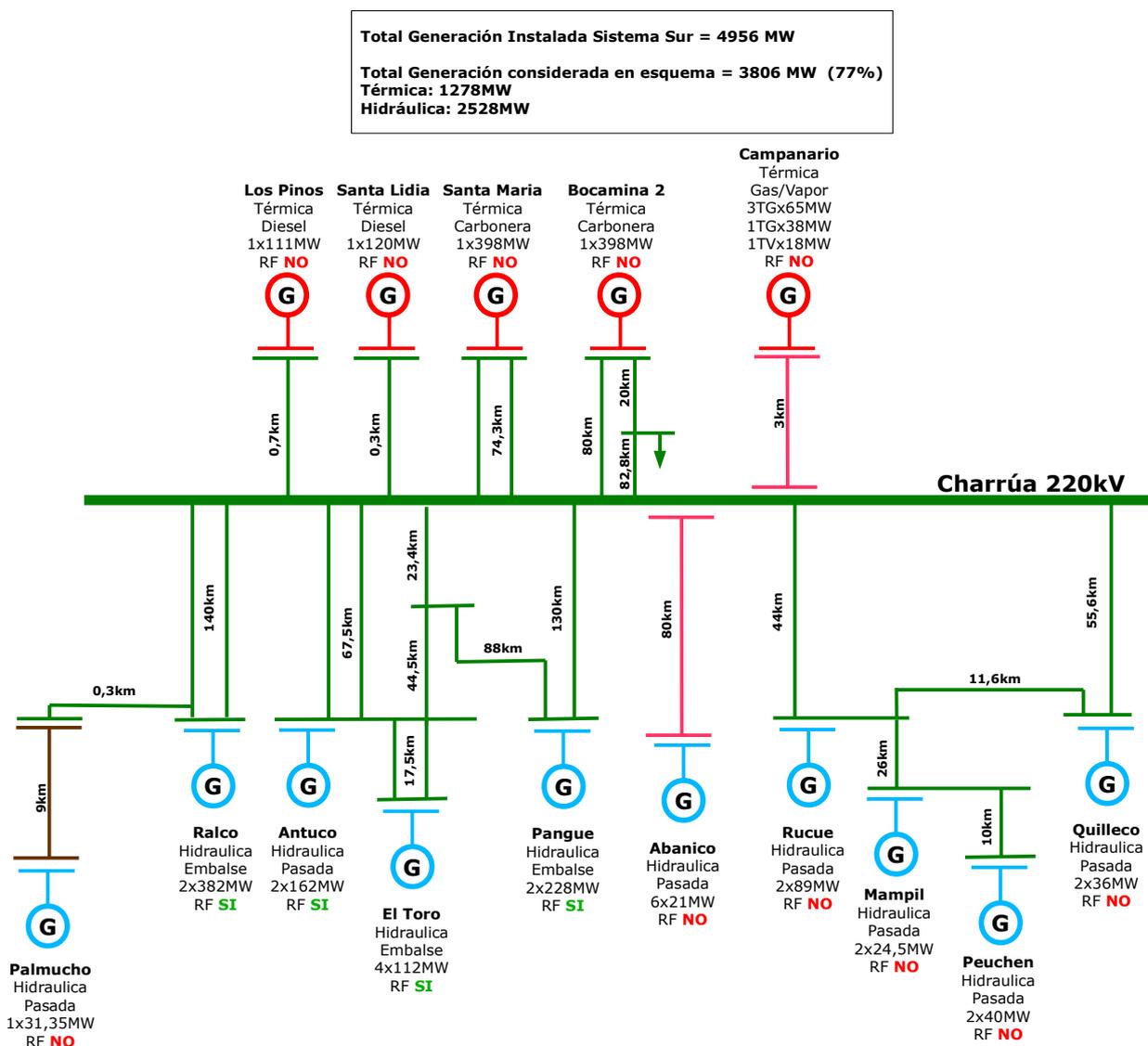


Figura 5.13 - Generación en nodo Charrúa 220kV – Subsistema Sur

[Ir al índice](#)

En cada una de centrales mostradas se indica la cantidad de unidades, la potencia nominal y si participan de la reserva asignada al control de frecuencia. La unidades ubicadas en la parte inferior son del tipo hidráulico, mientras que las de la parte superior son del tipo térmico.

Como se mencionó anteriormente, debe lograrse un disparo selectivo de generadores según la potencia requerida, lo que obliga a implementar un sistema inteligente que permita establecer prioridades de disparo de las unidades generadoras en función de su disponibilidad y potencia de despacho.

### **Alternativas de desconexión**

Debido al requerimiento de precisión en el corte de generación, sumado a los cortos tiempos de actuación requeridos, se encuentra necesario establecer un vínculo entre algunas unidades generadoras y un equipo central presente en la subestación Charrúa, encargado de desencadenar los eventos necesarios para la estabilización del sistema.

La configuración topológica de las unidades mostradas permite, en muchos casos, que las unidades sean desvinculadas a través de su interruptor de máquina o a través de bloques, por medio de interruptores presentes directamente en la S/E Charrúa. Esto último incluye además la desvinculación de líneas de transmisión, lo que colabora con el control de las sobretensiones post-contingencia.

El siguiente esquema es representativo de los posibles puntos de disparo. Se indican los interruptores de máquinas e interruptores de líneas que desconectan bloques completos de generación.

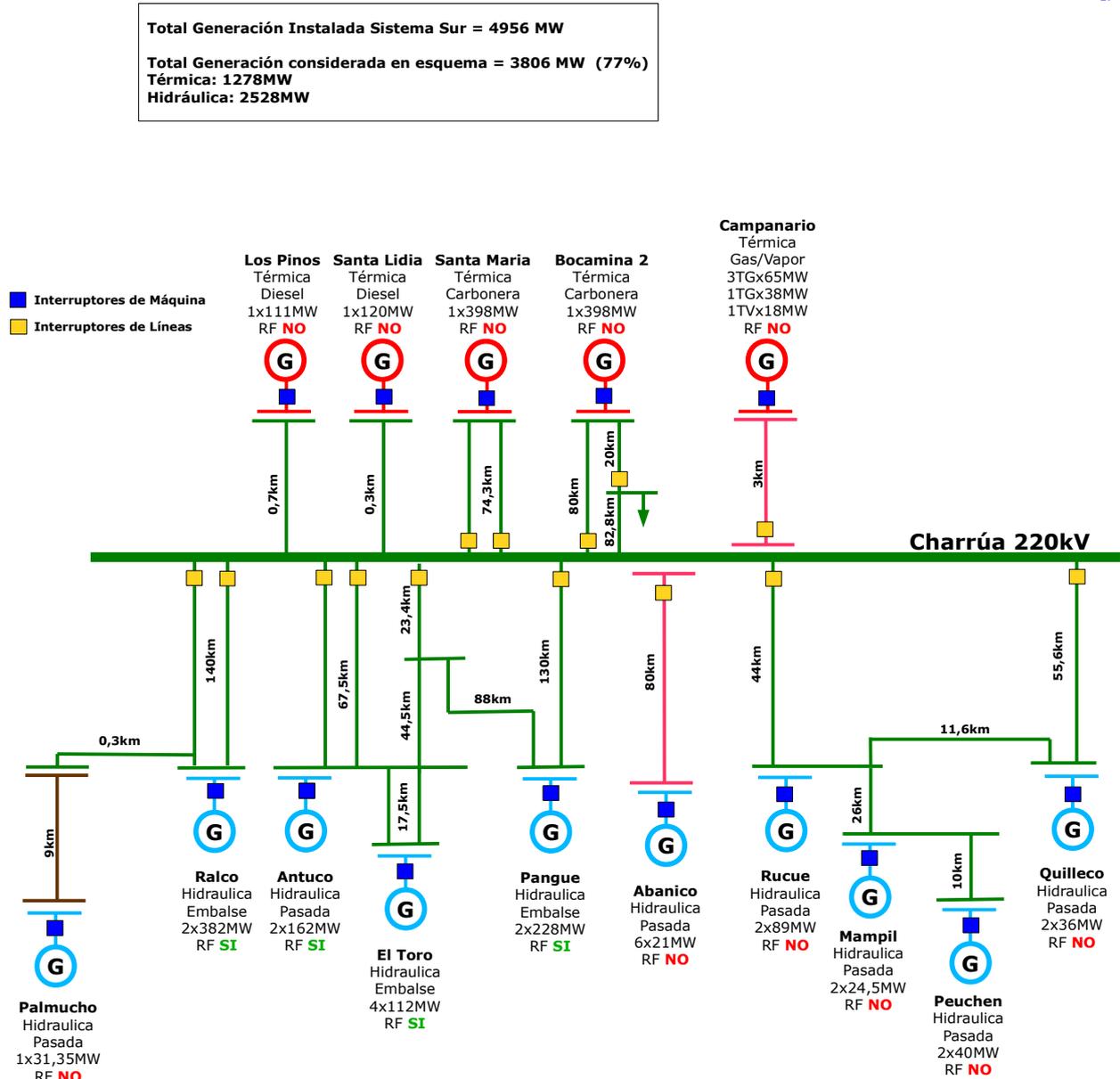


Figura 5.14 - Posibles puntos de Apertura sobre interruptores de línea

La configuración del esquema de disparo se encuentra íntimamente relacionada con la disponibilidad y el despacho de las unidades generadoras que aportan potencia a la barra de Charrúa 220kV. Por ello debe contarse con un grupo de unidades seleccionadas que puedan cumplir con los requerimientos de corte establecidos por la transferencia pre-contingencia por el doble circuito Charrúa - Ancoa. A su vez, las distancias involucradas y la necesidad de comunicación entre el punto de apertura y el equipo central representan un limitante económico al recurso, por lo que debe evaluarse la metodología para la realización de los disparos.

La siguiente tabla indica las distancias involucradas hasta los posibles puntos de apertura y la potencia nominal de unidades y bloques.



Unidad	Tipo	Unidades	Punto de Apertura		Distancia aproximada hasta Charrúa [km]	Potencia Nominal Unidad/Bloque [MW]
			Interruptor de Máquina	Interruptor de Línea		
Palmucho	H	1	✓		150	31
Ralco	H	2	✓		140	764
Bloque Ralco	H	3		✓	0	795
Los Pinos	T	1	✓		0,7	111
Santa Lidia	T	1	✓		0,3	120
Antuco	H	2	✓		68	324
El Toro	H	4	✓		85	448
Pangue	H	2	✓		130	456
Bloque Laja	H	8		✓	0	1066
Santa Maria	T	1	✓		74	398
Bloque Santa María	T	1		✓	0	398
Bocamina 2	T	1	✓		80	398
Bloque Bocamina 2	T	1		✓	83	398
Abanico	H	6	✓		80	126
Bloque Abanico	H	6		✓	0	126
Campanario	T	5	✓		3	121
Bloque Campanario	T	5		✓	0	121
Rucue	H	2	✓		44	178
Mampil	H	2	✓		70	49
Peuchen	H	2	✓		80	80
Quilleco	H	2	✓		56	72
Bloque Rucue	H	8		✓	0	379

Tabla 5.7 - Posibles puntos de disparo de generación. H: unidad hidráulica ; T: unidad térmica

En el punto 6.4 se detalla el análisis de la metodología de disparo en función del análisis de distintas opciones.

## **DESCONEXIÓN DE TODAS UNIDADES INDIVIDUALES**

Siendo que para muchos escenarios la frecuencia crece con una elevada tasa, los cortes deben efectuarse prácticamente de manera instantánea una vez detectada la condición de falla. Por esta razón y sumado a que los cortes requeridos deben realizarse con gran precisión, resulta inviable proponer un esquema de DAG implementado por medio de relés locales, activados por frecuencia absoluta o gradiente de frecuencia, que resulte correctamente coordinado.

En base a esto último, la implementación de un esquema de disparos individuales de unidades generadoras requeriría un esquema de comunicación entre la S/E Charrúa (ubicación del automatismo de detección de falla) y las principales centrales de generación. Esto involucraría aproximadamente 500 km de comunicación para las unidades hidráulicas, y 200 km adicionales si se incluyen las centrales térmicas.

Además, resulta de relevancia mencionar que la actuación de un esquema con estas características conllevaría a que líneas de 220kV de gran longitud, y por ende gran susceptancia capacitiva, queden conectadas en vacío al nodo Charrúa, incrementando la tensión en el nodo y deteriorando el control de tensión.

A modo de referencia, en la Figura 5.15 se muestra la respuesta de la evolución de frecuencia considerando el disparo instantáneo (300 msec de retardo NO INTENCIONAL), de las unidades detalladas en la Tabla 5.8, luego de la apertura del doble circuito.

<b>GENERADOR</b>	<b>DESPACHO PRE-CONTINGENCIA</b>
<b>Ralco 1</b>	375 MW
<b>Palmucho</b>	26 MW
<b>El Toro 1</b>	102 MW
<b>El Toro 2</b>	102 MW
<b>El Toro 3</b>	102 MW
<b>Pangue 1</b>	227 MW
<b>Pangue 2</b>	227 MW
<b>Antuco 1</b>	80 MW
<b>Antuco 2</b>	75 MW
<b>Total</b>	<b>1316 MW</b>
<b>Transferencia CHA-ANC 500kV</b>	<b>1365 MW</b>

Tabla 5.8 - Unidades disparadas

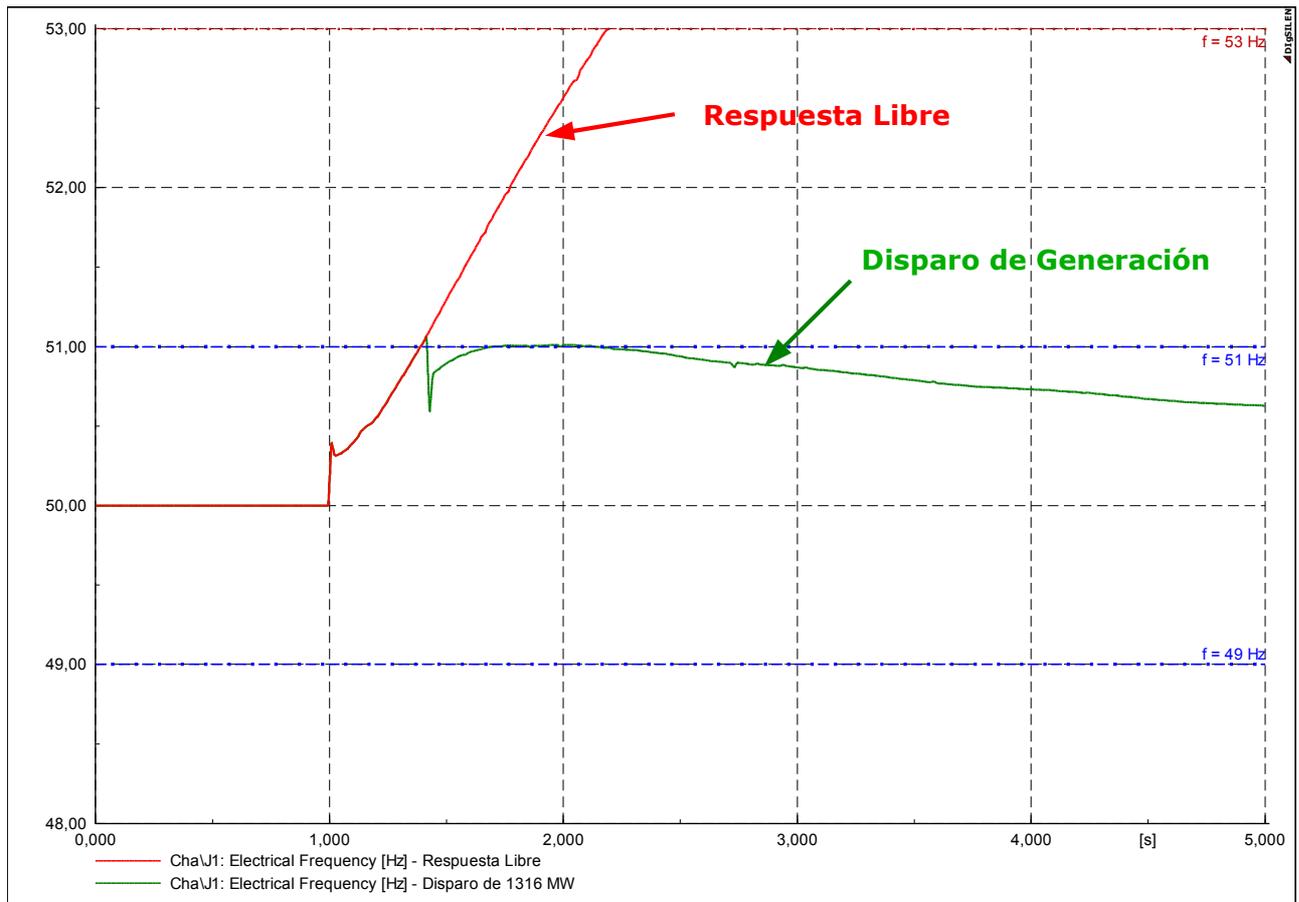


Figura 5.15 - Comparación de RESPUESTA LIBRE y RESPUESTA CON DISPARO DE GENERACIÓN

Se aprecia que la frecuencia evoluciona satisfactoriamente y el sistema sur resulta estabilizado por un recurso de estas características. Se encuentra también, que mayores retardos en la actuación del disparo de los generadores provocaría sobrefrecuencias indeseadas o inadmisibles.

**Como criterio de desempeño, se considerará satisfactoria una respuesta si la frecuencia se encuentra siempre en un valor menor o igual a 51,5Hz, o por sobre los 51,5Hz durante menos de 5 segundos. Esto, porque dentro de ese entorno la NTSyCS especifica que unidades térmicas e hidráulicas deben permanecer operativas.**

Para el caso de estudio, las líneas en vacío generan una importante cantidad de reactivo (~150 MVar) que debe ser absorbido por las centrales remanentes. Esto provoca una elevación de las tensiones, alcanzando en las redes de 220kV niveles muy cercanos a los límites post-falla.

En la Figura 5.16 se destacan los principales flujos de reactivo post-contingencia, 10 segundos después de sufrida la contingencia.

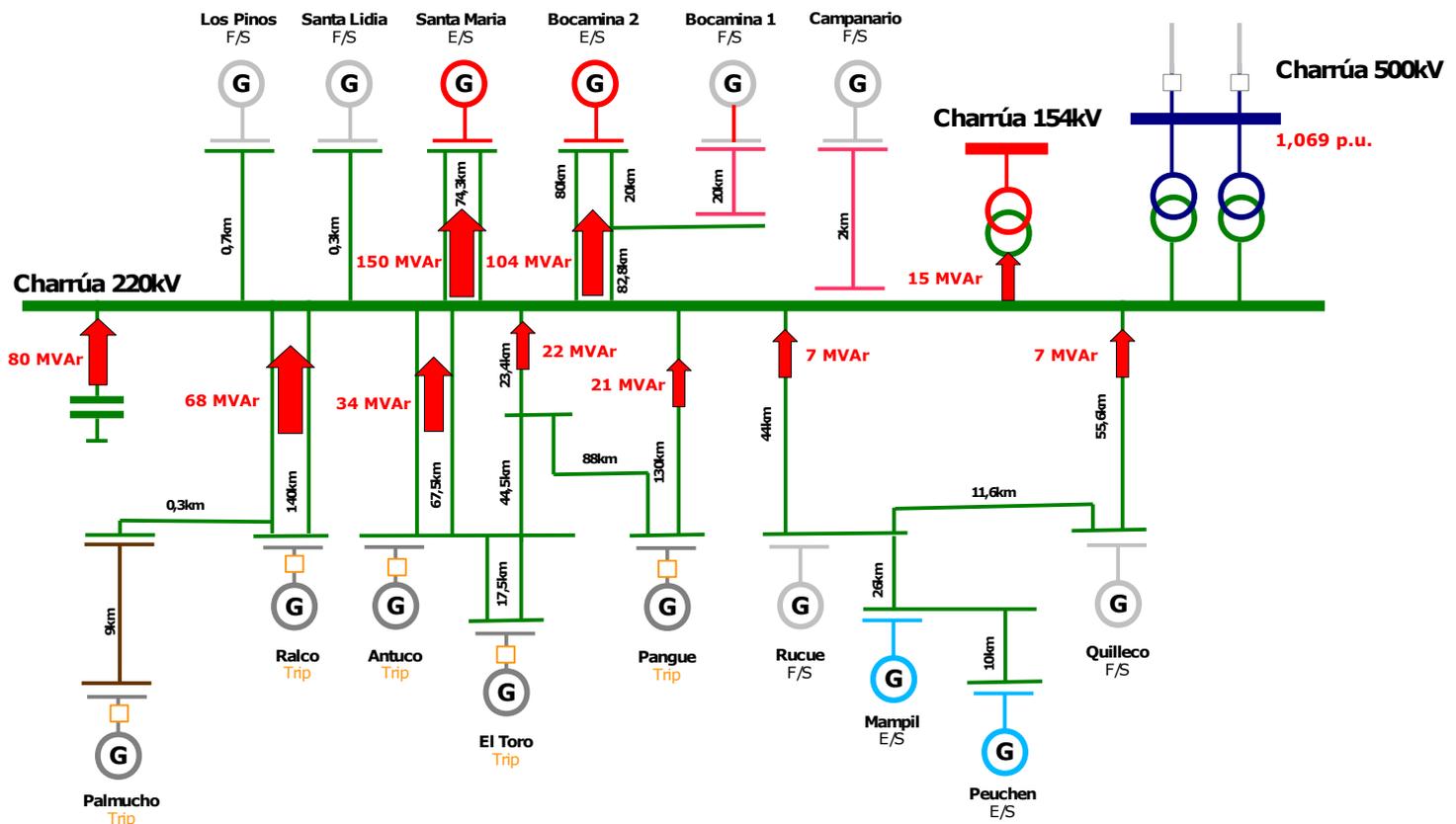


Figura 5.16 - Aporte de potencia reactiva de las Líneas de 220kV en vacío

## DESCONEXIÓN CONJUNTA: UNIDADES INDIVIDUALES Y BLOQUES

En base a este análisis se propone un segundo esquema, que en lugar de considerar sólo desvinculación de unidades individuales, utilice conjuntamente bloques de generación y unidades individuales. El esquema plantea las siguientes premisas para el disparo:

- Los bloques de generación serán establecidos en función de la conexión eléctrica existente entre las centrales, de forma tal de dirigir las señales de disparo directamente a los interruptores de líneas de 220kV. Con estos bloques de generación se realizará el corte "grueso".
- Las unidades individuales serán seleccionadas para poder hacer un ajuste "fino" del disparo de generación. Naturalmente éstos requerirán comunicación con el nodo Charrúa.

Analizando la conexión de las centrales con el nodo Charrúa, pueden definirse los siguientes bloques de generación y unidades individuales. Tal como puede observarse, una unidad generadora puede ser desconectada individualmente y a su vez estar contenida dentro de un bloque de desconexión, la diferencia radica en que el disparo será en un caso desde el interruptor de máquina y en el otro, desde el nodo Charrúa 220kV.



[Ir al índice](#)

EQUIPO	GENERADOR		POTENCIA EQUIPO [MW] (*)	PUNTO DE APERTURA
	NOMBRE	POTENCIA [MW] (*)		
BLOQUE 1 "RALCO"	Ralco 1	382	795	S/E Charrua 220 kV – Paño Ralco L1 (Z. Caída) S/E Charrua 220 kV – Paño Ralco L2
	Ralco 2	382		
	Palmucho	31		
BLOQUE 2 "LAJA"	Antuco 1	152	1212	S/E Charrua 220 kV – Paño Antuco L1 S/E Charrua 220 kV – Paño Antuco L2 S/E Charrua 220 kV – Paño Trupan S/E Charrua 220 kV – Paño Choguán
	Antuco 2	152		
	El Toro 1	112		
	El Toro 2	112		
	El Toro 3	112		
	El Toro 4	112		
	Pangue 1	230		
	Pangue 2	230		
BLOQUE 3 "RUCÚE"	Rucúe 1	89	380	S/E Charrua 220 kV – Paño Rucúe S/E Charrua 220 kV – Paño Quilleco
	Rucúe 2	89		
	Peuchen 1	40		
	Peuchen 2	40		
	Quilleco 1	36		
	Quilleco 2	36		
	Mampil 1	25		
	Mampil 2	25		
BLOQUE 4 "CAMPANARIO"	Campanario 1	65	251	S/E Charrua 154 kV – Paño Campanario
	Campanario 2	65		
	Campanario 3	65		
	Campanario 4 TG	38		
	Campanario 4 TC	18		
BLOQUE 5 "ABANICO"	Abanico 1	21	126	S/E Charrua 154 kV – Paño Abanico
	Abanico 2	21		
	Abanico 3	21		
	Abanico 4	21		
	Abanico 5	21		
	Abanico 6	21		
BLOQUE 6 "SANTA MARÍA"	Santa Maria	398	398	S/E Charrua 220 kV – Paño Santa María L1 S/E Charrua 220 kV – Paño Santa María L2
SANTA LIDIA	Santa Lidia	120	120	Interruptor de máquina
LOS PINOS	Los Pinos	111	111	Interruptor de máquina
ANTUCO 1	Antuco 1	152	152	Interruptor de máquina
ANTUCO 2	Antuco 2	152	152	Interruptor de máquina
EL TORO 1	El Toro 1	112	112	Interruptor de máquina
EL TORO 2	El Toro 2	112	112	Interruptor de máquina
EL TORO 3	El Toro 3	112	112	Interruptor de máquina
EL TORO 4	El Toro 4	112	112	Interruptor de máquina

(\*): Valores referenciales. Las mediciones para el cálculo debe ser realizadas en el punto de apertura

[Ir al índice](#)

Puede apreciarse que las posibilidades de disparo involucran una amplia variedad de unidades, lo que posibilita, a través de una combinación adecuada, obtener con gran precisión el monto de potencia objetivo a desvincular.

El esquema de cálculo implementado en el recurso deberá obtener la combinación óptima que desconecte líneas o unidades generadoras, de forma tal que la potencia cumpla con los requisitos determinados para lograr una respuesta satisfactoria.



## 6 ETAPA C. Diseño de Recursos

Los recursos a implementar en el SUBSISTEMA NORTE deben contemplar soluciones a las problemáticas analizadas en el apartado 5.5; el recurso a implementar en el SUBSISTEMA SUR debe contemplar soluciones a las problemáticas analizadas en el apartado 5.6 .

Conceptualmente, se definen en este capítulo cada uno de los recursos estabilizantes a implementar, evaluando su desempeño en distintos escenarios de operación, mediante simulaciones dinámicas de transitorios electromecánicos. Cada recurso se resume a continuación.

### RECURSOS SUBSISTEMA CENTRO-NORTE

	RECURSO 1	RECURSO 2	RECURSO 3
<b>OBJETIVO</b>	Evitar colapso por inestabilidad en frecuencia	Evitar colapso por inestabilidad angular ante grandes transferencias sur-norte	Control de sobretensión. (Cumplimiento NTSyCS)
<b>ACCIÓN</b>	Desconexión de carga en el subsistema centro	Apertura de los interruptores de las líneas de 220kV Pan de Azúcar – Las Palmas, en S/E Pan de Azúcar	Desconexión de bancos de capacitores en las SS/EE Alto Jahuel y Ancoa
<b>IMPLEMENTACIÓN</b>	Esquema de DAC distribuido sobre el subsistema centro, implementado a través de relés de gradiente de frecuencia	Esquema de SINCROFASORES entre las barras de 220kV de las SS/EE Los Vilos y Pan de Azúcar	PLC Centralizado en la S/E Alto Jahuel + Relé de Tensión en la S/E Ancoa
<b>DESCRIPCIÓN</b>	<p>Para evitar el colapso por frecuencia del subsistema Centro-Norte, fundamentalmente en escenarios de altas transferencias, se requiere el corte adicional de carga para altas tasas de decaimiento de la frecuencia.</p> <p>Para ello deben desconectarse grandes bloques de demanda en tiempos mínimos que permitan el restablecimiento de la frecuencia y colaboren con el control angular.</p>	<p>Para la detección de la inestabilidad se requieren tiempos de actuación rápidos llevada a cabo mediante equipos que permitan realizar una medición precisa de las variables.</p> <p>Para ello, es posible implementar un esquema de sincrofasores entre las barras del sistema el que permite medir en tiempo real las variables necesarias y tomar acciones frente a ello.</p>	<p>Con el fin de reducir las tensiones post-contingencia, se requiere la implementación de un recurso que actúe sobre los equipos de control de tensión en barras determinadas del sistema.</p> <p>Para ello se desconectan bancos de capacitores para la disminución de la tensión.</p> <p>Este recurso actúa en tiempos mayores a los 10 segundos luego de la contingencia, complementario al esquema de MAIS.</p>
<b>JUSTIFICACIÓN</b>	<p>La implementación del recurso contempla una distribución de cargas homogénea de manera de afectar en forma equitativa a las diferentes empresas involucradas.</p> <p>Así, los cortes adicionales necesarios pueden realizarse de forma distribuida en el subsistema Centro.</p>	<p>La inestabilidad angular causada por la contingencia debe ser detectada en forma eficiente y en tiempos mínimos para evitar el colapso.</p> <p>Por ello, se recurre a un esquema de sincrofasores, que ofrecen mediciones precisas de variables críticas y flexibilidad para el procesamiento de los datos.</p> <p>Las SS/EE escogidas para la medición permiten detectar la inestabilidad, minimizando la comunicación física entre los equipos y por lo tanto los costos de implementación.</p>	<p>La desvinculación de grandes bloques de demanda causados por los cortes adicionales y por el esquema de EDAC causan la elevación de la tensión en las barras de 500kV y 220kV del subsistema Centro-Norte.</p> <p>Dado que se observa una dependencia directa entre las tensiones de las barras de las SS/EE Ancoa y Alto Jahuel con el resto del sistema, se utilizan los recursos allí disponibles para disminuir el aporte de potencia reactiva a la red.</p>



## RECURSOS SUBSISTEMA SUR

<b>RECURSO 4</b>	
<b>OBJETIVO</b>	Evitar colapso por inestabilidad en Frecuencia → sobrefrecuencia
<b>ACCIÓN</b>	Desconexión de Generación
<b>IMPLEMENTACIÓN</b>	Esquema centralizado en la S/E Charrúa, con acciones locales y comunicación con algunas de las unidades designadas para el disparo (acciones remotas)
<b>DESCRIPCIÓN</b>	Para evitar el colapso por frecuencia del Subsistema Sur, fundamentalmente en escenarios de altas transferencias, se requiere el corte de generación en tiempos mínimos luego del despeje de la falla. Para ello deben desconectarse unidades individuales o bloques de generación que permitan el restablecimiento de la frecuencia. Las unidades preestablecidas para el disparo aportan potencia a la barra de Charrúa 220kV.
<b>JUSTIFICACIÓN</b>	<p>La gran cantidad de generación concentrada en la barra de Charrúa 220kV ofrece una alternativa viable para el disparo de generación.</p> <p>La gran tasa de crecimiento de la frecuencia impone que los tiempos de actuación del esquema sean mínimos, por lo cual las unidades deben ser disparadas con el menor retardo posible con el fin de evitar condiciones indeseadas (retardo intencional nulo).</p> <p>Algunas de las unidades generadoras participantes del recurso deben encontrarse comunicadas con el PLC centralizado en la S/E Charrúa. Para ello el esquema tiene en cuenta la minimización de la comunicación dadas las grandes distancias involucradas.</p>

## **6.1 RECURSO 1: Cortes adicionales de carga**

Como se muestra en el punto 5.5.1 , el esquema de desconexión de carga implementado actualmente no es capaz de estabilizar el sistema ante la pérdida del vínculo Charrúa - Ancoa, cuando las transferencias son elevadas. Por ello, para evitar el colapso por sub-frecuencia se debe desvincular demanda adicional, en montos tales que permitan el restablecimiento de la frecuencia. Además, a fin de evitar colapsos por inestabilidad angular, los cortes deben efectuarse en tiempos mínimos.

### **6.1.1 Antecedentes**

Se transcriben aquí artículos de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio vigente, relativos al tema de análisis.

#### Artículo 5-13

Los EDAC que se implementen en Instalaciones de Clientes como Recursos Generales de Control de Contingencias serán los que se justifiquen técnica y económicamente de acuerdo a los Estudios Específicos que efectúe la DO para estos efectos y el Estudio de EDAC. Esto es sin perjuicio de los Recursos Especiales de Control de Contingencias Extremas que pueda definir la DO.

Los montos que se implementen podrán ser modificados por la DO, en caso de producirse incorporaciones o modificaciones importantes en el SI que puedan afectar el correcto funcionamiento de los EDAC, para así mantener ajustado su valor a las necesidades de SyCS del SI.

#### Artículo 5-14

Los propietarios de las Instalaciones de Clientes serán responsables de administrar e instalar, según corresponda, los equipamientos necesarios para cumplir con los porcentajes de participación en el EDAC por subfrecuencia que defina la DO en base a criterios técnicos y económicos para cumplir con las exigencias de la presente NT.

#### Artículo 5-16

En las Instalaciones de Clientes se implementará el aporte al EDAC por subfrecuencia a través de:

- a) Instalación de equipamientos que deben medir la frecuencia absoluta en forma local en un tiempo no mayor a 150 [ms] y enviar, en forma instantánea, la señal de apertura a los interruptores que desconectan los consumos o cargas que participan del EDAC por subfrecuencia.

[Ir al índice](#)

- b) En forma complementaria se podrá utilizar Equipos de Compensación de Energía Activa que permitan generar en forma instantánea el consumo o carga que participa en el EDAC por subfrecuencia.

No obstante lo anterior, la DO podrá solicitar la instalación de equipamientos que además de medir la frecuencia absoluta, midan la tasa de cambio de la misma en un tiempo no mayor a 150 [ms] y que envíen, en forma instantánea, la señal de apertura a los interruptores que desconectan los consumos

#### Artículo 6-56

En el diseño del EDAC por subfrecuencia y subtensión se deberán tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- a) La DO deberá ubicar la primera etapa de activación del EDAC por subfrecuencia en valores menores o iguales a 49,2 [Hz]. En el caso de EDAC por tasa de variación de frecuencia, estos podrán activarse a partir en valores superiores a 49,2 [Hz] e inferiores a 49,7 [Hz] siempre que no se produzcan activaciones indeseadas del EDAC.
- b) La activación de la última etapa del EDAC por subfrecuencia deberá cubrir la mayor Contingencia Severa probable, entendiéndose por tal, una falla con una tasa de ocurrencia de hasta una vez cada 5 años. Esta contingencia puede estar dada por la pérdida de un bloque de generación o la salida de un tramo del Sistema de Transmisión.
- c) Se deberá procurar que la demanda comprometida en las primeras etapas del EDAC por subfrecuencia sean reducidas, a los efectos de permitir cubrir los eventos de falla de mayor probabilidad de ocurrencia, con excesos mínimos para la desconexión de demanda.
- d) El EDAC por subfrecuencia tendrá un mínimo de 4 etapas. La cantidad de etapas de este esquema será determinado por la DO a partir de las inversiones en equipamiento necesarias, la reducción de los montos de ENS que resultan por excesos de desconexión de demanda y la capacidad para discriminar o diferenciar las diversas etapas de frecuencia.
- e) El EDAC por subfrecuencia se activará a partir del valor absoluto de la frecuencia. No obstante lo anterior, la DO deberá evaluar la necesidad y/o conveniencia de combinar etapas que se activen por el valor absoluto de la frecuencia y/o por la tasa de variación de la frecuencia.
- f) La DO deberá considerar la conexión de relés de desconexión de carga por subtensión para prevenir los riesgos de un colapso de tensión.

### 6.1.2 Requerimientos

Del análisis de diversas alternativas para la desvinculación de la demanda, surgen los siguientes requerimientos que deben cumplir los puntos de desvinculación para lograr la *estabilización del subsistema*.

- **Redes con grandes bloques de demanda**

Condición necesaria para lograr el balance del subsistema en tiempos mínimos.

- **Demanda a desvincular representativa de la demanda del sistema**

Del análisis de la falla se observa una gran dependencia entre los niveles de demanda a desvincular y los niveles de demanda globales del sistema. Así, se requieren demandas que posean similar comportamiento a la demanda del sistema.

- **Montos de demanda suficientes para estabilizar el subsistema**

Los montos requeridos dependen de la condición de demanda global y deben resultar suficientes para lograr el balance del subsistema en tiempos mínimos.

- **Ubicadas dentro del subsistema centro**

La demanda a desvincular debe encontrarse en el subsistema centro, limitado entre las SS/EE Ancoa y Los Vilos. Cargas al norte de Las Palmas podrían no quedar formando parte del subsistema centro.

- **No desvincular generación**

Los puntos de apertura no deben bajo ningún punto de vista, desvincular unidades generadoras del sistema, siendo ésta una condición adversa para la estabilización.

- **Puntos de ubicación de relés**

Los relés deben estar ubicados en puntos que aseguren la desconexión de demanda ante cualquier condición operativa del sistema. Redes con cambios de conexión en el punto de alimentación, con anillos que puedan operar de distintas maneras, con generación interna, con curvas de carga planas, etc, pueden no garantizar la correcta ejecución del esquema.

**Análisis de la demanda del área**

Se representa en la figura siguiente la distribución de demandas sobre el subsistema centro-norte, según la clasificación dispuesta en la BD del CDEC-SIC. Se consideran todas las redes al norte de Charrúa.

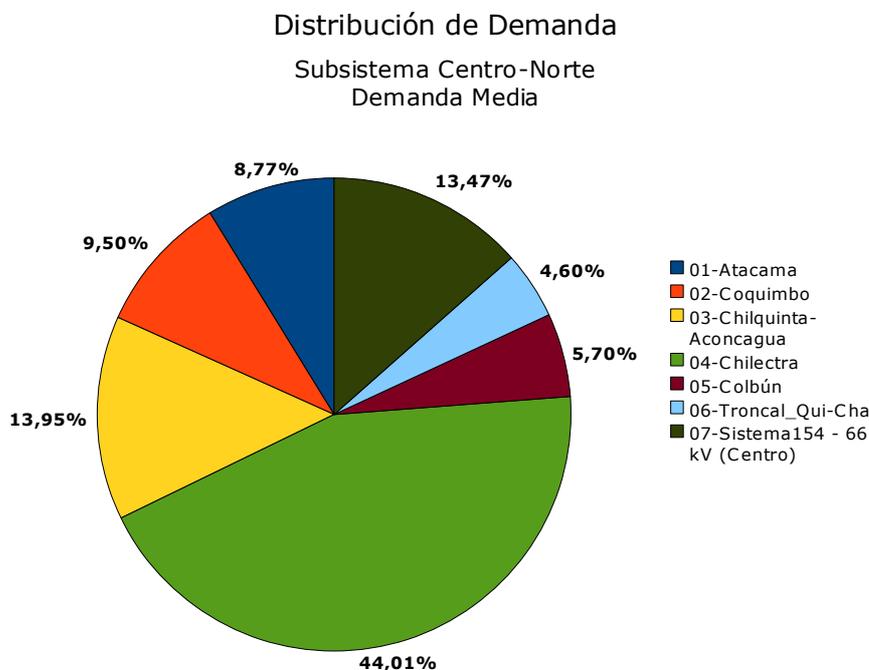


Figura 6.1 - Distribución de la demanda. Subsistema Centro-Norte

Esta distribución corresponde a la totalidad del subsistema centro-norte. Sin embargo, con el fin de evitar el colapso por inestabilidad angular y tensión, se determinó que el sub-sistema puede ser separado en dos islas eléctricas, por medio de la apertura de interruptores de 220kV en la S/E Pan de Azúcar (ver punto 5.5.3). Por esta razón, las demandas de las redes "Atacama" y "Coquimbo" no deben ser consideradas para el corte adicional, siendo que no tendrían efectos sobre la recuperación de la frecuencia.

Luego, la nueva distribución de demandas (útiles para amortiguar el desbalance de potencia) se representa en la siguiente figura.

## Distribución de Demanda

### Subsistema Centro Demanda Media

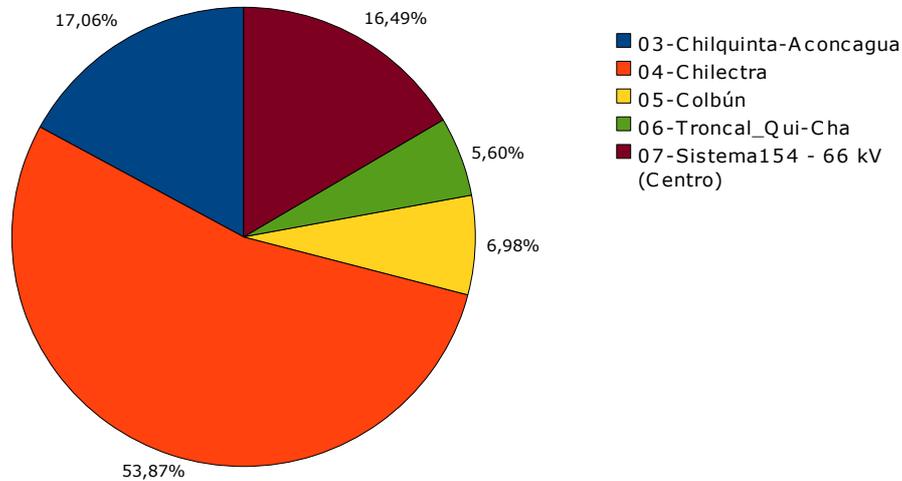


Figura 6.2 - Distribución de la demanda. Subsistema Centro

Como puede observarse, la red de Chilectra posee una demanda que triplica a las otras zonas del subsistema, representando aproximadamente el 54% de la demanda del subsistema Centro. Las redes de Chilquinta y los sistemas de 154kV (y 66kV) poseen aproximadamente un 17% de la demanda total del área centro.

La implementación del recurso necesariamente debe contemplar esta distribución de cargas, de manera de afectar en forma equitativa a las diferentes empresas involucradas. De esta forma, los cortes adicionales necesarios pueden realizarse de forma distribuida y equitativa.

La siguiente tabla resume las principales características relativas a la demanda de las redes de Chilectra, CGE, Chilquinta, Colbún y Troncal, todas ellas pertenecientes al subsistema centro.

RED	DEMANDA [MW]			EDAC IMPLEMENTADO (6 ESCALONES) [MW]			% RELACIÓN RED/SUBSISTEMA CENTRO		
	ALTA	MEDIA	BAJA	ALTA	MEDIA	BAJA	ALTA	MEDIA	BAJA
<b>4 - CHILECTRA</b>	2418,0	2188,0	1309,0	572,2	499,0	299,6	53,7	53,0	48,8
<b>7 - CGE/TRANSNET</b>	801,0	730,0	422,0	225,2	207,6	125,0	17,7	17,7	15,7
<b>3 - CHILQUINTA</b>	729,0	693,0	563,0	184,2	165,5	128,2	16,2	16,8	21,0
<b>5 - COLBÚN</b>	323,0	284,0	206,0	92,5	86,2	63,5	7,1	6,9	7,6
<b>6 - TRONCAL</b>	233,0	229,0	190,0	50,4	48,3	43,4	5,2	5,6	7,1

Tabla 6.1 - Características de la demanda

### 6.1.3 Diseño del esquema

Para el plan de defensa en estudio se propone instalar relés de gradiente de frecuencia que desvinculen consumos en las redes mencionadas, según la tasa de decaimiento de la frecuencia en el escenario en el que ocurre la falla.

Respecto a esto, se encuentran las siguientes ventajas:

- Los centros de cargas del subsistema centro se encuentran alejados del punto de ocurrencia de la contingencia. Esto implica que, de requerirse vínculos de comunicación, los costos resultarían extremadamente elevados.
- La desvinculación de demanda remota a través de vínculos de comunicación al momento de la ocurrencia de la contingencia, resultaría en principio no selectiva debido al desconocimiento inicial de la transferencia instantánea por el doble vínculo y la demanda global del sistema. Resulta claro que la disponibilidad de estas variables implicaría una elevación de los costos y de la complejidad.
- La instalación de relés de gradiente de subfrecuencia implica un recurso puramente local, el cual permite establecer una selectividad entre las cargas a desvincular ya que su actuación se encuentra ligada a la tasa de decaimiento de la frecuencia.
- Cualquier condición de falla que provoque una caída de frecuencia con tasas iguales o superiores a las ocasionadas por esta doble contingencia, provocará la actuación del recurso. Esta es una condición 100% favorable para el sistema, quedando ya evidenciado que el sistema no tolera tales tasas de caída de frecuencia.
- Los relés pueden ser distribuidos y ubicados en las distintas redes del subsistema centro sin que esto implique un limitante al esquema. De esta forma, pueden colocarse relés en diversos puntos siempre que el monto de potencia que desvincula esté en concordancia con lo requerido para la estabilización del sistema.

A partir del análisis de diversos escenarios de estudio, se proponen los siguientes ajustes de gradiente, y montos de desconexión:

### Umbral de ajuste

Se proponen los siguientes ajustes:

ESCALÓN	AJUSTE	ACTUACIÓN
1	<b>-0,9 Hz/seg @ 49,5Hz</b>	Actuación ante condiciones del sistema de impacto moderado. Actuación en escenarios de DEMANDA ALTA, MEDIA y BAJA
2	<b>-1,2 Hz/seg @ 49,5Hz</b>	Actuación ante condiciones del sistema de alto impacto. Actuación en escenarios de DEMANDA ALTA, MEDIA y BAJA
3	<b>-1,9 Hz/seg @ 49,5Hz</b>	Actuación ante condiciones del sistema extremas. Actuación en escenarios de DEMANDA BAJA

Tabla 6.2 - Ajustes de los relés de gradiente para la desvinculación de CARGA ADICIONAL

Se destacan las siguientes características:

- *Tres umbrales de gradiente*

Las diversas condiciones de demanda en el sistema y transferencia por el doble circuito requieren un esquema selectivo de desvinculación de demanda para evitar cortes por defecto o por exceso. Por esta razón se definen tres escalones de gradientes los que producen la desvinculación de la demanda adicional necesaria para cada caso estudiado.

- *Frecuencia de habilitación igual a 49,5 Hz*

Dadas las altas tasas de decaimiento de la frecuencia (mayores a -0,9Hz/seg) necesarias para la activación del esquema, la actuación debe producirse en tiempos reducidos. Por ello, resulta necesario una frecuencia de habilitación ajustada en este valor para lograr condiciones satisfactorias de restablecimiento de la frecuencia.

- *Cumplimiento de NTSyCS*

Los ajustes cumplen con el artículo 6-56 de la NTSyCS en cuanto a que los umbrales de habilitación pueden encontrarse entre 49,2Hz y 49,7Hz, en caso de tratarse de activación por tasa de variación de la frecuencia.



## Montos de corte de carga

Se proponen los siguientes montos de corte de carga:

ESCENARIO	ESCALÓN 1 -0,9 HZ/s	ESCALÓN 2 -1,2 HZ/s	ESCALÓN 3 -1,9 HZ/s
ALTA	<b>220MW (*)</b>	<b>330MW (*)</b>	420MW
MEDIA	205MW	290MW	390MW
BAJA	<b>165MW (*)</b>	<b>180MW (*)</b>	<b>270MW (*)</b>

Tabla 6.3 - Cortes adicionales REQUERIDOS en función del nivel de demanda

Los valores indicados con (\*) deberán necesariamente estar asignadas a nuevos relés de cortes de carga; el resto corresponde a una variación natural de los consumos en las distintas bandas horarias, y no es un requerimiento estricto. Por ejemplo, el tercer escalón de gradiente (-1,9Hz/s) requiere un monto de DAC adicional para demanda baja igual a 270MW. Luego, para demandas medias y altas ese escalón no será activado, por lo tanto NO se requiere ningún monto de potencia. Sin embargo, y como los relés no serán modificados durante el día, ese escalón tendrá asignado (sin ser utilizado) un consumo de aproximadamente 420MW en demanda alta y 390MW en demanda media.

Esquemáticamente, la siguiente gráfica muestra los niveles de corte adicionales requeridos, según el nivel de demanda.

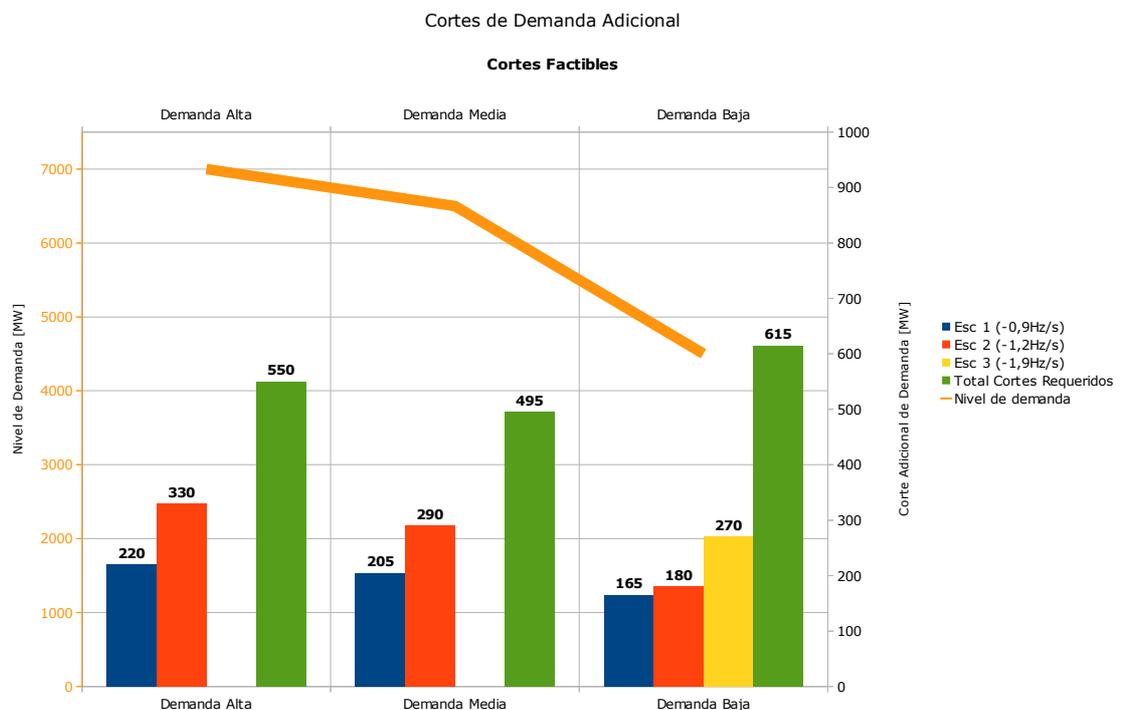


Figura 6.3 - Montos de Demanda Asociados al EDAC Adicional

[Ir al índice](#)

En el punto 8.1 se detallan los montos de corte requeridos, especificados como porcentajes de la demanda de cada zona.

Se observa que el TOTAL DE CORTES REQUERIDOS resulta prácticamente constante para todos los escenarios de demanda, debido a que el esquema es complementario con el EDAC actualmente implementado.

Debe tenerse en cuenta que sobre escenarios de mayor criticidad (altas transferencias, bajas demandas), se activan mayores escalones que sobre escenarios de menor criticidad, tanto del EDAC actual como del adicional propuesto. Finalmente, los montos de corte se corresponden con la transferencia por Charrúa – Ancoa.

Se destacan las siguientes dos características del recurso:

- *Actuación independiente y complementaria con el actual EDAC*

Los escalones propuestos no poseen solapamientos con el EDAC actualmente implementado, no emplean los mismos consumos y por lo tanto, no emplean los mismos relés.

Los gradientes de frecuencia propuestos resultan mayores a los actuales por lo cual están destinados a fallas más severas que las consideradas por el esquema ya implementado. Sin embargo, los esquemas resultan **complementarios** produciendo actuaciones conjuntas según la contingencia ocurrida.

- *Montos de corte inalterables en el tiempo*

Los montos de potencia asignados al EDACxCEX deben permanecer constantes en el tiempo, es decir, deben permanecer inalterados por los crecimientos naturales de la demanda, al menos por el período de validez de este estudio (4 años). Esta condición está dada por la constancia del valor máximo de transferencia por Charrúa - Ancoa, lo que no requiere mayores cortes en escenarios futuros.

- *Actuación sólo para contingencias extremas*

Del estudio de los diversos escenarios se concluye que el esquema resulta necesario para afrontar fallas de más de 750MW de pérdidas de generación con un sistema dividido en 2 grandes islas, SUR y CENTRO-NORTE.

Se determinó que la activación del esquema con el sistema en condiciones normales requiere la pérdida de más de 1000 MW simultáneos de generación para un escenario de demanda baja, lo que equivale a 3 ciclos combinados (ver "Análisis de la activación del esquema", página 92 ).



## 6.1.4 Desempeño del esquema

Las siguiente figura muestra el comportamiento de la frecuencia del subsistema centro para un escenario de demanda media y 1100MW de transferencia. El trazo en rojo representa la respuesta sin la implementación de cortes adicionales de demanda mientras que el verde refleja la respuesta con los cortes adicionales para contingencias extremas. El corte adicional de demanda permite un restablecimiento de la frecuencia del sistema, condición que no es alcanzada con el EDAC actual.

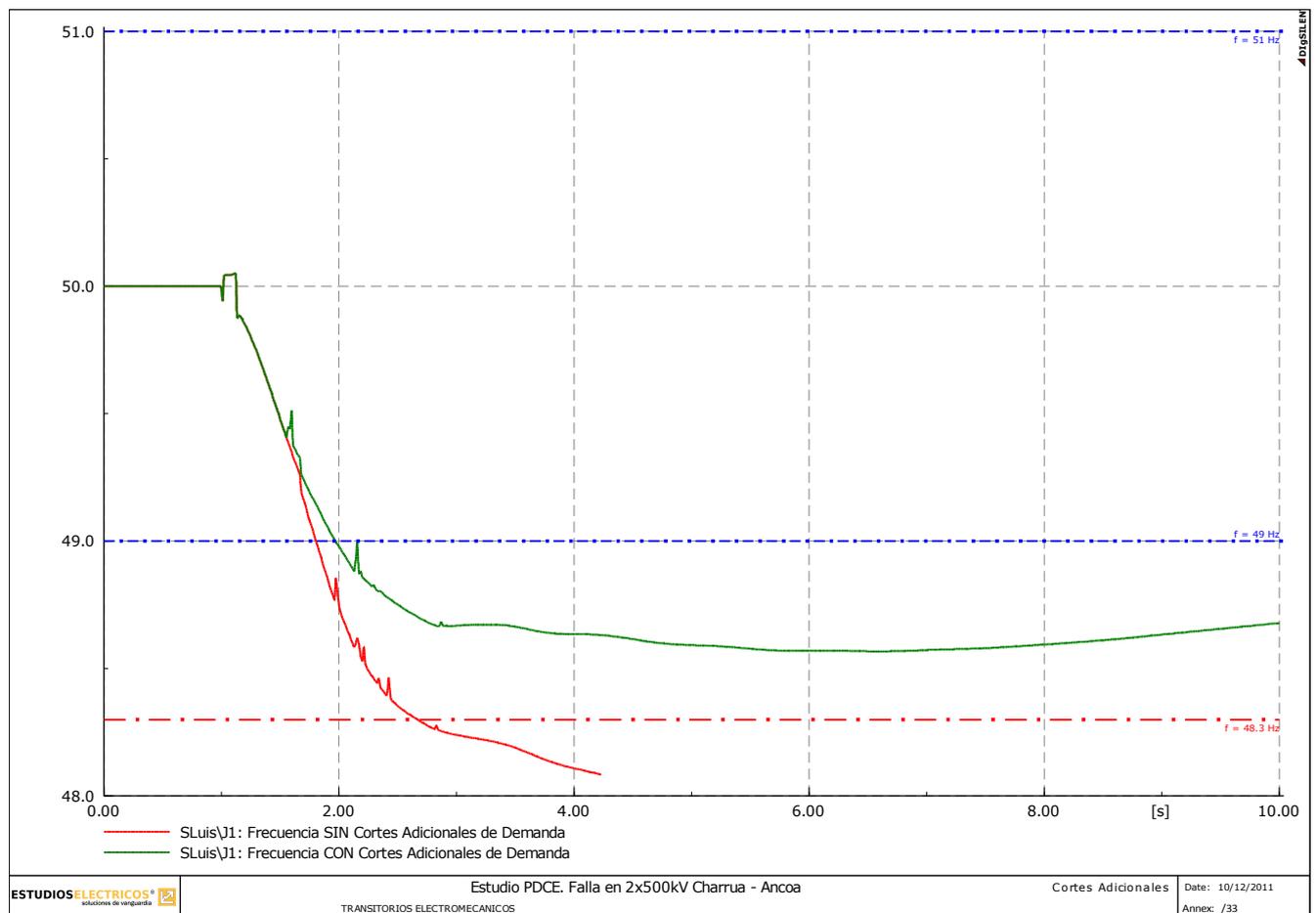


Figura 6.4 - Efecto de los Cortes adicionales de Demanda

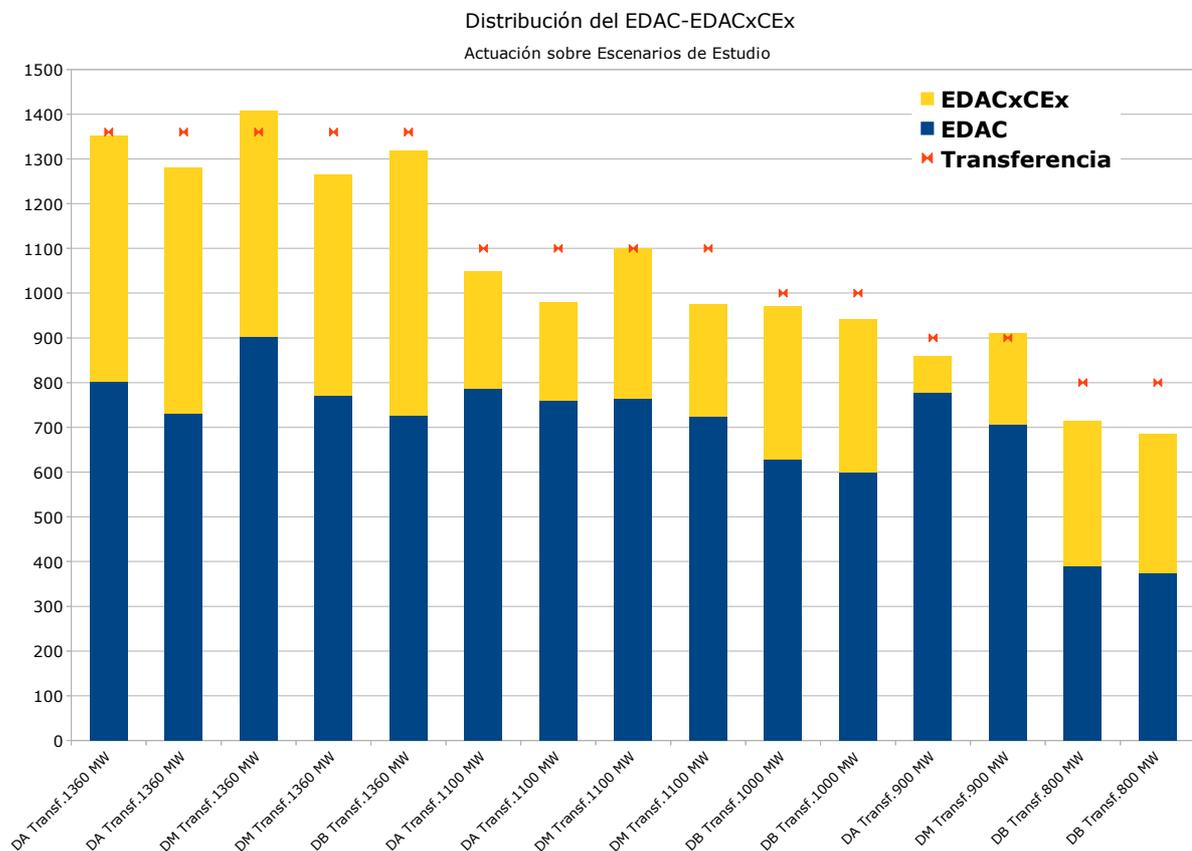
Es importante destacar que el esquema de desconexión adicional de demanda por contingencias extremas no sólo resulta útil para evitar colapsos por frecuencia, sino además colabora indirectamente con la estabilidad angular del subsistema centro norte, se requiera o no la formación de islas.

Luego, en función de los valores de potencia de corte indicados en la tabla 6.3, se simula la contingencia extrema sobre todos los escenarios diseñados para el estudio, obteniendo la siguiente distribución de DAC (sólo se muestran resultados para escenarios que requieren la actuación del EDACxCEX)

Escenario	EDAC [MW]						EDACxCEx [MW]			Total
	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5	Esc 6	Esc 1	Esc 2	Esc 3	
DA_1360MW_4Guac	312	165	21	161	142	0	220	330	0	1351
DA_1100MW_4Guac	312	165	6	161	142	0	220	43	0	1049
DA_900MW_4Guac	312	165	6	161	133	0	60	21	0	858
DA_1360MW_3Guac	258	180	111	181	0	0	220	330	0	1280
DA_1100MW_3Guac	369	180	29	181	0	0	220	0	0	979
DM_1360MW_4Guac	292	150	201	130	130	0	205	290	0	1398
DM_1100MW_4Guac	292	150	62	130	130	0	205	130	0	1099
DM_900MW_4Guac	292	150	5	130	130	0	205	0	0	912
DM_1360MW_3Guac	320	165	137	148	0	0	205	290	10	1275
DM_1100MW_3Guac	292	165	61	148	58	0	205	45	0	974
DB_1000MW_4Guac	192	97	134	101	76	0	165	178	0	943
DB_800MW_4Guac	192	97	4	98	0	0	165	158	0	714
DB_1360MW_3Guac	245	112	158	113	89	9	165	178	250	1319
DB_1000MW_3Guac	245	112	158	113	0	0	165	178	0	971
DB_800MW_3Guac	244	112	18	0	0	0	165	146	0	685

Tabla 6.4 - Actuación de Desconexión de Carga por Baja Frecuencia

En el siguiente gráfico se resumen los resultados de la complementación entre el EDACxBF (convencional) y el EDACxCEx para los distintos escenarios de transferencia.



[Ir al índice](#)

Las siguientes figuras muestran la respuesta de la frecuencia del subsistema centro para todos los escenarios de estudio, separados por nivel de demanda. El tiempo de simulación es de 10 segundos con el objetivo de destacar el valor mínimo de frecuencia.

La respuesta dinámica completa de la frecuencia junto con la de las demás variables del sistema se pueden observar en el documento anexo a este informe.

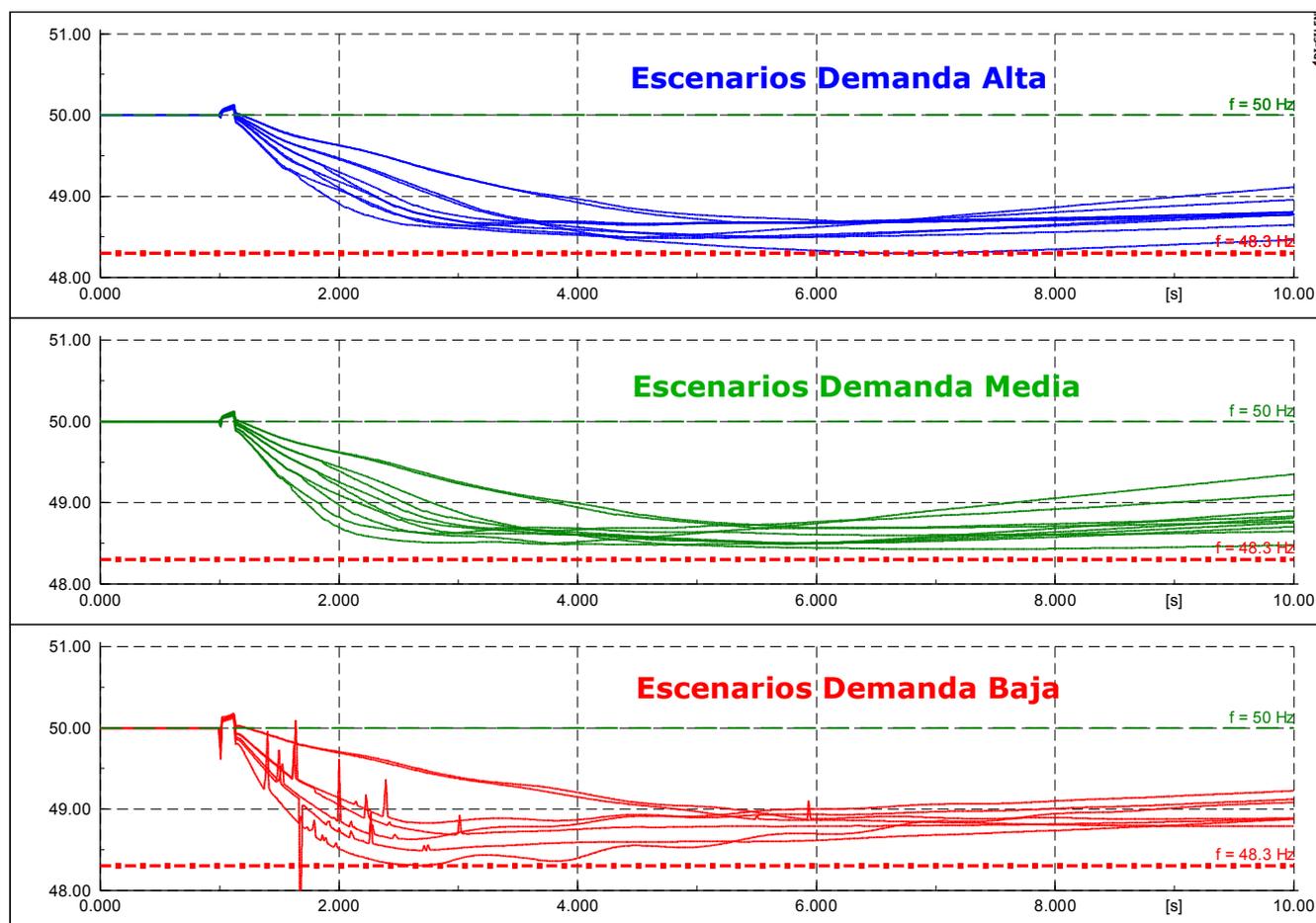


Figura 6.5 - Respuesta de la frecuencia del subsistema centro

**Sensibilidad: Tiempo de apertura de interruptores**

Considerando la aleatoriedad de los tiempos de apertura de los interruptores debe evaluarse la respuesta del esquema frente a retardos en los tiempos de apertura de las demandas asociadas. Por ello, para la siguiente simulación se considera una situación pesimista de tiempo de apertura de 150mseg para todas las cargas asociadas al EDACxCEX.

Esta simulación se realiza para el escenario de mayor criticidad, el cual posee una transferencia de 1360MW para un escenario de demanda baja. La siguiente tabla resume la actuación de los EDAC para cada una de las simulaciones.

Escenario	tswitch EDACxCE	EDAC [MW]	EDACxCEx [MW]	Total [MW]
DB_1360MW_DB	50 mseg	725	594	<b>1319</b>
	150 mseg	783	594	<b>1377</b>

Tabla 6.5 - Actuación de EDAC en función del tiempo de apertura de los interruptores

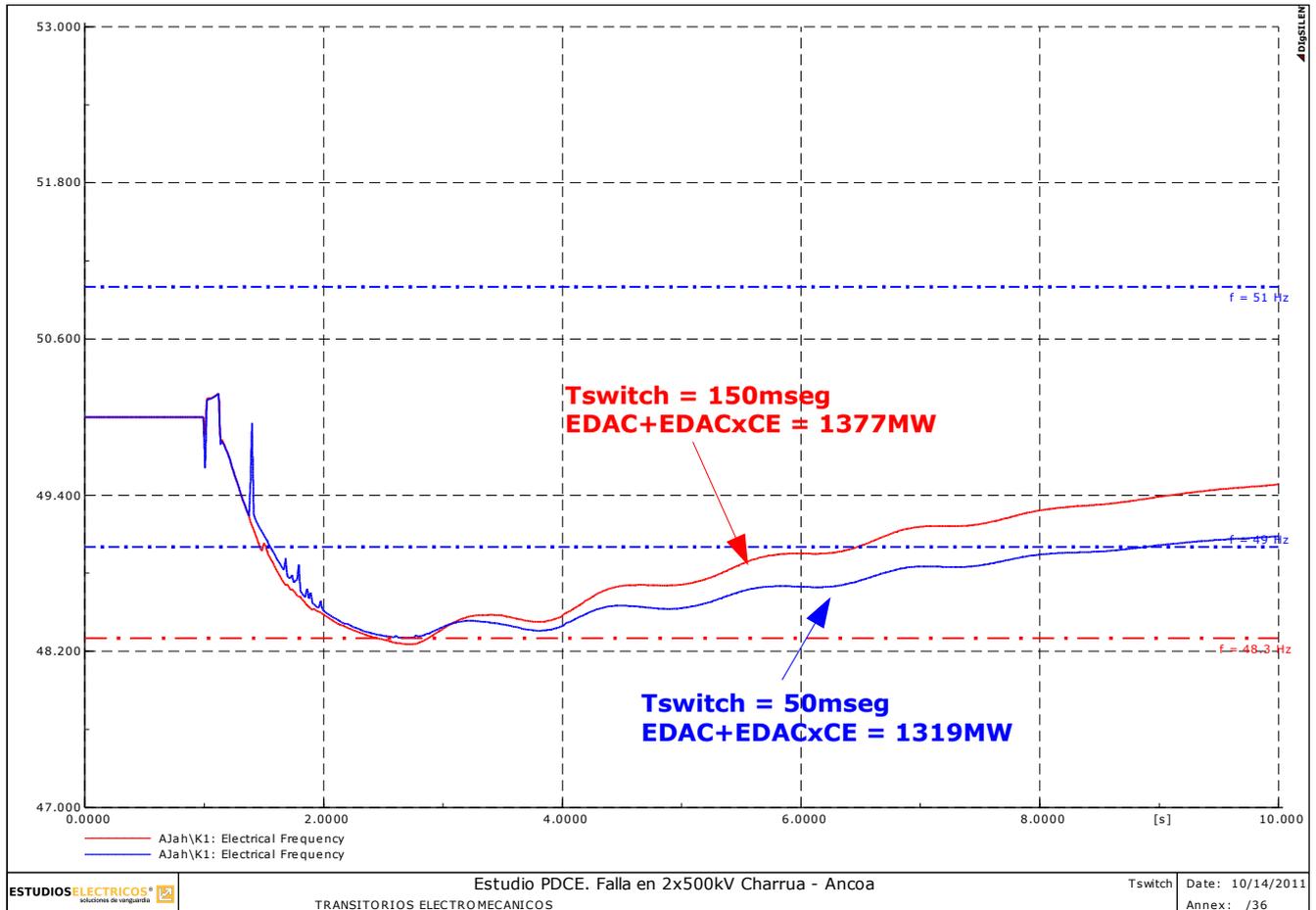


Figura 6.6 - Comparación de Tiempo de Interruptor

La figura muestra respuestas satisfactorias para ambas condiciones de tiempos de apertura de interruptores.

La diferencia en los montos de EDAC se encuentran por la activación completa del escalón 6 para tiempos más retardados de interruptor. Esta simulación demuestra que el margen de seguridad para el escenario en cuanto a tiempos de actuación de los interruptores resulta correcto.

### **Sensibilidad: Medición de gradiente**

La medición de gradiente de frecuencia realizada por los relés destinados a la implementación del EDACxCEX resulta un parámetro fundamental para la correcta actuación del recurso. Dada la aleatoriedad de medición y los posibles errores en los que se puede incurrir, se analiza sensibilidad de los ajustes de relés en cuanto a la medición del gradiente de frecuencia.

Para ello, se varían en el simulador los ajustes de gradiente de frecuencia de los relés en forma aleatoria. Para evaluar condiciones desfavorables para el esquema, los errores considerados resultan siempre en un ajuste de mayor gradiente lo cual podría provocar que algunos relés no actúen ante las condiciones simuladas.

La siguiente tabla resume las condiciones de simulación para analizar la sensibilidad de los relés de gradiente.

Escalón	Ajuste	Valor Aleatorio entre
1	-0,9 Hz/seg	-0.9 Hz/seg y -1 Hz/seg
2	-1,2 Hz/seg	-1,2 Hz/seg y -1,3 Hz/seg
3	-1,9 Hz/seg	-1.9 Hz/seg y -2 Hz/seg

Tabla 6.6 - Sensibilidad en la medición del Gradiente de Frecuencia

Los escenarios sobre los cuales se simula esta condición corresponden a aquellos que permitan analizar los 3 escalones prefijados en el esquema. Para ello, se escogen 3 escenarios en los cuales los gradientes son levemente superiores al ajuste propuesto con el fin de resaltar la aleatoriedad en los disparos.

En la siguiente figura se muestra la evolución de la frecuencia para un corte preciso y aleatorio. Como puede observarse el esquema resulta efectivo en todos los casos logrando un restablecimiento de la frecuencia.

El complemento entre el esquema actual de EDAC y el asignado para contingencias extremas sumado a los márgenes de seguridad adoptados para el diseño del plan de defensa, permiten actuaciones satisfactorias en todos los casos. La recuperación de la frecuencia es dependiente de los cortes de carga alcanzados variando según las demandas adicionales no desvinculadas y el mínimo de frecuencia alcanzado. Obsérvese que en el escenario de demanda baja las respuestas son coincidentes debido a que el gradiente de frecuencia visto por todas las demandas asignadas al EDACxCEX supera el valor de -2Hz/seg.



[Ir al índice](#)

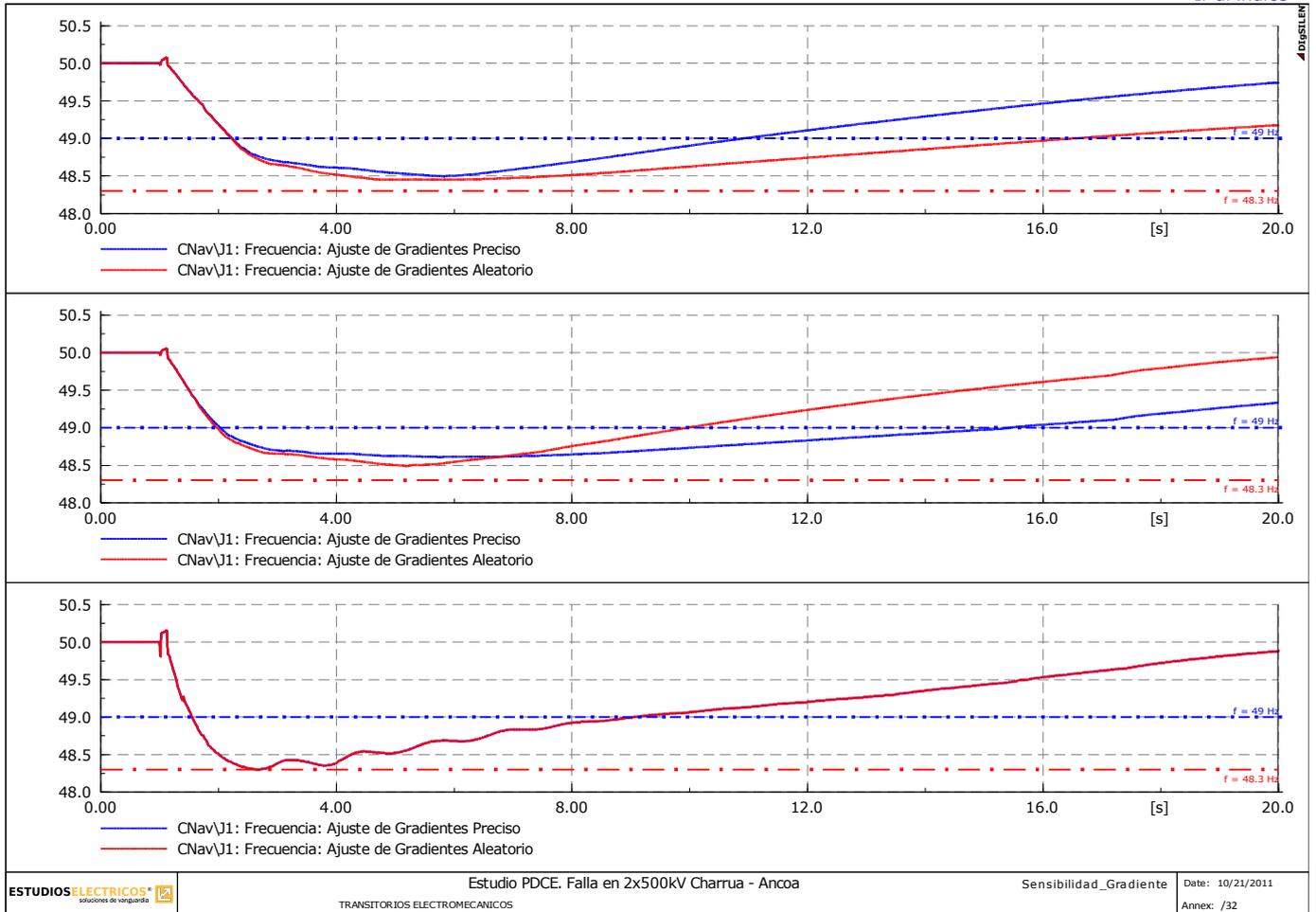


Figura 6.7 - Respuestas ante Mediciones Aleatorias de los Relés de Frecuencia

El resumen de los resultados de interés para estas simulaciones se muestran en la siguiente tabla.

	Escenario: DM_900MW_4Guac	
	Ajuste Real	Ajuste Aleatorio
Ajuste Bajo Análisis	-0,9Hz/seg	Entre -0,9Hz y -1Hz/Seg
EDAC (Centro) [MW]	686,8	687
EDACxCEX [MW]	204,7	130,2
Total EDAC	891,5	817
$f_{\min}$ (Centro) [Hz]	48,49	48,45
$f_{20\text{seg}}$ (Centro) [Hz]	49,74	49,17

Tabla 6.7 - Resultados - Análisis escalón -0,9Hz/seg

	Escenario: DM_1100MW_4Guac	
	Ajuste Real	Ajuste Aleatorio
Ajuste Bajo Análisis	-1,2Hz/seg	Entre -1,2Hz y -1,3Hz/Seg
EDAC (Centro) [MW]	557,6	706
EDACxCEX [MW]	494,8	444,3
Total EDAC (Centro)	1052,4	1150,3
f <sub>min</sub> (Centro) [Hz]	48,6	48,5
f <sub>20seg</sub> (Centro) [Hz]	49,3	49,9

Tabla 6.8 - Resultados – Análisis escalón -1,2Hz/seg

	Escenario: DB_1360MW_3Guac	
	Ajuste Real	Ajuste Aleatorio
Ajuste Bajo Análisis	-1,9Hz/seg	Entre -1,9Hz y -2Hz/Seg
EDAC (Centro) [MW]	580,7	580,7
EDACxCEX [MW]	593,8	593,8
Total EDAC (Centro)	1174,5	1174,5
f <sub>min</sub> (Centro) [Hz]	48,3	48,3
f <sub>20seg</sub> (Centro) [Hz]	49,9	49,9

Tabla 6.9 - Resultados – Análisis escalón -1,9Hz/seg

**Sensibilidad: umbrales de actuación**

Dadas las condiciones variables en que pueden incurrir las mediciones de gradiente, tiempo de apertura de interruptor y tiempo de medición del gradiente en los distintos puntos y relés que se instalen en la red, se realiza una simulación sobre el escenario más crítico (demanda baja, 1360MW de transferencia) variando aleatoriamente las variables mencionadas.

Para ello se toman los siguientes entornos de variación.

Variable	Valor aleatorio entre
<b>Gradiente (Esc. 1)</b>	-0,9 Hz/s y -1 Hz/s
<b>Gradiente (Esc. 2)</b>	-1,2 Hz/s y -1,3 Hz/s
<b>Gradiente (Esc. 3)</b>	-1,9 Hz/s y -2 Hz/s
<b>Tiempo de Apertura de Interruptor</b>	0,05 seg y 0,15 seg
<b>Tiempo de Medición de Gradiente</b>	0,1 seg y 0,15 seg

Tabla 6.10 - Ajustes Aleatorios EDACxCEX

La respuesta de la frecuencia del sistema es la mostrada en la siguiente gráfica. Se comparan las respuestas de actuación precisa y actuación aleatoria.

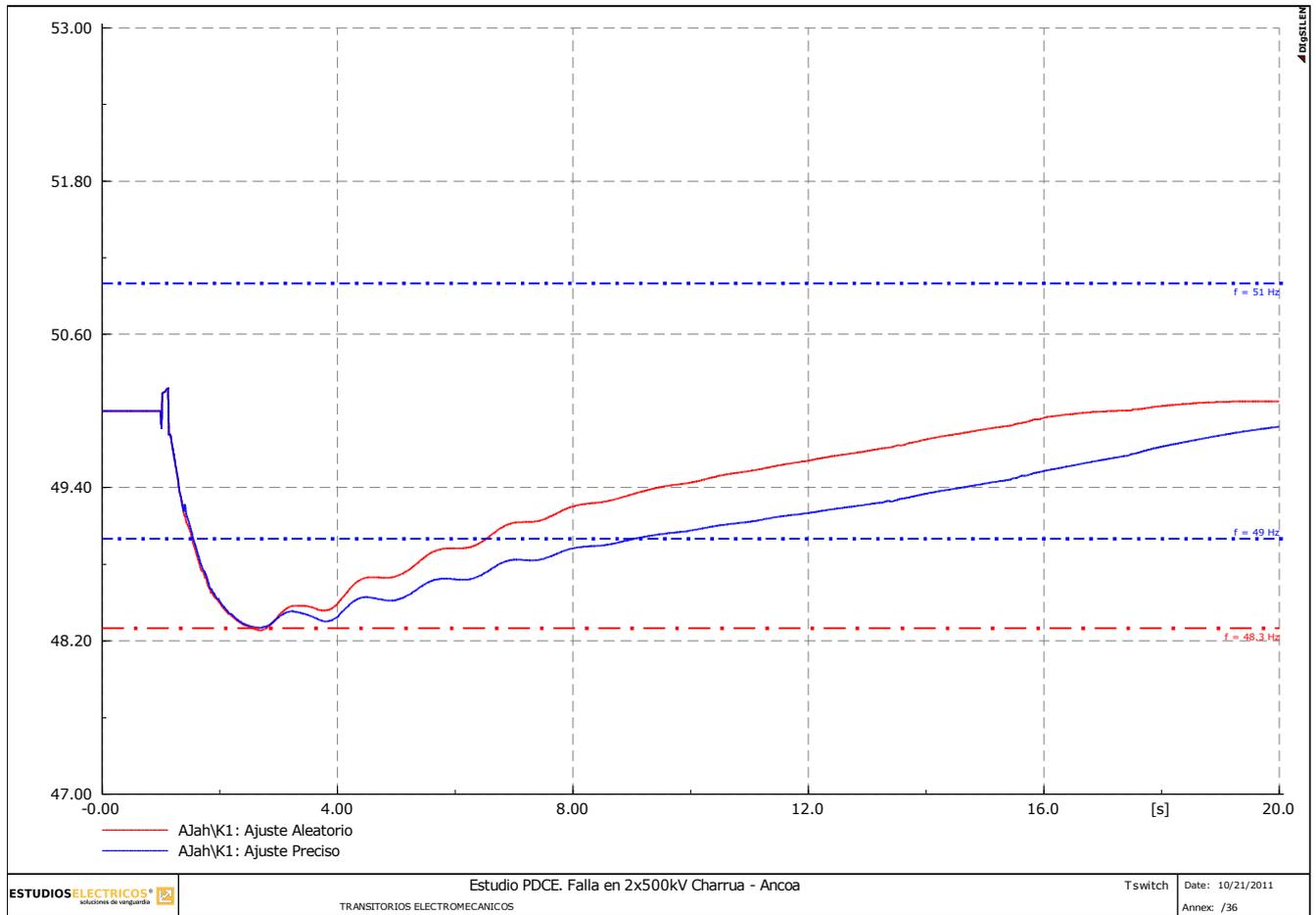


Figura 6.8 - Actuación del EDACxCEx con Parámetros Aleatorios

	Escenario: DB_1360MW_3Guac	
	Ajuste Real	Ajuste Aleatorio
Ajuste de Gradiente	-0,9 Hz/seg -1,2 Hz/seg -1,9Hz/seg	Entre -0,9Hz y -1Hz/Seg Entre -1,2Hz y -1,3Hz/Seg Entre -1,9Hz y -2Hz/Seg
Tiempo de Apertura de Interruptor	0,05 seg	Entre 0,05 seg y 0,15 seg
Tiempo de Medición de Gradiente	0,1 seg	Entre 0,1 seg y 0,15 seg
EDAC (Centro-Norte) [MW]	723,7	777,2
EDACxCEx [MW]	593,8	593,8
Total EDAC (Centro)	1317	1371
$f_{min}$ (Centro) [Hz]	48,3	48,28
$f_{20seg}$ (Centro) [Hz]	49,9	50

Tabla 6.11 - Tabla de Resultados

### **Análisis de la activación del esquema**

Los escalones de gradiente asignados al EDAC para Contingencias Extremas deben contemplar diversas condiciones de falla en el sistema sin producir actuaciones no deseadas en escenarios que no requieran la desvinculación de carga adicional al EDAC.

Con el fin de verificar esta condición, se simulan en un escenario de demanda baja de **4450MW** (mayor criticidad), diversos eventos de desvinculación de generación, los que provocan caídas de frecuencia a distintas tasas. Los eventos simulados se detallan a continuación:

- Evento 1:

Desvinculación del ciclo combinado San Isidro 2 con un despacho de 355 MW. Este desbalance representa un 8% de la demanda total del sistema.

- Evento 2:

Desvinculación de los ciclos combinados San Isidro 2 y San Isidro 1 con un despacho de 355MW y 340 MW respectivamente. Este desbalance representa un 15,5% de la demanda total del sistema.

- Evento 3:

Desvinculación de los ciclos combinados San Isidro 2 y San Isidro 1 más la turbina de vapor de la central Nueva Renca con despachos de 355W, 340MW y 108W respectivamente. Este desbalance representa un 18% de la demanda total del sistema.

Los eventos simulados están destinados a determinar el desbalance de potencia que genera la actuación del primer escalón del EDACxCEx encontrándose el sistema vinculado en su totalidad (sin la ocurrencia de la doble falla Charrúa-Ancoa).

La Figura 6.6 muestra la simulación de los tres eventos mencionados. La primer gráfica muestra la evolución de la frecuencia y la segunda la evolución del gradiente de frecuencia.

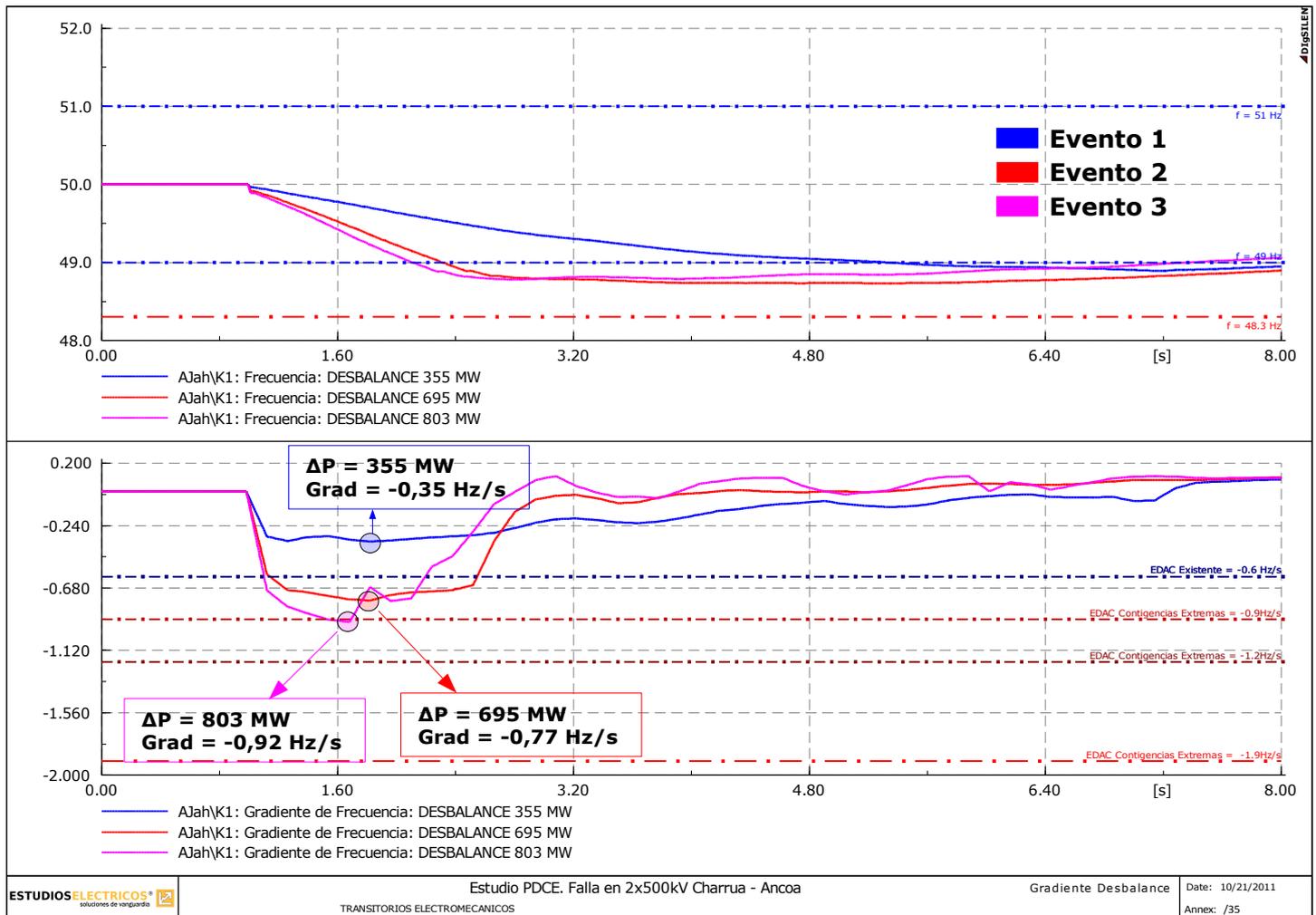


Figura 6.9 - Desbalance requerido para activar el Primer Escalón de EDACxCEX

Como puede observarse el desbalance *simultáneo* de potencia requerido en el sistema para activar el primer escalón de EDACxCEX es de 800MW, considerando un escenario de demanda baja (4450MW).



## Resultados finales

En base a los escenarios creados para este estudio, los que consideran distintas transferencias por el doble circuito, se extrae la tasa de decaimiento de la frecuencia y se la compara con la actuación de los escalones propuestos.

Escenario	Gradiente a 49,5Hz* [Hz/seg]	Actuación de Escalones			Corte Total [MW]
		1	2	3	
DA_1360MW_4Guac	-1,55	✓ (100%)	✓ (100%)	✗	551
DA_1360MW_3Guac	-1,5	✓ (100%)	✓ (100%)	✗	551
DA_1100MW_4Guac	-1,17	✓ (100%)	✓ (13%)	✗	263
DA_1100MW_3Guac	-1,1	✓ (100%)	✗	✗	220
DA_900MW_4Guac	-0,92	✓ (43%)	✗	✗	95,6
DA_900MW_3Guac	> -0,9	✓ (7%)	✗	✗	14,9
DA_750MW_4Guac	> -0,9	✓ (7%)	✗	✗	14,9
DA_750MW_3Guac	> -0,9	✓ (7%)	✗	✗	14,9
DA_550MW_4Guac	> -0,9	✗	✗	✗	0
DA_550MW_3Guac	> -0,9	✗	✗	✗	0

Tabla 6.12 - Gradientes de Frecuencia en escenarios de Demanda Alta

Escenario	Gradiente a 49,5Hz* [Hz/seg]	Actuación de Escalones			Corte Total [MW]
		1	2	3	
DM_1360MW_4Guac	-1,8	✓ (100%)	✓ (100%)	✓ (2,5%)	505
DM_1360MW_3Guac	-1,75	✓ (100%)	✓ (100%)	✓ (2,5%)	505
DM_1100MW_4Guac	-1,25	✓ (100%)	✓ (100%)	✗	494
DM_1100MW_3Guac	-1,2	✓ (100%)	✓ (15%)	✗	250
DM_900MW_4Guac	-1	✓ (100%)	✗	✗	205
DM_900MW_3Guac	> -0,9	✗	✗	✗	0
DM_750MW_4Guac	> -0,9	✓ (7%)	✗	✗	15
DM_750MW_3Guac	> -0,9	✗	✗	✗	0
DM_550MW_4Guac	> -0,9	✗	✗	✗	0
DM_550MW_3Guac	> -0,9	✗	✗	✗	0

Tabla 6.13 - Gradiente de frecuencia en escenarios de Demanda Media

\*Los valores de gradiente de frecuencia corresponden a valores representativos para cada escenario debido a la variabilidad de la frecuencia local medida para cada relé.



[Ir al índice](#)

Escenario	Gradiente a 49,5Hz* [Hz/seg]	Actuación de Escalones			Corte Total [MW]
		1	2	3	
DB_1360MW_4Guac	-2,9	✓ (100%)	✓ (100%)	✓ (100%)	615
DB_1360MW_3Guac	-2,65	✓ (100%)	✓ (100%)	✓ (93%)	594
DB_1000MW_4Guac	-1,6	✓ (100%)	✓ (100%)	×	344
DB_1000MW_3Guac	-1,55	✓ (100%)	✓ (100%)	×	344
DB_800MW_4Guac	-1,22	✓ (100%)	✓ (88%)	×	323
DB_800MW_3Guac	-1,22	✓ (100%)	✓ (88%)	×	323
DB_300MW_4Guac	> -0,9	×	×	×	0
DB_300MW_3Guac	> -0,9	×	×	×	0
DB_-150MW_4Guac	N/A	×	×	×	0

Tabla 6.14 - Gradiente de frecuencia en escenarios de Demanda Baja

\*Los valores de gradiente de frecuencia corresponden a valores representativos para cada escenario debido a la variabilidad de la frecuencia local medida para cada relé.



## 6.2 RECURSO 2: Apertura de un vínculo de 220kV

### 6.2.1 Antecedentes

La Comisión Federal de Electricidad (CFE) de México posee actualmente implementado un esquema de desvinculación automática de generación (EDAG) basado en relés de intercambio de información en tiempo real mediante sincrofasores.

El sistema donde se encuentra implementado el esquema se caracteriza por poseer grandes montos de demanda en el centro alimentadas por un gran centro de generación en el sur del país mediante líneas largas de 400kV.

Durante condiciones normales de operación, el centro de generación situado en Angostura exporta alrededor de 900MW, mientras que la carga local alcanza los 100MW. El exceso de potencia en la región se transporta desde Angostura a Chicoasen por líneas de 400kV. El siguiente diagrama simplificado muestra la distribución de la red.

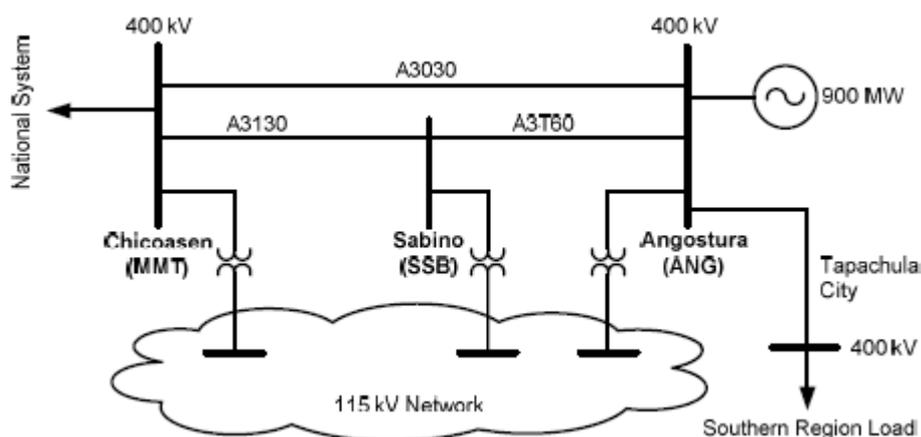


Figura 6.10 - Diagrama unifilar CFE México - Implementación de Sincrofasores

En caso de producirse la falla de dos de las tres líneas de 400kV las áreas permanecen conectadas a través del sistema de 115kV. Ante estas condiciones, los generadores de Angostura experimentan fenómenos de inestabilidad angular y la red de 115kV presenta grandes sobrecargas.

Con el fin de evitar esta condición de inestabilidad debe dispararse generación en la Angostura. La CFE implementó un nuevo método para detectar la inestabilidad utilizando procesamiento de datos proporcionados por sincrofasores. **En el nuevo EDAG implementado, los relés intercambian datos de los sincrofasores y calculan la diferencia angular en tiempo real entre Chicoasen y Angostura. Si la diferencia angular entre estas dos barras supera un umbral ajustado por el usuario, el esquema envía señales de disparo a la generación presente en Angostura.** La lógica implementada se presenta en el siguiente diagrama.

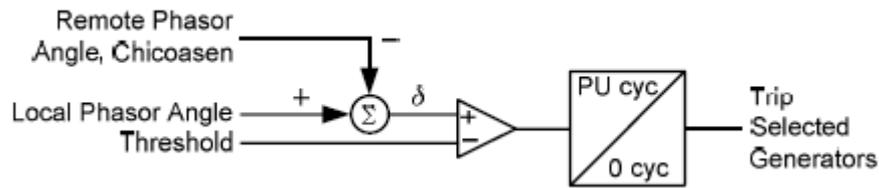


Figura 6.11 - Lógica implementada en el Esquema

Mediante estudios por simulación se determinó que al producirse una diferencia angular entre las barras de Chicoasen y Angostura de 14 grados causa inestabilidad angular en el sistema. La pérdida de sólo una línea produce una diferencia angular menor a 7 grados y no produce inestabilidad angular. En base a estos estudios, el ajuste escogido para el esquema fue de 10 grados de diferencia angular.

La CFE colocó relés de procesamiento de sincrofasores en Angostura, Sabino y Chicoasen. Cada relé mide la tensión local de la barra y la corriente por las líneas. A su vez, cada equipo recibe información remota de los restantes relés participantes del esquema. Utilizando la medición local y remota, cada equipo calcula la diferencia angular, la compara con el ajuste predefinido y envía señales de disparo si se supera el umbral establecido.

Los vínculos de comunicación entre las subestaciones se realizan mediante fibra óptica a través de un multiplexor. Los relés se comunican con el multiplexor a través de RS-232. La siguiente figura muestra el esquema de comunicación de los sincrofasores.

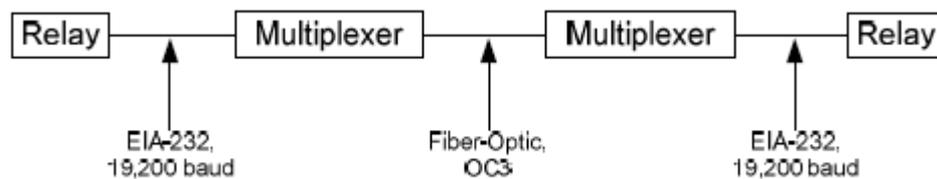


Figura 6.12 - Comunicación del Esquema de Sincrofasores

Para verificar el esquema se programaron ajustes de 3, 4, 5 y 10 grados de diferencia angular, y se abrió una de las líneas del sistema de 400kV. El tiempo de actuación del esquema (medición, procesamiento, retardo de los canales de comunicación y latencia) fue de 92 mseg.

## 6.2.2 Requerimientos

Como fue presentado en el punto 5.5.3, página 51, la desvinculación del aporte de potencia circulante por Charrúa-Ancoa provoca una apertura angular entre las barras del norte (Maitencillo) y las del centro (Los Vilos) que conlleva a una caída de la tensión en los nodos de Diego de Almagro y Maitencillo. Esto hace que sea necesario tomar acciones sobre el sistema que permitan lograr condiciones de estabilidad.

Esta condición de inestabilidad se da principalmente en los escenarios en los cuales el desbalance de potencia es significativo, por lo que el recurso a implementar deberá contemplar situaciones en las cuales la excursión del ángulo sea significativa, pero no presente inestabilidad en el corto plazo. Cabe destacar que la ocurrencia de este fenómeno no es sólo dependiente del monto de transferencia pre-contingencia, sino también de variables tales como nivel de demanda global y despacho de unidades generadoras al norte de la S/E Los Vilos (fundamentalmente la Central Guacolda). La cantidad de variables involucradas hacen que deba implementarse un esquema que permita distinguir entre condiciones estables e inestables para una gran variedad de condiciones sistémicas.

Uno de los principales inconvenientes se encuentra relacionado con la lejanía existente entre el punto de falla y la zona en donde ocurre la inestabilidad angular. Esta condición, sumada a los tiempos de actuación requeridos para el recurso, obliga a implementar un recuso local que permita detectar la inestabilidad y desencadenar los recursos necesarios para la estabilización.

En las simulaciones mostradas en el punto 5.5.1, resulta claro que no es posible estabilizar el sistema por medio de la acción de controladores debido a que la inestabilidad (para escenarios críticos) se da en tiempos mínimos. Ante esta situación, la inestabilidad provocada por el subsistema norte afecta de manera directa al subsistema centro impidiendo así una condición sistémica favorable. Ante esto, resulta natural proponer como primera medida, un automatismo que desvincule el sub-área norte del sub-área centro de manera de crear 2 islas independientes entre si que permitan mantener las variables de cada subsistema en entornos aceptables.

Los criterios adoptados para la creación de las islas deben contemplar lo enunciado en los siguientes puntos:

- El punto de apertura debe seleccionarse de manera de formar islas que posean montos de demanda y generación lo más balanceados posible. Esta condición es sumamente favorable para ambas islas dado que, el desbalance de una afecta de manera directa a la otra.
- La creación de las islas debe contemplar la mitigación del efecto de inestabilidad.
- La medición para la creación de islas debe realizarse entre puntos que permitan la identificación del fenómeno.

[Ir al índice](#)

Teniendo en consideración el primer punto enunciado, se propone realizar la separación en islas mediante la apertura del doble circuito Pan de Azúcar - Las Palmas 220kV, desde la S/E Pan de Azúcar. Se arriba a esto luego de simulados múltiples casos de despacho y transferencia, dado que las islas resultantes, cuando fue necesaria la apertura, permanecieron estables. Aperturas más al norte o más al sur del punto indicado provocan mayores desbalances en las islas, desembocando en el colapso por frecuencia en alguno de los subsistemas.

Las figuras 6.13 y 6.14 muestran la evolución de la frecuencia para los casos sin y con apertura en la S/E Los Vilos.

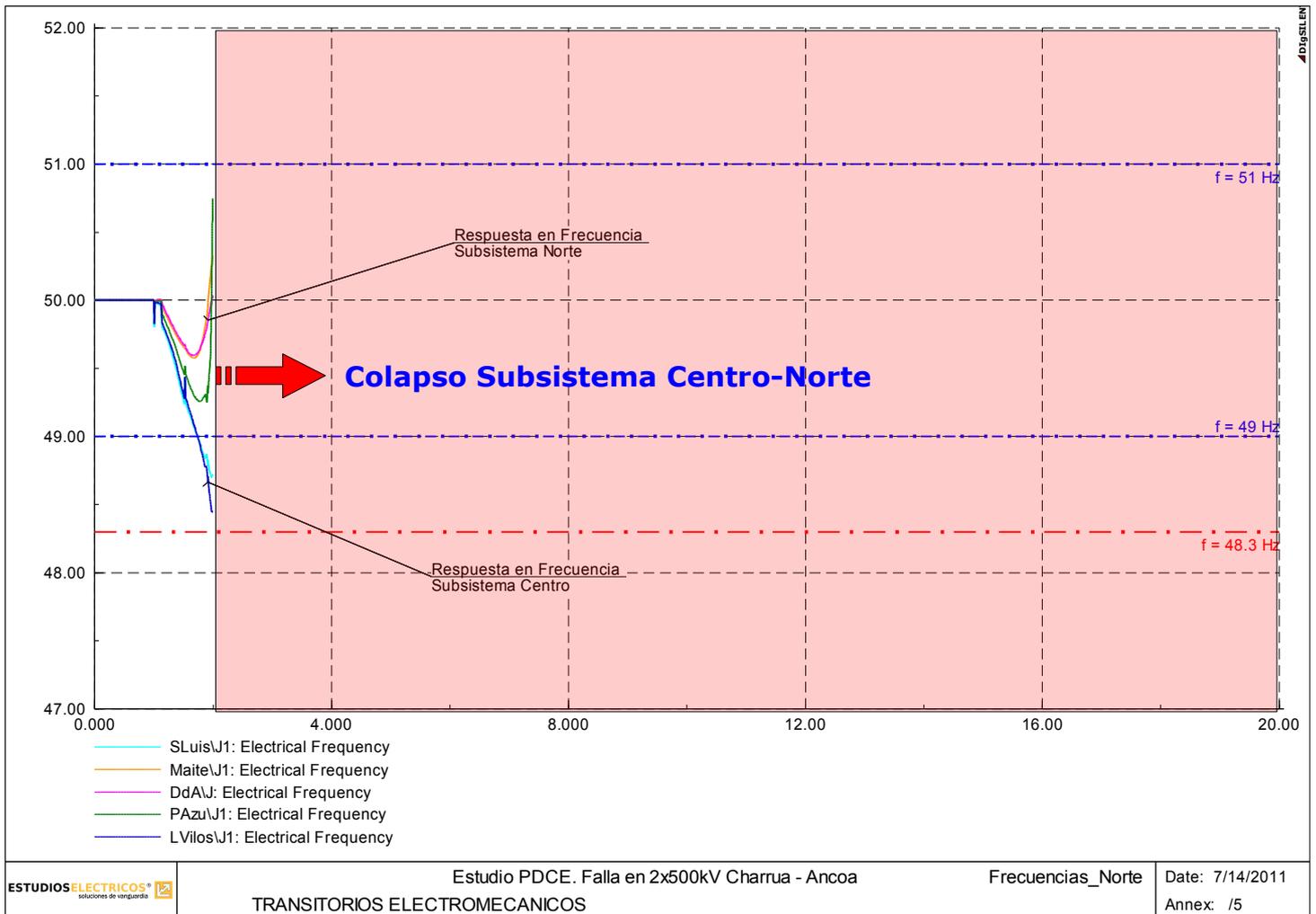
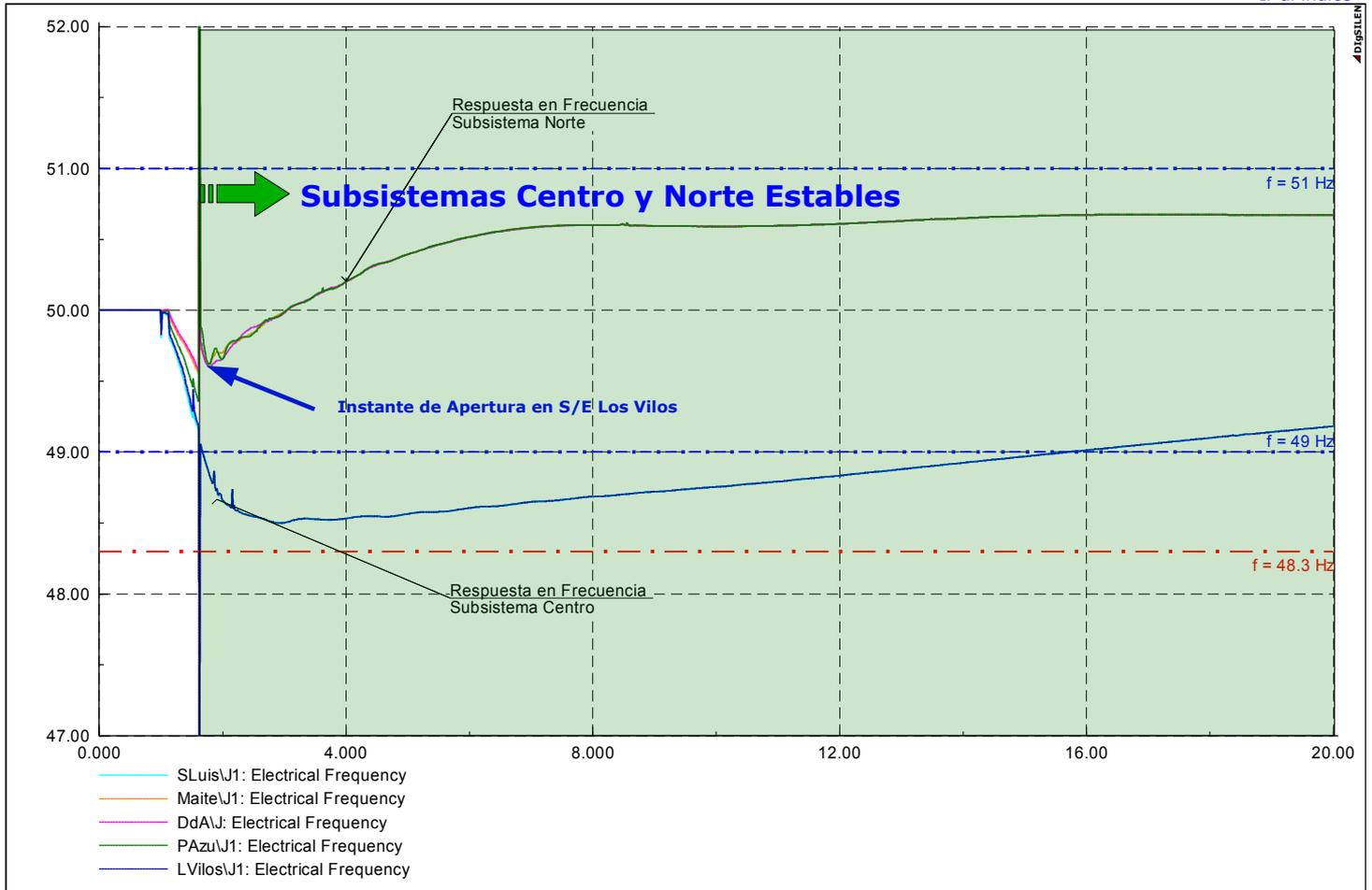


Figura 6.13 - Evolución de la frecuencia sin apertura

Figura 6.14 - Evolución de la frecuencia con apertura en S/E Pan de Azúcar



[Ir al índice](#)



	Estudio PDCE. Falla en 2x500kV Charrua - Ancoa TRANSITORIOS ELECTROMECHANICOS	Frecuencias_Norte	Date: 7/14/2011 Annex: /5
--	--	-------------------	------------------------------

El colapso es atribuible al desfase angular entre la zona norte y centro. Los casos que presentan inestabilidad angular se caracterizan por grandes excursiones de la diferencia de ángulo entre dos áreas definidas. Para el caso del estudio actual, los ángulos de las barras de Pan de Azúcar, Maitencillo y Diego de Almagro, poseen un comportamiento totalmente opuesto al de las barras del subsistema centro evidenciado en el comportamiento de la frecuencia en la Figura 6.13. Este comportamiento deja en evidencia la posibilidad de detectar la condición de inestabilidad por medio de la medición de la apertura de ángulo entre dos barras definidas del sistema.

La siguiente figura muestra la evolución de la diferencia angular en función del tiempo, para un escenario de 1360MW de transferencia y demanda media.

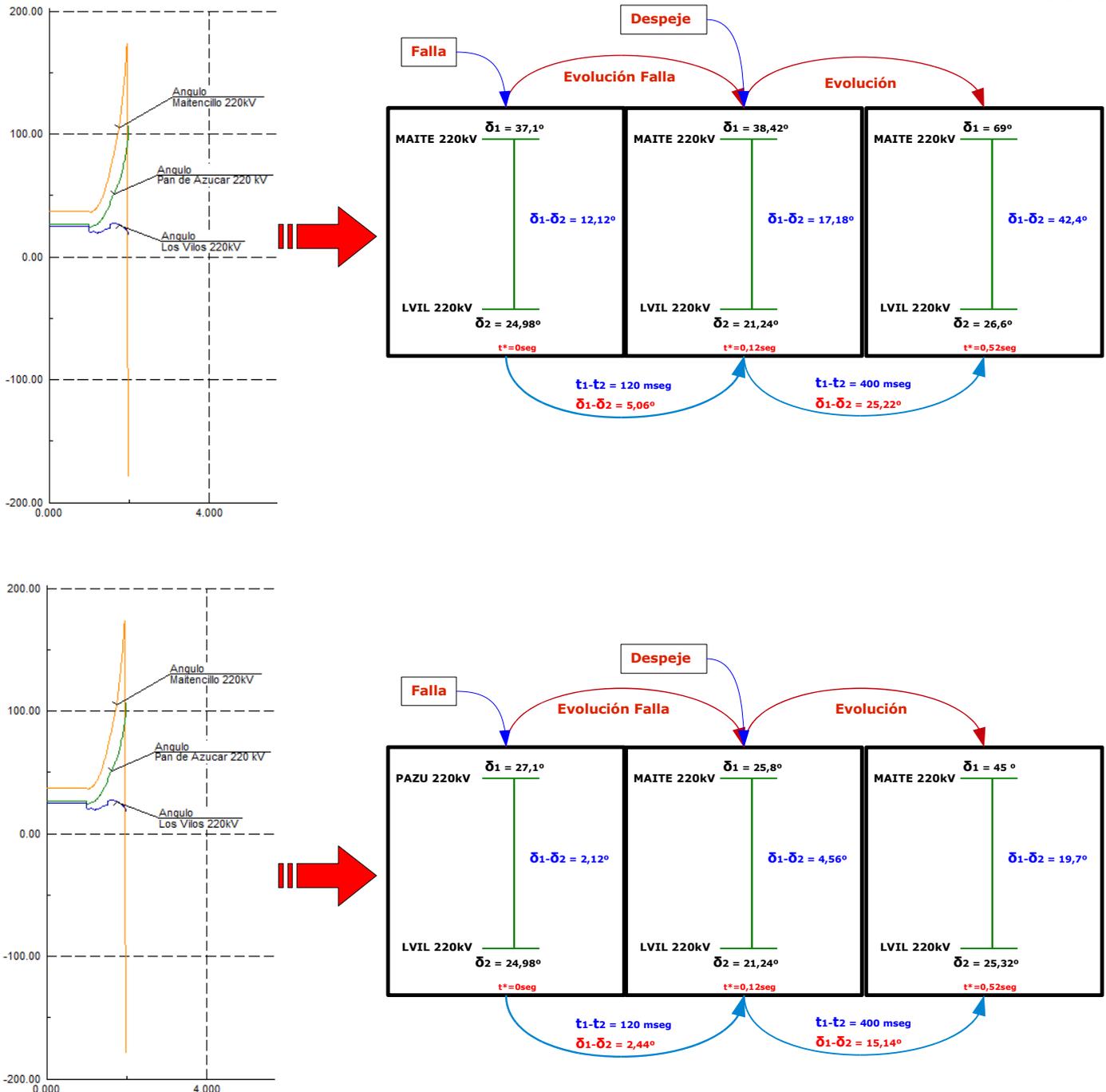


Figura 6.15 - Evolución de Diferencia Angular Los Vilos-Maitencillo y Los Vilos-Pan de Azúcar

Puede apreciarse en la evolución temporal la gran diferencia de ángulo entre las barras del Centro representadas por San Luis, Ancoa y Los Vilos con las barras del norte representadas por Pan de Azúcar, Maitencillo y Diego de Almagro.

La necesidad de apertura en un punto específico de la red, sumado a la necesidad de una correcta identificación de la inestabilidad, hacen que los puntos de medición requeridos se encuentren en áreas angulares claramente definidas. Sin embargo, las grandes distancias

[Ir al índice](#)

involucradas entre las barras del sistema norte resultan en una desventaja si se requiere comunicar las SS/EE para la detección de la inestabilidad.

La Figura 6.15 evidencia la diferencia angular entre Maitencillo y Los Vilos, presentando una menor diferencia con Pan de Azúcar. Considerando que la contingencia evaluada en la figura anterior resulta de alto impacto para el sistema, se espera que ante condiciones más leves pero igualmente inestables, la diferencia angular entre las barras sea menor. Se encuentra que la diferencia angular medida entre entre Los Vilos y Pan de Azúcar es representativa del fenómeno no siendo factible reducirse aún más las distancias.

El comportamiento angular dinámico entre las barras de Pan de Azúcar y Los Vilos resulta similar al simulado para barras del norte con la diferencia de poseer una menor amplitud debido a la proximidad eléctrica de las barras. **La diferencia angular entre Los Vilos y Pan de Azúcar en escenarios de colapso puede proporcionar una variable a medir para detectar la inestabilidad.** Estos puntos de medición traen aparejado la ventaja de no requerir canales de comunicación físicos que recorran grandes distancias a diferencia de la comparación entre Los Vilos y Maitencillo.

### 6.2.3 Diseño del esquema

Para la detección de la inestabilidad se requieren tiempos de actuación rápidos, llevados a cabo mediante equipos que permitan realizar una medición precisa de las variables. Para ello, es posible *implementar un esquema de sincrofasores* entre las barras del sistema, el que permite medir en tiempo real las variables necesarias y tomar acciones frente a ello. El principio básico de funcionamiento requerido se resume en la siguiente figura.

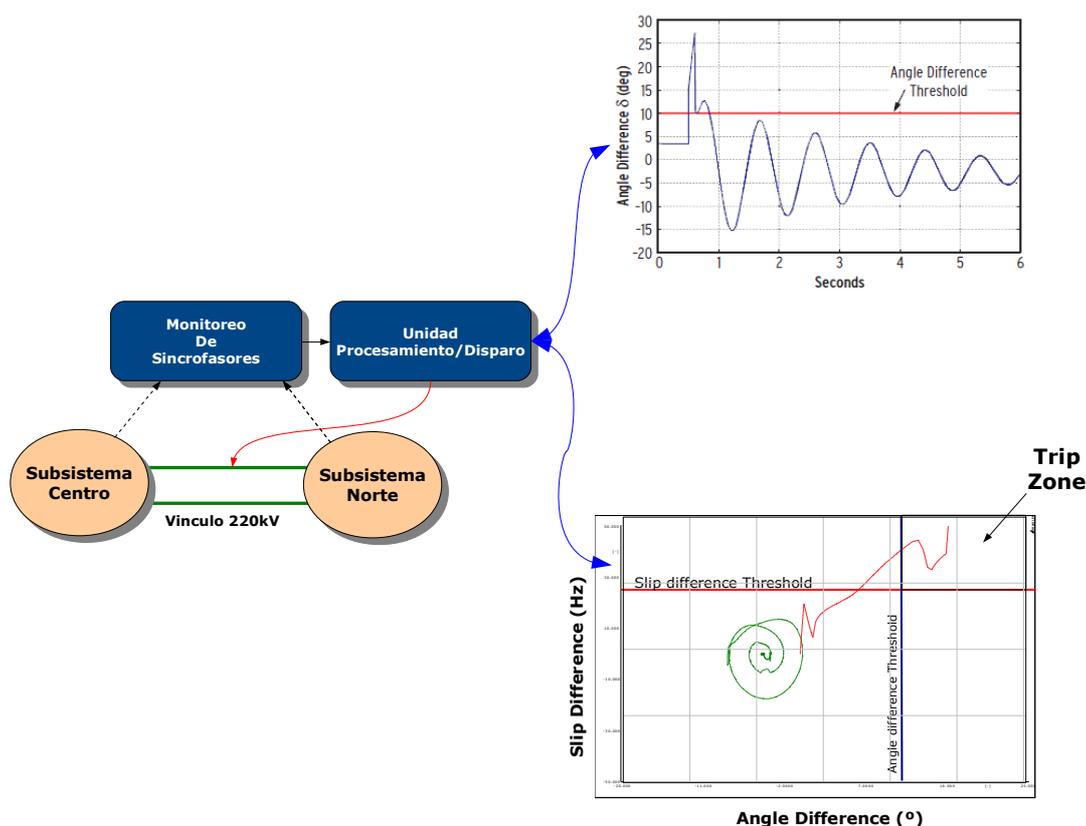


Figura 6.16 - Principio de funcionamiento requerido para el Esquema de Sincrofasores

Por medio de la medición y comparación de los fasores de la tensión en barras de 220kV, pueden detectarse los casos en los que la diferencia angular alcance valores que provoquen la inestabilidad del sistema. De esta manera, el esquema implementado entre las barras de las SS/EE Pan de Azúcar y Los Vilos se representa en forma básica en la siguiente figura.

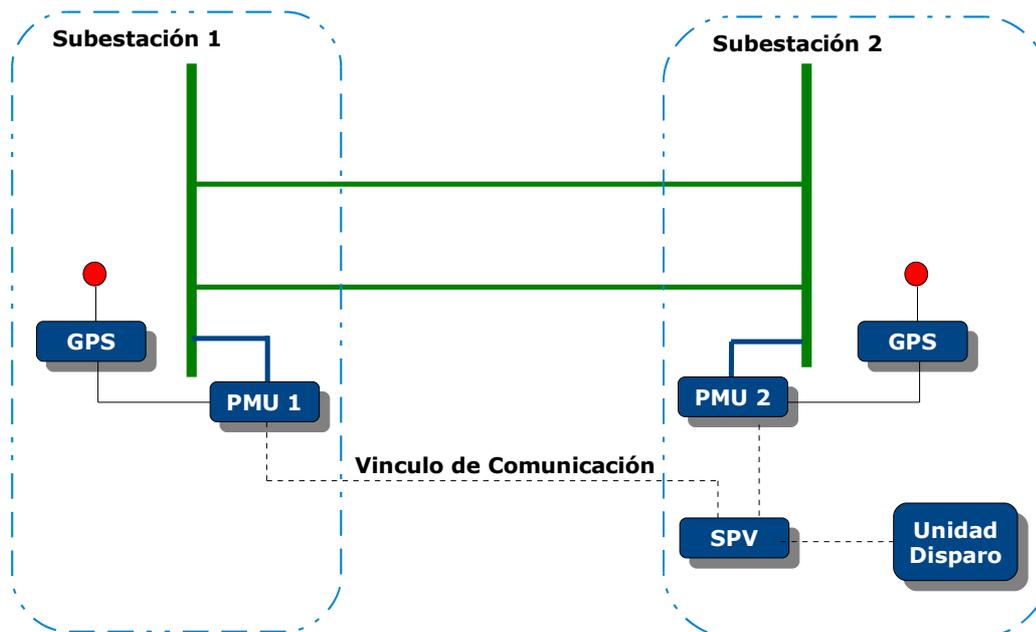


Figura 6.17 - Esquema básico de implementación del Esquema de Sincrofasores

Los equipos instalados en los extremos se denominan PMU (Phasor Measurement Unit) y son los encargados de proveer la magnitud y fase de los vectores medidos, respecto a una onda cosenoidal común de referencia sincronizada mediante GPS. Estas mediciones son enviadas a un equipo de procesamiento fasorial denominado SVP (Synchrophasor Vector Processor) el cual será el encargado de manipular la información proveniente de los PMU y establecer acciones según un ajuste predefinido en base a los estudios.

En el sistema en estudio el esquema queda representado de la siguiente manera.

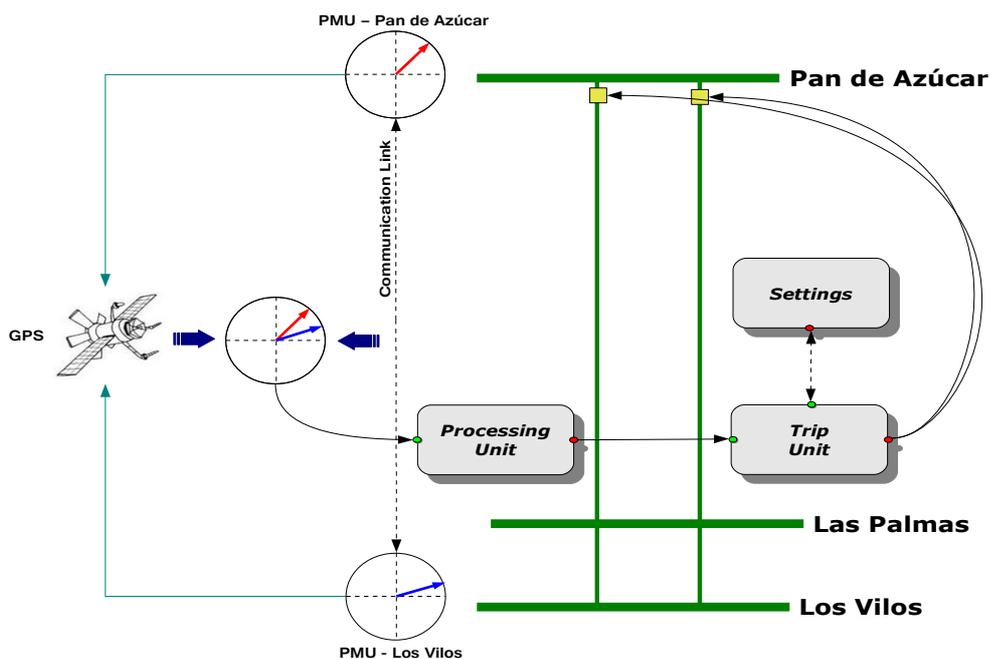


Figura 6.18 - Esquema básico de implementación del Esquema de Sincrofasores

Las acciones básicas que debe tomar la unidad de procesamiento se representa en el siguiente diagrama de bloques.

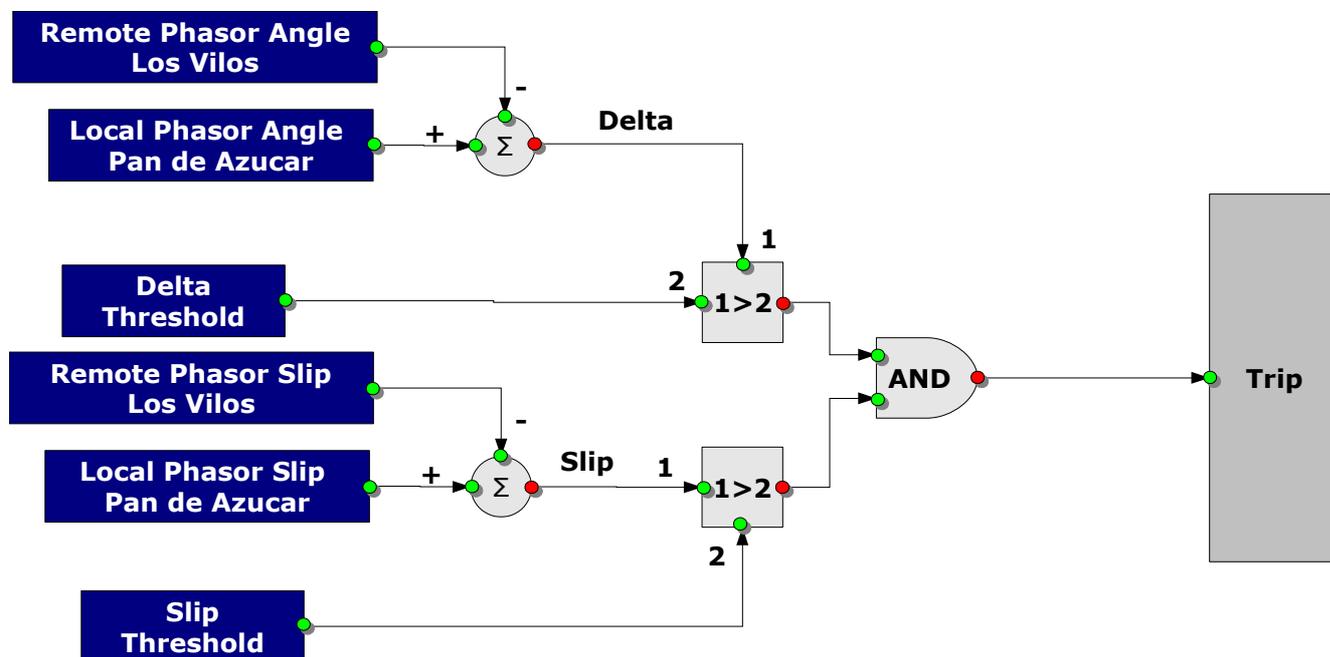


Figura 6.19 - Esquema de implementación del Esquema de Sincrofasores – Unidad de Procesamiento

Luego de la simulación de los múltiples escenarios creados para el estudio, se determinó que los ajustes para este esquema son los expresados en la siguiente tabla.

AJUSTES PROPUESTOS PARA EL RECURSO 2			
VARIABLE	AJUSTE	Temporización	JUSTIFICACIÓN
Diferencia angular y Velocidad de cambio	10° y 25 °/seg	100 mseg	- Formación en islas en tiempos mínimos para evitar colapsos por tensión e inestabilidad angular - Actuación retardada para escenarios poco amortiguados

Tabla 6.15 - Ajustes Propuestos para el Recurso 2

Estos ajustes permiten obtener respuestas satisfactorias en las diversas condiciones planteadas en los escenarios creados. En el capítulo 7 se puede observar el desempeño del esquema para todos los escenarios simulados.

### 6.2.4 Verificación del diseño

El esquema diseñado tiene como objetivo detectar en tiempos mínimos la pérdida de sincronismo entre los subsistemas centro y norte separándolos en islas en caso de cumplirse las condiciones de ajuste.

El esquema no debe producir la separación en islas en caso de presentarse condiciones de falla o apertura de uno de los circuitos de 220kV que resulten estables luego de la evolución transitoria. Con el fin de verificar condiciones críticas para el esquema en este sentido, se creó un escenario particular el cual se presenta en el siguiente punto.

#### Escenario de Estudio

La siguiente tabla presenta las principales características del escenario creado para el análisis.

Características	Detalle
<b>Demanda Baja</b>	4464 MW
<b>Carga Subsistema Norte</b>	Atacama → 391 MW Coquimbo → 194 MW Total Demanda Neta → 585 MW
<b>Generación Subsistema Norte</b>	Guacolda x 4 → 588 MW Taltal x 1 → 70 MW Total Generación → 658 MW
<b>Transferencia PAZU-LVIL</b>	42,8 MW
<b>Delta Ángulo inicial</b>	2,6°
<b>Generación Intermedia</b>	NO

Tabla 6.16 - Escenario adicional para la Verificación del diseño del Recurso 2

Este escenario posee un nivel de demanda baja lo cual permite maximizar la transferencia Norte → Centro de manera de obtener condiciones que pueden resultar críticas para el esquema de sincrofasores.

Para la construcción de este escenario se tienen en cuenta todas las restricciones del sistema de transmisión en la zona norte del sistema. **Es importante destacar que el objetivo de este escenario es presentar condiciones desfavorables para el esquema por lo cual el despacho de generadores no resulta típico especialmente para esos niveles de demanda.**

### Datos de interés

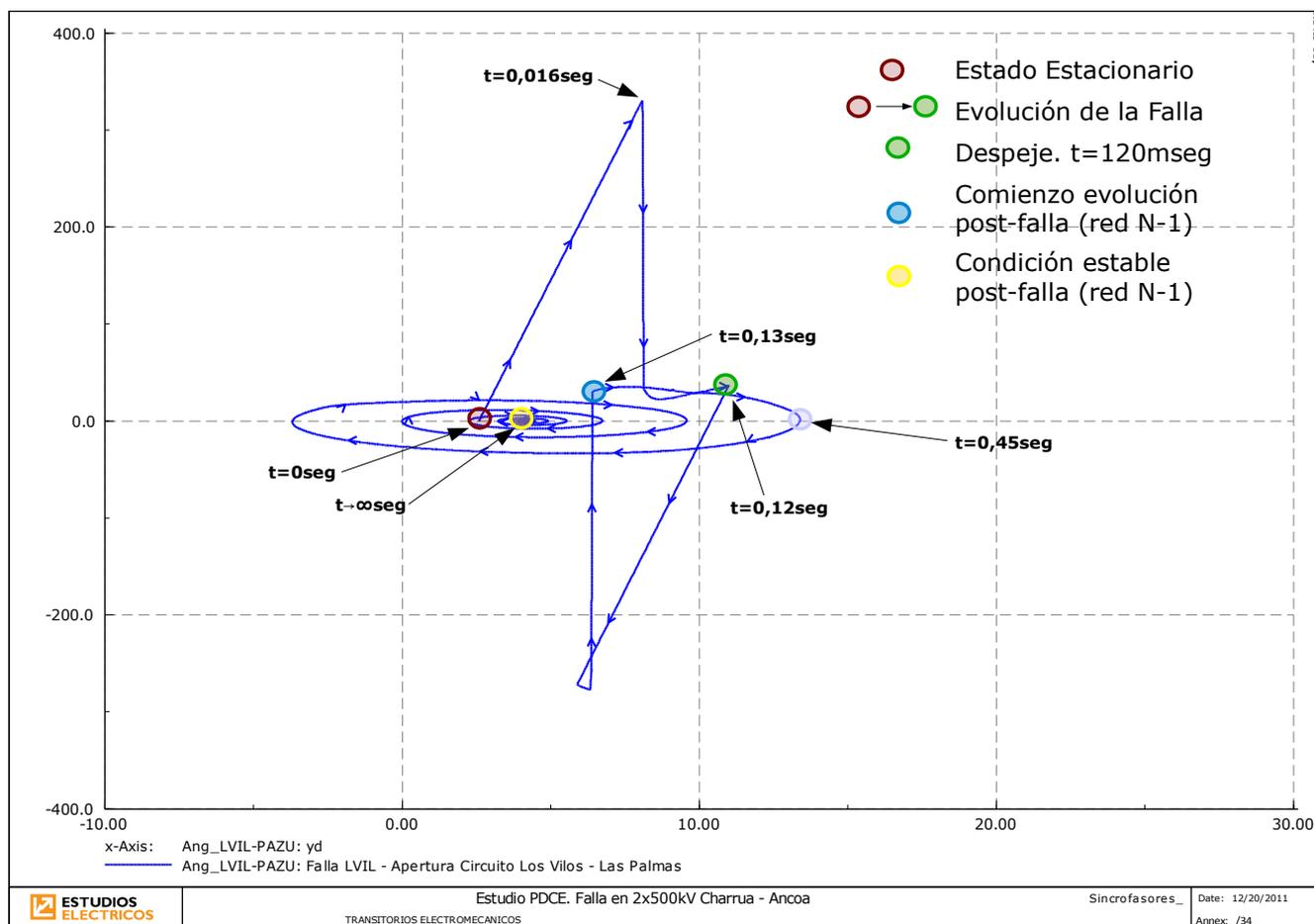
- Un diferencia de ángulo inicial de 10° implica una transferencia por el doble circuito Pan de Azúcar – Los Vilos de aproximadamente **180MW** en sentido Norte-Centro.
- Con las condiciones de carga de los escenarios desarrollados para el estudio de PDCE, esta transferencia se logra despachando las centrales Guacolda y Taltal a Plena Carga (588MW+240MW = 828MW) en condiciones de demanda Baja.
- Ante esta condición **no se cumple el criterio de red N-1** en los tramos MAITENCILLO-PUNTA COLORADA (carga de Líneas en red N = 95%) y PUNTA COLORADA-PAN DE AZÚCAR (carga de líneas en red N = 94%).
- Para cumplir con el criterio N-1 en los tramos mencionados es posible despachar la central Taltal hasta 70 MW. Condición de 110% de carga en N-1 para los doble circuitos Maitencillo -Punta Colorada y Punta Colorada-Pan de Azúcar.
- Las centrales El Peñón y Los Molles pueden inyectar hasta 95MW en Pan de Azúcar. El ingreso de estas centrales sumadas a la central Guacolda y Taltal resulta en una condición de mínima probabilidad de ocurrencia por razones de despacho económico y operatividad del sistema (ver ANEXO A).

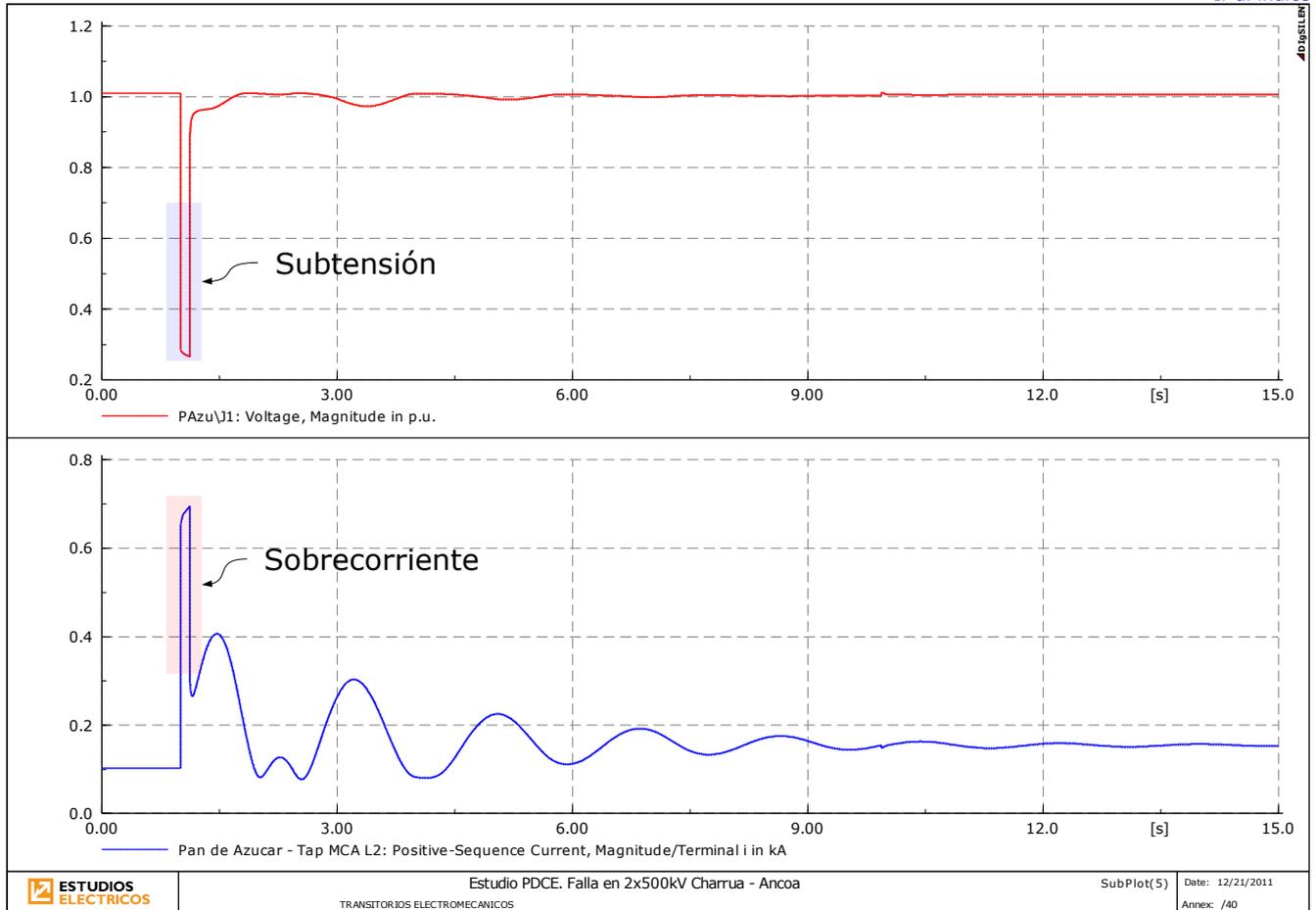
El principal objetivo de este apartado es verificar el esquema ante eventos cercanos a la zona de implementación, independientes de la contingencia Charrúa - Ancoa, con el fin de detectar y diseñar posibles acciones adicionales requeridas.

## Evolución dinámica de una falla

La siguiente figura muestra la evolución dinámica de la medición del esquema de sincrofasores en el diagrama DvsS (diferencia angular vs. velocidad de cambio de la diferencia angular) ante la ocurrencia de una falla bifásica franca a tierra sobre la línea 1 Pan de Azúcar-Las Palmas 220kV, extremo Pan de Azúcar.

Tal como puede observarse, la ocurrencia de la falla provoca un cambio de velocidad brusco (instantáneo) de la diferencia angular y su velocidad de cambio, además de los fenómenos de sobrecorriente y subtensión propios de las condiciones de falla.





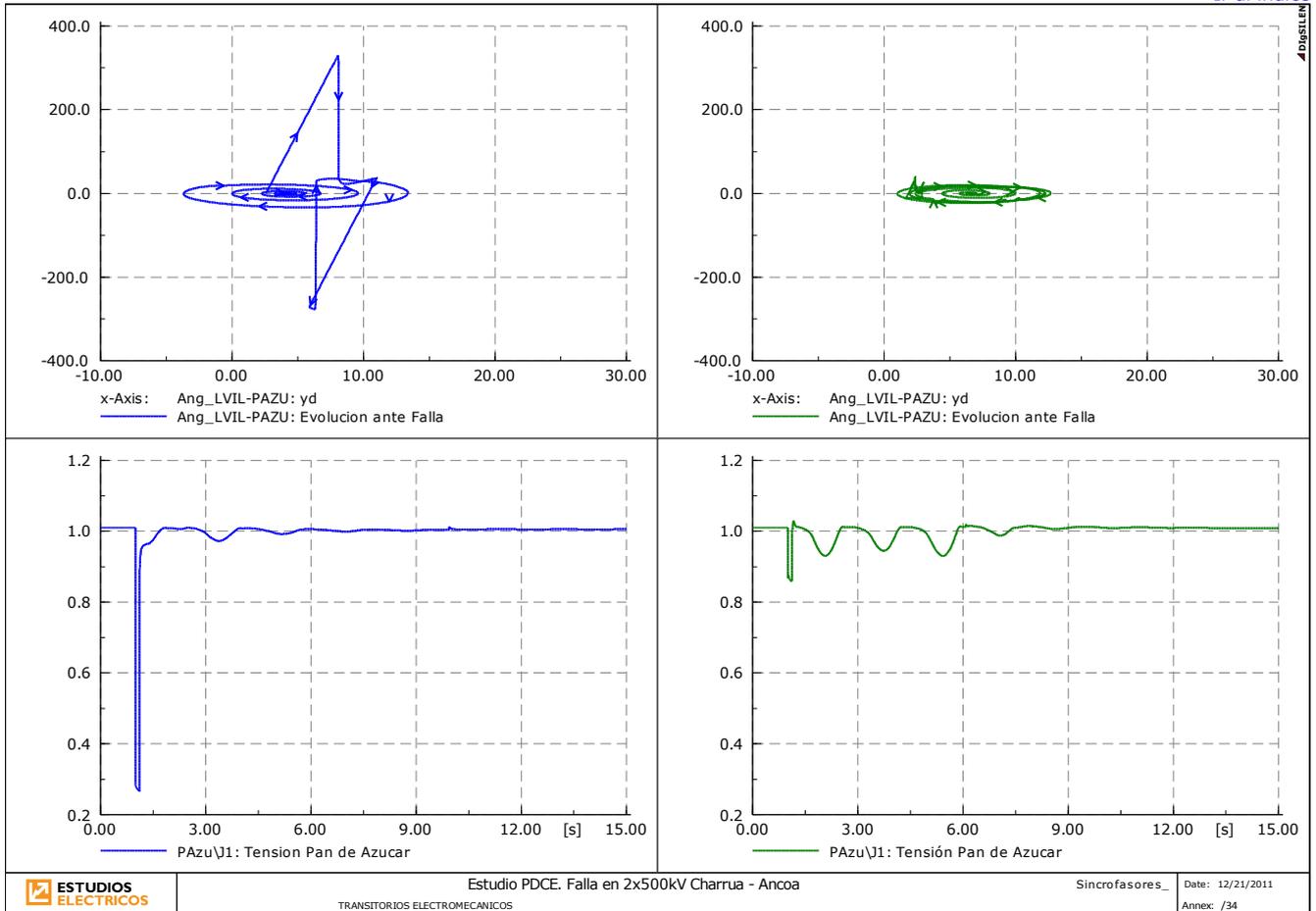
Los eventos simulados se describen a continuación:

1.  $t = 1$  seg  $\rightarrow$  Falla bifásica franca a tierra sobre la línea 1 Pan de Azúcar-Las Palmas 220kV, extremo Pan de Azúcar.
2.  $t = 1,12$  seg  $\rightarrow$  Despeje de la falla por apertura de los interruptores de la línea.
3.  $t > 1,12$  seg  $\rightarrow$  Evolución del sistema post-falla en condiciones de red N-1.

La siguiente figura muestra la comparación entre las evoluciones de una falla en la S/E Pan de Azúcar (azul) y la doble falla Charrúa-Ancoa 500kV (verde) sobre el escenario presentado.



[Ir al índice](#)



Nótese que aunque la doble falla Charrúa-Ancoa resulta extrema para este escenario de operación, la evolución no presenta saltos bruscos de la diferencia angular y su velocidad de cambio. Adicionalmente, no se observan fenómenos de falla (sobrecorriente, subtensión) cercanos al punto de medición del esquema.

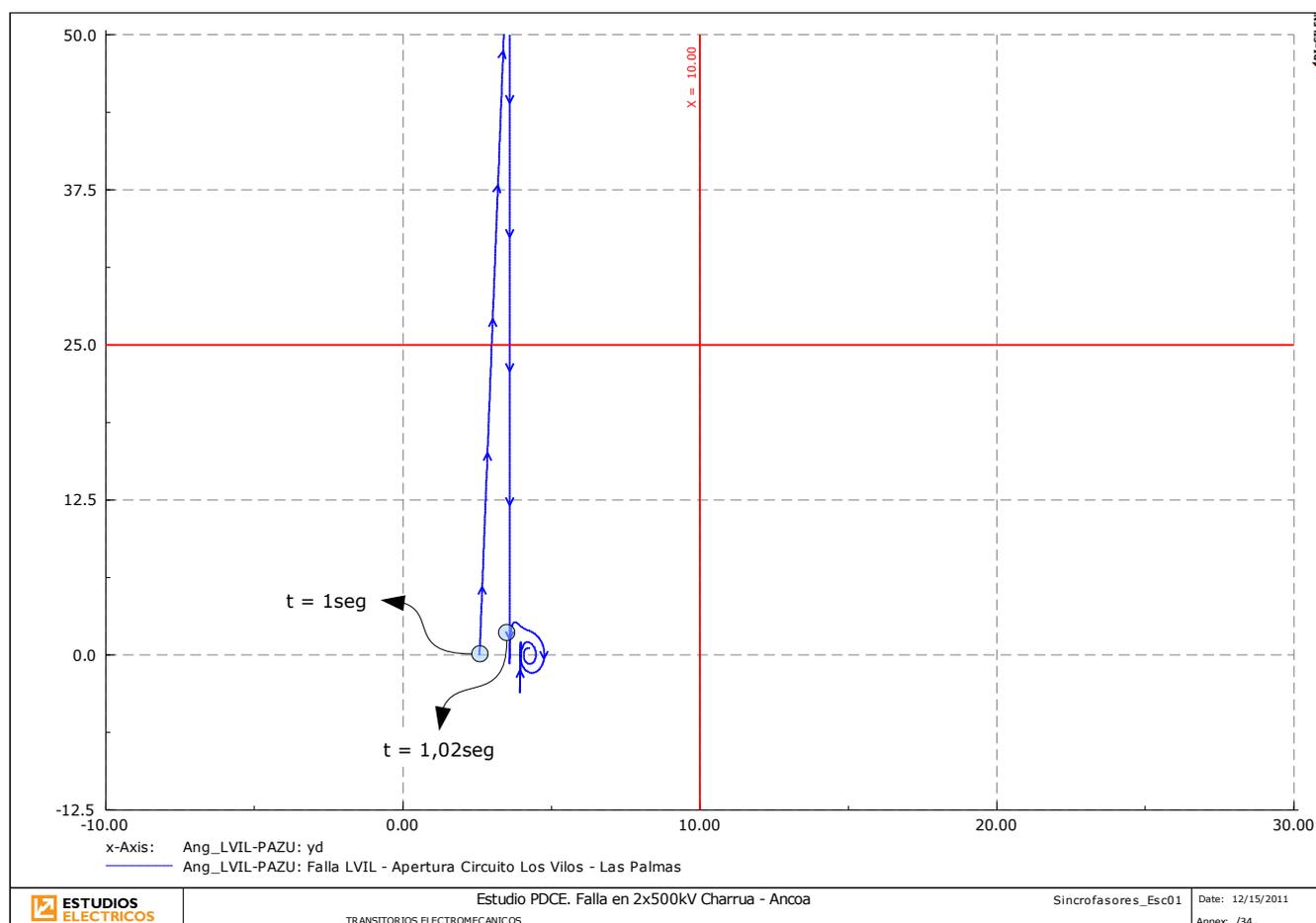
## **Simulación de múltiples fallas**

Para el análisis del esquema se simulan las siguientes fallas, pretendiendo representar las condiciones más críticas frente a las que se podría encontrar el esquema:

- 1) Apertura espuria de la línea 1 Pan de Azúcar – Las Palmas 220kV
- 2) Falla bifásica franca a tierra sobre la línea 1 Las Palmas - Los Vilos 220kV, extremo Los Vilos
- 3) Perdida de 350 MW en el subsistema centro
- 4) Falla bifásica franca a tierra sobre la línea 1 Pan de Azúcar - Las Palmas 220kV, extremo Pan de Azúcar
- 5) Falla bifásica franca a tierra sobre la línea 1 Punta Colorada – Pan de Azúcar 220kV, extremo Pan de Azúcar

## Apertura Circuito Pan de Azúcar – Las Palmas

**Características del Evento:** Apertura de los extremos de la línea 1 que vincula las subestaciones Pan de Azúcar y Las Palmas.

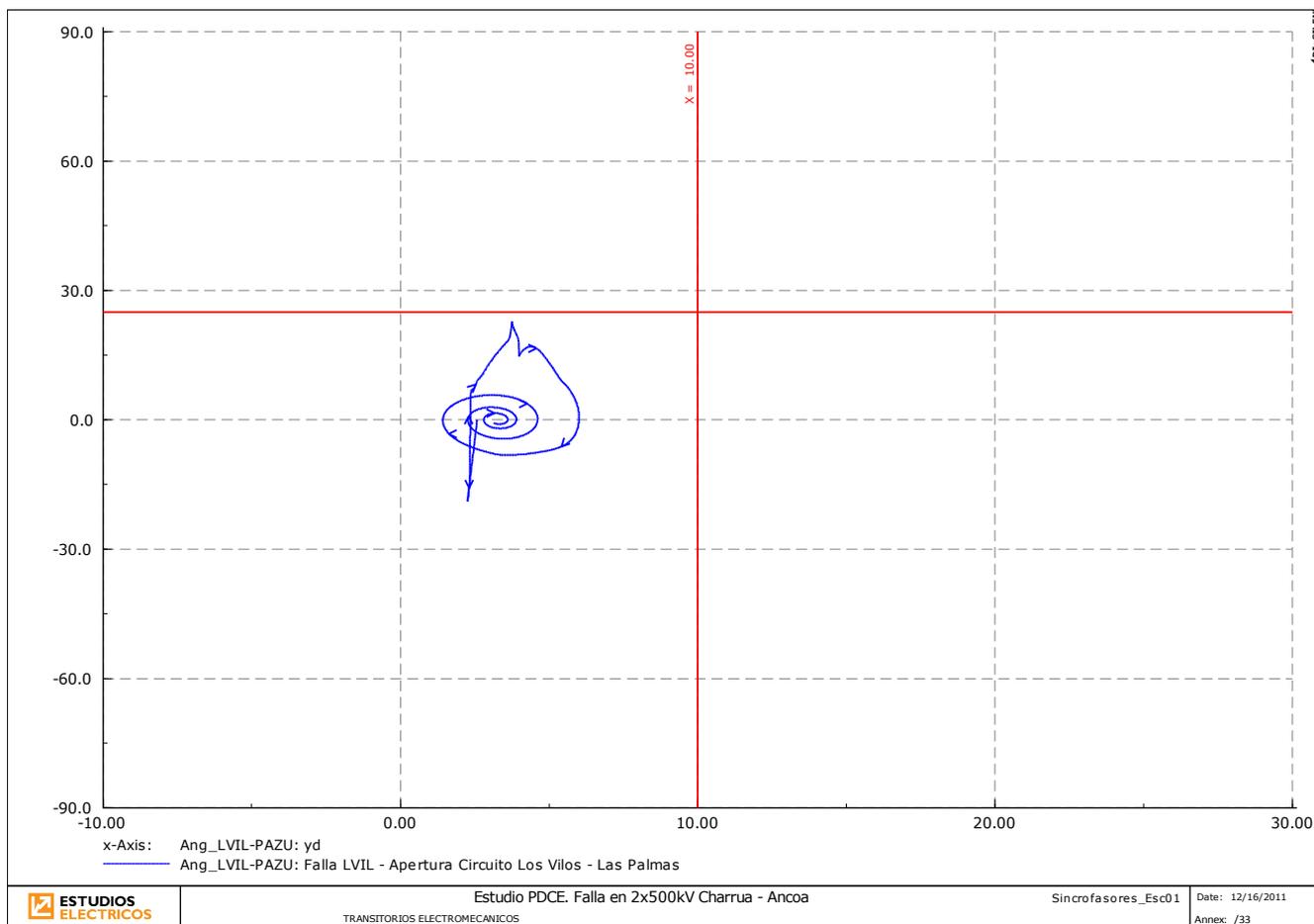


A pesar del despacho no convencional de la zona norte, el sistema resulta estable y el esquema de sincrofasores no produce actuación. La evolución de la diferencia angular resulta sumamente amortiguada no resultando necesario, para estas condiciones, la toma de acciones adicionales.

Se observa un cambio de velocidad instantáneo ante la apertura de la línea, evidenciando una perturbación sobre el tramo de implementación del esquema.

**Falla Las Palmas – Los Vilos**

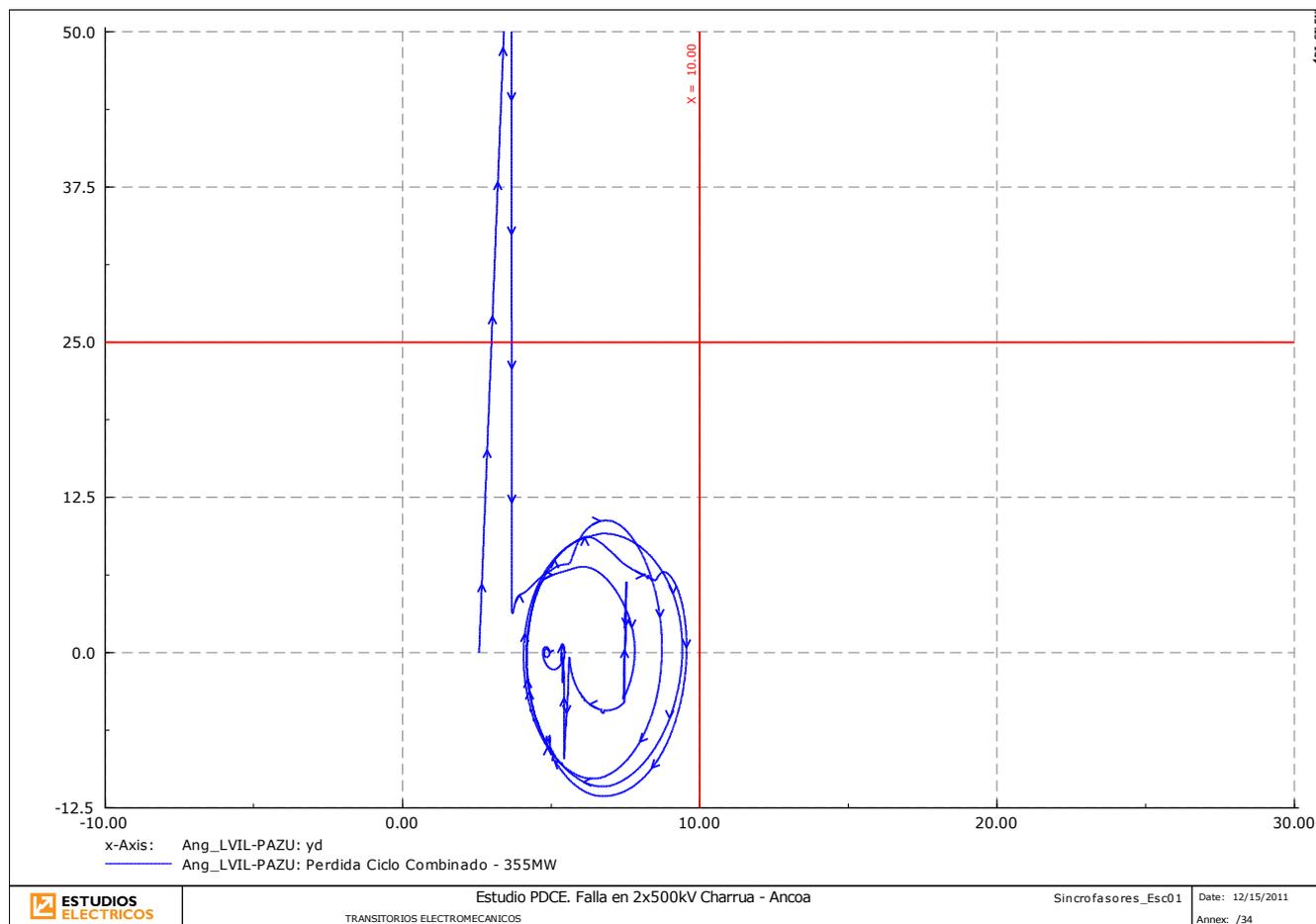
**Características del Evento:** Falla bifásica franca a tierra en S/E Los Vilos, despeje en 120mseg por apertura de los extremos de la línea 1 Las Palmas- Los Vilos en 120mseg.



El esquema no actúa, y el sistema resulta estable sin la apertura de sincrofasores.

**Pérdida Ciclo Combinado**

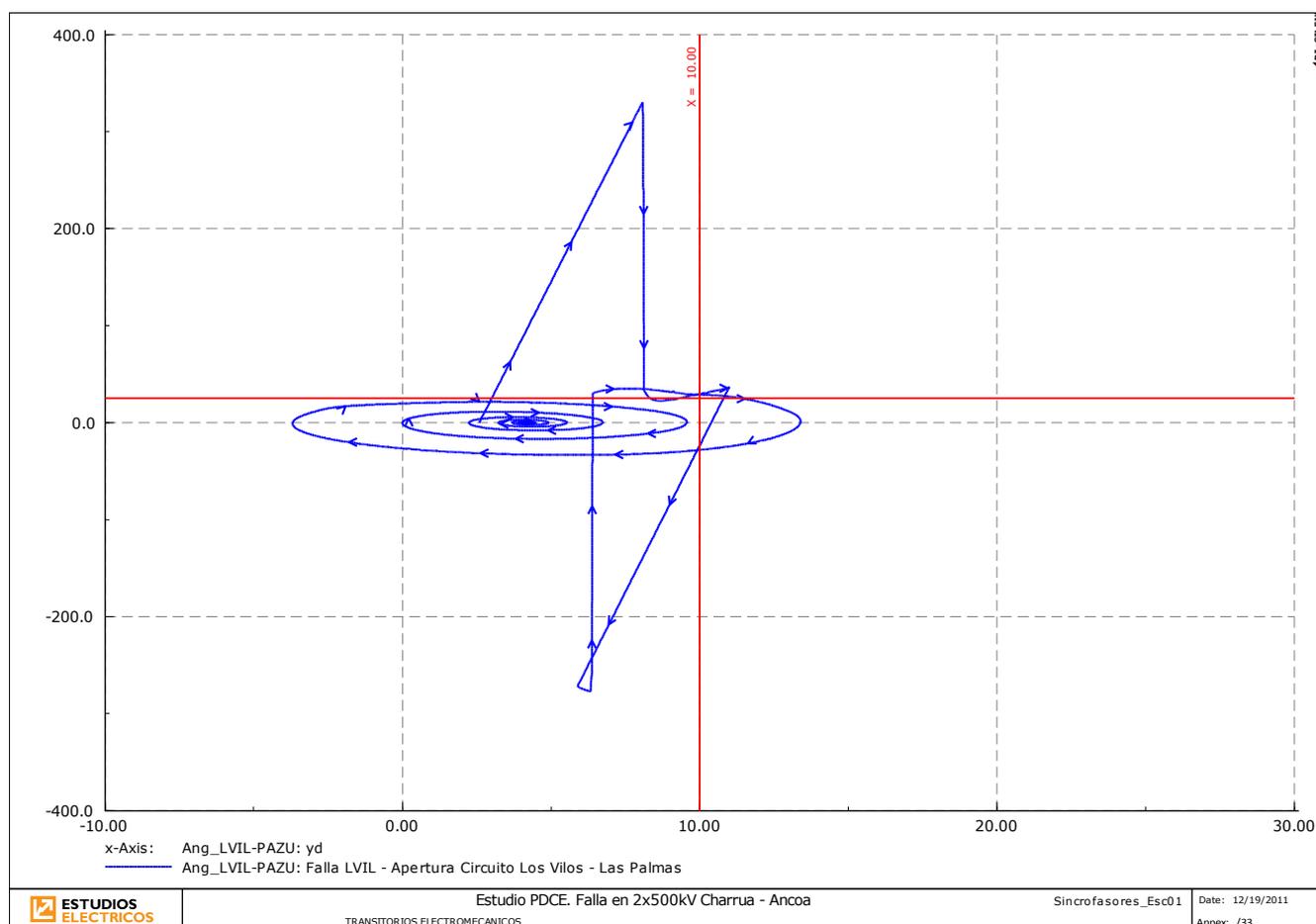
**Características del Evento:** Salida de servicio intempestiva del CC San Isidro 2 con un despacho de 355MW.



El esquema no actúa, y el sistema resulta estable sin la apertura de sincrofasores.

## Falla Pan de Azúcar – Las Palmas

**Características del Evento:** Falla bifásica franca a tierra al 1% de la línea 1 Pan de Azúcar – Las Palmas, despeje en 120mseg por apertura de los extremos de la línea en 120mseg.

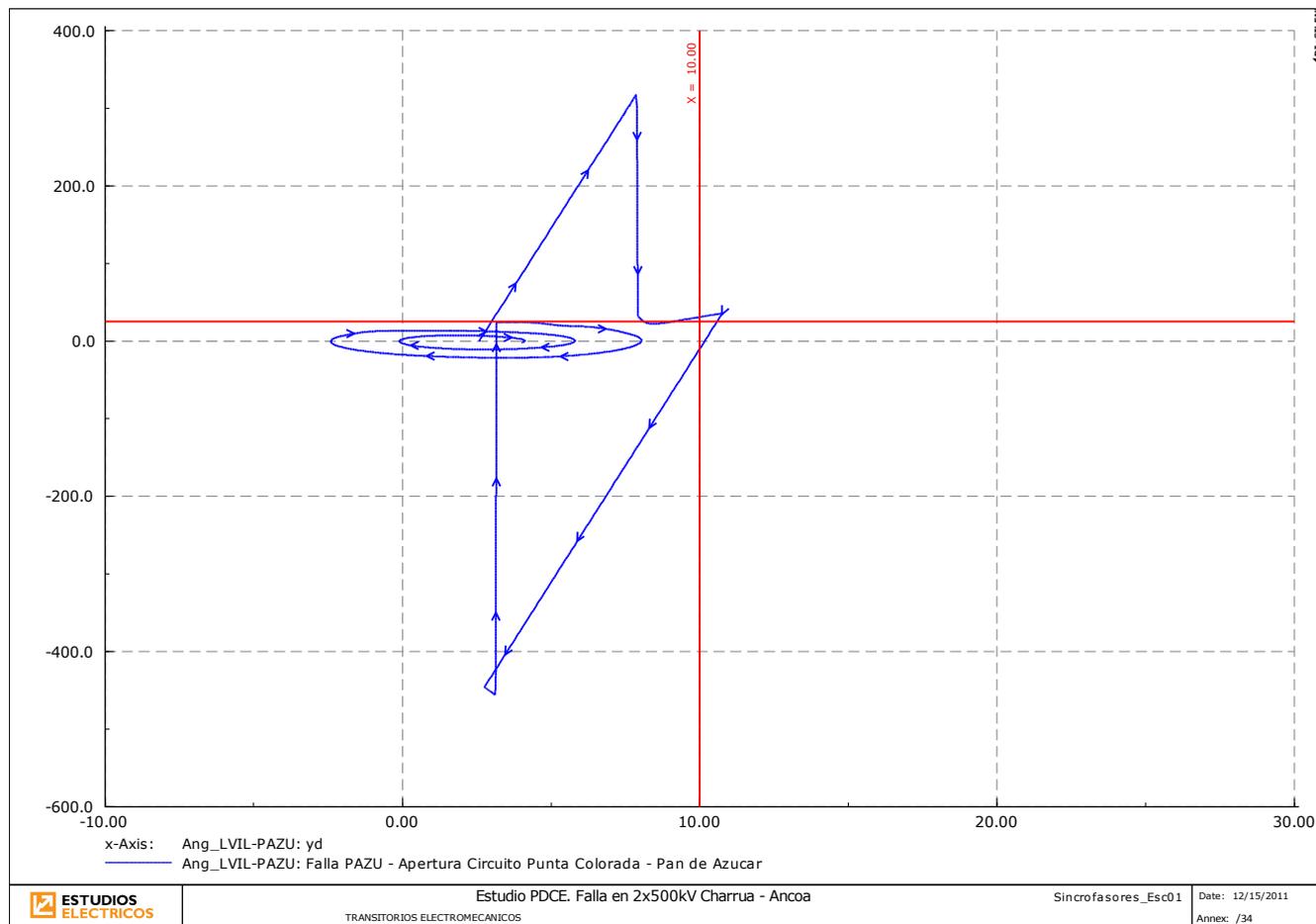


Se observa en la figura precedente, que la falla resulta de gran severidad por tratarse de una falla bifásica franca a tierra con despeje retardado en 120mseg. A pesar de ello, el esquema de sincrofasores no presenta actuación ya que no se mantienen simultáneamente la condición de velocidad de cambio y diferencia angular por un tiempo de 100mseg.

Tal como fue presentado, el esquema debe detectar asincronismo entre sistemas debido a fenómenos de inestabilidad transitoria. Es decir, al igual que los relés de pérdida de paso, el esquema debe contemplar casos de falla cercanas a la zona de implementación (particularmente sobre las subestaciones de medida) y tomar las acciones de bloque necesarias. El sistema resulta estable luego de la apertura de la línea en falla, permaneciendo en condición N-1.

### Falla Punta Colorada – Pan de Azúcar

**Características del Evento:** Falla bifásica franca a tierra en el 99% línea Punta Colorada-Pan de Azúcar, despeje en 120mseg con apertura de los extremos de la línea 1 en 120mseg.



El esquema no produce la separación en islas debido a que no se cumplen las condiciones de actuación. La Falla sobre la S/E Pan de Azúcar hace que la velocidad de cambio de la diferencia angular se incremente durante la evolución de la falla, y disminuya rápidamente luego del despeje de ésta.

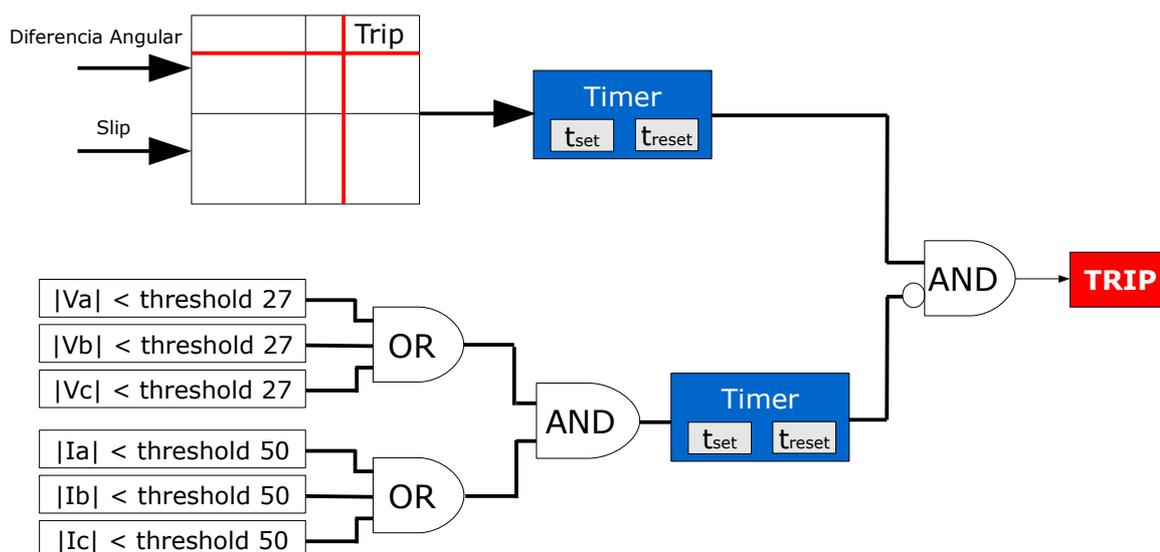
Claramente las condiciones más críticas para el esquema se encuentran ante condiciones de falla cercanas a la S/E Pan de Azúcar.

## Comportamiento ante Fallas

Esquemas de estas características se encuentran aplicados actualmente en distintos sistemas eléctricos del mundo. Dado que el objetivo principal de éstos es la detección de asincronismo entre sistemas y no el despeje de fallas, existen lógicas implementables que detectan condiciones de falla para tomar acciones sobre el esquema → bloqueo.

Dado que el esquema de sincrofasores a través de los PMU posee información de las principales variables eléctricas de la red, es posible identificar condiciones de falla, mediante diversas metodologías.

Si bien esta identificación puede definirse en la etapa de Ingeniería de Implementación del Proyecto, la figura siguiente presenta una de las posibles lógicas de detección, y las acciones posteriores de bloqueo:



### Detección de Condiciones de Falla por medio de Corrientes y Tensiones

Una vez detectada la condición de falla (subtensiones y sobrecorrientes en la S/E Pan de Azúcar), el bloqueo se mantendrá por un tiempo de 5 segundos.

Por otro lado, ya se demostró que aperturas de línea sin falla no provocan actuación del esquema. Luego, no resulta necesario implementar lógicas de bloqueo por apertura de interruptor.

Los umbrales propuestos para estas variables son los siguientes.

Variable	Umbral	Detalles
<b>Subtensión</b>	0,5 pu	Niveles inferiores a este valor bloquean el disparo por el tiempo t reset
<b>Sobrecorriente</b>	700 A <sup>(*)</sup>	Niveles superiores a este valor bloquean el disparo por el tiempo t reset
<b>t set</b>	0,02 seg	Tiempo de retardo del bloqueo
<b>t reset</b>	5 seg	Tiempo de bloqueo del esquema ante condiciones de falla

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

En el ANEXO A se presentan escenarios aún más críticos y de mínima probabilidad de ocurrencia con altas transferencias Norte-Centro donde se verifican estos eventos. Además se plantean escenarios adicionales con altas transferencias Centro-Norte, a fin de evaluar el efecto de la doble contingencia.

### **Conclusiones**

Con el fin de verificar la correcta actuación del sistema de sincrofasores propuesto para el estudio de PDCE, se analizaron fallas cercanas a la zona de implementación, con diversos grados de criticidad.

Para lograr condiciones desfavorables y críticas para la actuación del esquema se crearon escenarios de muy baja probabilidad de ocurrencia (ver ANEXO A) caracterizados por un despacho elevado de generación en la zona norte (Guacolda, Taltal, Centrales vinculadas a la S/E Pan de Azúcar) con demandas mínimas. Esta condición maximiza la potencia de transferencia Norte → Centro, respetando siempre los límites definidos en el estudio de Restricciones del Sistema de Transmisión Troncal.

De los análisis realizados pueden extraerse las siguientes conclusiones:

- Los escenarios para los cuales se podrían llegar a presentar condiciones adversas son de mínima probabilidad de ocurrencia → elevado despacho de la zona norte y baja demanda.
- Se observa que los casos de mayor criticidad se encuentran asociados a fallas cercanas a la S/E Pan de Azúcar, con tiempos de despeje superiores a 100mseg.
- Ante condiciones normales de operación, dadas por transferencias en sentido Centro-Norte, no se observa ningún tipo de problemática sobre el esquema (ver Anexo A).

[Ir al índice](#)

- Al igual que los esquemas convencionales de pérdida de paso, el esquema de sincrofasores debe detectar condiciones de falla y actuar en consecuencia.

El esquema de sincrofasores sólo debe actuar para condiciones de asincronismo entre sistemas dadas por fenómenos de inestabilidad transitoria, bloqueándose ante condiciones de falla cercana.



## 6.2.5 Desempeño del esquema

### Análisis de actuación del esquema

La siguiente tabla muestra el comportamiento en todos los escenarios de demanda y condiciones de transferencia simulados. Es importante destacar que se simulan estos casos con la implementación del Recurso 1 (ver punto 6.1).

Escenario	Tensión <0,7pu DAIm	Tensión Mínima DAIm	Frec 20 Seg	Estabilidad Angular	Recuperación Dinámica Tensión	Recuperación Dinámica Frecuencia	Impacto
DA_1360MW_4Guac	SI	-	-	X	X	X	ALTO
DA_1360MW_3Guac	NO	0,77	48,7	✓	-	-	MEDIO
DA_1100MW_4Guac	SI	-	-	X	X	X	ALTO
DA_1100MW_3Guac	NO	0,79	49,35	✓	-	✓	MEDIO
DA_900MW_4Guac	SI	0,7	-	-	-	-	MEDIO/ ALTO
DA_900MW_3Guac	NO	0,86	49,16	✓	✓	✓	BAJO
DA_750MW_4Guac	NO	0,8	49,4	✓	-	-	MEDIO
DA_750MW_3Guac	NO	0,88	49,2	✓	✓	✓	BAJO
DA_550MW_4Guac	NO	0,88	49,23	✓	✓	✓	MEDIO
DA_550MW_3Guac	NO	0,86	49,2	✓	✓	✓	BAJO
DM_1360MW_4Guac	SI	-	-	X	X	X	ALTO
DM_1360MW_3Guac	SI	0,64	-	✓	X	✓	MEDIO
DM_1100MW_4Guac	SI	-	-	X	X	X	ALTO
DM_1100MW_3Guac	NO	0,86	48,91	✓	-	-	MEDIO
DM_900MW_4Guac	NO	0,77	-	-	-	-	ALTO
DM_900MW_3Guac	NO	0,9	49,23	✓	✓	✓	BAJO
DM_750MW_4Guac	NO	0,86	49,2	✓	✓	✓	MEDIO
DM_750MW_3Guac	NO	0,92	49,4	✓	✓	✓	BAJO
DM_550MW_4Guac	NO	0,92	49,2	✓	✓	✓	BAJO
DM_550MW_3Guac	NO	0,92	49,2	✓	✓	✓	BAJO
DB_1360MW_4Guac	SI	-	-	X	X	X	ALTO
DB_1360MW_3Guac	SI	-	-	✓	✓	X	MEDIO
DB_1000MW_4Guac	SI	-	-	X	X	X	ALTO
DB_1000MW_3Guac	NO	0,95	49,4				BAJO
DB_800MW_4Guac	NO	0,81	49,35	X	X	X	MEDIO/ ALTO
DB_800MW_3Guac	NO	0,95	49,6	✓	✓	-	BAJO
DB_300MW_4Guac	NO	0,93	48,9	✓	✓	✓	BAJO
DB_300MW_3Guac	NO	0,93	49,6	✓	✓	✓	BAJO
DB_-150MW_4Guac	NO	-	50,35	✓	✓	✓	BAJO

Tabla 6.17 - Resumen de Comportamiento de Escenarios

La tabla refleja casos de alto impacto los cuales requieren apertura en tiempos cortos, de impacto medio en los cuales el sistema se estabiliza aunque con variables que presentan

[Ir al índice](#)

comportamientos indeseados no siendo crítica la apertura y de impacto bajo en los cuales no es necesario realizar el disparo.

La Figura 6.20 muestra la evolución de la diferencia angular para todos los escenarios simulados. Como puede verse, los casos que conducen al sistema al rápido colapso por inestabilidad angular presentan una evolución del ángulo que alcanza grandes diferencias en tiempos muy reducidos. A su vez, los escenarios estables presentan una evolución angular amortiguada con oscilaciones de amplitud baja. El resto de los escenarios presentan un comportamiento intermedio y no se requeriría una apertura forzada, aunque en algunos casos puede resultar beneficioso.

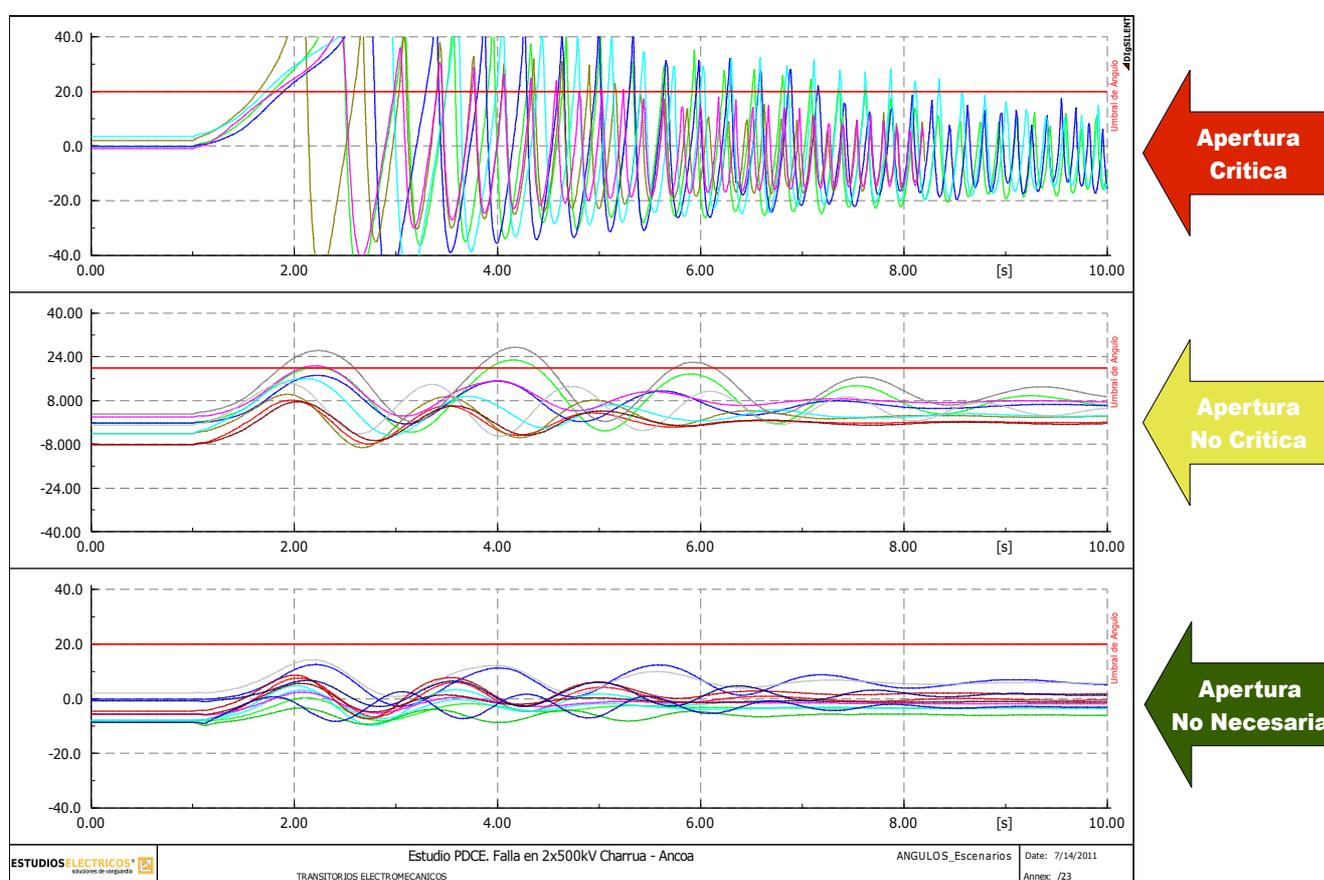


Figura 6.20 - Evolución de la Diferencia Angular entre Los Vilos y Pan de Azúcar 220kV

En la anterior figura se demarca un límite de diferencia de ángulo el cual no es alcanzado en el transcurso de la evolución por los escenarios estables, pero sí por los inestables y algunos de los escenarios de comportamiento intermedio. Esta división marca un posible umbral de ajuste para la comparación de diferencia angular a través de los sincrofasores representativos de la tensión de cada barra.

[Ir al índice](#)

El ajuste mencionado permite una apertura en tiempos acordes para evitar la inestabilidad angular. Sin embargo, el colapso por tensión en la barra de Diego de Almagro 220kV ( $u < 0,7pu$  post-contingencia) para los escenarios más críticos, obliga a reducir los tiempos de actuación del automatismo.

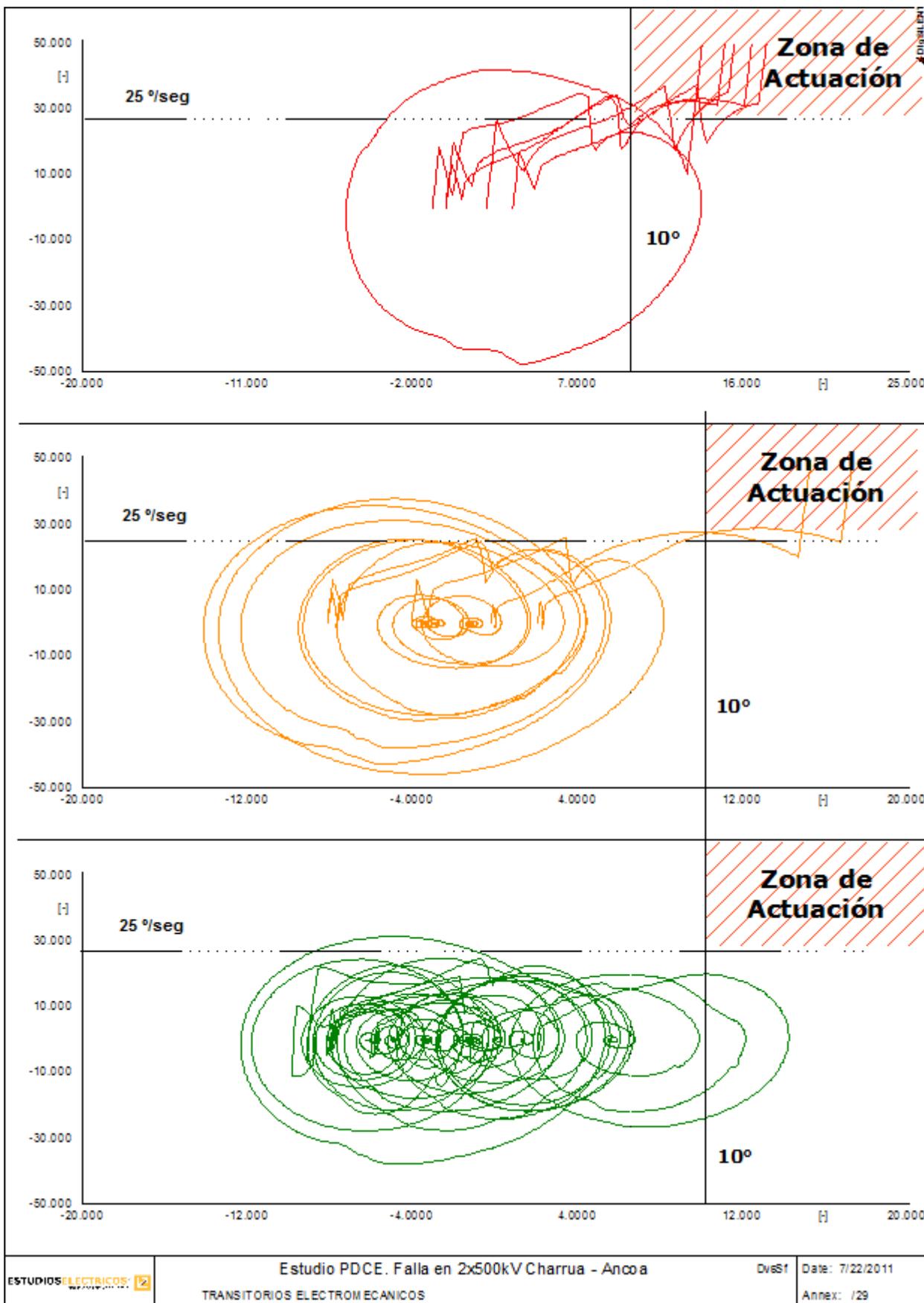
Por lo mencionado, se propone un ajuste adicional que considere la velocidad de cambio de la diferencia de ángulo entre los nodos de 220kV Los Vilos y Pan de Azúcar. De esta forma es posible identificar inestabilidades posteriores en tiempos aún menores, produciéndose la apertura y evitando así el colapso por tensión.

Finalmente, los ajustes propuestos en esta etapa son:

- Desfasaje =  $10^\circ$  con habilitación por velocidad,  $25^\circ/\text{seg}$

La figura siguiente muestra las respuestas transitorias obtenidas para un conjunto de escenarios, presentando sobre el eje de las abscisas el desfasaje angular entre barras de LOS VILOS y PAN DE AZUCAR, y sobre el eje de las ordenadas la velocidad de cambio del desfasaje angular.

- Las respuestas presentadas en la figura superior desencadenarían, en caso de no tomar acciones adicionales, en colapso de forma inmediata.
- Las respuestas presentadas en la figura del medio resultan de impacto medio-alto, pero se cuenta con más tiempo para determinar si es necesario provocar la separación en islas. Algunas de estas respuestas generan la formación de islas; otras no. Todas finalmente resultan estables.
- Las respuestas presentadas abajo resultan estables y no deben tomarse medidas adicionales.



[Ir al índice](#)

El modelo para realizar la apertura en el simulador DIGSILENT Power Factory se realiza en base a diagramas de bloque, que permiten medir la diferencia angular entre las barras escogidas en el sistema. La siguiente figura muestra el modelo que simula dinámicamente la medición y actuación del recurso propuesto.

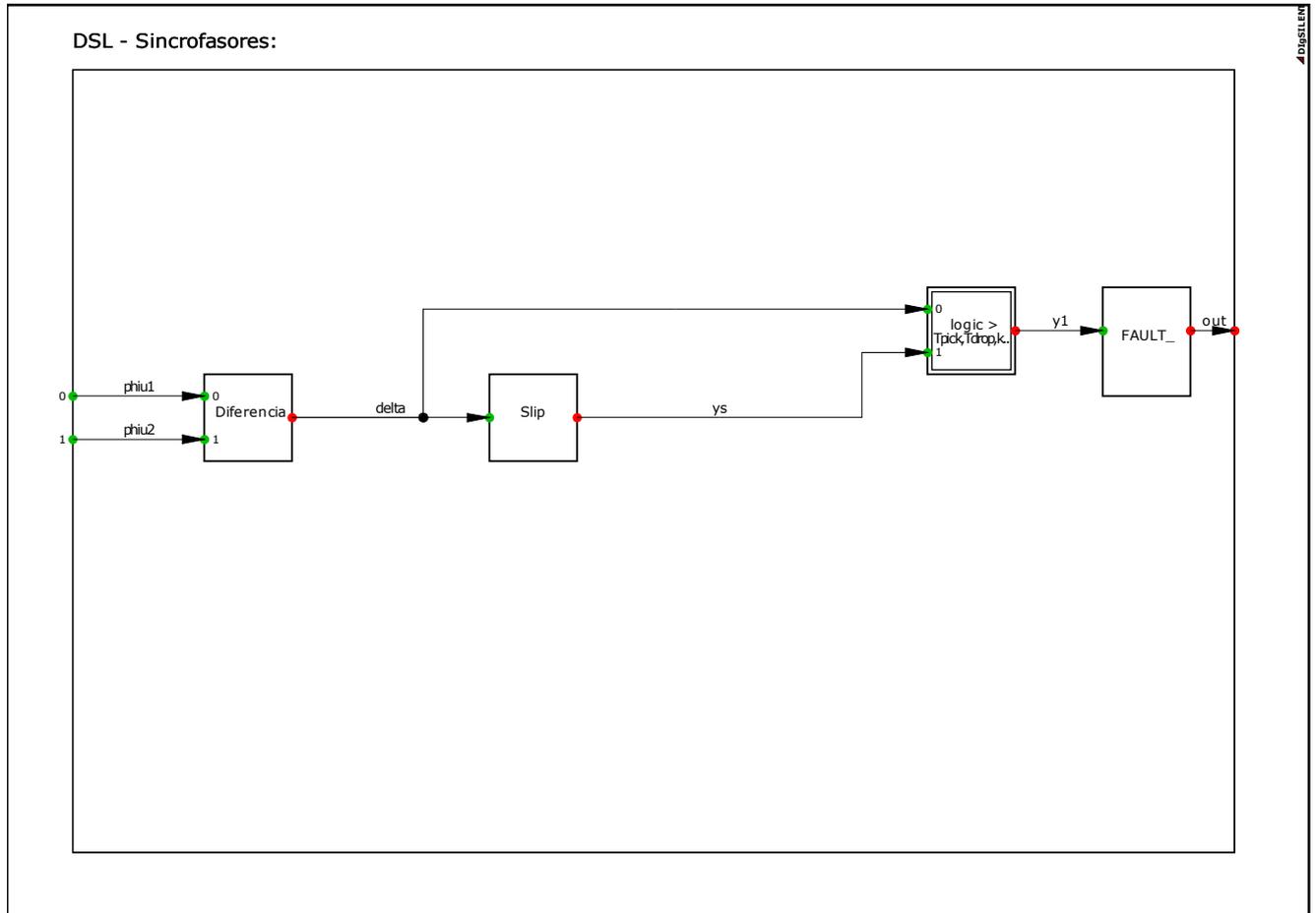


Figura 6.21 - Modelo del Recurso 2

El modelo permite un ajuste de umbral de ángulo y velocidad de cambio de ángulo para realizar la apertura del doble circuito Los Vilos-Pan de Azúcar en el extremo Pan de Azúcar.

## **Verificación de actuación de protecciones**

El recurso implementado tiene la finalidad de actuar sólo ante la ocurrencia de casos de inestabilidad angular en la zona norte que llevarían al sistema al colapso. Como fue mencionado, esta situación depende fundamentalmente del despacho de las unidades del subsistema norte, por lo cual, en determinados escenarios, el recurso no resulta necesario.

Para estos casos, en los cuales no se requiere la separación en islas y en respuesta a las observaciones recibidas en las primeras etapas del estudio, se verifica el comportamiento de las protecciones situadas sobre las líneas Los Vilos-Pan de Azúcar. Debido a la reciente inclusión de la S/E Las Palmas entre las SS/EE Los Vilos y Pan de Azúcar, se verifica además el comportamiento de las protecciones allí presente.

El análisis se realiza para uno de los casos más severos, el cual corresponde al ocurrencia de la doble contingencia en un escenario de demanda baja y 1000 MW de transferencia. Para este caso se observará la evolución dinámica de la impedancia vista por cada uno de los relés, detectando posibles disparos por ingresos a las zonas de protección.

Se analiza el comportamiento de las siguientes protecciones:

- **Maitencillo – Punta Colorada 220kV**
  - PDPS - PDTS
  - SEL – SEL421
- **Punta Colorada - Maitencillo 220kV**
  - Siemens 7SA612
  - GED60
- **Punta Colorada – Pan de Azúcar 220kV**
  - Siemens 7SA612
  - GED60
- **Pan de Azúcar - Punta Colorada 220kV**
  - Siemens 7SA612
  - GED60
- **Pan de Azúcar – Las Palmas**
  - Siemens 7SA612
  - SEL - SEL421

- **Las Palmas – Pan de Azúcar**
  - Siemens 7SA612
  - General Electric GED60
- **Las Palmas – Los Vilos**
  - Siemens 7SA612
  - General Electric GED60
- **Los Vilos – Las Palmas**
  - Siemens 7SA612
  - SEL – SEL421

Dado que los ajustes adoptados para el esquema de sincrofasores poseen la premisa de sólo actuar para situaciones de colapso en la zona norte, en los casos en que no se requiere apertura, se espera que las variables del sistema se comporten de forma satisfactoria sin producir impacto sobre la red.

Si bien las protecciones ubicadas en las subestaciones del norte del sistema poseen una gran lejanía con la ubicación de la falla estudiada, resulta importante estudiar su comportamiento debido la cercanía eléctrica que éstas poseen con el punto de generación de la inestabilidad angular observada en el sistema. Más precisamente, las oscilaciones de potencia registradas al norte de la subestación Los Vilos podrían provocar actuaciones de protecciones que resultarían indeseadas en determinados escenarios.

Debido a lo mencionado en el párrafo anterior, el análisis de las protecciones debe centrarse en la evolución dinámica de la impedancia con los módulos relacionados con este comportamiento. Particularmente, resulta de interés el ajuste del módulos de Power Swing y su acción sobre las zonas de protección.

En la siguiente figura se muestra el ajuste de las protecciones de las líneas Pan de Azúcar-Las Palmas donde se detalla el ajuste del módulo de oscilación de potencia.

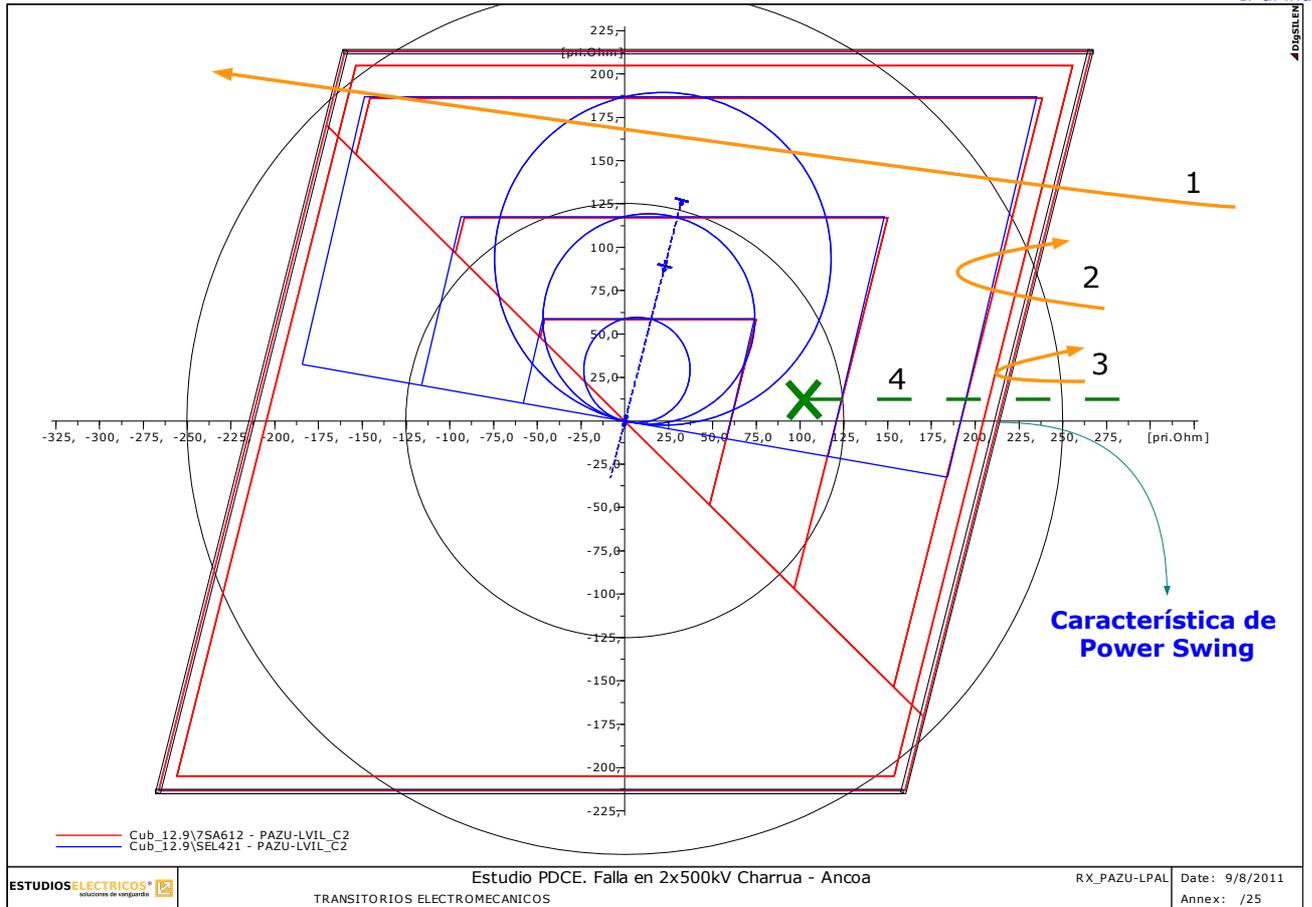


Figura 6.22 - Modos de Power Swing

Las evoluciones dinámicas de la impedancia vista por la protección denominadas con 1, 2 y 3 son detectadas como Power Swing mientras que el salto instantáneo hacia alguna de las zonas (4) es detectada como condición de falla.

Los casos registrados para las protecciones en estudio corresponden a evoluciones del tipo 1, 2 y 3 por lo que resultará relevante el ajuste del módulo de oscilación de potencia.

En la siguiente tabla se detalla el ajuste del módulo de Power Swing y su acción sobre las zonas de protección de cada una de las protecciones estudiadas.



Línea	Protección	Power Swing	Acción
<b>Pan de Azúcar-Las Palmas</b>	Siemens 7SA612	Activo	No disparo. Bloqueo de todas las zonas de impedancia.
	SEL 421	Activo	No disparo. Bloqueo de zonas 1 y 2.
<b>Los Vilos – Las Palmas</b>	Siemens 7SA612	Activo	No disparo. Bloqueo de todas las zonas de impedancia.
	SEL 421	Activo	No disparo. Bloqueo de zonas 1 y 2.
<b>Maitencillo – Punta Colorada</b>	PDPS-PDTS	Activo	No disparo. Bloqueo de todas las zonas de impedancia.
	SEL 421	Activo	No disparo. Bloqueo de todas las zonas de impedancia.
<b>Punta Colorada – Maitencillo</b>	Siemens 7SA612	Activo	No disparo. Bloqueo de zonas 2, 3, 4 y 5
	GE D60	Activo	Temporizada
<b>Punta Colorada – Pan de Azucar</b>	Siemens 7SA612	Activo	No disparo. Bloqueo de zonas 2, 3, 4 y 5
	GE D60	Activo	Temporizada
<b>Pan de Azúcar – Punta Colorada</b>	PDPS-PDTS	Activo	No disparo. Bloqueo de todas las zonas de impedancia.
	SEL 421	Activo	No disparo. Bloqueo de todas las zonas de impedancia.
<b>Las Palmas – Los Vilos</b>	GE D60	Activo	Temporizada
	Siemens 7SA612	Activo	No disparo. Bloqueo de todas las zonas de impedancia.
<b>Las Palmas – Pan de Azúcar</b>	GE D60	Activo	Temporizada
	Siemens 7SA612	Activo	No disparo. Bloqueo de todas las zonas de impedancia.

Tabla 6.18 - Resumen de Comportamiento de Escenarios

Tal como puede observarse en la Tabla 6.18, las protecciones situadas entre las SS/EE Maitencillo y Los Vilos poseen sus módulos de oscilación de potencia activos, bloqueando algunas o todas las zonas de distancia del relé correspondiente.

[Ir al índice](#)

Como fue mencionado anteriormente, para el análisis de la actuación de protecciones se utilizará un escenario extremo, en el cual las oscilaciones de potencia/inestabilidad angular sean notoria y puedan provocar actuaciones de protecciones.

Para ello se simulan los siguientes casos en el escenario de 1000MW de transferencia en un escenario de demanda baja:

- **Caso 1:** Se considera el caso de despacho en el subsistema norte que provoque inestabilidad angular al ocurrir la doble contingencia. Se considera el esquema de sincrofasores (recurso 2) activo, con el fin de evaluar su comportamiento respecto al de las protecciones.
- **Caso 2:** Se considera el caso de despacho en el subsistema norte que provoque inestabilidad angular al ocurrir la doble contingencia. Se considera el esquema de sincrofasores (recurso 2) fuera de servicio, con el fin de evaluar la respuesta actual del sistema de protecciones.
- **Caso 3:** Se considera el caso de estudio en el cual no se registra inestabilidad angular. En este caso, el recurso 2 se encuentra activo sin que sea necesaria su actuación. A partir de este caso se verificará que las protecciones no actúen dado que resultan escenarios estables.

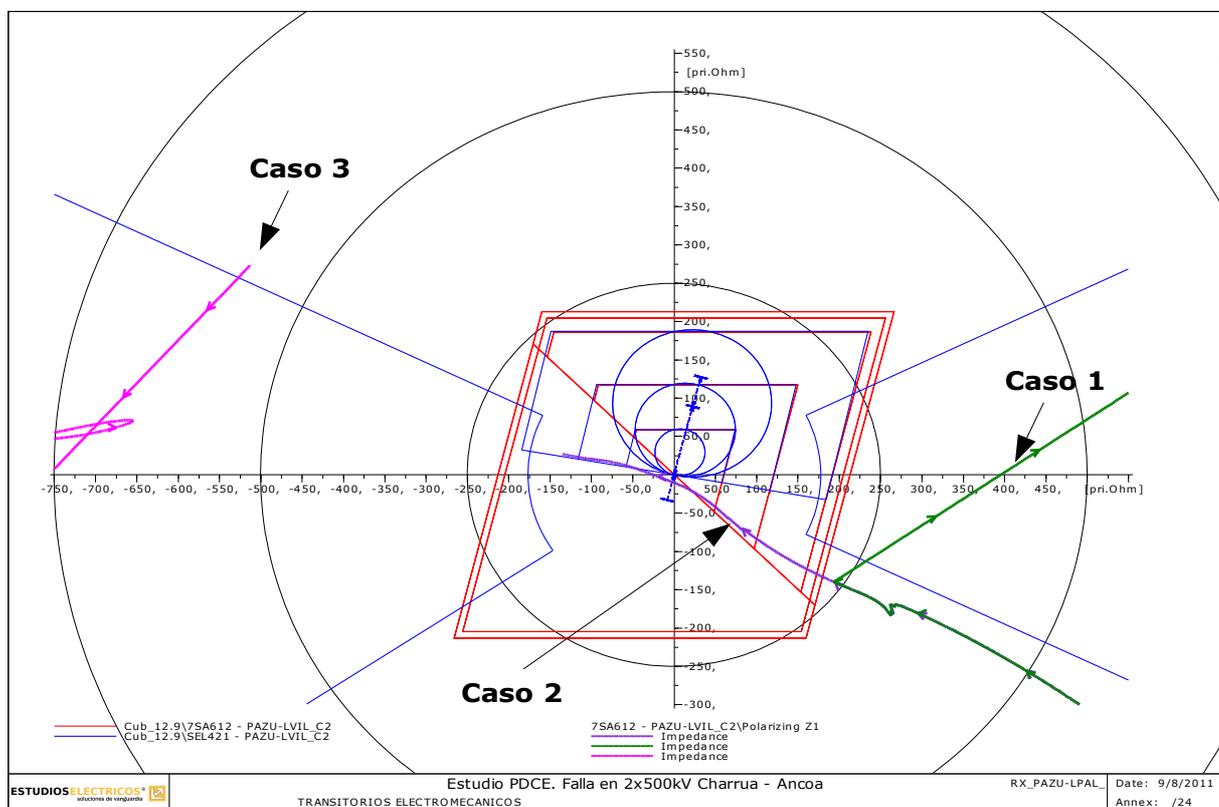


Figura 6.23 - Evolución de las Impedancias medidas para diferentes casos de estudio

[Ir al índice](#)

La siguiente figura muestra la impedancia vista por los relés de la subestación Pan de Azúcar que protegen la línea hacia Las Palmas. En esta figura se pueden apreciar las evoluciones dinámicas de la impedancia para los 3 casos antes mencionados.

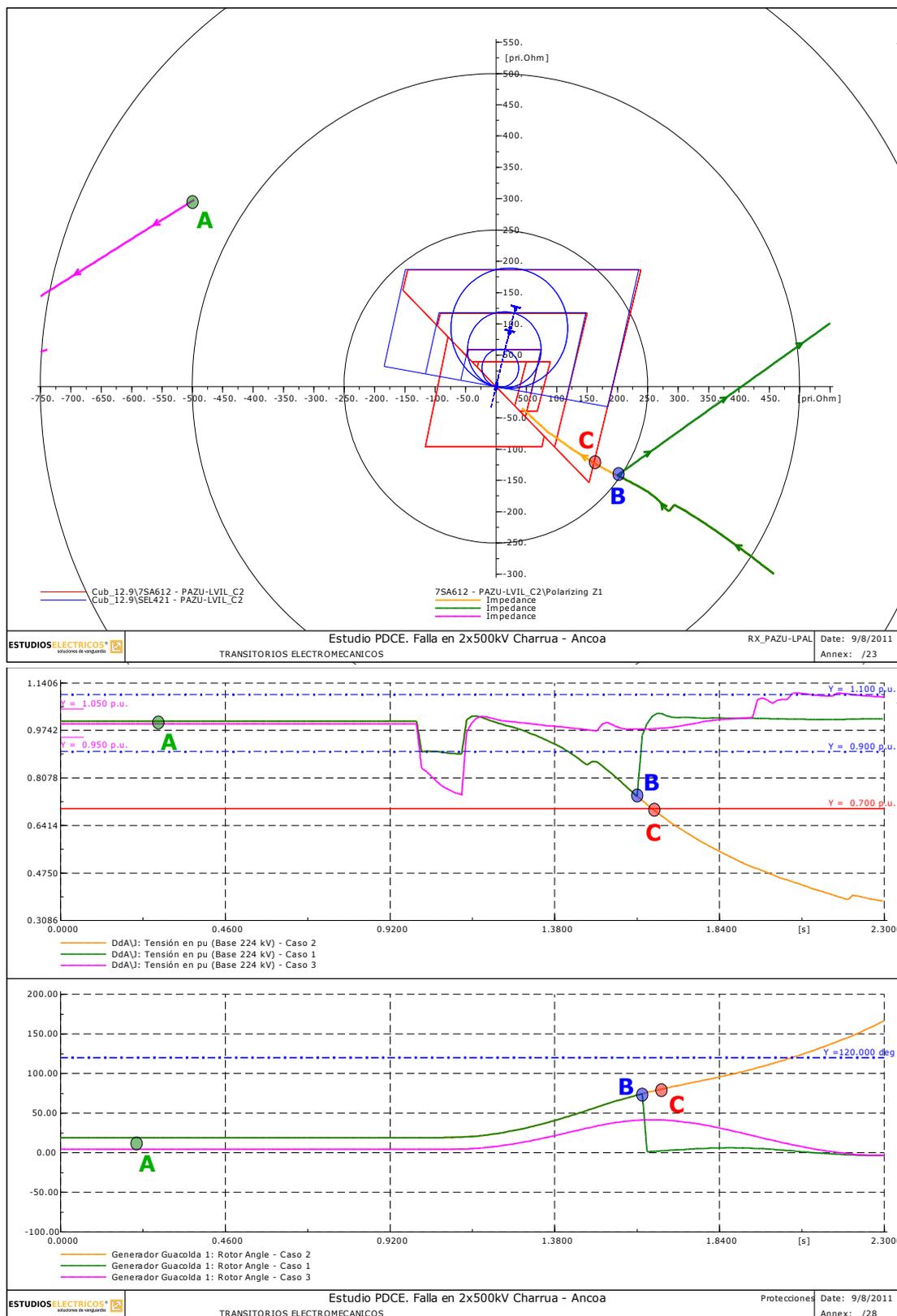


Figura 6.24 - Evolución Dinámica para los distintos casos

[Ir al índice](#)

En la Figura 6.24 se indican tres puntos denominados con las letras A, B y C. Cada uno de estos puntos se encuentran ubicados en la evolución temporal de la tensión de la barra de Diego de Almagro 220kV, el ángulo de los generadores de Guacolda y la impedancia vista por la protección situada en Pan de Azúcar.

El Punto **A** representa la condición de flujo de carga, que como puede apreciarse se encuentra lejano a las zonas de protección de impedancia.

El punto **B** indica el punto de actuación del esquema de sincrofasores para este escenario cuando se presentan fenómenos de inestabilidad. Tal como puede observarse, esta actuación evita un valor de tensión menor o igual a 0,7pu en la barra de Diego de Almagro lo cual provocaría un colapso en tensión. La actuación de los sincrofasores se produce previo al ingreso de la impedancia a las zonas de protección para los casos inestables, mientras que en los casos estables (magenta) no se registra actuación. Cabe destacar, que para el caso estable la evolución de la impedancia no ingresa en ningún momento en las zonas de protección; así, en los casos en que no se produce la separación en islas las evoluciones observadas resultan amortiguadas y dentro de entornos admisibles.

El punto **C** indica el punto en el cual se registra una tensión igual a 0,7 pu en la barra de Diego de Almagro. La impedancia en este caso se encuentra próxima a entrar en la zona 4 de la protección por lo cual no se produciría ningún tipo de actuación. Además, los módulos ACTIVOS de Power Swing bloquearían el disparo de estas protecciones, alcanzándose el colapso del sistema.

Del análisis realizado se puede concluir lo expresado en los siguientes puntos:

- Las protecciones de línea situadas entre las SS/EE Maitencillo 220kV y Los Vilos 220kV no producen actuación en casos de condiciones críticas pero estables del sistema (escenarios de no actuación del esquema de sincrofasores).
- Al encontrarse los módulos de Power Swing activos estas protecciones no presentan actuación ante la ocurrencia de la doble contingencia en estudio (al menos en los tiempos requeridos para evitar el colapso del sistema)
- En los casos en los que la impedancia alcanza zonas no bloqueadas por Power Swing, en caso de prescindir del esquema de sincrofasores, se alcanzarían rápidamente condiciones de colapso debido al retardo de actuación.



## 6.3 RECURSO 3: Desconexión de bancos de CCEE

### 6.3.1 Diseño del esquema

Los cortes de carga por EDACxBF y EDACxCEx requeridos para evitar el colapso del subsistema por subfrecuencia, provocan un gran desprendimiento de carga, y en consecuencia, sobretensiones en algunos nodos del sistema. Si bien, como se observa en las simulaciones de la Figura 5.10, la tensión no alcanza valores críticos en la evolución transitoria, se requiere un control de tensión para lograr que transcurridos 20 segundos de la perturbación, la tensión quede dentro de las bandas exigidas en la NTSyCS.

Dado que no es necesario y tampoco conveniente una actuación sumamente rápida para el control de la tensión, los tiempos involucrados se encuentran en el orden de los 10 segundos, resultando similar al esquema de MAIS implementado actualmente en el sistema.

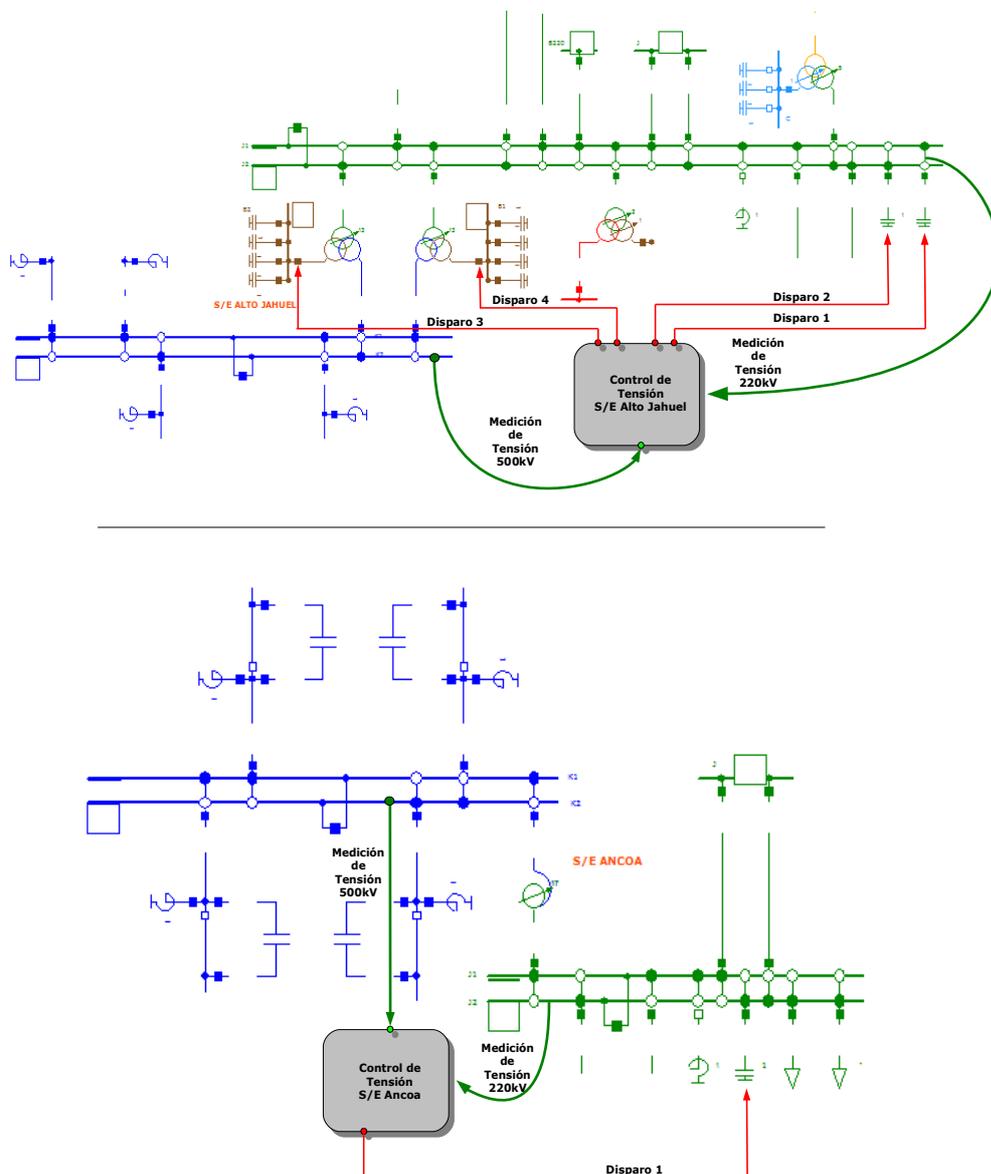


Figura 6.25 - Recurso para el Control de Tensión

[Ir al índice](#)

El esquema propuesto consiste en el disparo de capacitores de las SS/EE Alto Jahuel y Ancoa. Si se detecta una tensión superior a 1,05 pu en la barra de 500kV, o superior a 1,1 pu en la barra de 220kV, de las SS/EE mencionadas, se enviarán de forma escalonada señales de *desconexión a los capacitores* estáticos según se encuentren disponibles. La siguiente tabla muestra la lógica de actuación del recurso.

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

Tabla 6.19 - Control de Tensión

Los reactores de las subestaciones Ancoa y Alto Jahuel 220kV podrían incluirse dentro del esquema, sin embargo, al encontrarse asociados al actual esquema de MAIS, no se considera necesaria una implementación adicional.

Las siguientes gráficas muestran los resultados de la simulación en condiciones similares a las expuestas en la Figura 5.10, habilitando el control de tensión en las subestaciones Alto Jahuel y Ancoa. Si bien los tiempos de actuación son similares, el esquema de control de tensión no posee solapamiento con el esquema actual implementado con los MAIS dado que poseen criterios de actuación diferentes. Los reactores asociados a MAIS están normalmente conectados, por lo que su función resulta la de elevar los niveles de tensión.

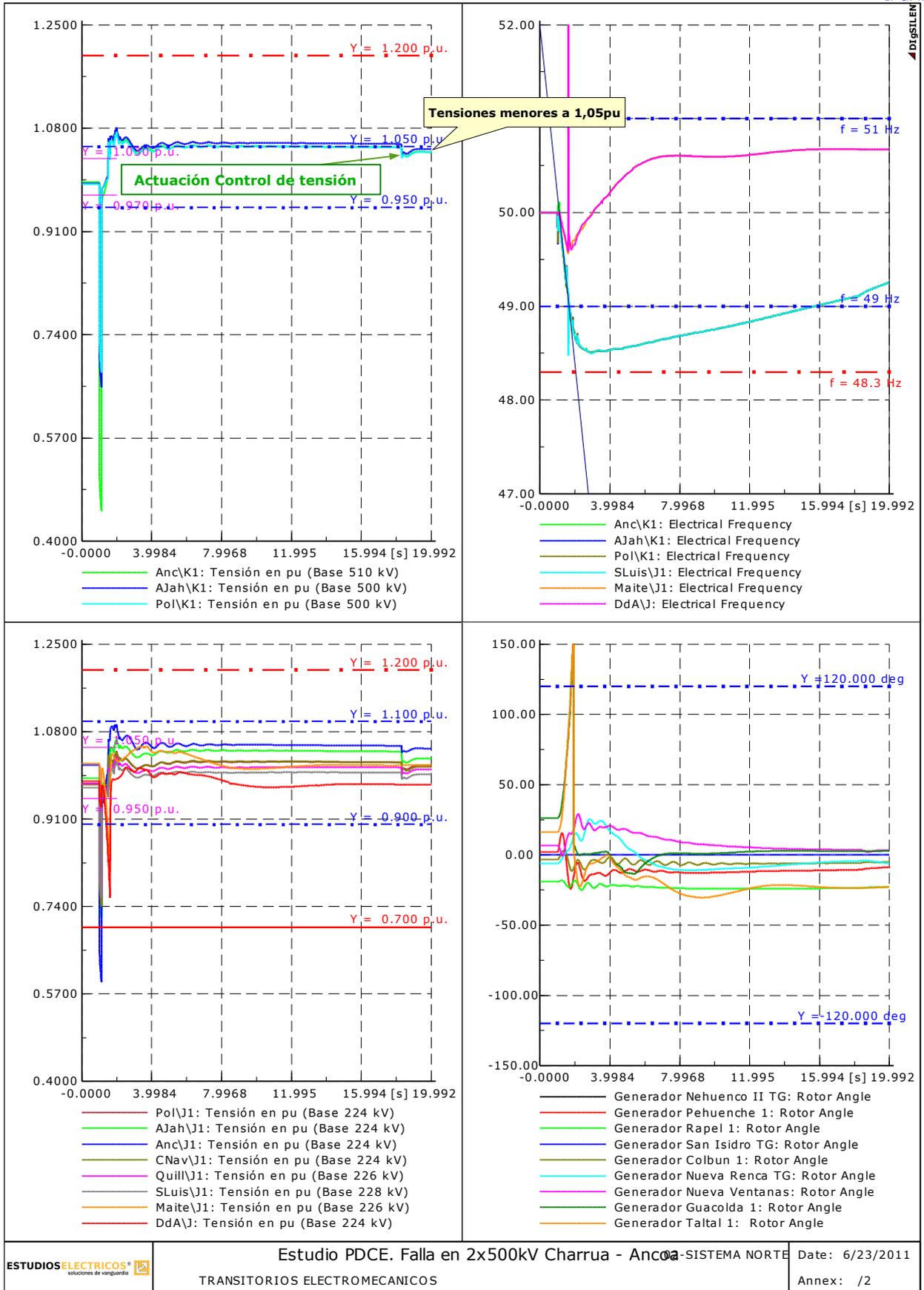


Figura 6.26 - Actuación del recurso para el control de tensión

[Ir al índice](#)

La figura muestra la actuación de uno de los escalones de disparo que actúa sobre los capacitores de las SS/EE Ancoa y Alto Jahuel 220kV. La filosofía utilizada para el disparo permite que la desvinculación de los capacitores se efectúe en condiciones de régimen permanente, evitando así posibles errores en la actuación ante evoluciones transitorias. El control pretende estabilizar las tensiones de los nodos de alta tensión del sistema en los valores indicados en la NT luego de transcurridos 20 segundos de ocurrida la falla.

La implementación de un esquema inteligente en comparación con relés de tensión locales, permite reducir considerablemente los tiempos de actuación ya que control permite determinar orden y tiempos de actuación según una lista predefinida, en función de la disponibilidad para la desconexión (capacitores).

Como puede observarse en el esquema, existen dos puntos de medición en cada una de las subestaciones. El esquema permanecerá activo si la tensión en las barras de 220kV o 500kV de cada subestación permanece por encima de valores prefijados. Estos valores están dados por los requerimientos de la NTyCS siendo de 1,05pu para 500kV y 1,1pu para 220kV, respecto a sus tensiones de servicio.

Mientras el esquema se encuentre activo, un PLC determinará los equipos disponibles y le asignará una temporización a cada uno de ellos, siendo ésta equivalente a la Tabla 6.19.

Una vez que la tensión en 500kV y 220kV permanezca durante un tiempo prefijado por debajo del valor de consigna, el esquema se desactiva impidiendo la continuación de los disparos/conexiones pendientes.

Para la verificación del esquema durante las simulaciones, se crea en el simulador un modelo que reproduce las actuaciones requeridas según lo mostrado en la Tabla 6.19. En él, pueden ajustarse los niveles de actuación (en pu) y los tiempos de actuación requeridos. El siguiente gráfico muestra el modelado del control de tensión en la S/E Alto Jahuel 500kV

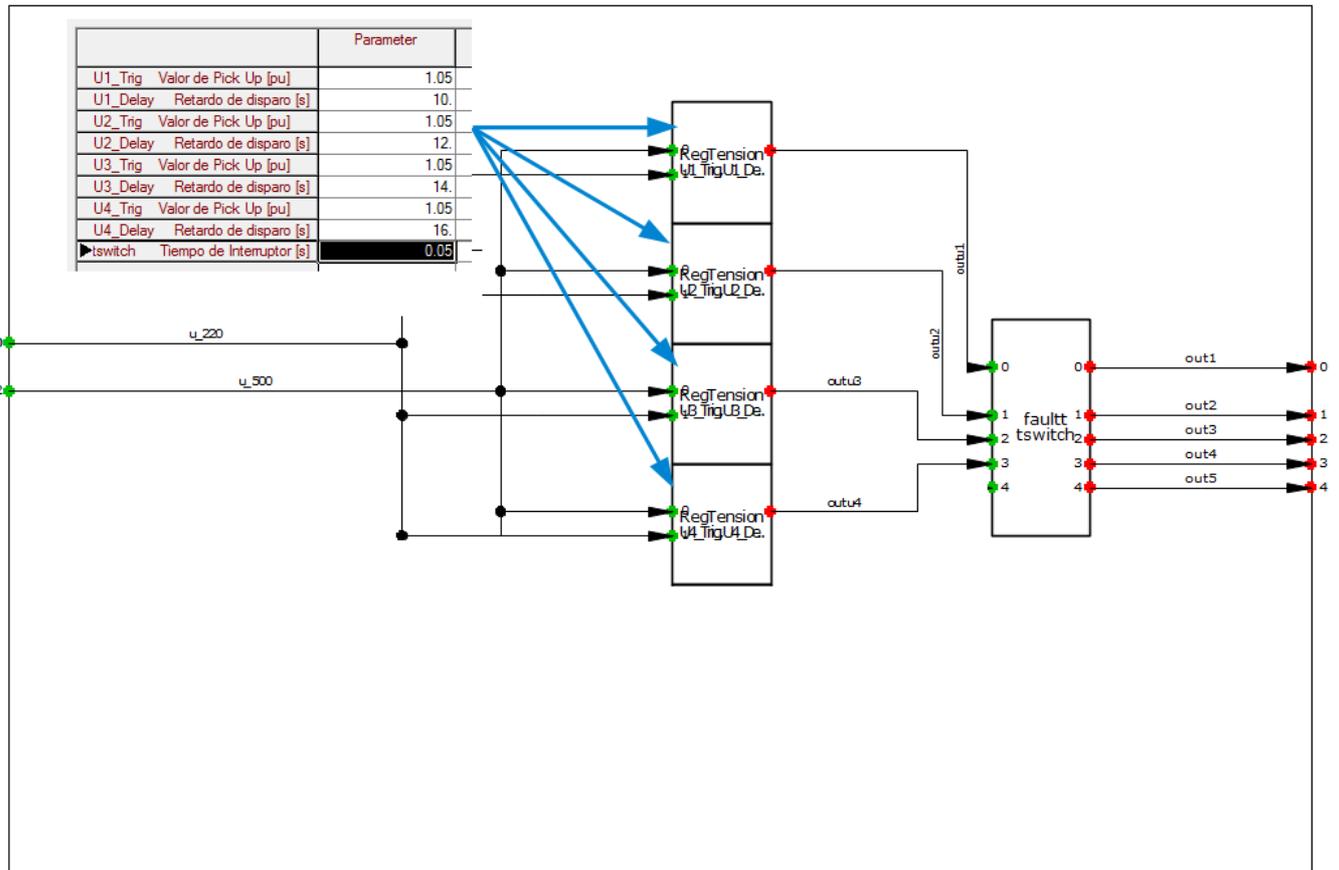


Figura 6.27 - Modelo del Recurso 3

El modelo contempla la actuación del esquema para los casos en que la tensión permanezca por encima de su valor de referencia respecto a la tensión nominal de la barra, enviando señales de disparo a los equipos correspondientes según el tiempo de actuación prefijado.

## 6.4 RECURSO 4: Desconexión de Generación

### 6.4.1 Antecedentes

La Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, establece que:

#### Artículo 3-10

Toda unidad generadora deberá continuar operando sus unidades bajo la acción de su Controlador de Velocidad para variaciones de la frecuencia que estén dentro de los límites de operación en sobre y subfrecuencia que a continuación se indican:

Límite Inferior (mayor que)	Limite Superior (menor o igual que)	Tiempo Mínimo de Operación		
		Hidroeléctricas	Termoeléctricas	Eólicas
49,0 Hz	50,0 Hz	Permanente	Permanente	Permanente
48,0 Hz	49,0 Hz	90 segundos	90 segundos	90 segundos
47,5 Hz	48,0 Hz	15 segundos	15 segundos	15 segundos
47,0 Hz	47,5 Hz	5 segundos	Desconexión	Desconexión
50,0 Hz	51,0 Hz	Permanente	Permanente	Permanente
51,0 Hz	51,5 Hz	90 segundos	90 segundos	Desconexión
51,5 Hz	52,0 Hz	90 segundos	<b>5 segundos</b>	Desconexión
52,0 Hz	52,5 Hz	15 segundos	<b>Desconexión</b>	Desconexión
52,5 Hz	53,0 Hz	5 segundos	Desconexión	Desconexión

\*Se destacan en **rojo**, las limitaciones más críticas en lo que al recurso 4 respecta.

#### Artículo 3-11

Como mínimo, toda unidad generadora deberá ser capaz de:

- Operar en forma estable a potencia nominal para frecuencias en el rango 49,5-51,0Hz.
- Operar en forma estable a valores de potencia superiores o iguales al 80% de la potencia nominal para frecuencias en el rango 47,5 – 49,5 Hz.

Las respectivas potencias de operación en función de la frecuencia deberán ser informadas a la DO conforme ésta lo solicite.

#### **6.4.2 Requerimientos**

En función del análisis realizado en 5.6.1 , al producirse la doble contingencia con determinadas transferencias en dirección sur-norte, el sistema sur debe estabilizarse mediante la desconexión instantánea de generación. **Este esquema de desconexión debe contemplar la actuación en tiempos mínimos dado que, ante casos de altas transferencias, se requiere una rápida respuesta para evitar el colapso por frecuencia.**

El diseño del recurso que implemente la desconexión necesaria de generación en el subsistema sur, ante la ocurrencia de la doble contingencia, debe tener en cuenta diversas premisas que permitan tomar acciones efectivas y eficientes. Estas premisas deben posicionar al subsistema sur en una condición post-contingencia que cumpla con todos los parámetros de desempeño establecidos por la NT SyCS minimizando el impacto y, a la vez, favoreciendo a la posterior recuperación del sistema.

Para ello se tienen en consideración los siguientes puntos:

- *Detección de la Contingencia*

La habilitación del recurso debe contemplar todas las condiciones de apertura del doble circuito. La contingencia en estudio puede presentarse no sólo por la pérdida del doble circuito de línea Charrúa - Ancoa 500kV sino también por la salida de servicio de los transformadores 525/230/66 kV presentes en la S/E Charrúa.

- *Potencia Objetivo*

Representa el monto de potencia a desvincular. Este monto debe permitir el cumplimiento de los parámetros de desempeño y las restricciones de sobrefrecuencia de las unidades generadoras para todos los niveles demanda. Al mismo tiempo, debe ser tan pequeño como técnicamente sea posible y estar en concordancia con la potencia de transferencia pre-contingencia por el doble circuito.

- *Tiempo de Respuesta*

El recurso a implementar debe poseer tiempos de detección y actuación mínimos, especialmente por la rápida tasa de crecimiento de la frecuencia que se provocan escenarios de alta transferencia. Por ello, se considera necesario que el automatismo posea una lista predefinida de generadores y bloques de generación a disparar que se encuentre disponible al momento de la contingencia.

- *Bloques y Generadores*

El esquema debe considerar la posibilidad de desconectar grandes bloques de generación desde la S/E Charrúa y por otra parte, unidades específicas. Esta condición pretende minimizar los esquemas de comunicación y evitar la aparición de sobretensiones post-contingencia debido a las líneas de 220kV en vacío.

- *Prioridades de desconexión*

El subsistema sur se caracteriza por su gran parque regulador de frecuencia por parte de las máquinas hidráulicas allí presentes. Esta condición resulta favorable para el control de la frecuencia del subsistema y será considerado para la determinación de la potencia a desvincular. Asimismo el esquema de desconexión deberá preservar unidades reguladoras para el control de frecuencia post-contingencia.

A su vez, este subsistema cuenta con unidades de vapor de gran porte. Siendo los tiempos de reposición de estas unidades un factor no despreciable, el esquema de desconexión debe minimizar la posibilidad de disparo de una de estas unidades.

La selectividad, precisión y velocidad requerida en el esquema impiden la utilización de relés locales en cada unidad generadora. El escalonamiento en frecuencia requerido para los relés, la variabilidad del despacho de las unidades y la necesidad de un corte de generación preciso hacen que esta posibilidad sea inviable para el recurso en estudio. Una implementación de esta naturaleza podría producir actuaciones que corten generación por exceso o por defecto incumpliendo las restricciones establecidas, y eventualmente, llevar al sistema sur al colapso por frecuencia.

### 6.4.3 Diseño del esquema

El esquema estabilizante estará entonces conformado por un automatismo (PLC) centralizado en la S/E Charrúa, encargado de detectar la doble contingencia y a partir de la potencia pre-contingencia y los despachos registrados, enviar las señales de disparo.

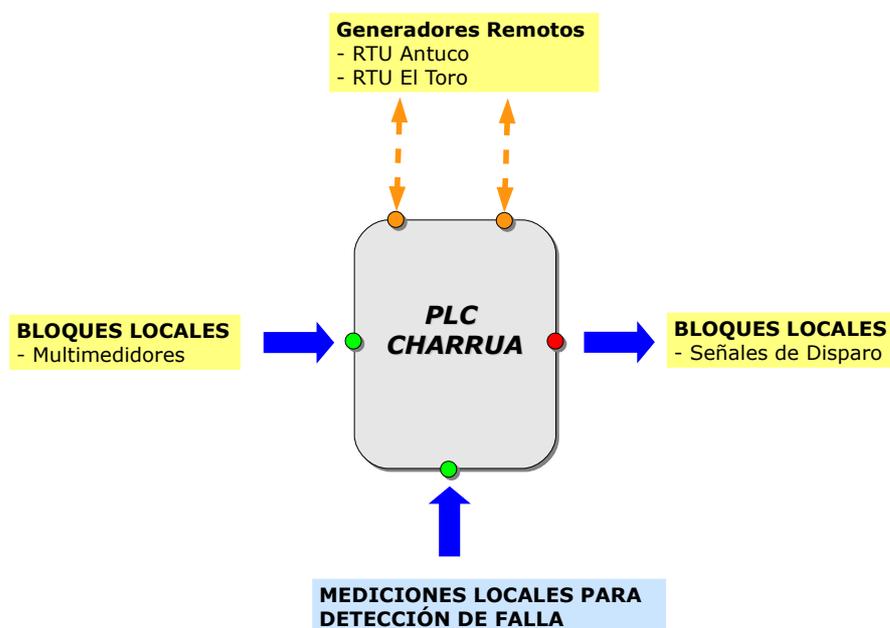


Figura 6.28 - Esquema genérico E/S PLC Charrúa

### Determinación de la Potencia Objetivo

El recurso 4 posee como variable fundamental, para la toma de decisiones, la potencia pre-contingencia circulante por el doble circuito. A partir del conocimiento de este valor, el esquema implementado deberá ser capaz de designar las unidades habilitadas para el disparo de manera que permita, luego de ocurrida la contingencia, la estabilización del sistema sur.

La Potencia Objetivo indica el monto total de potencia activa óptimo que debe ser desvinculado por medio del disparo de generación. Este valor debe ser determinado para distintas condiciones de flujo por el doble vínculo y niveles de demanda. Asimismo, siendo que los valores a desconectar son discretos, debe determinarse el entorno de error máximo entre la potencia objetivo y la potencia a disparar (entorno en el que debe encontrarse la potencia de corte real).

En primera instancia se determina que el corte debe realizarse por defecto. Esto no sólo para minimizar la potencia a desconectar, sino que resulta necesario para evitar posibles actuaciones de EDAC por baja frecuencia. A modo de referencia, en la Figura 6.29 se presenta la evolución de la frecuencia del sistema sur ante la doble contingencia y posterior disparo por exceso (rojo) y por defecto (verde) en un escenario de demanda media con 1360MW de transferencia sur → norte.

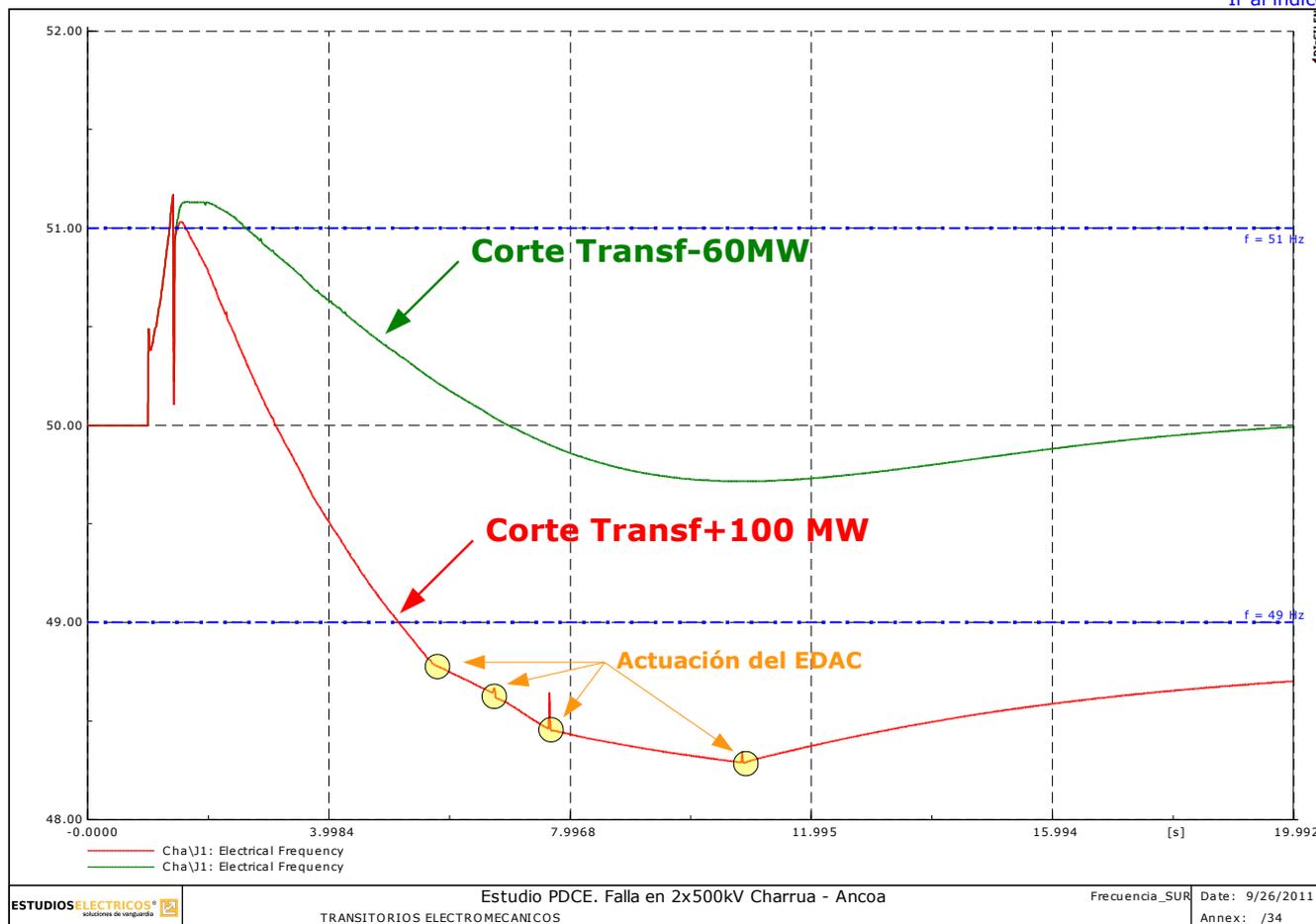


Figura 6.29 - Sensibilidad de Potencia Disparada

La figura muestra claramente las ventajas de provocar un corte por defecto, permitiendo una recuperación satisfactoria de la frecuencia. Se aprecia que un corte por exceso del +7% del nivel de transferencia ocasiona la actuación de EDACxBF y que por otra parte, en el caso en que se desconecta generación por defecto, la regulación permite restablecer la frecuencia a los valores requeridos.

Con esto en consideración se tiene la primer inecuación para definir la potencia a disparar:

$$P_{TRIP} \leq P_{TRANF}$$

En segunda instancia se determina el umbral de transferencia de potencia activa por el vínculo Charrúa-Ancoa 500kV (pre-contingencia) a partir de la cual es necesario desconectar generación, para que la sobre-frecuencia post-contingencia no alcance valores inadmisibles. En otras palabras, el valor límite de transferencia que, sin la actuación de ningún recurso adicional sobre el sistema sur, permite que las variables sistémicas del mismo se encuentren dentro de los rangos admisibles establecidos en la NTSyCS para una situación de contingencia como la analizada.

[Ir al índice](#)

Para obtener este segundo parámetro se generan escenarios adicionales ajustando los niveles de transferencias sur → norte a valores bajos y se simula la doble contingencia en los escenarios de demanda alta, media y baja sin recursos adicionales en este sistema.

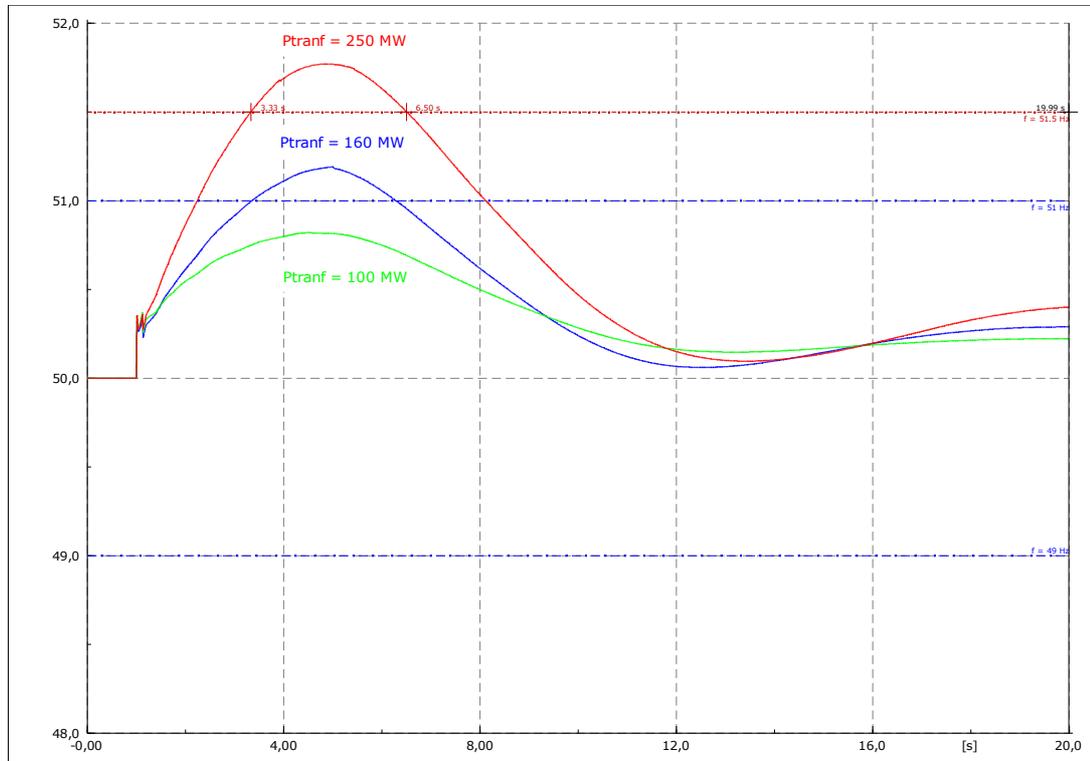


Figura 6.30 - Determinación de  $P_{UMBRAL}$  – Escenario de Demanda Alta

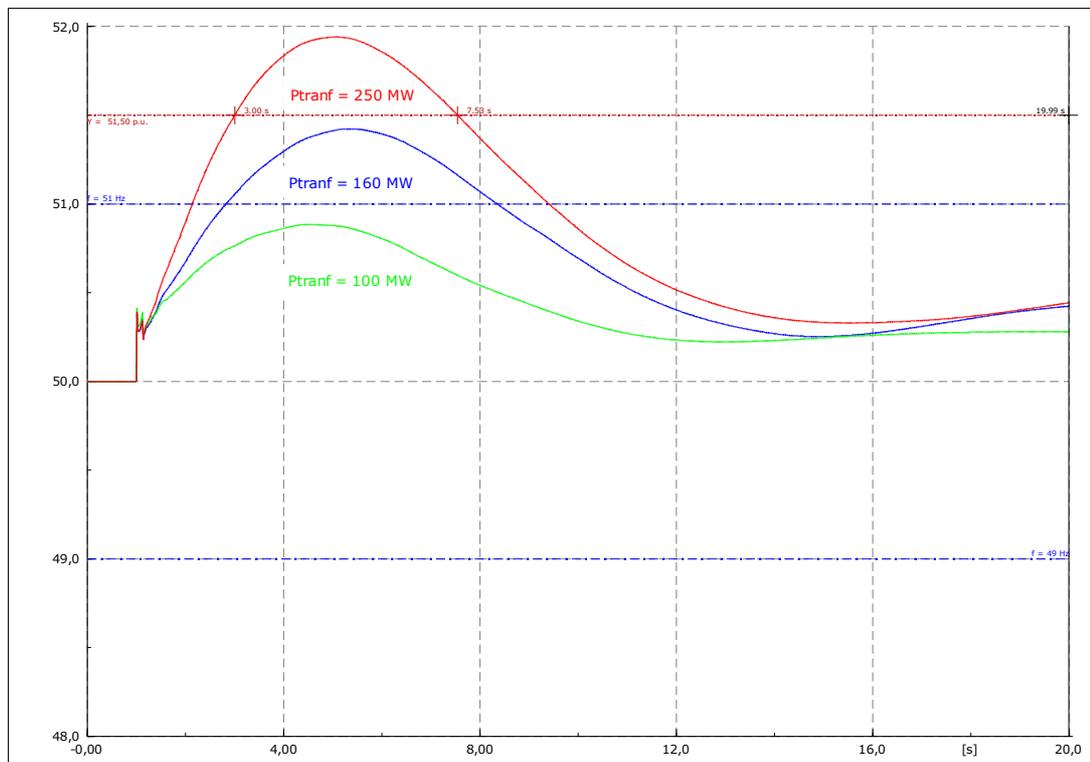


Figura 6.31 - Determinación de  $P_{UMBRAL}$  – Escenario de Demanda Media

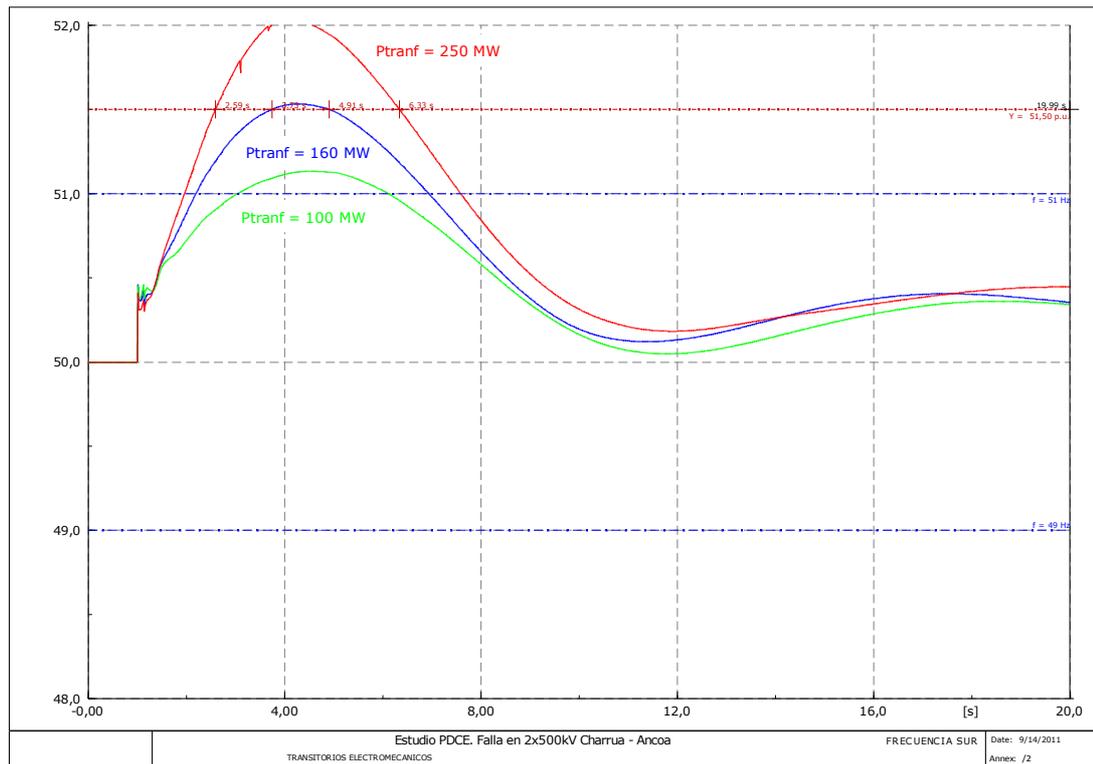


Figura 6.32 - Determinación de  $P_{UMBRAL}$  – Escenario de Demanda Baja

En las figuras 6.30, 6.31 y 6.32 se muestra la evolución de la frecuencia para tres niveles de transferencia en los tres escenarios de demanda. En estos casos la evolución es libre siendo controlada la frecuencia por los reguladores de velocidad de las unidades que participan en la RF y se encuentran en servicio.

Se destaca que:

- con transferencias menores a 100MW la regulación del subsistema controla la frecuencia de manera correcta,
- con transferencias del orden de los 250MW, la excursión inicial (rango donde los reguladores de velocidad no tienen control) resulta excesiva existiendo la posibilidad de desconexión de las unidades térmicas,
- con transferencias intermedias (160MW), la excursión de la frecuencia es significativa pero resulta contenida dentro de los límites establecidos por la NTSyCS.

En función de este análisis se define el umbral de actuación del esquema por nivel de transferencia:

$$P_{UMBRAL} = 160MW$$

Definido este umbral mínimo, y sabiendo que la potencia de corte debe ser menor o igual a la de transferencia, se propone inicialmente que la potencia objetivo sea:

$$P_{\text{OBJETIVO}} = P_{\text{TRANF}} - P_{\text{UMBRAL}} \quad (P_{\text{TRANF}} > 160 \text{ MW})$$

Luego, analizando las simulaciones dinámicas se aprecia que una diferencia de 160MW (entre la potencia a desconectar y la transferencia pre-contingencia) resulta excesiva en los escenarios de altas transferencias. Ésto, debido a que en estos casos se presenta un elevado gradiente inicial que hace que la frecuencia alcance valores significativos previo al disparo de la generación.

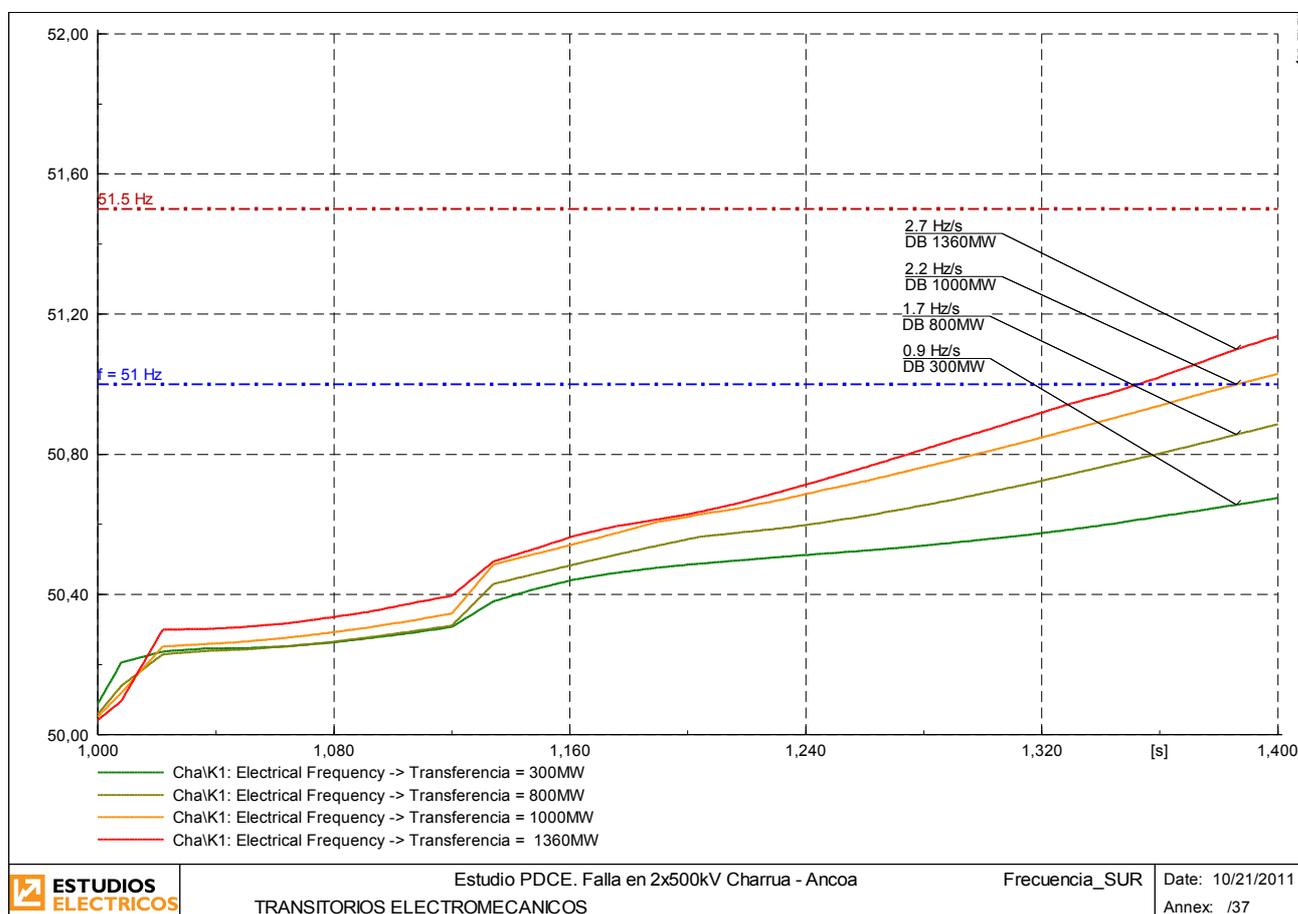


Figura 6.33 - Crecimiento de la frecuencia sistema sur, en demanda baja, con diversos niveles de transferencia

En la Figura 6.34 se presenta en color rojo la evolución de la frecuencia en un escenario de demanda baja y 1360MW de transferencia en donde la desconexión realizada es de 1200MW. Se observa que la frecuencia se encuentra poco más de 5 segundos por encima de 51,5Hz, no cumpliendo con los requerimientos establecidos. Junto con ésta, se gráfica la respuesta para el mismo caso considerando un corte levemente mayor (1260MW), la cual resulta claramente más

[Ir al índice](#)

efectiva que la anterior. Se destaca que en este escenario la demanda total de Charrúa al sur es de aproximadamente 900MW, por lo que un corte adicional de 60MW representa un 7% de la isla en cuestión.

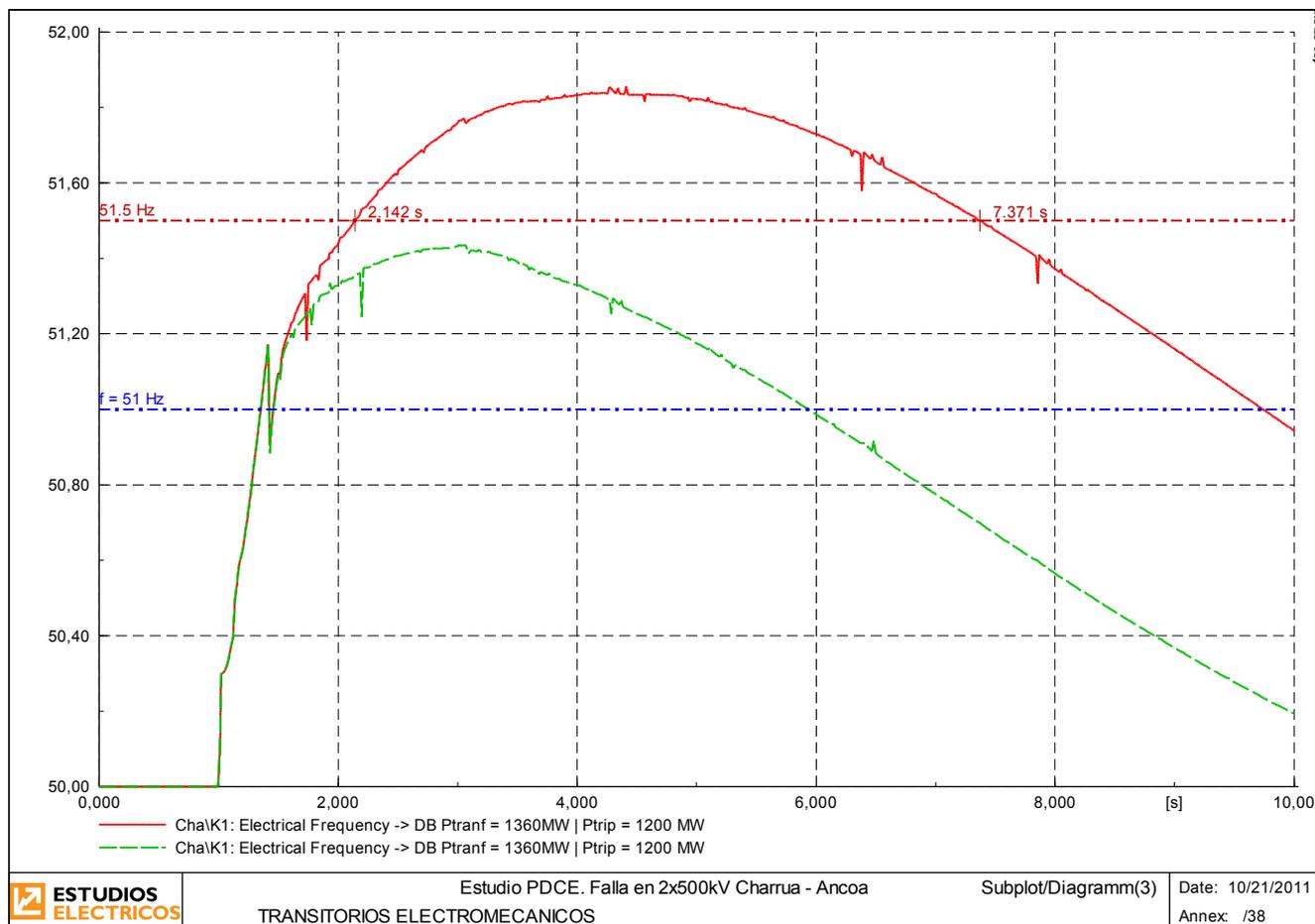


Figura 6.34 - Sobrefrecuencia post-contingencia. Escenario demanda Baja 1360MW. Disparo 1200MW y 1260MW

En función de estos resultados conceptuales se analiza la respuesta para los diferentes escenarios de demanda y niveles de transferencia, con el fin de determinar de manera precisa la potencia objetivo del recurso 4.

Del mencionado análisis se obtiene la función Potencia Objetivo:

- Si  $P_{TRANF} \leq 160 \text{ MW} \rightarrow P_{OBJETIVO} = 0 \text{ MW}$
- Si  $P_{TRANF} > 160 \text{ MW} \rightarrow P_{OBJETIVO} = (1,05 * P_{TRANF} - 168) \text{ MW}$

Resultando entonces el entorno para la potencia a ser disparada:

$$P_{OBJETIVO} \leq P_{TRIP} \leq P_{TRANF}$$

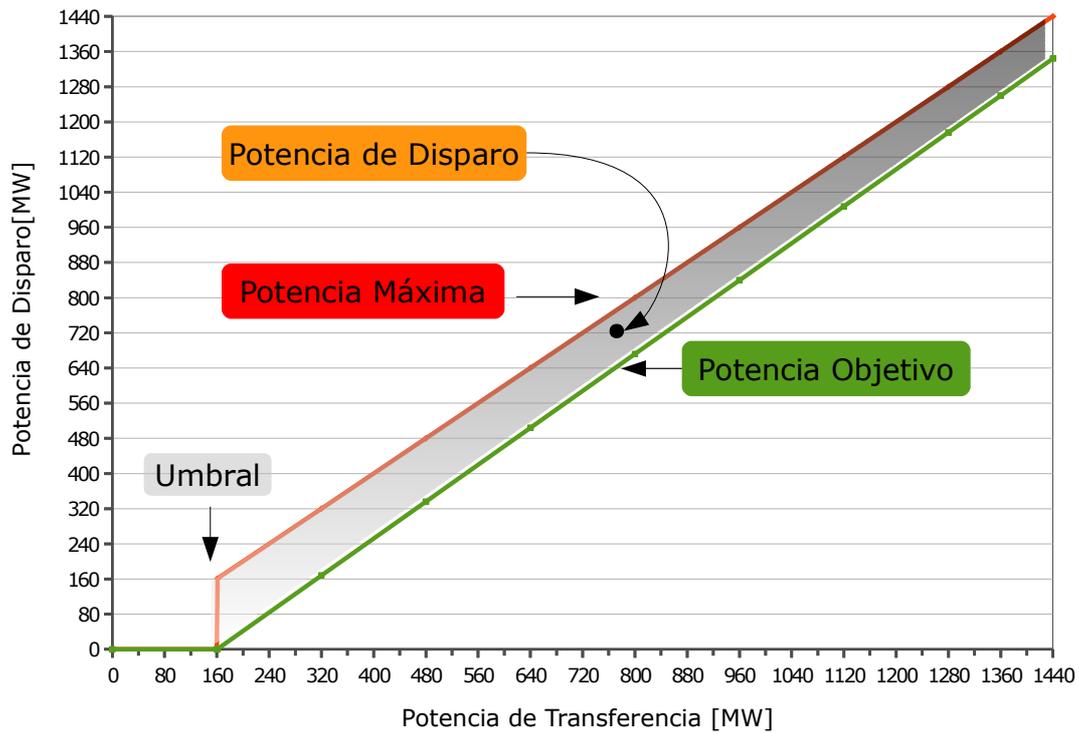


Figura 6.35 - Entorno de Potencia de Disparo en función de la Potencia de Transferencia.

A partir de este análisis se determina el monto de potencia a desconectar en función del nivel de transferencia. El programa deberá entonces seleccionar las unidades de forma tal que la potencia a desconectar resulte lo más cercana posible a la potencia objetivo siempre que no supere la potencia de transferencia.



### Bloques y unidades participantes

Definida la potencia objetivo, se deben establecer los generadores a participar del esquema de desconexión, los puntos de apertura y desarrollar una lógica que establezca prioridades de unidades a desconectar.

Conforme a las premisas mencionadas previamente, la selección de bloques y unidades debe contemplar la necesidad de minimizar las redes de comunicación y al mismo tiempo debe permitir realizar cortes con suficiente precisión, para que la potencia de corte ingrese en la banda establecida en el apartado anterior (100MW para el peor caso)

Analizando las potencias de las unidades y las longitudes involucradas se proponen los bloques y unidades representadas en la Tabla 6.20.

*Debe notarse que sólo se proponen enlaces de comunicación entre Charrúa y las centrales Antuco y El Toro.*

Nombre	Unidad Generadora	Potencia Nominal [MW]	Potencia Nominal del Bloque [MW]	Lugar de Apertura
Bloque Abanico	Abanico x 6	21	126	Charrúa
Bloque Rucúe	Rucúe x2	89	379	Charrúa
	Mampil x2	24,5		Charrúa
	Peuchen x2	40		Charrúa
	Quilleco x2	36		Charrúa
Unidad Antuco_1	Antuco 1	152	152	Antuco 70 km
Unidad Antuco_2	Antuco 2	152	152	Antuco 70 km
Unidad El_Toro_1	El Toro 1	110	110	El Toro 70+20 km
Unidad El_Toro_2	El Toro 2	110	110	El Toro 70+20 km
Unidad El_Toro_3	El Toro 3	110	110	El Toro 70+20 km
Unidad El_Toro_4	El Toro 4	110	110	El Toro 70+20 km
Bloque Ralco	Ralco x2	382	795	Charrúa
	Palmucho	31,3		Charrúa
Bloque Campanario	TG x3	65	251	Charrúa
	TG	38		Charrúa
	TV	18		Charrúa
Unidad Los_Pinos	Los Pinos	111	111	Charrúa
Unidad Santa_Lidia	Santa Lidia	120	120	Charrúa
Unidad Santa_María	Santa María	397,8	397,8	Charrúa
Bloque Laja	Antuco x2	152	1198	Charrúa
	El Toro x4	110		Charrúa
	Pangue x2	227		Charrúa

Tabla 6.20 - Unidades vinculadas al Esquema de Defensa

### **Tabla de prioridades: bloque selector**

El automatismo a instalar en Charrúa, deberá ser programado mediante una lógica que establezca prioridades de las distintas unidades bloques de generación con el fin de minimizar la posibilidad que se disparen unidades térmicas y asegurar la existencia de reserva para control de frecuencia post-contingencia. El programa dispondrá de una rutina o bloque de cálculo encargado de definir instante a instante de que manera serán realizadas las desvinculaciones de las unidades generadoras considerando el nivel de transferencia existente.

A partir del conocimiento del tipo de máquina primaria asociada a cada unidad y la participación o no en la regulación de frecuencia; se asigna a cada bloque o generador un nivel de prioridad para la desconexión:

- Se asignará PRIORIDAD 1 a aquellas unidades generadoras con turbinas hidráulicas que no participen en la RF.
- Se asignará PRIORIDAD 2 a aquellas unidades generadoras con turbinas hidráulicas que participen en la RF, como también a las que posean turbinas térmicas pero que no tengan estipulado contribuir con la RF.
- Se asignará PRIORIDAD 3 a aquellas unidades generadoras con turbinas térmicas que participen en la RF.
- Se asignará PRIORIDAD 4 al conjunto de unidades generadoras que conforman el Bloque Laja. Las unidades son aquellas pertenecientes a las centrales Antuco, El Toro y Pangué.

Tal clasificación se justifica en primera instancia por la rapidez de la puesta en marcha que poseen las turbinas hidráulicas frente a las térmicas, condición necesaria para el restablecimiento de la operación normal del sistema. En segundo lugar se ponderó la participación de la unidad generadora en la RF, hecho que contribuye a la restitución de la frecuencia del subsistema sur a valores admisibles dentro de los tiempos estipulados en la NT para una perturbación tal como la que se encuentra bajo estudio.

Una particularidad se presenta con la definición del Bloque Laja como Prioridad 4. Como se puede observar, dicho bloque se encuentra constituido por centrales hidráulicas cuyas máquinas participan en la RF donde muchas de ellas ya conforman el grupo de Prioridad 2 como unidades individuales. Por lo tanto es importante mencionar que este bloque será disparado únicamente en aquellos escenarios en donde la potencia despachada por la totalidad de la generación perteneciente a los otros grupos de prioridad no logre alcanzar el valor de la potencia objetivo requerido.

[Ir al índice](#)

Finalmente se indica que la definición de cada uno de estos grupos de prioridad, además de las consideraciones ya mencionadas, tuvo presente la necesidad de no desvincular la totalidad de las unidades generadoras participantes en el esquema de RF. Esto encuentra justificación en la importancia que tienen las mismas al momento de restablecer el sistema a condiciones normales de operación.

La imagen siguiente esquematiza los órdenes de prioridad.

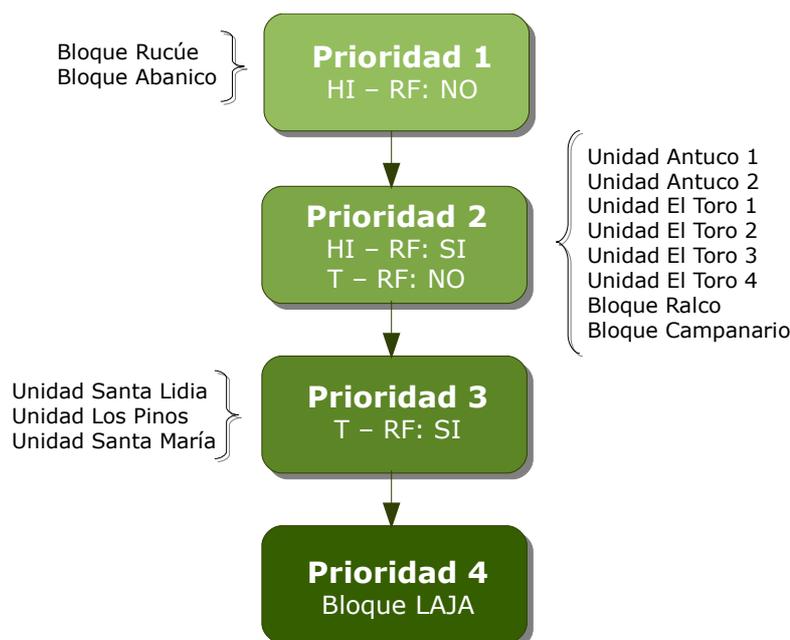


Figura 6.36 - Definición de Prioridades

El detalle de la lógica interna del algoritmo de desconexión será detallado en párrafos posteriores (ver 8.4). Sin embargo es importante tener presente los siguientes puntos que establecen los lineamientos generales que debe respetar el recurso:

- La variable de referencia que definirá la potencia objetivo y por lo tanto seleccionará el disparo de unidades será la transferencia previa por el doble vínculo.
- El tiempo de desconexión de las unidades será el mínimo considerando todos los retardos no intencionales necesarios para efectuar las desvinculaciones.
- Se considerarán disparos por bloques y unidades individuales. Los bloques desconectarán importantes sumas de potencia mientras que la desconexión de unidades individuales permitirá alcanzar valores cercanos al de la potencia objetivo evitando incurrir en grandes errores.


[Ir al índice](#)

Nombre	Unidad Generadora	Potencia Nominal [MW]	Potencia Nominal del Bloque [MW]	Orden de Mérito
Bloque Abanico	Abanico x 6	21	126	Prioridad 1
Bloque Rucúe	Rucúe x2	89	379	
	Mampil x2	24,5		
	Peuchen x2	40		
	Quilleco x2	36		
Unidad Antuco_1	Antuco 1	152	152	Prioridad 2
Unidad Antuco_2	Antuco 2	152	152	
Unidad El_Toro_1	El Toro 1	110	110	
Unidad El_Toro_2	El Toro 2	110	110	
Unidad El_Toro_3	El Toro 3	110	110	
Unidad El_Toro_4	El Toro 4	110	110	
Bloque Ralco	Ralco x2	382	795	
	Palmucho	31,3		
Bloque Campanario	TG x3	65	251	
	TG	38		
	TV	18		
Unidad Los_Pinos	Los Pinos	111	111	Prioridad 3
Unidad Santa_Lidia	Santa Lidia	120	120	
Unidad Santa_María	Santa María	397,8	397,8	
Bloque Laja	Antuco x2	152	1198	
	El Toro x4	110		
	Pangue x2	227		

Tabla 6.21 - Generación Asociada al Esquema

- El corte se hará por defecto y nunca por exceso (tomando como referencia  $P_{tranf}$ ). Esta condición permite un adecuado restablecimiento de la frecuencia sin violar las exigencias detalladas en la NTSyCS.

En el hipotético caso en que el esquema no logre por ningún método seleccionar un conjunto de generadores cuya potencia suma se encuentre dentro de la banda establecida entre  $P_{OBJETIVO}$  y  $P_{TRANF}$ , el esquema deberá "fallar" por defecto. Es decir, cortar menos que la  $P_{OBJETIVO}$ .

**6.4.4 Desempeño del esquema**

A partir del esquema de desconexión desarrollado, se simulan las respuestas del sistema sur para escenarios de demanda baja, media y alta, y diversos niveles de transferencia. En la Figura 6.37 se muestra la evolución de la frecuencia para todos los casos analizados, pudiendo observar que el sistema sur responde de manera satisfactoria, sin presentar excursiones inadmisibles.

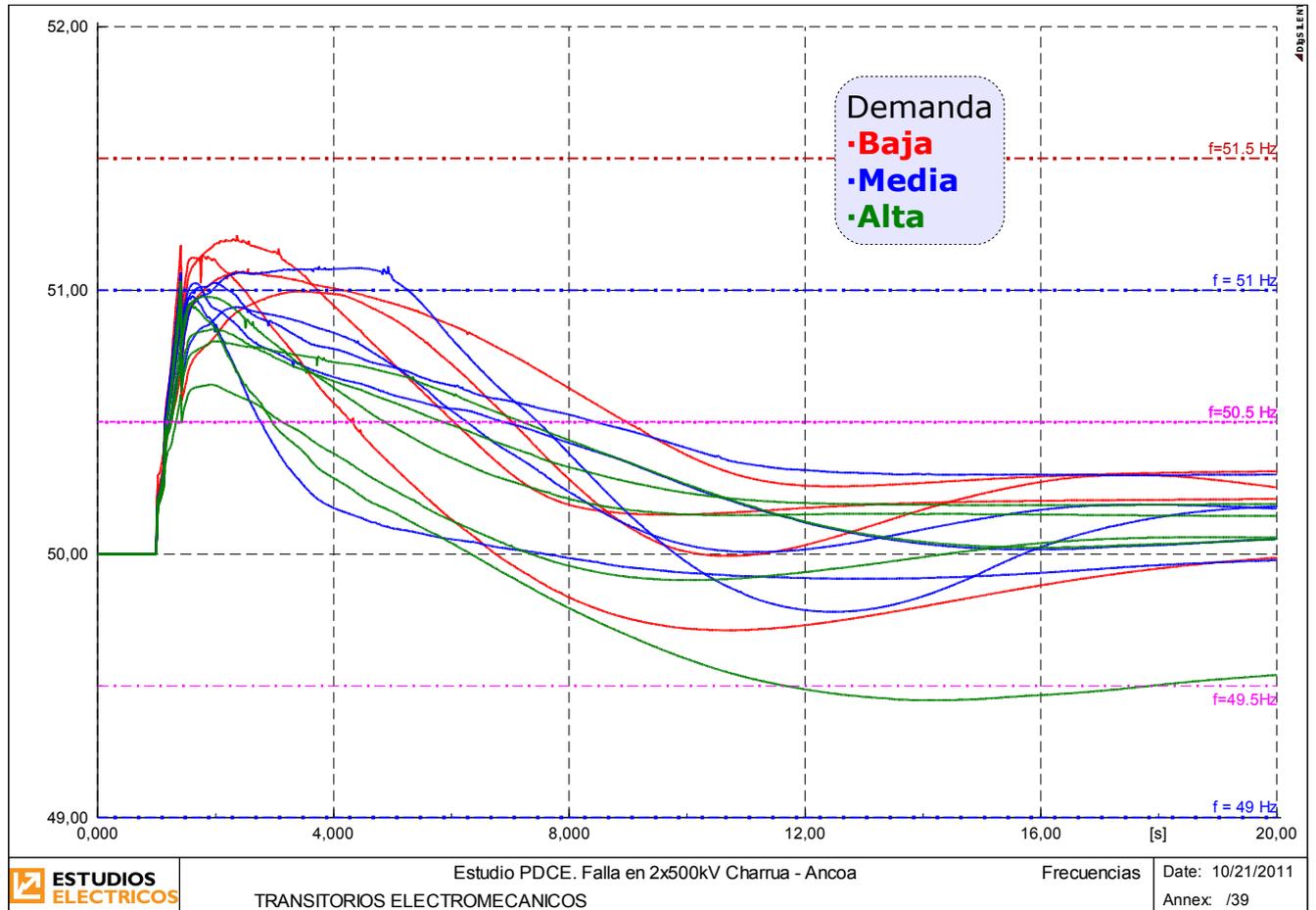


Figura 6.37 - Evolución frecuencia sistema Sur – Actuación Recurso 4

La siguiente tabla resume los montos de potencia de transferencia, potencia objetivo, potencia desconectada y las unidades afectadas para cada caso de estudio.



[Ir al índice](#)

✓ Generador/Bloque Disparado - ✗ Generador/Bloque no Disparado					Generadores Desvinculados													
P1: Prioridad 1 – P2: Prioridad 2 – P3: Prioridad 3 – P4: Prioridad 4					P1	P2				P3			P4					
Escenario	Transferencia Charrúa-Ancoa 500kV [MW]	Potencia Objetivo [MW]	Potencia Disparada [MW]	Diferencia [MW]	Bloque Abanico	Bloque Rucúe	Bloque Ralco	Antuco 1	Antuco 2	El Toro 1	El Toro 2	El Toro 3	El Toro 4	Bloque Campanario	Los Pinos	Santa Lidia	Santa María	Bloque Laja
DA_550MW	555,1	414,9	527,7	112,8	✓	✓	✓	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗
DA_750MW	765,9	636,2	703,2	67	✓	✓	✓	✓	✗	✗	✓	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗
DA_900MW	900,8	777,8	811,5	33,6	✗	✓	✓	✓	✗	✓	✓	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗
DA_1100MW	1097,5	984,3	995,5	11,2	✓	✓	✓	✓	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗
DA_1360MW	1360	1260	1353	93,2	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✗	✗	✗	✗	✗	✗
DM_550MW	545,5	404,7	442,6	37,6	✓	✓	✓	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗
DM_750MW	752,8	622,5	632,5	10,1	✓	✓	✓	✓	✗	✗	✓	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗
DM_900MW	899,7	776,7	834,2	57,5	✓	✓	✓	✗	✓	✓	✓	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗
DM_1100MW	1104,4	991,6	991,6	0,3	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✗	✗	✗	✗	✗
DM_1360MW	1361,7	1261,8	1325,8	64	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✗	✗	✗	✗	✓	✗
DB_300MW	323,4	171,6	243,2	71,6	✓	✓	✗	✗	✓	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗
DB_800MW	792,2	663,9	678,9	15,1	✓	✓	✓	✗	✓	✗	✓	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗
DB_1000MW	1005,3	887,6	930,8	43,3	✓	✓	✓	✓	✗	✓	✗	✓	✓	✗	✗	✗	✗	✗
DB_1360MW	1359,1	1259	1268	9	✓	✓	✓	✗	✓	✓	✓	✓	✗	✗	✗	✗	✓	✗

Tabla 6.22 - Resumen de Actuación del Recurso 4

## 7 ETAPA C. Desempeño del Esquema

En el presente capítulo se detallan los recursos necesarios para lograr la estabilización del sistema frente a la ocurrencia de los fenómenos especificados en el capítulo 5. Cada uno de los recursos debe ser factible de implementar y debe verificar su correcta operación para múltiples condiciones de operación y escenarios de estudio.

Para ello, se desarrollan además de los casos base, diferentes escenarios de estudio que permiten verificar cada uno de los recursos propuestos (ver capítulo 4.3). El siguiente esquema muestra los distintos casos construidos para la verificación de cada uno de los recursos.

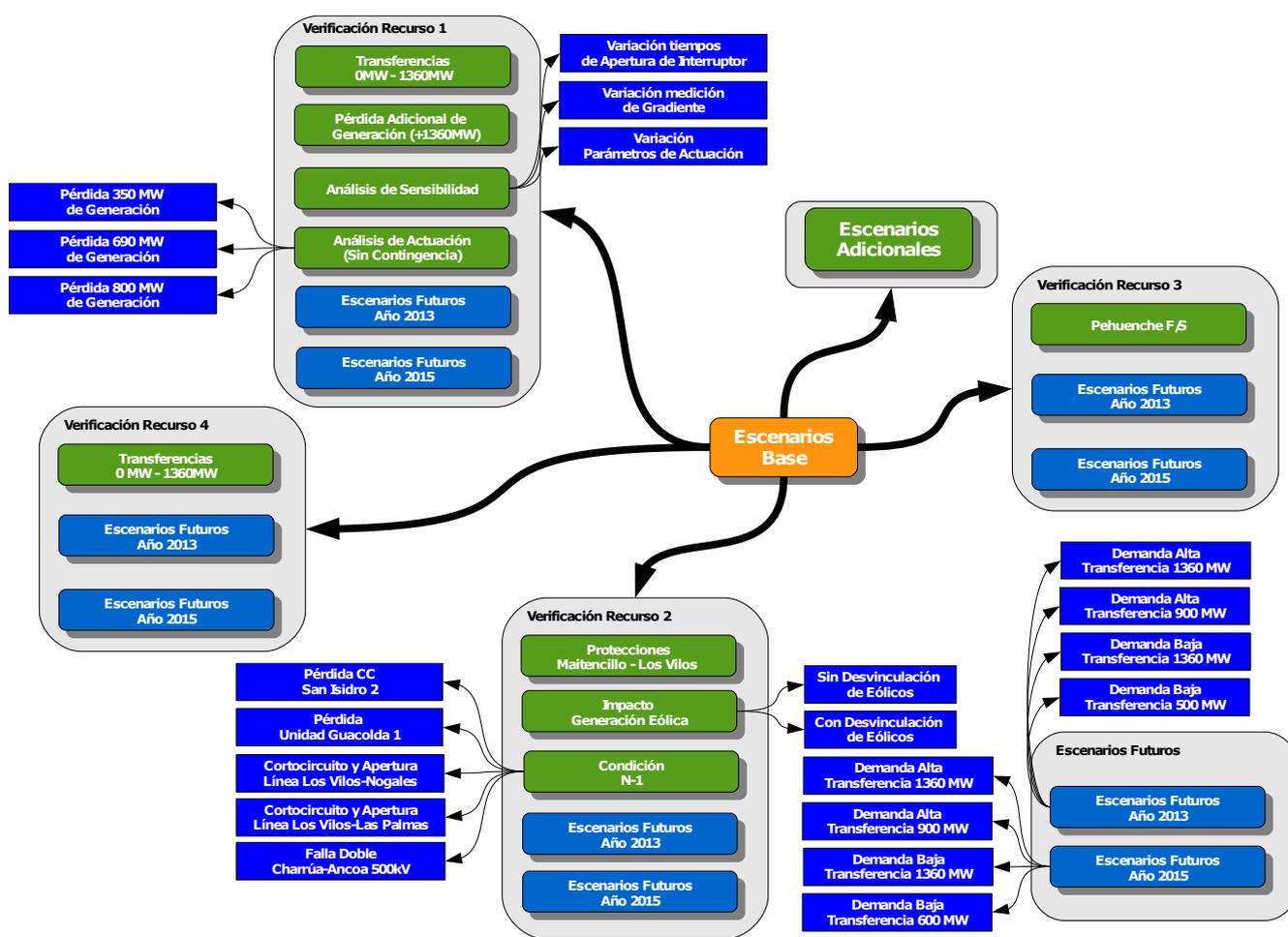


Figura 7.1 - Verificación de la actuación de los Esquemas de Defensa

## **7.1 Sobre escenarios de diseño**

### **7.1.1 Subsistema Norte**

El esquema de PDCE conformado por los recursos estabilizantes 1, 2 y 3 debe presentar un comportamiento robusto para diversas condiciones del sistema. Por ello, y dada la gran dependencia de los efectos de la contingencia con los niveles de demanda globales y fundamentalmente por la transferencia por el doble vínculo, deben verificarse las condiciones de actuación de cada uno de los recursos para múltiples escenarios.

Para la correcta visualización del desempeño del PDCE, se considera deben tenerse presente una numerosa cantidad de variables, ya sean relativas al escenario pre-falla, a la evolución transitoria del sistema CENTRO-NORTE, y al escenario post-falla.

En las tablas siguientes, los escenarios se identifican con un ID correlativo para los escenarios de diseño. A modo de síntesis los escenarios se dividen en los siguientes grupos:

- **ID 1 a 5**

Escenarios de demanda alta. Despacho de 4 unidades de la central Guacolda y una unidad de Taltal. Transferencias de 1360MW, 1100MW, 900MW, 750MW y 550MW.

- **ID 6 a 10**

Escenarios de demanda alta. Despacho de 3 unidades de la central Guacolda y una unidad de Taltal. Transferencias de 1360MW, 1100MW, 900MW, 750MW y 550MW.

- **ID 11 a 15**

Escenarios de demanda media. Despacho de 4 unidades de la central Guacolda y una unidad de Taltal. Transferencias de 1360MW, 1100MW, 900MW, 750MW y 550MW.

- **ID 16 a 20**

Escenarios de demanda media. Despacho de 3 unidades de la central Guacolda y una unidad de Taltal. Transferencias de 1360MW, 1100MW, 900MW, 750MW y 550MW.

- **ID 21 a 25**

Escenarios de demanda baja. Despacho de 4 unidades de la central Guacolda. Transferencias de 1360MW, 1000MW, 800MW, 300MW.

- **ID 26 a 29**

Escenarios de demanda baja. Despacho de 3 unidades de la central Guacolda. Transferencias de 1360MW, 1000MW, 800MW, 300MW.

[Ir al índice](#)

Las evoluciones de cada una de las variables para cada escenario se presentan en el documento anexo a este informe.

De este análisis se destaca:

- todos los escenarios de demanda MEDIA y ALTA resultan adecuadamente estabilizados por los recursos desarrollados, verificando todos los requerimientos de desempeño establecidos por la NTSyCS.
- escenarios de demanda mínima, con 1360MW de transferencia por CHARRÚA – ANCOA y con 4 unidades despachadas en GUACOLDA resulta inestable, desembocando tanto el sistema centro como el sistema norte en colapso total. Teniendo presente que este mismo escenario con sólo 3 unidades en GUACOLDA resulta correctamente estabilizado, se recomienda no operar, para estos niveles extremos de demanda/transferencia, con las 4 unidades de Guacolda despachadas.

En caso de operar bajo estas condiciones, se recomienda la formación de pequeñas islas con el objeto de facilitar la ejecución del PLAN DE RECUPERACIÓN DEL SERVICIO.

A continuación se presentan todas las tablas resumen para el análisis del desempeño de los esquemas:



[Ir al índice](#)

ESCUENARIO		1	2	3	4	5
ESCUENARIO	ID Escenario	1	2	3	4	5
	Generación SIC [MW]	7058	7035	7013	6997	6991
	Fecha considerada	marzo 2012	marzo 2012	marzo 2012	marzo 2012	marzo 2012
	P Charrúa → Ancoa [MW]	1361,3	1103,1	900,6	750,4	555,7
	P PdeAz → Las Palmas [MW]	-19,1	-19,3	-19,4	-19,0	-18,5
	Reserva CPF Centro [MW]	140,0	77,0	89,8	91,0	113,8
	Reserva CPF Norte [MW]	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4
EDAC	DAC Norte [MW]	19,9	19,9	19,9	77,7	89,7
	DAC Centro [MW]	781,2	765,7	756,4	607,9	342,2
RECURSO 1	Gradiente de frec. @49,5Hz [Hz/s]	-1,55	-1,17	-0,92	> -0,9	> -0,9
	Escalón 1	220,6 (100%)	220,6 (100%)	95,62 (43%)	14,9 (7%)	xx
	Escalón 2	330,4 (100%)	42,6 (13%)	xx	xx	xx
	Escalón 3	xx	xx	xx	xx	xx
	Corte Total x Recurso 1 [MW]	551,0	263,2	95,6	14,9	0
	Corte Total DAC [MW]	1352,1	1048,8	871,9	700,5	431,9
	fmin (centro) [Hz]	48,6	48,5	48,5	48,5	48,6
	F @30seg (centro) [Hz]	49,3	49,9	49,9	49,9	49,7
	¿estable en frecuencia?	✓	✓	✓	✓	✓
RECURSO 2	¿Abrió?	✓	✓	✓	✓	x
	Tiempo de actuación [mseg]	550	640	730	2530	-
	¿estable angularmente?	✓	✓	✓	✓	✓
	fmin (norte) [Hz]	49,6	49,6	49,6	49,6	48,6
	fmax (norte) [Hz]	-	-	-	-	-
	f @30seg (norte) [Hz]	49,9	49,9	49,9	49,9	49,7
	¿estable en frecuencia?	✓	✓	✓	✓	✓
	Umin Diego de Almagro [pu]	0,77	0,79	0,79	0,83	0,91
	¿estable en tensión?	✓	✓	✓	✓	✓
RECURSO 3	CCEE A. Jahuel 1 (220kV)	✓	✓	✓	✓	x
	CCEE A. Jahuel 2 (220kV)	✓	✓	✓	✓	x
	CCEE A. Jahuel 3 (66kV)	✓	x	x	x	x
	CCEE A. Jahuel 4 (66kV)	x	x	x	x	x
	U @30s A. Jahuel 500kV [pu]	1,04	1,05	1,04	1,04	1,04
	U @30s A. Jahuel 220kV [pu]	1,02	1,03	1,03	1,03	1,03
	CCEE Ancoa 1 (220kV)	x	✓	✓	✓	x
	U @20s Ancoa 500kV [pu]	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03
	U @20s Ancoa 220kV [pu]	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03
	¿cumple NT SyCS?	✓	✓	✓	✓	✓

Tabla 7.1 - Resumen de desempeño de los recursos. Zona centro - norte, **Dda Alta - 4 unidades en Guacolda**



ESQUEMAS DE CONTROL ACTIVADOS / RESULTADOS FINALES		ESCENARIO	ID Escenario	6	7	8	9	10
				Generación SIC [MW]	7053	7050	7016	7006
	Fecha considerada	marzo 2012	marzo 2012	marzo 2012	marzo 2012	marzo 2012		
	P Charrúa → Ancoa [MW]	1359,2	1097,5	900,6	765,0	555,3		
	P PdeAz → Las Palmas [MW]	-159,6	-157,2	-159,4	-159,4	-159,3		
	Reserva CPF Centro [MW]	47,8	87,0	109,4	105,8	107,2		
	Reserva CPF Norte [MW]	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4		
ESQUEMAS DE CONTROL ACTIVADOS / RESULTADOS FINALES	EDAC	DAC Norte [MW]	159,7	135,1	120,3	115,6	57,5	
		DAC Centro [MW]	526,5	623,7	623,8	490,5	342,2	
	RECURSO 1	Gradiente de frec. @49,5Hz [Hz/s]	-1,5	-1,1	> -0,9	> -0,9	> -0,9	
		Escalón 1	220,6 (100%)	220,6 (100%)	14,93 (7%)	14,93 (7%)	x	
		Escalón 2	330,4 (100%)	x	x	x	x	
		Escalón 3	x	x	x	x	x	
		Corte Total x Recurso 1 [MW]	551,0	220,6	14,93	14,93	0	
		Corte Total DAC [MW]	1237,2	979,4	759	621,07	399,7	
		fmin (centro) [Hz]	48,5	48,6	48,6	48,5	48,6	
		f @30seg (centro) [Hz]	49,2	49,4	49,3	49,3	49,3	
		¿estable en frecuencia?	✓	✓	✓	✓	✓	
	RECURSO 2	¿Abrió?	x	x	x	x	x	
		Tiempo de actuación [mseg]	-	-	-	-	-	
		¿estable angularmente?	✓	✓	✓	✓	✓	
		fmin (norte) [Hz]	48,5	48,6	48,6	48,5	48,6	
		fmax (norte) [Hz]	-	-	-	-	-	
		f @30seg (norte) [Hz]	49,2	49,4	49,3	49,3	49,3	
		¿estable en frecuencia?	✓	✓	✓	✓	✓	
		Umin Diego de Almagro [pu]	0,8	0,79	0,84	0,88	0,91	
	¿estable en tensión?	✓	✓	✓	✓	✓		
RECURSO 3	CCEE A. Jahuel 1 (220kV)	✓	✓	x	x	x		
	CCEE A. Jahuel 2 (220kV)	x	x	x	x	x		
	CCEE A. Jahuel 3 (66kV)	x	x	x	x	x		
	CCEE A. Jahuel 4 (66kV)	x	x	x	x	x		
	U @30s A. Jahuel 500kV [pu]	1,05	1,05	1,05	1,05	1,03		
	U @30s A. Jahuel 220kV [pu]	1,03	1,03	1,03	1,03	1,01		
	CCEE Ancoa 1 (220kV)	✓	x	x	x	x		
	U @30s Ancoa 500kV [pu]	1,04	1,05	1,05	1,05	1,03		
	U @30s Ancoa 220kV [pu]	1,04	1,05	1,05	1,05	1,03		
	¿cumple NT SyCS?	✓	✓	✓	✓	✓		

Tabla 7.2 - Resumen de desempeño de los recursos. Zona centro - norte, **Dda Alta - 3 unidades en Guacolda**



ESCAMAS DE CONTROL ACTIVADOS / RESULTADOS FINALES	ESCAMAS	ID Escenario	11	12	13	14	15
		Generación SIC [MW]	6440	6386	6339	6318	6311
		Fecha considerada	marzo 2012	marzo 2012	marzo 2012	marzo 2012	marzo 2012
		P Charrúa → Ancoa [MW]	1359,3	1105,8	902,3	752,8	545,5
		P PdeAz → Las Palmas [MW]	23,1	50,2	40,4	23,7	21,1
		Reserva CPF Centro [MW]	141,8	105,2	128,6	79,6	108,8
		Reserva CPF Norte [MW]	13,4	13,4	23,4	43,4	43,4
EDAC	DAC Norte [MW]	29,5	18,9	18,8	18,8	56,1	
	DAC Centro [MW]	872,4	557,6	686,8	686,8	249,5	
RECURSO 1	Gradiente de frec. @49,5Hz [Hz/s]	-1,8	-1,25	-1,00	> -0,9	> -0,9	
	Escalón 1	204,7 (100%)	204,7 (100%)	204,7 (100%)	15,01 (7%)	x	
	Escalón 2	290,1 (100%)	290,1 (100%)	x	x	x	
	Escalón 3	x	x	x	x	x	
	Corte Total x Recurso 1 [MW]	403,8	413,8	204,7	15,01	0	
	Corte Total DAC [MW]	1305,7	990,3	910,3	720,61	305,52	
	fmin (centro) [Hz]	48,5	48,6	48,5	48,5	48,6	
	f @30seg (centro) [Hz]	50,2	49,3	49,7	49,4	49,3	
	¿estable en frecuencia?	✓	✓	✓	✓	✓	
RECURSO 2	¿Abrió?	✓	✓	✓	✓	x	
	Tiempo de actuación [mseg]	440	500	620	740	-	
	¿estable angularmente?	✓	✓	✓	✓	✓	
	fmin (norte) [Hz]	49,7	49,7	49,7	49,7	48,6	
	fmax (norte) [Hz]	50,2	50,3	50,3	50,2	-	
	f @30seg (norte) [Hz]	50,1	50,2	50,2	50,1	49,3	
	¿estable en frecuencia?	✓	✓	✓	✓	✓	
	Umin Diego de Almagro [pu]	0,83	0,84	0,86	0,89	0,91	
¿estable en tensión?	✓	✓	✓	✓	✓		
RECURSO 3	CCEE A. Jahuel 1 (220kV)	x	x	x	x	x	
	CCEE A. Jahuel 2 (220kV)	✓	✓	x	x	x	
	CCEE A. Jahuel 3 (66kV)	x	x	x	x	x	
	CCEE A. Jahuel 4 (66kV)	x	x	x	x	x	
	U @30s A. Jahuel 500kV [pu]	1,05	1,05	1,04	1,05	1,02	
	U @30s A. Jahuel 220kV [pu]	1,03	1,03	1,03	1,03	1,00	
	CCEE Ancoa 1 (220kV)	✓	x	x	x	x	
	U @30s Ancoa 500kV [pu]	1,04	1,05	1,04	1,04	1,02	
	U @30s Ancoa 220kV [pu]	1,05	1,07	1,04	1,05	1,03	
	¿cumple NT SyCS?	✓	✓	✓	✓	✓	

Tabla 7.3 - Resumen de desempeño de los recursos. Zona centro - norte, **Dda Media - 4 unidades en Guacolda**



ESQUEMAS DE CNTRL. ACTIVADOS / RESULTADOS FINALES		ESCUENARIO		16	17	18	18	20
		ID Escenario						
		Generación SIC [MW]	6442	6380	6339	6318	6311	
		Fecha considerada	marzo 2012	marzo 2012	marzo 2012	marzo 2012	marzo 2012	
		P Charrúa → Ancoa [MW]	1360,8	1104,0	899,4	752,7	545,5	
		P PdeAz → Las Palmas [MW]	-89,3	-89,5	-99,6	-120,0	-119,2	
		Reserva CPF Centro [MW]	163,2	98,2	165,2	100,2	82,0	
		Reserva CPF Norte [MW]	13,4	13,4	23,4	43,4	43,4	
EDAC		DAC Norte [MW]	72,3	146,1	113,1	90,0	56,1	
		DAC Centro [MW]	728,6	567,8	557,6	424,2	294,5	
RECURSO 1		Gradiente de frec. @49,5Hz [Hz/s]	-1,75	-1,2	> -0,9	> -0,9	> -0,9	
		Escalón 1	204,7 (100%)	204,7 (100%)	x	x	x	
		Escalón 2	290,1 (100%)	44,58 (15%)	x	x	x	
		Escalón 3	x	x	x	x	x	
		Corte Total x Recurso 1 [MW]	494,8	249,3	0	0	0	
		Corte Total DAC [MW]	1295,7	963,1	670,71	514,18	350,52	
		fmin (centro) [Hz]	48,5	48,5	48,6	48,4	48,7	
		f @30seg (centro) [Hz]	50,0	49,2	49,1	48,8	49,2	
		¿estable en frecuencia?	✓	✓	✓	✓	✓	
		RECURSO 2		¿Abrió?	✓	x	x	x
Tiempo de actuación [mseg]	784,0			-	-	-	-	
¿estable angularmente?	✓			✓	✓	✓	✓	
fmin (norte) [Hz]	48,6			48,5	48,6	48,4	48,7	
fmax (norte) [Hz]	-			-	-	-	-	
f @30seg (norte) [Hz]	48,9			49,2	49,1	48,8	49,2	
¿estable en frecuencia?	✓			✓	✓	✓	✓	
Umin Diego de Almagro [pu]	0,75			0,76	0,87	0,92	0,93	
¿estable en tensión?	✓			✓	✓	✓	✓	
RECURSO 3		CCEE A. Jahuel 1 (220kV)	x	x	x	x	x	
		CCEE A. Jahuel 2 (220kV)	x	x	x	x	x	
		CCEE A. Jahuel 3 (66kV)	x	x	x	x	x	
		CCEE A. Jahuel 4 (66kV)	x	x	x	x	x	
		U @30s A. Jahuel 500kV [pu]	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	
		U @30s A. Jahuel 220kV [pu]	1,03	1,03	1,02	1,02	1,01	
		CCEE Ancoa 1 (220kV)	x	x	x	x	x	
		U @30s Ancoa 500kV [pu]	1,04	1,04	1,04	1,03	1,02	
		U @30s Ancoa 220kV [pu]	1,04	1,05	1,05	1,04	1,03	
		¿cumple NT SyCS?	✓	✓	✓	✓	✓	

Tabla 7.4 - Resumen de desempeño de los recursos. Zona centro - norte, **Dda Media - 3 unidades en Guacolda**



ESQUEMAS DE CONTROL ACTIVADOS / RESULTADOS FINALES		ESCENARIO	ID Escenario	21	22	23	24	25
				Generación SIC [MW]	4580	4505	4504	4459
	Fecha considerada	marzo 2012	marzo 2012	marzo 2012	marzo 2012	marzo 2012		
	P Charrúa → Ancoa [MW]	1348,2	1004,6	791,8	313,5	-149,2		
	P PdeAz → Las Palmas [MW]	-19,8	-19,8	-27,7	-27,6	25,6		
	Reserva CPF Centro [MW]	137,6	150,6	148,4	152,8	202,0		
	Reserva CPF Norte [MW]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
EDAC	DAC Norte [MW]	93,5	143,0	16,0	17,8	0,0		
	DAC Centro [MW]	584,3	580,7	374,2	96,0	0,0		
RECURSO 1	Gradiente de frec. @49,5Hz [Hz/s]	-2,9	-1,6	-1,22	> -0,9	> -0,9		
	Escalón 1	165,6 (100%)	165,6 (100%)	165,6 (100%)	x	x		
	Escalón 2	178,2 (100%)	178,2 (100%)	157,9 (88%)	x	x		
	Escalón 3	271 (100%)	x	x	x	x		
	Corte Total x Recurso 1 [MW]	614,8	343,8	323,5	0	0		
	Corte Total DAC [MW]	1292,6	1067,5	713,7	113,79	0		
	fmin (centro) [Hz]	-	48,5	48,7	48,9	-		
	f @30seg (centro) [Hz]	-	49,7	49,4	49,3			
	¿estable en frecuencia?	x	✓	✓	✓	✓		
RECURSO 2	¿Abrió?	✓	✓	✓	x	x		
	Tiempo de actuación [mseg]	-	755,0	749,0	-	-		
	¿estable angularmente?	-	✓	✓	✓	✓		
	fmin (norte) [Hz]	-	49,4	49,4	49,9	50,2		
	fmax (norte) [Hz]	-	-	-	-	50,3		
	f @30seg (norte) [Hz]	-	49,9	49,9	49,3	50,2		
	¿estable en frecuencia?	-	✓	✓	✓	✓		
	Umin Diego de Almagro [pu]	-	0,76	0,75	0,92	0,96		
	¿estable en tensión?	-	✓	✓	✓	✓		
RECURSO 3	CCEE A. Jahuel 1 (220kV)	-	x	x	x	x		
	CCEE A. Jahuel 2 (220kV)	-	✓	x	x	x		
	CCEE A. Jahuel 3 (66kV)	-	x	x	x	x		
	CCEE A. Jahuel 4 (66kV)	-	x	x	x	x		
	U @30s A. Jahuel 500kV [pu]	-	1,05	1,05	1,02	1,00		
	U @30s A. Jahuel 220kV [pu]	-	1,04	1,04	1,01	1,01		
	CCEE Ancoa 1 (220kV)	-	x	x	x	x		
	U @30s Ancoa 500kV [pu]	-	1,05	1,05	1,02	1,00		
	U @30s Ancoa 220kV [pu]	-	1,05	1,05	1,03	1,00		
	¿cumple NT SyCS?	x	✓	✓	✓	✓		

Tabla 7.5 - Resumen de desempeño de los recursos. Zona centro – norte, **Dda Baja- 4 unidades en Guacolda**



ESQUEMAS DE CNTRL. ACTIVADOS / RESULTADOS FINALES		ESCENARIO	ID Escenario	26	27	28	29
				Generación SIC [MW]	4580	4521	4507
	Fecha considerada	marzo 2012	marzo 2012	marzo 2012	marzo 2012		
	P Charrúa → Ancoa [MW]	1348,2	1006,0	791,8	323,3		
	P PdeAz → Las Palmas [MW]	-170,2	-170,3	-170,2	-170,1		
	Reserva CPF Centro [MW]	188,4	168,4	165,0	157,2		
	Reserva CPF Norte [MW]	0,0	0,0	0,0	0,0		
ESQUEMAS DE CNTRL. ACTIVADOS / RESULTADOS FINALES	EDAC	DAC Norte [MW]	143,0	128,5	98,1	17,8	
		DAC Centro [MW]	580,7	499,7	232,8	95,9	
	RECURSO 1	Gradiente de frec. @49,5Hz [Hz/s]	-2,65	-1,55	-1,22	> -0,9	
		Escalón 1	165,56 (100%)	165,56 (100%)	165,56 (100%)	x	
		Escalón 2	178,21 (100%)	178,21 (100%)	157,9 (88%)	x	
		Escalón 3	250,02 (92%)	x	x	x	
		Corte Total x Recurso 1 [MW]	593,8	343,8	323,5	0	
		Corte Total DAC [MW]	1317,5	971,9	654,3	113,7	
		fmin (centro) [Hz]	48,3	48,6	48,7	48,8	
		f @30seg (centro) [Hz]	49,9	49,8	49,5	49,1	
		¿estable en frecuencia?	✓	✓	✓	✓	
	RECURSO 2	¿Abrió?	x	x	x	x	
		Tiempo de actuación [mseg]	-	-	-	-	
		¿estable angularmente?	✓	✓	✓	✓	
		fmin (norte) [Hz]	48,3	48,6	48,7	48,8	
		fmax (norte) [Hz]	-	-	-	-	
		f @20seg (norte) [Hz]	49,9	49,8	49,5	49,1	
		¿estable en frecuencia?	✓	✓	✓	✓	
		Umin Diego de Almagro [pu]	0,87	0,98	0,95	0,95	
	¿estable en tensión?	✓	✓	✓	✓		
RECURSO 3	CCEE A. Jahuel 1 (220kV)	x	x	x	x		
	CCEE A. Jahuel 2 (220kV)	✓	x	x	x		
	CCEE A. Jahuel 3 (66kV)	✓	x	x	x		
	CCEE A. Jahuel 4 (66kV)	✓	x	x	x		
	U @20s A. Jahuel 500kV [pu]	1,05	1,05	1,04	1,03		
	U @20s A. Jahuel 220kV [pu]	1,03	1,04	1,03	1,01		
	CCEE Ancoa 1 (220kV)	x	x	x	x		
	U @20s Ancoa 500kV [pu]	1,05	1,05	1,04	1,03		
	U @20s Ancoa 220kV [pu]	1,07	1,05	1,05	1,03		
	¿cumple NT SyCS?	✓	✓	✓	✓		

Tabla 7.6 - Resumen de desempeño de los recursos. Zona centro - norte, Dda Baja - 3 unidades en Guacolda

### **7.1.2 Subsistema Sur**

En las siguientes tablas se presentan los resultados de las simulaciones sobre los 39 escenarios creados para el estudio de la doble contingencia. En ellas se resumen las principales variables que indican la actuación de los recursos y la estabilidad del subsistema Sur.

En las tablas los escenarios se identifican con un ID correlativo para los escenarios de diseño. A modo de síntesis los escenarios se dividen en los siguientes grupos:

- **ID 1 a 5**

Escenarios de demanda alta. Transferencias de 1360MW, 1100MW, 900MW, 750MW y 550MW.

- **ID 6 a 10**

Escenarios de demanda media. Transferencias de 1360MW, 1100MW, 900MW, 750MW y 550MW.

- **ID 11 a 15**

Escenarios de demanda baja. Transferencias de 1360MW, 1000MW, 800MW, 300MW y -150MW.

A continuación se presentan todas las tablas resumen para el análisis del desempeño de los esquemas:



[Ir al índice](#)

ESCUENARIO		1	2	3	4	5	
ID Escenario		1	2	3	4	5	
Generación SIC [MW]		7053	7050	7016	7006	7002	
Fecha considerada		marzo 2012	marzo 2012	marzo 2012	marzo 2012	marzo 2012	
P Charrúa → Ancoa [MW]		1359,2	1097,5	900,6	765,0	555,3	
Reserva CPF Sur [MW]		201,8	233,8	237,9	245,9	242,9	
PRIORIDAD 1	Bloque Rucúe [MW]	181,2	181,2	181,2	181,2	136,3	
	Bloque Abanico [MW]	41,2	41,2	F/S	F/S	41,2	
PRIORIDAD 2	Antuco 1 [MW]	100,0	102,0	80,0	80,0	80,0	
	Antuco 2 [MW]	100,0	102,0	80,0	80,0	80,0	
	El Toro 1 [MW]	110,0	100,0	100,0	90,0	90,0	
	El Toro 2 [MW]	110	100,0	100,0	90,0	90,0	
	El Toro 3 [MW]	100,0	F/S	100,0	F/S	F/S	
	El Toro 4 [MW]	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	
	Bloque Ralco [MW]	685,6	666,8	350,3	350,3	350,3	
	Bloque Campanario [MW]	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	
PRIORIDAD 3	Los Pinos [MW]	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	
	Santa Lidia [MW]	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	
	Santa María [MW]	358,4	358,4	332,9	332,9	F/S	
PRIORIDAD 4	Bloque Laja [MW]	941,9	821,7	876,4	759,5	540,8	
UNIDADES DESCONECTADAS	PRIORIDAD 1	Bloque Rucúe	✓	✓	✓	✓	✓
		Bloque Abanico	✓	✓	F/S	F/S	✓
	PRIORIDAD 2	Antuco 1	✓	✓	✓	x	x
		Antuco 2	x	x	x	x	x
		El Toro 1	✓	x	✓	x	x
		El Toro 2	✓	x	✓	✓	x
		El Toro 3	✓	x	x	F/S	F/S
		El Toro 4	F/S	x	F/S	F/S	F/S
		Bloque Ralco	✓	✓	✓	✓	✓
		Bloque Campanario	F/S	x	F/S	F/S	F/S
	PRIORIDAD 3	Los Pinos	F/S	x	F/S	F/S	F/S
		Santa Lidia	F/S	x	F/S	F/S	F/S
		Santa María	x	x	x	x	F/S
	PRIORIDAD 4	Bloque Laja	x	x	x	x	x
P objetivo [MW]		1262,1	990,3	777,8	620,0	415,2	
P desconectada [MW]		1338,0	991,3	811,5	621,5	527,5	
RESULTADOS	fmáx [Hz]	51,1	51,1	50,8	50,9	50,7	
	f @20s [Hz]	49,8	49,9	50,2	50,2	50,0	
	Máquinas que permanecen en CPF	5	7	6	7	7	

Tabla 7.7 - Resumen de desempeño de los recursos. Zona sur, **demanda alta**



[Ir al índice](#)

ESCENARIO		ID Escenario	6	7	8	9	10
		Generación SIC [MW]	6420,1	6367,3	6320,3	6299,8	6293
Fecha Considerada		marzo 2012	marzo 2012	marzo 2012	marzo 2012	marzo 2012	
P Charrúa → Ancoa [MW]		1360,1	1106,2	902,6	752,8	545,4	
Reserva CPF Sur [MW]		202,9	264,9	167,9	232,9	217,9	
PRIORIDAD 1	Bloque Rucúe [MW]	94,6	51,6	131,5	31,8	31,8	
	Bloque Abanico [MW]	31,6	31,6	31,6	31,6	31,6	
PRIORIDAD 2	Antuco 1 [MW]	80,0	80,0	F/S	80,0	80,0	
	Antuco 2 [MW]	75,0	80,0	75,0	90,0	75,0	
	El Toro 1 [MW]	102,0	100,0	110,0	110,0	110,0	
	El Toro 2 [MW]	102,0	100,0	110,0	110,0	110,0	
	El Toro 3 [MW]	102,0	100,0	110,0	110,0	110,0	
	El Toro 4 [MW]	F/S	100,0	110,0	F/S	F/S	
	Bloque Ralco [MW]	393,9	350,1	379,1	379,2	379,2	
	Bloque Campanario [MW]	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	
PRIORIDAD 3	Los Pinos [MW]	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	
	Santa Lidia [MW]	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	
	Santa María [MW]	352,6	F/S	F/S	F/S	F/S	
PRIORIDAD 4	Bloque Laja [MW]	877,2	969,5	886,9	863,5	655,9	
UNIDADES DESCONECTADAS	PRIORIDAD 1	Bloque Rucúe	✓	x	✓	✓	✓
		Bloque Abanico	✓	✓	✓	✓	✓
	PRIORIDAD 2	Antuco 1	✓	x	F/S	✓	x
		Antuco 2	✓	x	✓	x	x
		El Toro 1	✓	x	✓	x	x
		El Toro 2	✓	x	✓	✓	x
		El Toro 3	✓	x	x	x	x
		El Toro 4	F/S	x	x	F/S	F/S
		Bloque Ralco	✓	x	✓	✓	✓
		Bloque Campanario	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
	PRIORIDAD 3	Los Pinos	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
		Santa Lidia	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
		Santa María	✓	F/S	F/S	F/S	F/S
	PRIORIDAD 4	Bloque Laja	x	✓	x	x	x
P objetivo [MW]		1260,1	993,5	779,7	622,5	404,7	
P desconectada [MW]		1333,7	1001,1	837,2	632,5	442,6	
RESULTADOS	fmáx [Hz]	51,0	51,2	51,1	51,1	51,0	
	f @20s [Hz]	49,9	50,3	50,0	50,2	50,2	
	Máquinas que permanecen en CPF	4	3	6	7	8	

Tabla 7.8 - Resumen de desempeño de los recursos. Zona sur, **demanda media**



ESCENARIO		ID Escenario	11	12	13	14	15
		Generación SIC [MW]	4560	4485,1	4485,5	4436,6	4442,1
Fecha Considerada		marzo 2012	marzo 2012	marzo 2012	marzo 2012	marzo 2012	
P Charrúa → Ancoa [MW]		1349,4	1005,3	792,2	313,6	-149,2	
Reserva CPF Sur [MW]		209,9	221,9	207,9	217,9	154,0	
PRIORIDAD 1	Bloque Rucúe [MW]	192,1	144,8	112,9	112,9	118,7	
	Bloque Abanico [MW]	40,3	40,3	40,3	40,3	40,3	
PRIORIDAD 2	Antuco 1 [MW]	100,0	90,0	100,0	90,0	F/S	
	Antuco 2 [MW]	90,0	90,0	90,0	90,0	70,0	
	El Toro 1 [MW]	110,0	110,0	110,0	110,0	80,0	
	El Toro 2 [MW]	110,0	110,0	110,0	110,0	80,0	
	El Toro 3 [MW]	110,0	110,0	F/S	F/S	F/S	
	El Toro 4 [MW]	F/S	110,0	F/S	F/S	F/S	
	Bloque Ralco [MW]	324,0	325,7	352,7	325,5	30,2	
	Bloque Campanario [MW]	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	
PRIORIDAD 3	Los Pinos [MW]	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	
	Santa Lidia [MW]	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	
	Santa María [MW]	396,0	F/S	F/S	F/S	F/S	
PRIORIDAD 4	Bloque Laja [MW]	498,1	595,4	390,7	380,8	213,3	
UNIDADES DESCONECTADAS	PRIORIDAD 1	Bloque Rucúe	✓	✓	✓	✓	-
		Bloque Abanico	✓	✓	✓	✓	-
	PRIORIDAD 2	Antuco 1	x	✓	x	✓	-
		Antuco 2	✓	x	✓	x	-
		El Toro 1	✓	x	✓	x	-
		El Toro 2	✓	✓	x	x	-
		El Toro 3	✓	✓	F/S	F/S	-
		El Toro 4	F/S	✓	F/S	F/S	-
		Bloque Ralco	✓	✓	✓	x	-
		Bloque Campanario	F/S	F/S	F/S	F/S	-
	PRIORIDAD 3	Los Pinos	F/S	F/S	F/S	F/S	-
		Santa Lidia	F/S	F/S	F/S	F/S	-
		Santa María	✓	F/S	F/S	F/S	-
	PRIORIDAD 4	Bloque Laja	x	x	x	x	-
P objetivo [MW]		1248,9	887,6	663,9	161,2	-	
RESULTADOS	fmáx [Hz]	51,1	51,1	51,1	50,9	50,0	
	f @20s [Hz]	49,9	50,2	50,3	50,2	49,7	
	Máquinas que permanecen en CPF	3	4	4	6	5	

Tabla 7.9 - Resumen de desempeño de los recursos. Zona sur, **demanda baja**



## 7.2 Sobre escenarios de verificación

En los siguientes apartados se presenta el despiece del esquema sobre escenarios de verificación.



## 7.2.1 Central Taltal F/S

ESQUEMAS DE CONTROL ACTIVADOS / RESULTADOS FINALES		ESCENARIO	1	2	3	4	5
			ID Escenario	1	2	3	4
		Generación SIC [MW]	7021	7003	6978	6959	6950
		Fecha considerada	marzo 2012	marzo 2012	marzo 2012	marzo 2012	marzo 2012
		P Charrúa → Ancoa [MW]	1361,5	1099,3	900,6	750,5	555,8
		P PdeAz → Las Palmas [MW]	-86,1	-86,9	-87,7	-87,2	-87,5
		Reserva CPF Centro [MW]	149,2	117,8	96,8	91,0	104,6
		Reserva CPF Norte [MW]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
EDAC		DAC Norte [MW]	62,6	157,2	146,8	152,1	98,6
		DAC Centro [MW]	629,9	623,7	623,8	482,2	342,1
RECURSO 1		Gradiente de frec. @49,5Hz [Hz/s]	-1,7	-1,1	> -0,9	> -0,9	> -0,9
		Escalón 1	220,6 (100%)	220,6 (100%)	14,93 (7%)	14,93 (7%)	x
		Escalón 2	330,4 (100%)	x	x	x	x
		Escalón 3	x	x	x	x	x
		Corte Total x Recurso 1 [MW]	551,0	220,6	14,9	14,9	0,0
		Corte Total DAC [MW]	1243,4	1001,5	785,5	649,3	440,7
		fmin (centro) [Hz]	48,6	48,6	48,6	48,5	48,7
		f @30seg (centro) [Hz]	49,9	49,6	49,4	49,7	49,7
		¿estable en frecuencia?	✓	✓	✓	✓	✓
RECURSO 2		¿Abrió?	✓	x	x	x	x
		Tiempo de actuación [mseg]	740	-	-	-	-
		¿estable angularmente?	✓	✓	✓	✓	✓
		fmin (norte) [Hz]	48,6	49,6	48,6	48,5	48,7
		fmax (norte) [Hz]	-	-	-	-	-
		f @30seg (norte) [Hz]	49,2	49,6	49,4	49,7	49,7
		¿estable en frecuencia?	✓	✓	✓	✓	✓
		Umin Diego de Almagro [pu]	0,75	0,83	0,85	0,86	0,9
		¿estable en tensión?	✓	✓	✓	✓	✓
RECURSO 3		CCEE A. Jahuel 1 (220kV)	✓	✓	x	✓	x
		CCEE A. Jahuel 2 (220kV)	✓	x	x	x	x
		CCEE A. Jahuel 3 (66kV)	x	x	x	x	x
		CCEE A. Jahuel 4 (66kV)	x	x	x	x	x
		U @30s A. Jahuel 500kV [pu]	1,05	1,04	1,05	1,03	1,04
		U @30s A. Jahuel 220kV [pu]	1,02	1,02	1,03	1,04	1,03
		CCEE Ancoa 1 (220kV)	✓	✓	x	✓	x
		U @30s Ancoa 500kV [pu]	1,04	1,04	1,05	1,04	1,04
		U @30s Ancoa 220kV [pu]	1,04	1,04	1,05	1,03	1,03
		¿cumple NT SyCS?	✓	✓	✓	✓	✓

Tabla 7.10 - Resumen de desempeño de los recursos. Zona centro - norte, **Dda Alta - 4 unidades en Guacolda**



ESQUEMAS DE CNTRL. ACTIVADOS / RESULTADOS FINALES		ESCENARIO	1	2	3	4	5
			ID Escenario	1	2	3	4
		Generación SIC [MW]	6447	6389	6349	6324	6315
		Fecha considerada	marzo 2011	marzo 2011	marzo 2011	marzo 2011	marzo 2011
		P Charrúa → Ancoa [MW]	1355,5	1107,5	881,0	752,8	545,5
		P PdeAz → Las Palmas [MW]	-77,5	-60,7	-61,4	-61,4	-61,2
		Reserva CPF Centro [MW]	164,2	105,2	128,6	99,6	108,8
		Reserva CPF Norte [MW]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
EDAC		DAC Norte [MW]	49,2	18,9	128,2	143,9	56,1
		DAC Centro [MW]	632,0	692,5	557,6	429,9	294,5
RECURSO 1		Gradiente de frec. @49,5Hz [Hz/s]	-1,8	-1,25	> -0,9	> -0,9	> -0,9
		Escalón 1	204,7 (100%)	204,7 (100%)	x	x	x
		Escalón 2	290,1 (100%)	44,58 (15%)	x	x	x
		Escalón 3	x	x	x	x	x
		Corte Total x Recurso 1 [MW]	494,8	249,3	0,0	0,0	0,0
		Corte Total DAC [MW]	1176,0	960,6	685,8	573,9	350,5
		fmin (centro) [Hz]	48,5	48,5	48,6	48,5	48,7
		f @30seg (centro) [Hz]	49,5	49,4	49,2	49,2	49,4
		¿estable en frecuencia?	✓	✓	✓	✓	✓
RECURSO 2		¿Abrió?	✓	✓	x	x	x
		Tiempo de actuación [mseg]	670	740	-	-	-
		¿estable angularmente?	✓	✓	✓	✓	✓
		fmin (norte) [Hz]	48,7	48,9	48,6	48,5	48,7
		fmax (norte) [Hz]	-	-	-	-	-
		f @30seg (norte) [Hz]	48,9	49	49,2	49,2	49,4
		¿estable en frecuencia?	✓	✓	✓	✓	✓
		Umin Diego de Almagro [pu]	0,72	0,76	0,86	0,86	0,91
		¿estable en tensión?	✓	x	✓	✓	x
RECURSO 3		CCEE A. Jahuel 1 (220kV)	x	x	x	x	x
		CCEE A. Jahuel 2 (220kV)	x	x	x	x	x
		CCEE A. Jahuel 3 (66kV)	x	x	x	x	x
		CCEE A. Jahuel 4 (66kV)	x	x	x	x	x
		U @30s A. Jahuel 500kV [pu]	1,05	1,05	1,03	1,03	1,02
		U @30s A. Jahuel 220kV [pu]	1,03	1,02	1,04	1,02	1,01
		CCEE Ancoa 1 (220kV)	x	x	x	x	x
		U @30s Ancoa 500kV [pu]	1,04	1,05	1,03	1,04	1,03
		U @30s Ancoa 220kV [pu]	1,05	1,07	1,02	1,04	1,03
		¿cumple NT SyCS?	✓	✓	✓	✓	✓

Tabla 7.11 - Resumen de desempeño de los recursos. Zona centro - norte, **Dda Media - 4 unidades en Guacolda**

### 7.2.2 Impacto de la Generación Eólica

En este punto se analizará el impacto que posee sobre los recursos estabilizantes el despacho de generación eólica en el sistema. Esta generación se vincula al sistema en puntos intermedios del doble circuito Los Vilos - Pan de Azúcar, las cuales resultan las subestaciones destinadas a la medición y acciones para evitar el colapso angular y en tensión.

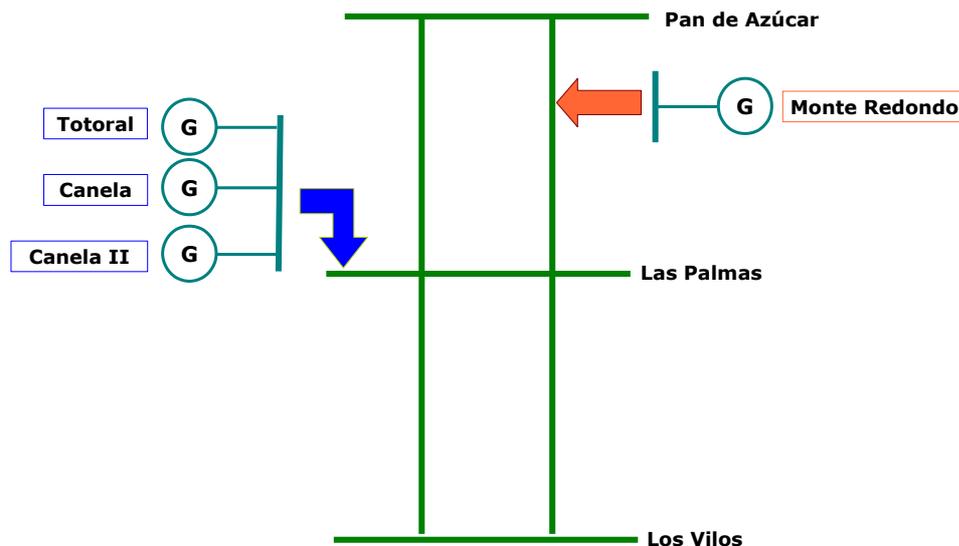


Figura 7.2 - Generación Eólica – Subsistema Centro-Norte

Para el análisis se desarrollan nuevos escenarios de estudio que consideran en servicio a los parques eólicos presentes en el norte del sistema. Estos escenarios pretenden simular condiciones críticas para el sistema de manera de obtener las respuestas en los casos de mayor impacto para esta generación.

La siguiente tabla detalla la características del escenario de alto impacto sobre el cual se analizará el impacto eólico sobre el sistema.

<b>Escenario</b>	DM_1360MW_4Guac
<b>Demanda del SIC</b>	6350 MW
<b>Transferencia Charrúa-Ancoa</b>	1360 MW
<b>¿Actuación Recurso 2 necesaria?</b>	Si
<b>Generación Eólica</b>	125 MW
<b>Características</b>	Escenario de alto impacto. Apertura en Pan de Azúcar necesaria para evitar colapso angular y en tensión.

[Ir al índice](#)

Las características de diseño del recurso 2 contemplan la apertura de los interruptores de 220kV en la subestación Pan de Azúcar. Esta condición permite que los generadores eólicos permanezcan vinculados al subsistema centro teniéndose las siguientes ventajas:

- ➔ Dada las exigencias dinámicas de los generadores eólicos, resulta una mejor condición que éstos permanezcan vinculados al subsistema centro el cual posee mayor robustez que el subsistema norte.
- ➔ El subsistema centro posee mayor cantidad de recursos disponibles para afrontar posibles salidas de servicio de los generadores eólicos debido a las condiciones de gran señal observadas en el sistema.
- ➔ La permanencia de los aerogeneradores en el subsistema norte podría comprometer la estabilidad del mismo debido a salidas de servicio intempestivas o condiciones de control desfavorables.

## **SIMULACIÓN 1**

En primera instancia se verifica el funcionamiento del esquema de sincrofasores al encontrarse en servicio aproximadamente el 80% de la generación eólica disponible en la zona.

La siguiente figura muestra la evolución de las principales variables sistémicas. En esta simulación los generadores eólicos se mantienen entregando potencia a la red sin provocarse salidas de servicio.

Se observa que, tanto la actuación del recurso 2 como las respuestas dinámicas de las variables, presentan comportamientos satisfactorios, sin alterarse las respuestas obtenidas en escenarios sin generación eólica.

La siguiente tabla muestra el resumen de los principales resultados de la simulación

<b>IMPACTO GENERACIÓN EÓLICA</b>	
<b>SIMULACIÓN 1</b>	
Frecuencia Mínima (área centro)	48,55 Hz
Frecuencia Máxima (área norte)	51,2 Hz
Actuación Recurso 1	Escalones 1 y 2
Actuación Recurso 2	Si
Desconexión Eólicos	No
Desbalance de Potencia	-1360 MW
Condición Subsistema Centro	Estable
Condición Subsistema Norte	Estable

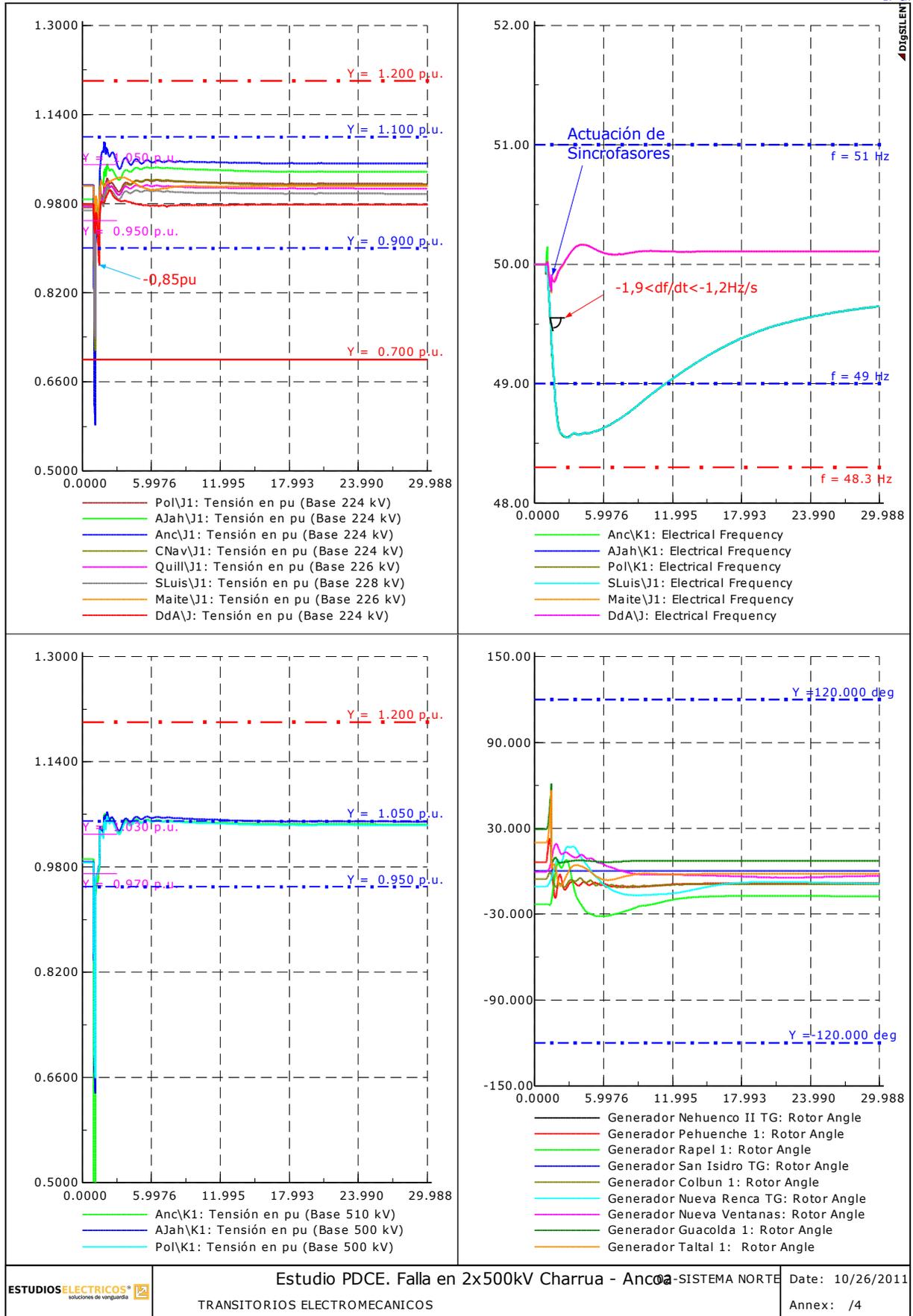


Figura 7.3 - Impacto Generación Eólica - Simulación 1

## SIMULACIÓN 2

Si bien la simulación previamente mostrada consideraba que los generadores eólicos permanecen en servicio, dada la gran severidad de la falla estudiada podrían provocarse desvinculaciones de éstos luego de la ocurrencia de la contingencia.

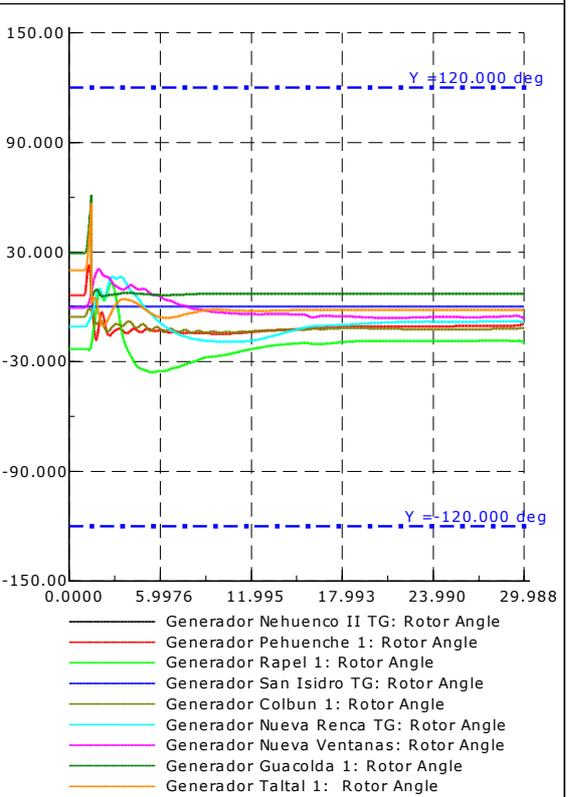
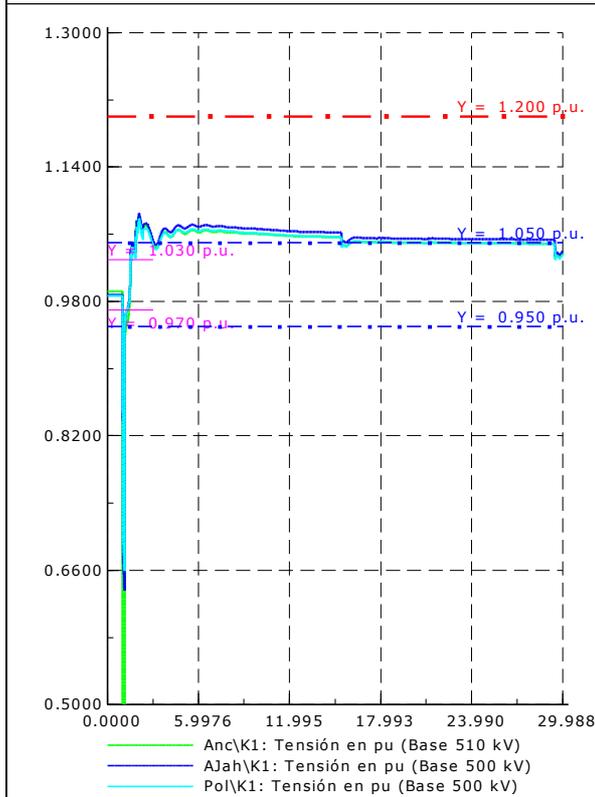
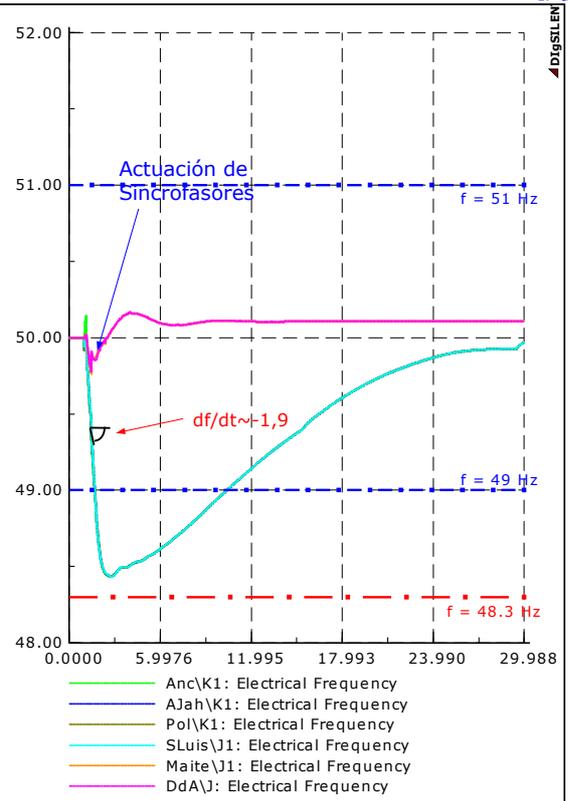
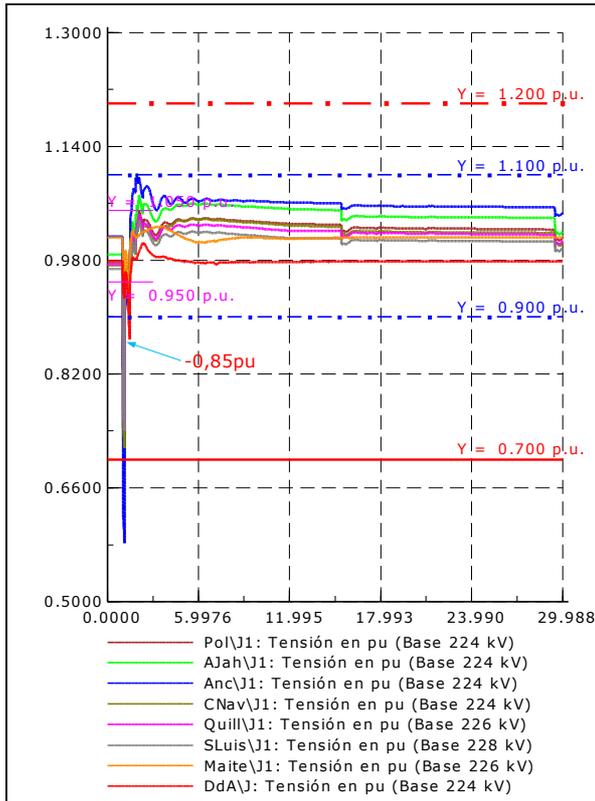
Con el fin de evaluar esta condición, se toma la situación crítica en la cual todos los parques eólicos salen de servicio en el momento que la frecuencia llega a 49 Hz. Esto provoca un desbalance de potencia aún mayor al ocasionado por la pérdida de la transferencia Charrúa-Ancoa.

La siguiente figura muestra el resultado de la simulación.

Se observa allí que la pérdida de 125MW adicionales en el subsistema centro provoca una tasa de decaimiento de la frecuencia aún mayor, lo que activa los escalones más críticos del recurso 1. Luego, la condición de recuperación del subsistema centro es satisfactoria, alcanzando similares valores de frecuencia mínima que para el caso de la simulación 1.

La siguiente tabla resume los principales resultados de la simulación.

<b>IMPACTO GENERACIÓN EÓLICA</b>	
<b>SIMULACIÓN 2</b>	
Frecuencia Mínima (área centro)	48,4 Hz
Frecuencia Máxima (área norte)	51,2 Hz
Actuación Recurso 1	Escalones 1, 2 y 3
Actuación Recurso 2	Si
Desconexión Eólicos	Si
Desbalance de Potencia	-1485 MW
Condición Subsistema Centro	Estable
Condición Subsistema Norte	Estable



[Ir al índice](#)

Analizando la simulación desde otro punto de vista, estas condiciones pueden asociarse a una mayor transferencia por el doble circuito Charrúa-Ancoa dado que el desbalance por pérdida de generación en el norte provoca el mismo efecto. En este caso, los recursos propuestos siguen resultando efectivos para condiciones de **desbalance de 1485MW**. Por lo cual el Recurso 1 diseñado tolera condiciones desbalance de potencia mayores a 1360MW.

Del análisis realizado se puede concluir que el despacho de generación eólica entre las SS/EE Los Vilos y Pan de Azúcar no produce efectos adversos sobre el esquema estabilizante desarrollado verificando el recurso 2. A su vez, se encuentra una operación satisfactoria del recurso 1 ante la pérdida de montos de potencia mayores a 1360MW.

El resumen de los resultados para las dos simulaciones realizadas se detallan en la siguiente tabla. Los escenarios se identifican de la siguiente manera:

- **ID 1**

Despacho de 125 MW eólicos entre las subestaciones Los Vilos y Pan de Azúcar 220kV.  
Simulación sin desvinculación de los parques eólicos.

- **ID 2**

Despacho de 125 MW eólicos entre las subestaciones Los Vilos y Pan de Azúcar 220kV.  
Simulación con desvinculación de los parques eólicos.



[Ir al índice](#)

ESQUEMAS DE CNTRL. ACTIVADOS / RESULTADOS FINALES		ESCENARIO		
		1	2	
ESQUEMAS DE CNTRL. ACTIVADOS / RESULTADOS FINALES	ESCENARIO	ID Escenario	1	2
		Generación SIC [MW]	6449	6449
		Fecha considerada	marzo 2012	marzo 2012
		P Charrúa → Ancoa [MW]	1324,0	1324,0
		P PdeAz → Las Palmas [MW]	23,6	23,6
		Reserva CPF Centro [MW]	119,4	119,4
		Reserva CPF Norte [MW]	13,4	13,4
	EDAC	DAC Norte [MW]	29,5	29,5
		DAC Centro [MW]	743,0	743,0
	RECURSO 1	Gradiente de frec. @49,5Hz [Hz/s]	-1,65	-1,95
		Escalón 1	204,7	204,7
		Escalón 2	290,1	290,11
		Escalón 3	x	49,37
		Corte Total x Recurso 1 [MW]	494,8	544,2
		Corte Total DAC [MW]	1267,3	1316,6
		fmin (centro) [Hz]	48,6	48,5
		f @20seg (centro) [Hz]	49,6	49,9
		¿estable en frecuencia?	✓	✓
	RECURSO 2	¿Abrió?	✓	✓
		Tiempo de actuación [mseg]	340	340
		¿estable angularmente?	✓	✓
		fmin (norte) [Hz]	49,85	49,7
		fmax (norte) [Hz]	50,2	50,2
		f @20seg (norte) [Hz]	50,1	50,1
		¿estable en frecuencia?	✓	✓
		Umin Diego de Almagro [pu]	0,85	0,85
	¿estable en tensión?	✓	✓	
	RECURSO 3	CCEE A. Jahuel 1 (220kV)	x	x
		CCEE A. Jahuel 2 (220kV)	x	x
		CCEE A. Jahuel 3 (66kV)	x	✓
CCEE A. Jahuel 4 (66kV)		x	x	
U @20s A. Jahuel 500kV [pu]		1,05	1,04	
U @20s A. Jahuel 220kV [pu]		1,04	1,02	
CCEE Ancoa 1 (220kV)		x	x	
U @20s Ancoa 500kV [pu]		1,05	1,05	
U @20s Ancoa 220kV [pu]		1,05	1,04	
¿cumple NT SyCS?	✓	✓		

Tabla 7.12 - Impacto de la Generación Eólica

### 7.2.3 Verificación de red N-1

En escenarios particulares, puede presentarse el caso que se encuentre alguna de las líneas de 220kV entre las subestaciones de Pan de Azúcar y Los Vilos fuera de servicio. Si bien esta condición se da en situaciones especiales, resulta útil para la verificación de la operación del esquema de sincrofasores.

Tal como fue expresado en los puntos anteriores, el esquema de sincrofasores sólo debe producir la apertura en islas en caso de presentarse fenómenos de inestabilidad en la zona norte del sistema. Por ello, fallas que no provoquen tales condiciones, no deben producir la separación en islas.

Resulta claro que una condición N-1 representa una peor condición para el esquema de sincrofasores dado que las aperturas angulares son mayores pudiendo producir condiciones de actuación en casos no deseado. Por ello, se evaluará el desempeño del esquema de sincrofasores ante fallas simples cercanas a la zona de influencia encontrándose la línea Pan de Azúcar-Las Palmas fuera de servicio.

Si bien las condiciones de salida de servicio programada de la línea por mantenimiento presentaría despachos acordes para el escenario N-1 presentado, en este caso buscando condiciones críticas se despachan en la zona norte las 4 unidades de la central Guacolda a plena potencia.

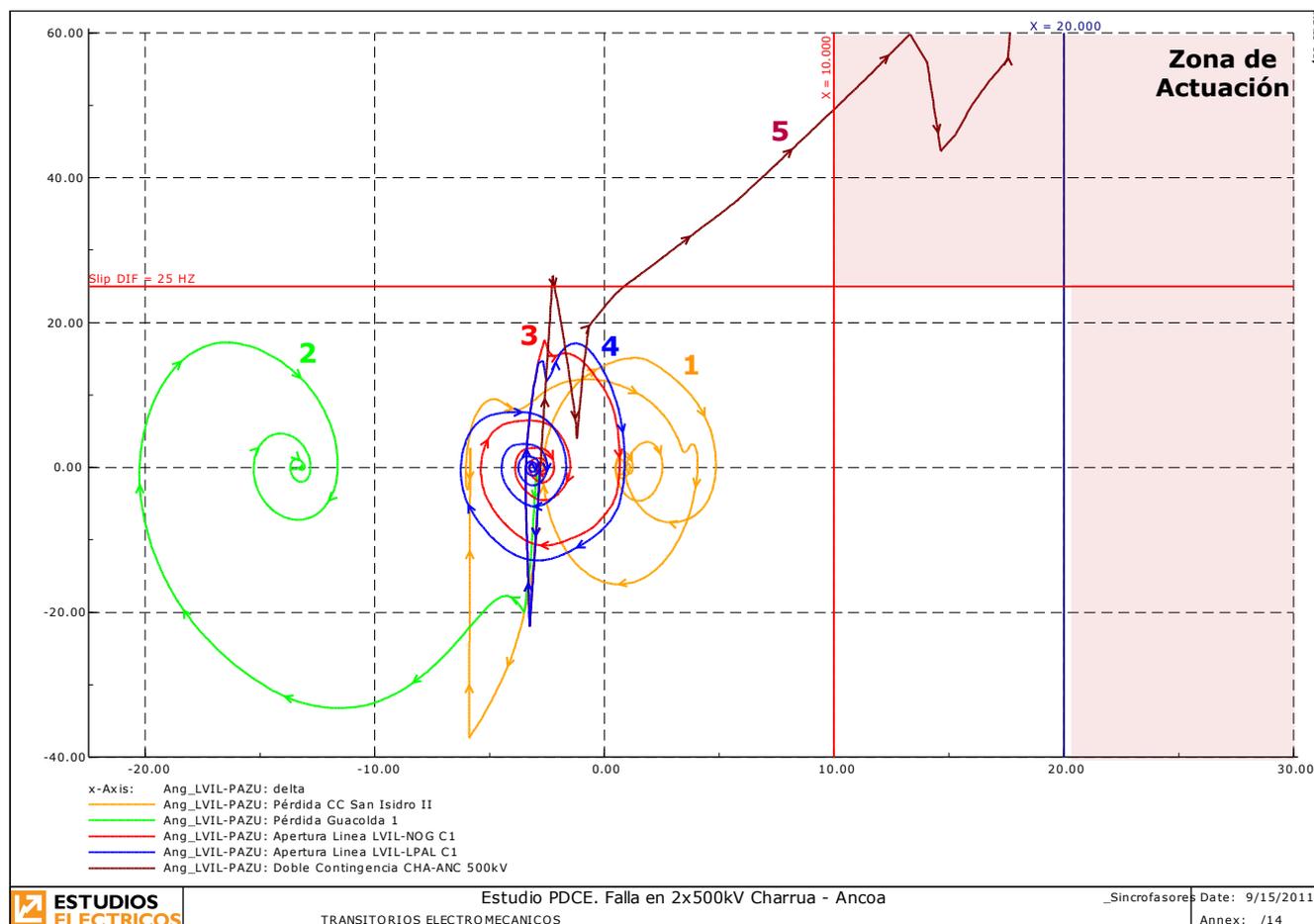
Para la verificación del esquema se realizan las siguientes fallas simples sobre el sistema y se evalúa el comportamiento del esquema. ***En todos los casos se encuentra una de las líneas de 220kV Pan de Azucar-Las Palmas fuera de servicio.***

1. Cortocircuito y desconexión del Ciclo Combinado San Isidro II con 330MW de despacho.
2. Cortocircuito y desconexión de la unidad Guacolda 1 con 150 MW despachados.
3. Cortocircuito y apertura del circuito 1 de las líneas Nogales-Los Vilos.
4. Cortocircuito y apertura del circuito 1 de las líneas Los Vilos-Los Palmas.

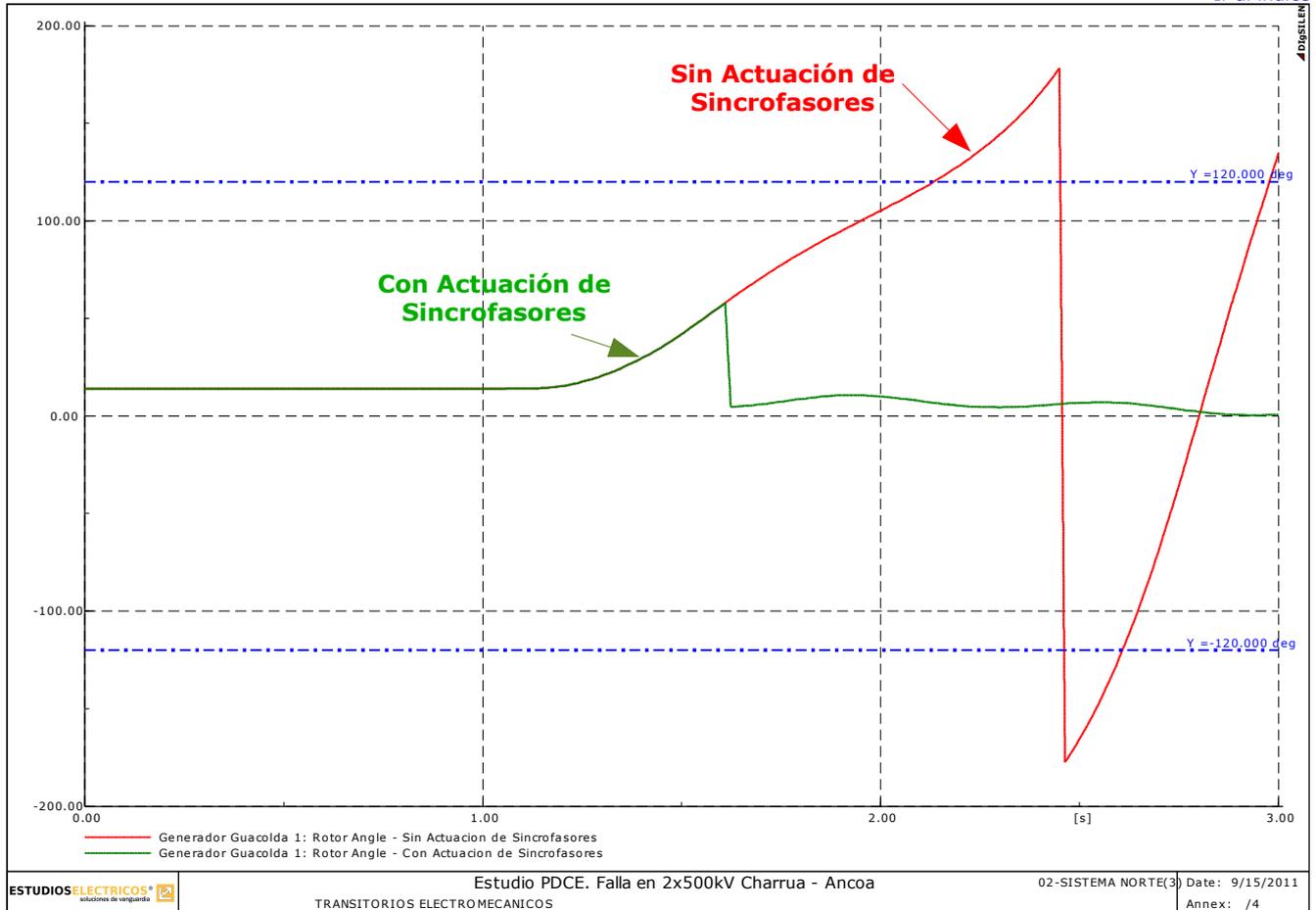
Además, se verificará el esquema ante la ocurrencia de la doble contingencia Charrúa-Ancoá: **5.** Falla doble Charrúa-Ancoá.

[Ir al índice](#)

En la siguiente figura se muestra el diagrama DvsS (diferencia angular vs. velocidad de cambio de la diferencia angular) con la zona de actuación del esquema de sincrofasores. Como puede observarse en la evolución dinámica para los casos 1, 2, 3 y 4 no se produce actuación del esquema lo cual resulta una condición correcta dado que la contingencia no provoca condiciones de inestabilidad angular.



En cambio, la evolución 5 (ocurrencia de la doble contingencia Charrúa-Ancoá) produce la separación en isla dado que representa un caso de inestabilidad angular. En la siguiente figura se muestra la evolución del ángulo de las unidades de Guacolda con y sin la actuación del esquema de sincrofasores.



Del análisis realizado se pueden extraer las siguientes conclusiones:

- El esquema de sincrofasores no actúa ante condiciones de falla que no provoquen condiciones de inestabilidad de la zona norte. Las fallas realizadas consideran la condición crítica de N-1 en el doble circuito Pan de Azúcar-Las Palmas no produciéndose actuaciones indeseadas en ningún caso.
- La condición de N-1 en cualquiera de las líneas entre las SS/EE Los Vilos-Pan de Azúcar no requiere ninguna acción (cambio de parámetros, desactivación) del esquema de sincrofasores.
- Ante casos inestables en condiciones N-1 el esquema resulta igualmente efectivo, generando la separación en isla en tiempos acordes para evitar el colapso por inestabilidad angular.

### 7.2.4 Central Pehuenche F/S

Los controles localizados en las SS/EE Ancoa y Alto Jahuel tienen como principal objetivo controlar posibles sobretensiones de régimen permanente que puedan registrarse luego del desprendimiento de grandes bloques de demanda necesarios para evitar el colapso en frecuencia. En todos los casos estudiados, no se registran tensiones críticas ni excesivas en las subestaciones por lo cual el recurso está fundamentalmente destinado al control.

Es sabido que las centrales de generación ofrecen un control de tensión debido a la variación de potencia reactiva. Particularmente, las unidades de la central Pehuenche ofrecen soporte de tensión para la zona centro del sistema, por lo cual, escenarios en los cuales no se encuentre despachada podrían resultar críticos para el control de las sobretensiones.

Para evaluar esta condición se considera el escenario que presenta mayores desprendimientos de demanda (DB\_1360MW\_3Guac) encontrándose la central Pehuenche fuera de servicio. Además, al ser un escenario de demanda baja no se encuentra la totalidad de los bancos de capacitores de las subestaciones en servicio lo cual limita las posibilidades de control.

En este escenario la disponibilidad de equipos para la operación es la detallada en la siguiente tabla:

Elemento	Capacidad [MVar]	S/E	Disponible para Control
CCEE	65	Alto Jahuel 220kV	NO
CCEE	65	Ancoa 220kV	NO
CCEE	50	Alto Jahuel 220kV	SI
CCEE B1	66	Alto Jahuel 66kV	SI
CCEE B2	66	Alto Jahuel 66kV	SI

Tabla 7.13 - Equipos Disponibles - DB\_1360MW\_3Guac

En la Figura 7.4 se muestra la respuesta dinámica de las tensiones y la actuación de los distintos escalones de control del Recurso 3 junto con el esquema de MAIS asociado. Como puede observarse, ante este caso crítico en cuanto a despacho de generación, desprendimiento de demanda y equipos de control disponibles, las tensiones permanecen durante la evolución transitoria dentro de los límites admisibles y durante el régimen permanente son introducidas dentro de los niveles exigidos por la NTSyCS por la acción del Recurso 3.

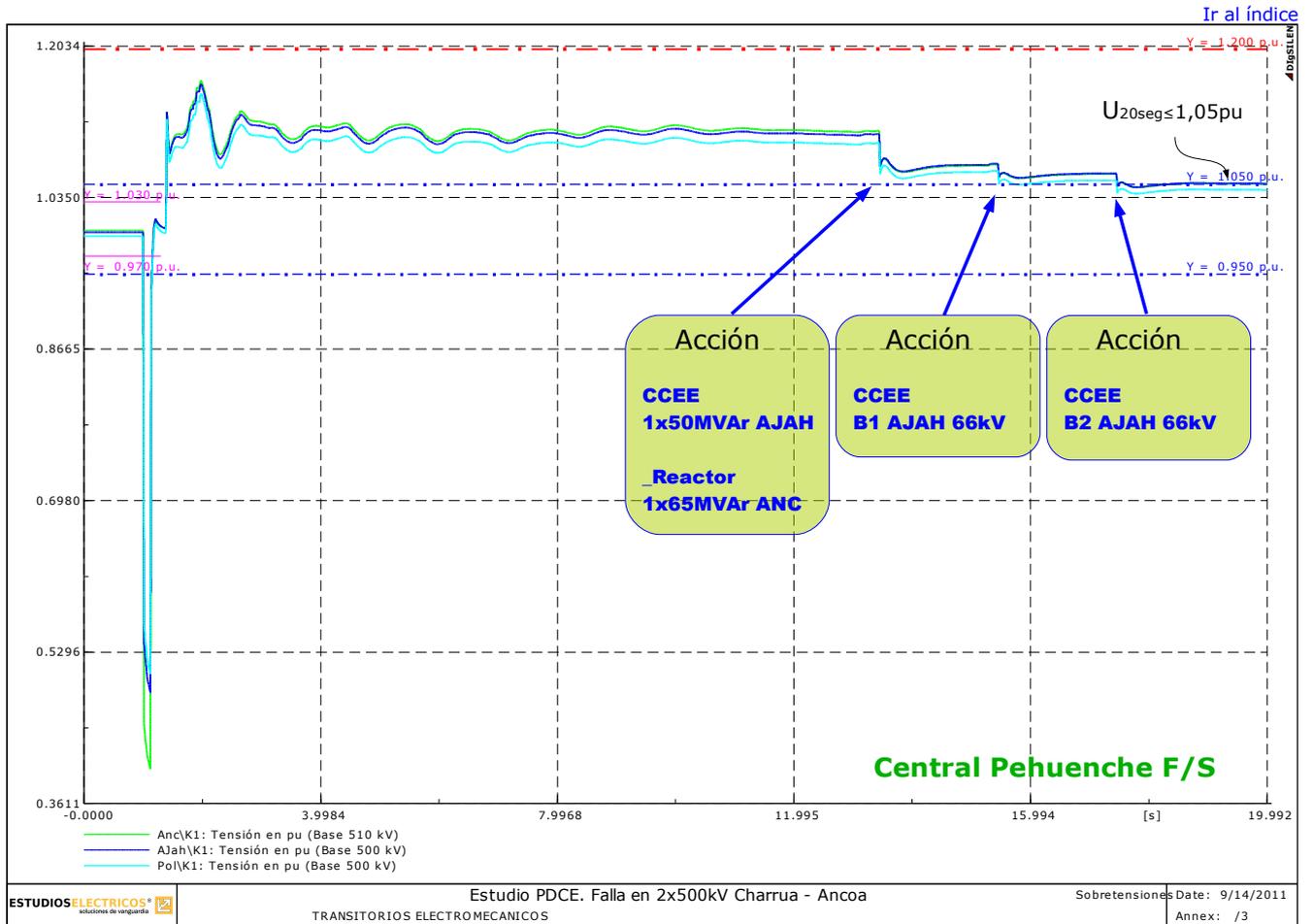


Figura 7.4 - Acción del Recurso 3 para el Escenario DB\_1360MW\_3Guac



[Ir al índice](#)

ESQUEMAS DE CNTRL. ACTIVADOS / RESULTADOS FINALES		ESCUENARIO	
		ID Escenario	1
		Generación SIC [MW]	4580
		Fecha considerada	marzo 2012
		P Charrúa → Ancoa [MW]	1348,2
		P PdeAz → Las Palmas [MW]	-170,2
		Reserva CPF Centro [MW]	188,4
		Reserva CPF Norte [MW]	0,0
EDAC		DAC Norte [MW]	143,0
		DAC Centro [MW]	580,7
RECURSO 1		Gradiente de frec. @49,5Hz [Hz/s]	-2,65
		Escalón 1	165,56 (100%)
		Escalón 2	178,21 (100%)
		Escalón 3	250,02 (92%)
		Corte Total x Recurso 1 [MW]	593,8
		fmin (centro) [Hz]	48,3
		f @20seg (centro) [Hz]	49,9
		¿estable en frecuencia?	✓
RECURSO 2		¿Abrió?	x
		Tiempo de actuación [mseg]	-
		¿estable angularmente?	✓
		fmin (norte) [Hz]	48,3
		fmax (norte) [Hz]	-
		f @20seg (norte) [Hz]	49,9
		¿estable en frecuencia?	✓
		Umin Diego de Almagro [pu]	0,87
		¿estable en tensión?	✓
RECURSO 3		CCEE A. Jahuel 1 (220kV)	x
		CCEE A. Jahuel 2 (220kV)	✓
		CCEE A. Jahuel 3 (66kV)	✓
		CCEE A. Jahuel 4 (66kV)	✓
		U @20s A. Jahuel 500kV [pu]	1,05
		U @20s A. Jahuel 220kV [pu]	1,03
		CCEE Ancoa 1 (220kV)	x
		U @20s Ancoa 500kV [pu]	1,05
		U @20s Ancoa 220kV [pu]	1,07
		¿cumple NT SyCS?	✓

Tabla 7.14 - Impacto de la Generación Eólica

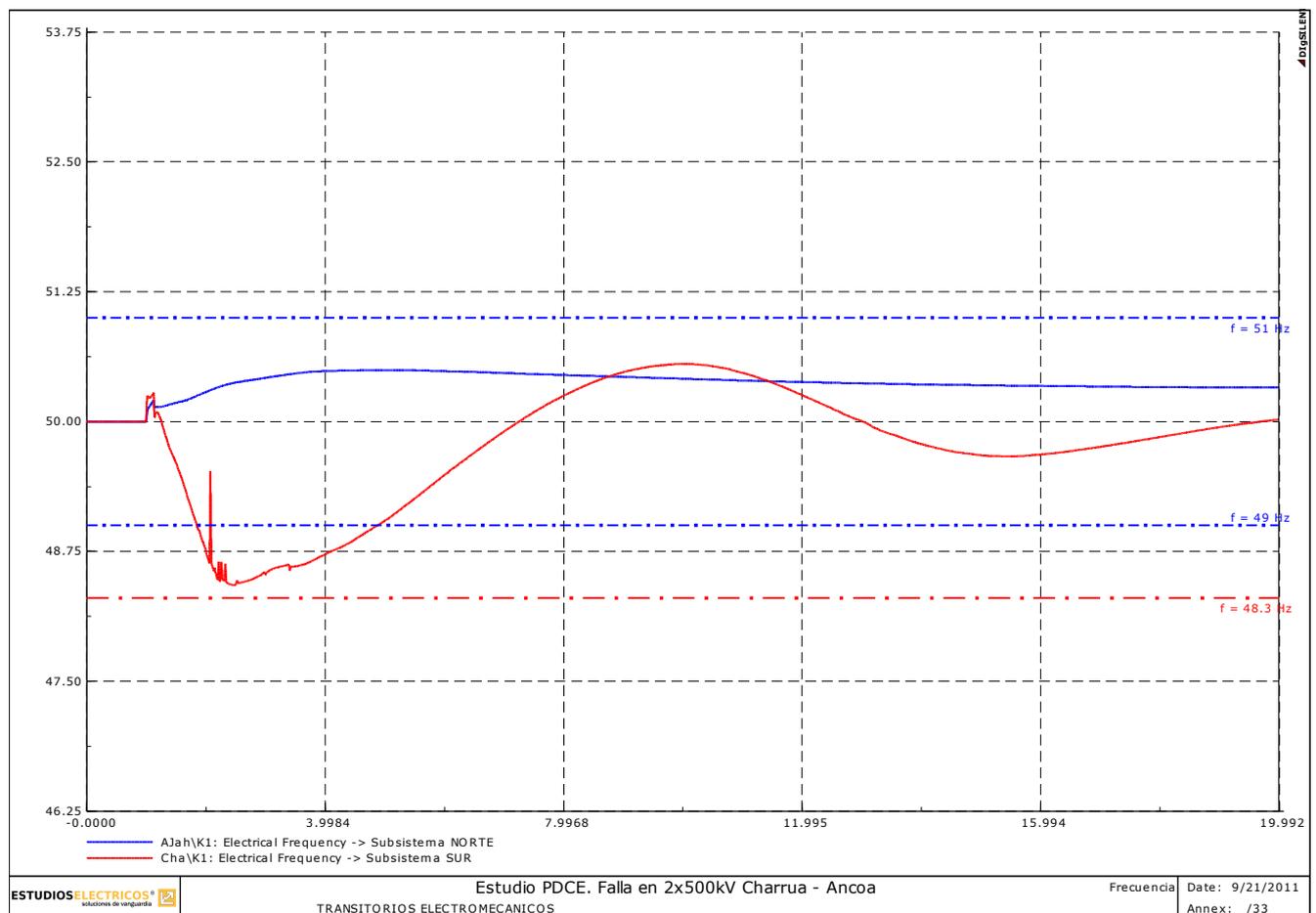


## 7.2.5 Transferencia inversa -250 MW

En los escenarios base se verificó el comportamiento dinámico del sistema ante una transferencia de 150MW sentido Ancoa-Charrúa. Si bien este escenario no representa inconvenientes para el subsistema norte, en el cual las variables evolucionan en forma satisfactoria sin recursos adicionales, el subsistema sur presenta una condición crítica debido a la pérdida de aproximadamente el 17% de su potencia total.

Con el fin de extremar este escenario se aumenta la transferencia por el doble vínculo en 100 MW sentido Ancoa-Charrúa, totalizando una potencia por el doble vínculo de 250MW. Este monto de potencia representa aproximadamente un 30% de la demanda total del subsistema sur lo que implica un gran desbalance. Si bien esta transferencia se considera de poca probabilidad de ocurrencia, especialmente por la entrada en servicio de las carboneras Santa María y Bocamina 2, este monto de transferencia podría estar dado por escenarios sumamente térmicos (sin disponibilidad de las centrales mencionadas) o por la pérdida de una unidad o central de gran tamaño en el subsistema sur.

La siguiente figura muestra la respuesta de la frecuencia para el subsistema sur y norte.



[Ir al índice](#)

En trazo azul se representa la evolución de la frecuencia para el subsistema norte y en rojo la del subsistema sur. Tal como puede observarse, el subsistema norte no presenta inconvenientes en cuanto a su respuesta, mientras que para el subsistema sur, la tasa de caída de la frecuencia es elevada produciendo la activación de cortes de carga.

Los cortes asociados al EDAC se detallan en la siguiente tabla:

Red	Esc. 1	Esc. 2	Esc. 3	Esc. 4	Esc. 5	Esc. 6	Total
<b>Sistema 154kV</b>	1,73 MW	0,15 MW	10,2 MW	0,2 MW	1,62 MW	0 MW	13,91 MW
<b>Concepción</b>	41,56 MW	25,94 MW	72,07 MW	7,96 MW	7,85 MW	0 MW	155,38 MW
<b>Charrúa</b>	24,12 MW	2,72 MW	10,58 MW	1,29 MW	1,89 MW	0 MW	40,59 MW
<b>Araucanía</b>	21,68 MW	6,63 MW	21,41 MW	4,67 MW	6,9 MW	0 MW	61,3 MW
<b>Total</b>	89,09 MW	35,43 MW	114,29 MW	14,12 MW	18,25 MW	0 MW	271,18 MW

La potencia desvinculada por el EDAC es similar a la potencia de transferencia pre-contingencia por el doble circuito. Al desconectarse los 271 MW de carga el subsistema sur queda con una potencia total de aproximadamente 500MW lo cual constituye un sistema débil. A pesar es ésto, con los cortes de demanda logran restablecer la frecuencia estabilizando el sistema.

Mayores montos de transferencia inversa resultan prácticamente incontrolables dado que conducen a un rápido decaimiento de la frecuencia no considerándose cortes adicionales debido a que la muy baja demanda del subsistema sumado a los cortes por EDAC dejarían al subsistema en una situación muy débil con altas probabilidades de colapso.

### 7.2.6 Apertura secuencial de líneas

En todos los casos hasta aquí simulados, luego de ocurrida la falla el despeje se realiza mediante la apertura simultánea de los interruptores de los circuitos 1 y 2 que vinculan Charrúa con Ancoa.

En la siguiente figura se muestra la simulación de la apertura secuencial. El tiempo de diferencia se establece en 200 mseg.

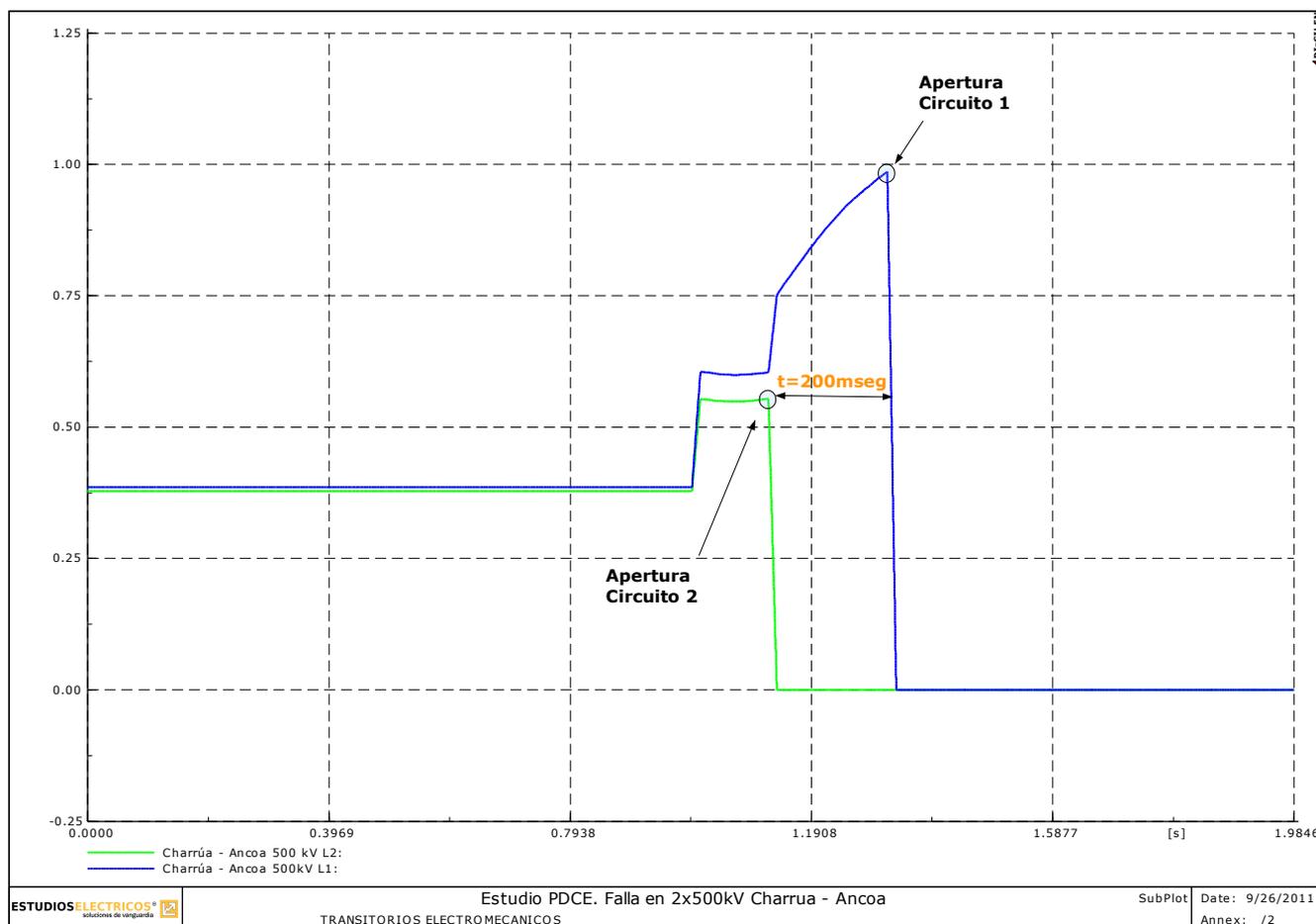


Figura 7.5 - Apertura Secuencial de Líneas

La apertura secuencial se simula sobre un escenario crítico de 1360MW de transferencia y demanda media en el sistema.

Para evaluar el impacto que genera la desconexión secuencial se comparan las evoluciones de las principales variables del subsistema Centro-Norte y Sur con el escenario de diseño que considera la apertura simultánea de las líneas. Vale aclarar que los eventos generados en el subsistema sur son similares para ambos casos.

Las siguientes figuras muestran la comparación de la evolución de la frecuencia y las tensiones de nodos de 220kV (Diego de Almagro y Charrúa) para los subsistemas norte y sur con apertura secuencial y simultanea de las líneas.



[Ir al índice](#)

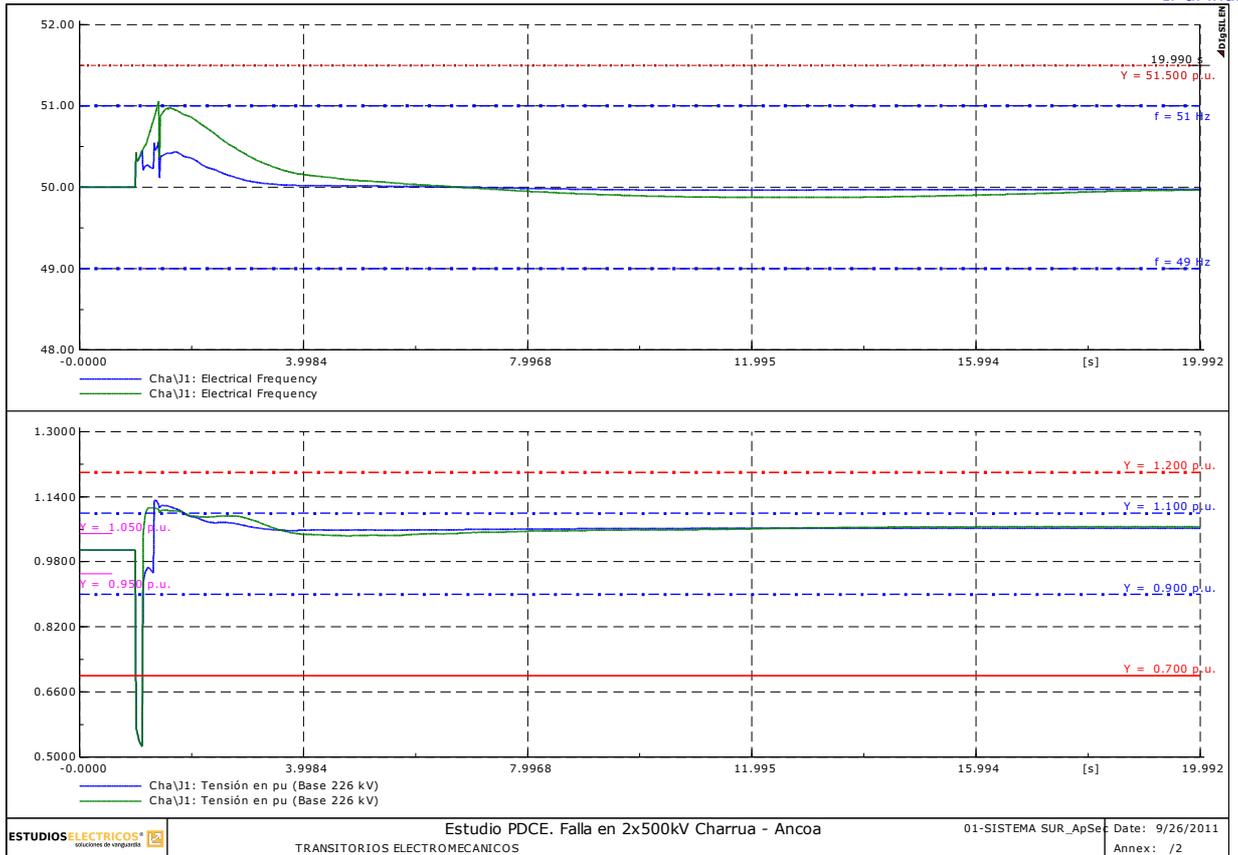


Figura 7.6 - Subsistema Centro Norte - Azul: Apertura Secuencial - Verde: Apertura Simultanea

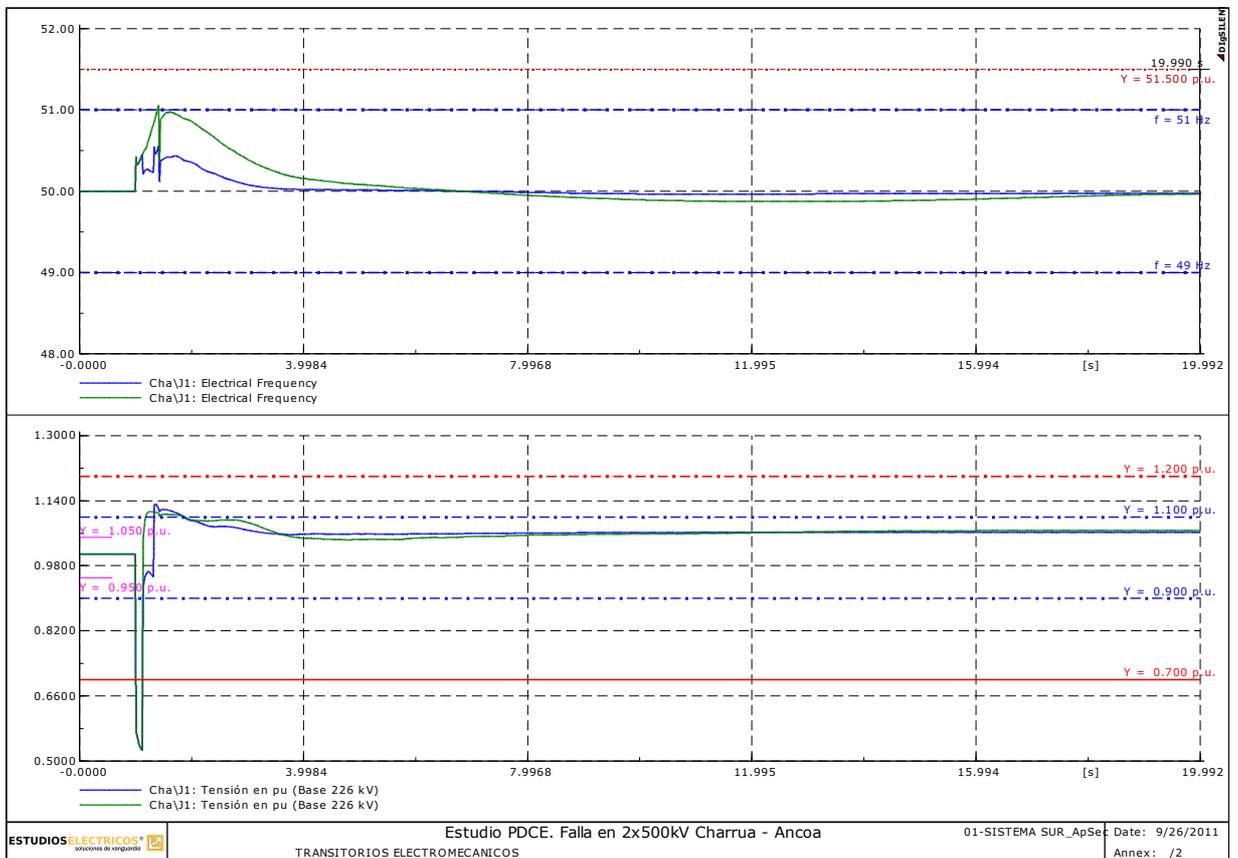


Figura 7.7 - Subsistema Sur - Azul: Apertura Secuencial - Verde: Apertura Simultanea



### 7.2.7 Escenarios 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, en los próximos años se prevén los siguientes cambios:

FECHA DE ENTRADA		OBRAS <b>EN CONSTRUCCIÓN</b> 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 <b>EN CONSTRUCCIÓN</b> 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 <b>RECOMENDADAS</b> 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	-
julio	2016	Línea Charrúa - Ancoa 2x500 kV: primer circuito	6	1300

Tabla 7.15 - Obras conforme a informe definitivo de precios de nudo correspondiente a Octubre de 2010

[Ir al índice](#)

A partir de las obras mostradas en la tabla y las tasas de crecimiento de la demanda mostradas en la Tabla 4.7 se generan diversos escenarios para los años 2013 y 2015. Las principales características de cada uno de ellos se resumen en el punto . A modo de resumen en los siguientes puntos se detallan los aspectos mas globales de los casos futuros analizados:

- *ID 1 - Julio 2013 – Demanda Alta - Transferencia 1360MW*

Este escenario contempla como principales cambios la entrada en servicio del tercer transformador 500/220/66 kV en la S/E Charrúa, el tercer circuito Ancoa-Alto Jahuel 500kV y la central hidroeléctrica La Angostura la cuál aporta potencia al nodo de Charrúa 220kV. Para este caso de estudio la potencia bruta del sistema alcanza los 7770 MW y se considera una transferencia máxima por el doble circuito Charrúa-Ancoa 500kV.

- *ID 2 - Julio 2013 – Demanda Alta - Transferencia 900 MW*

Escenario de similares características al anteriormente mencionado con la variación del monto de potencia de transferencia por el doble circuito la cual alcanza los 900 MW, lo cual representa un valor probable para los escenarios de demanda alta. En este caso se contempla el despacho de la central La Angostura para evaluar el impacto sobre la controlabilidad de la potencia a desvincular al producirse la doble contingencia.

- *ID 3 - Julio 2013 – Demanda Baja - Transferencia 1360 MW:*

Escenario que contempla los mismos cambios topológicos que los escenarios anteriores con una demanda bruta del sistema de 4990 MW. Este escenario se construye para evaluar condiciones extremas pre-contingencia en escenarios futuros con transferencia máxima. Se consideran 3 unidades de Guacolda E/S.

- *ID 4 - Julio 2013 – Demanda Baja - Transferencia 500 MW*

Caso similar al punto anterior con una transferencia normal por el doble vínculo para escenarios de demanda baja.

- *ID 5 - Diciembre 2015 – Demanda Alta - Transferencia 1360MW*

Escenario horizonte para el estudio de PDCE. Contempla la inclusión de todas las obras en construcción y resulta previo al ingreso del tercer circuito Charrúa-Ancoa 500kV. La demanda bruta del sistema es de 8950MW y la transferencia por el doble circuito máxima.

[Ir al índice](#)

- *ID 6 - Diciembre 2015 – Demanda Alta - Transferencia 900MW*

Escenario horizonte para el estudio de PDCE. Similares características al del punto anterior con menor transferencia.

- *ID 7 - Diciembre 2015 – Demanda Baja - Transferencia 1360MW*

Escenario horizonte para el estudio de PDCE. Permite evaluar condiciones extremas para el año límite de estudio. La demanda bruta del sistema resulta igual a 5700 MW.

- *ID 8 - Diciembre 2015 – Demanda Alta - Transferencia 600MW*

Escenario horizonte para el estudio de PDCE. Similares características al del punto anterior con menor transferencia por el doble vínculo.

A partir de estos escenarios, se analiza la respuesta del sistema con la totalidad de los recursos diseñados. En los siguientes puntos se presenta el análisis sobre cada uno de ellos. Los principales resultados para el año 2013 se detallan en las tablas.


**Julio 2013**
**Demanda Alta (Jul 2013) – Transferencia 1360 MW**
Eventos Subsistema Norte

El resumen de los eventos registrados en el subsistema Norte se detalla en la siguiente tabla. Tal como puede observarse, y en comparación con los resultados arrojados sobre el escenario base de Marzo de 2012 el impacto es menor debido al incremento de demanda en todo el sistema. Igualmente resultan necesarios todos los recursos implementados para la estabilización del sistema.

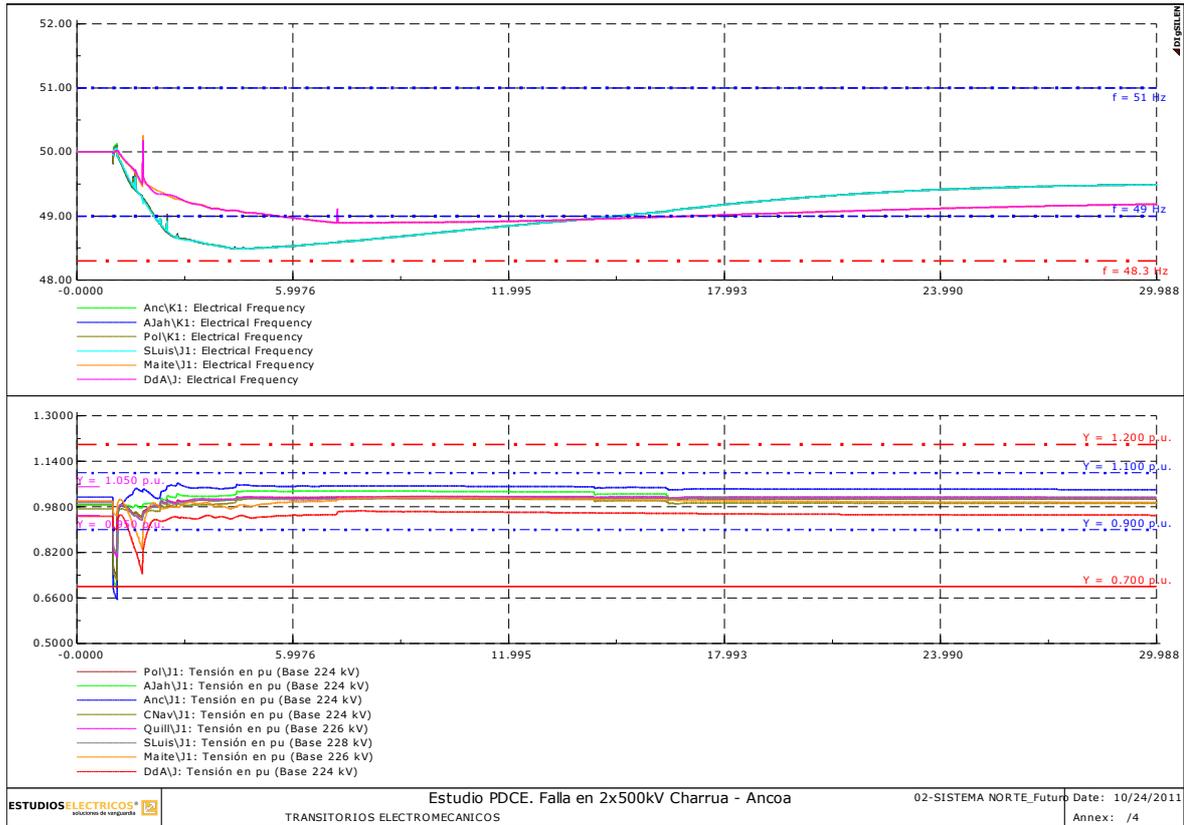
Recurso	Actuación	Escalones Activados
1	SI	1 y 2
Recurso	Actuación	Tiempo de Actuación [mseg]
2	SI	710
Recurso	Actuación	Equipos Disparados
3	SI	CCEE 1x65 MVar AJAH
		CCEE 1x50 MVar AJAH

Eventos Subsistema Sur

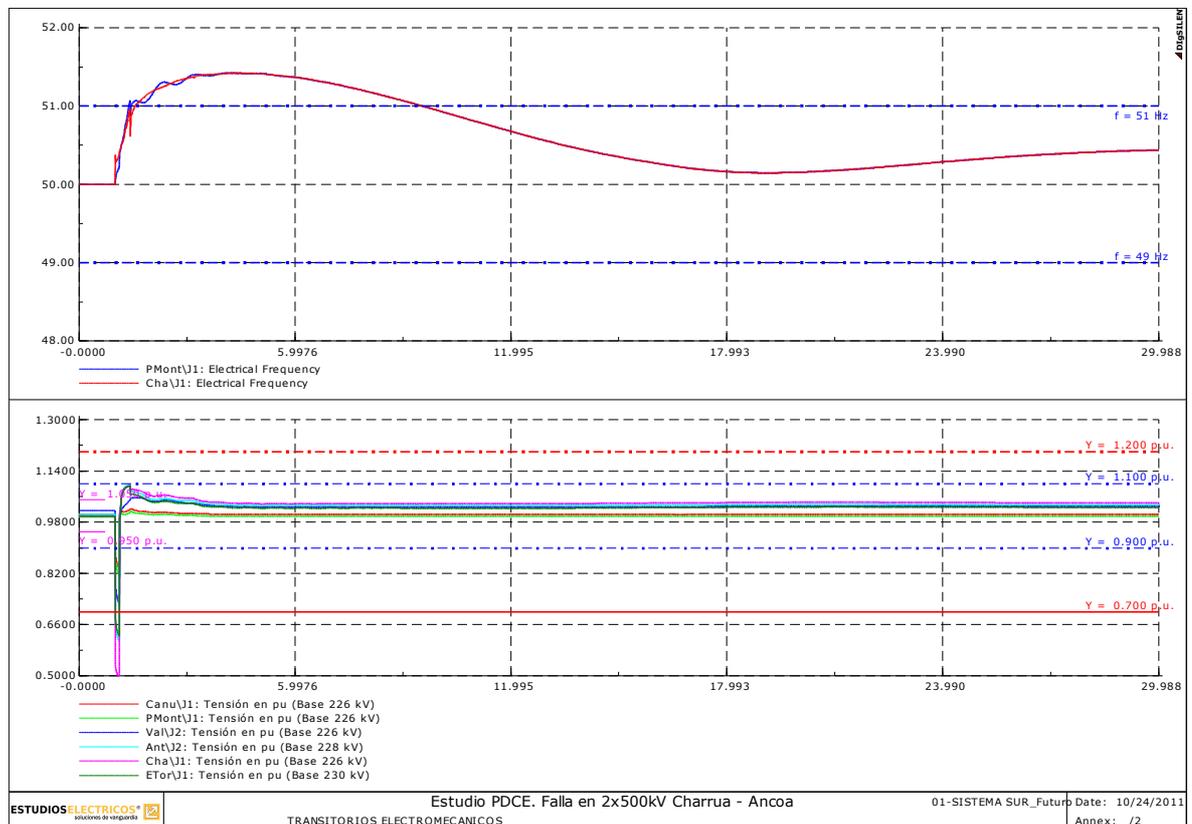
El algoritmo de calculo de potencia a disparar arroja los resultados mostrados en la siguiente tabla.

Recurso 4		
Bloque/Equipo Disparado	Prioridad	P [MW]
<b>Bloque 4 (ABANICO)</b>	1	41,2
<b>Bloque 1 (RUCUE)</b>	1	118,2
<b>Generador Antuco 1</b>	2	100
<b>Generador El Toro 1</b>	2	110
<b>Generador El Toro 2</b>	2	110
<b>Generador El Toro 3</b>	2	110
<b>Bloque 2 (RALCO)</b>	2	685,7
<b>P Transferencia CHA-ANC</b>	1362,2 MW	
<b>P. Objetivo</b>	1262,3 MW	
<b>P. Total de Disparo</b>	1275,2 MW	
<b>P. Diferencia</b>	13,2 MW	

## Respuesta dinámica Subsistema Norte



## Respuesta dinámica Subsistema Sur



## Demanda Alta (Jul 2013) – Transferencia 900 MW

### Eventos Subsistema Norte

El resumen de los eventos registrados en el subsistema Norte se detalla en la siguiente tabla.

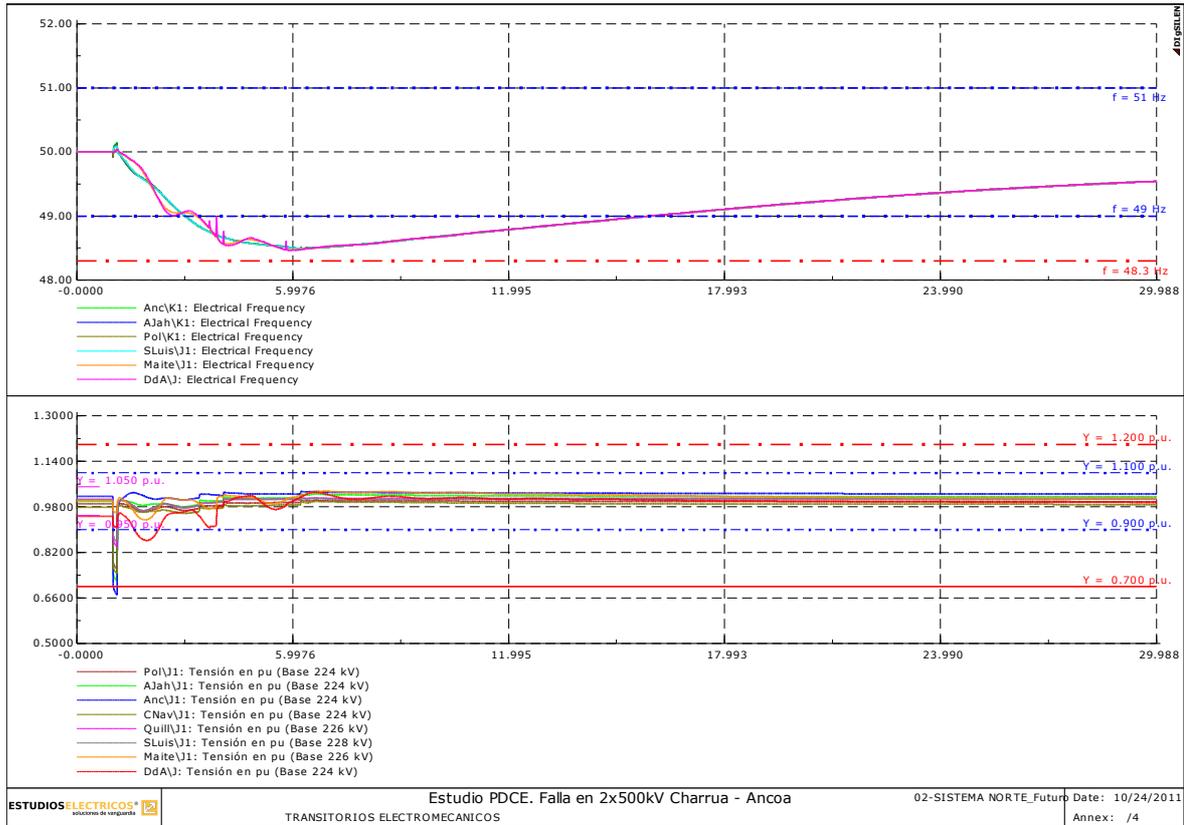
Recurso	Actuación	Escalones Activados
1	NO	-
Recurso	Actuación	Tiempo de Actuación [mseg]
2	NO	-
Recurso	Actuación	Equipos Disparados
3	NO	-

### Eventos Subsistema Sur

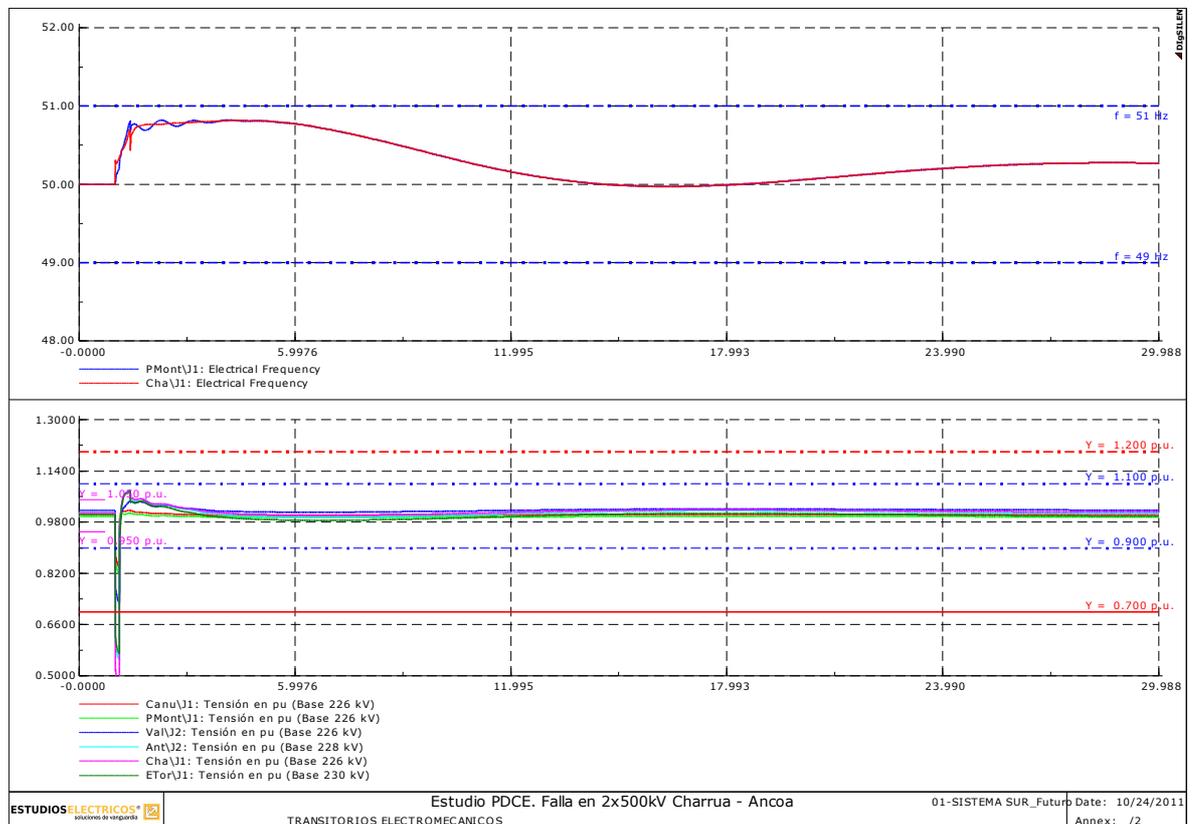
El algoritmo de calculo de potencia a disparar arroja los resultados mostrados en la siguiente tabla.

Recurso 4		
Bloque/Equipo Disparado	Prioridad	P [MW]
<b>Bloque 4 (ABANICO)</b>	1	41,2
<b>Bloque 1 (RUCUE)</b>	1	152,9
<b>Generador Antuco 1</b>	2	100
<b>Generador El Toro 2</b>	2	100
<b>Generador El Toro 3</b>	2	100
<b>Bloque 2 (RALCO)</b>	2	311,3
<b>P Transferencia CHA-ANC</b>	873 MW	
<b>P. Objetivo</b>	748,5 MW	
<b>P. Total de Disparo</b>	805,4 MW	
<b>P. Diferencia</b>	56,9 MW	

## Respuesta dinámica Subsistema Norte



## Respuesta dinámica Subsistema Sur





## Demanda Baja (Jul 2013) – Transferencia 1360MW

### Eventos Subsistema Norte

El resumen de los eventos registrados en el subsistema Norte se detalla en la siguiente tabla.

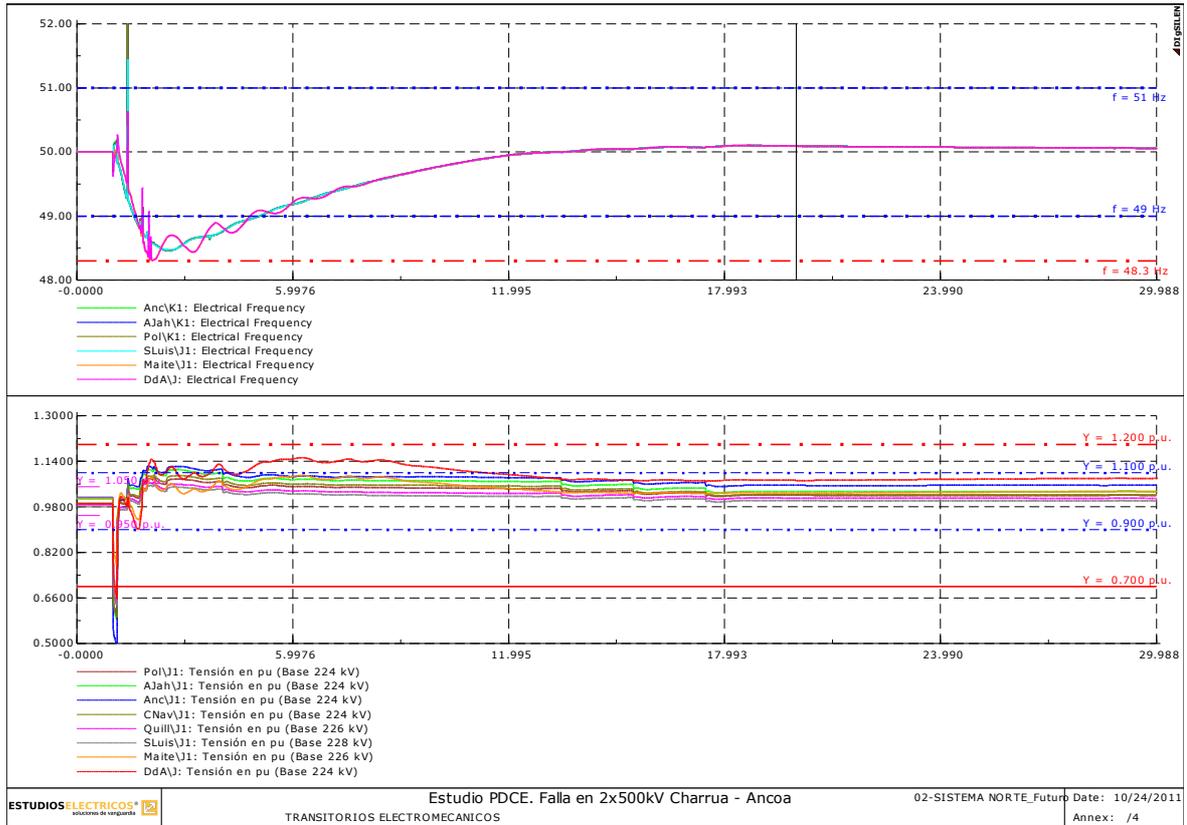
Recurso	Actuación	Escalones Activados
1	SI	1 - 2 - 3
Recurso	Actuación	Tiempo de Actuación [mseg]
2	NO	-
Recurso	Actuación	Equipos Disparados
3	SI	CCEE 1x50 MVar AJAH
		CCEE B1 66kV AJAH
		CCEE B2 66kV AJAH

### Eventos Subsistema Sur

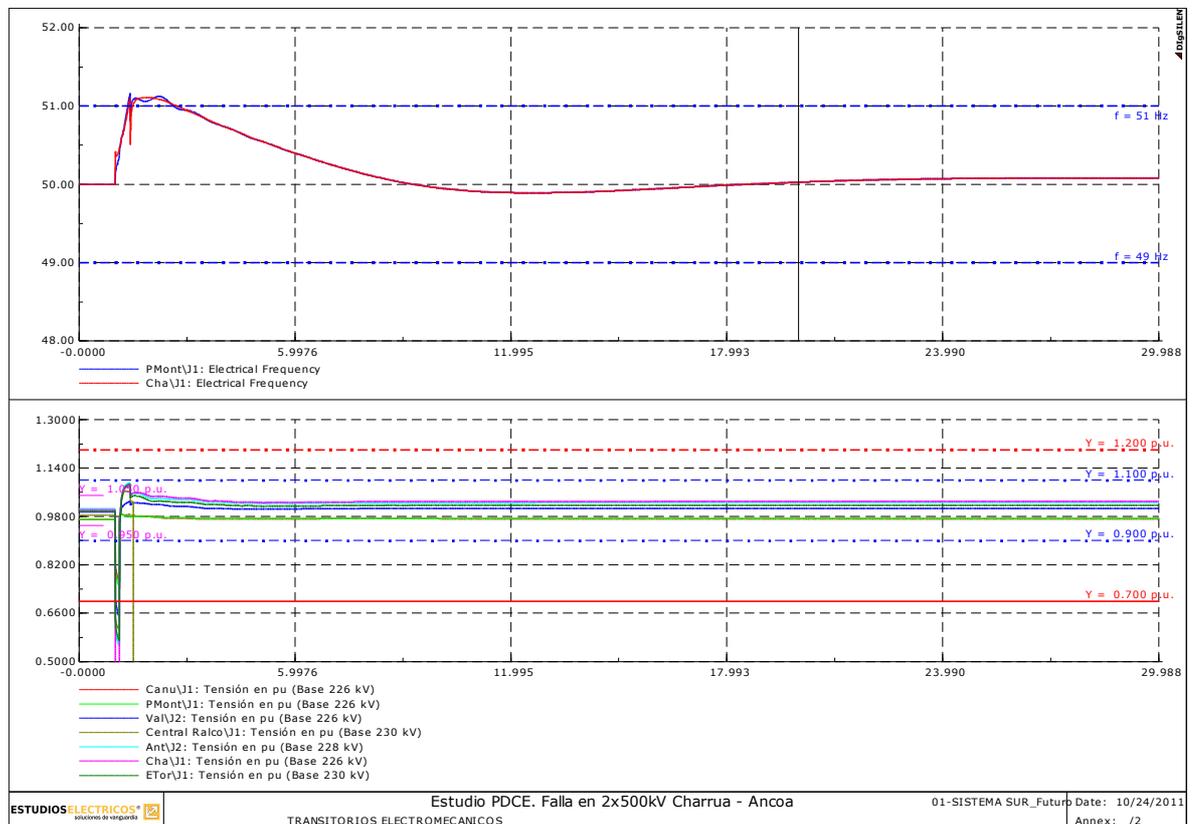
El algoritmo de calculo de potencia a disparar arroja los resultados mostrados en la siguiente tabla.

Recurso 4		
Bloque/Equipo Disparado	Prioridad	P [MW]
<b>Bloque 4 (ABANICO)</b>	1	40,3
<b>Bloque 1 (RUCUE)</b>	1	193,03
<b>Generador Antuco 1</b>	2	90
<b>Generador El Toro 1</b>	2	110
<b>Generador El Toro 2</b>	2	110
<b>Generador El Toro 3</b>	2	110
<b>Bloque 2 (RALCO)</b>	2	325,7
<b>Santa María</b>	3	358,5
<b>P Transferencia CHA-ANC</b>	1360,6 MW	
<b>P. Objetivo</b>	1260,6 MW	
<b>P. Total de Disparo</b>	1337 MW	
<b>P. Diferencia</b>	77,2 MW	

## Respuesta dinámica Subsistema Norte



## Respuesta dinámica Subsistema Sur





## Demanda Baja (Jul 2013) – Transferencia 500 MW

### Eventos Subsistema Norte

El resumen de los eventos registrados en el subsistema Norte se detalla en la siguiente tabla.

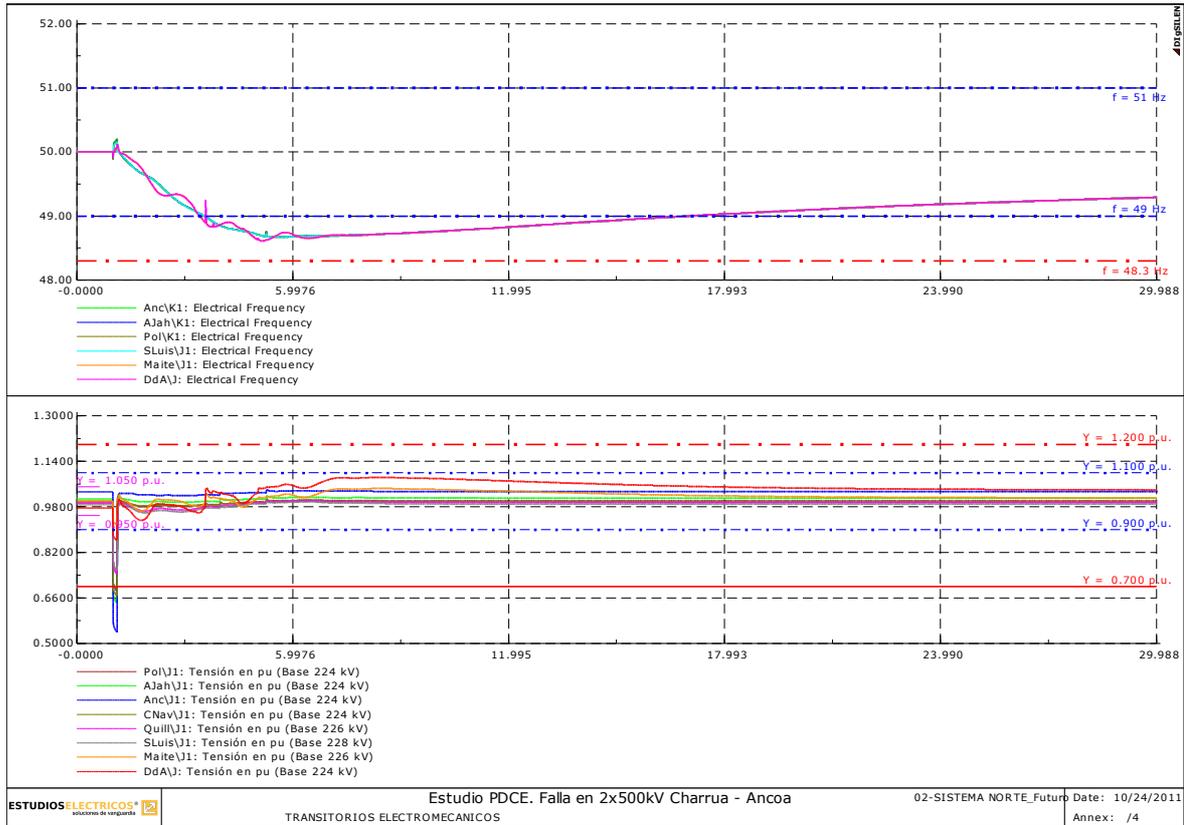
Recurso	Actuación	Escalones Activados
1	NO	-
Recurso	Actuación	Tiempo de Actuación [mseg]
2	NO	-
Recurso	Actuación	Equipos Disparados
3	NO	-

### Eventos Subsistema Sur

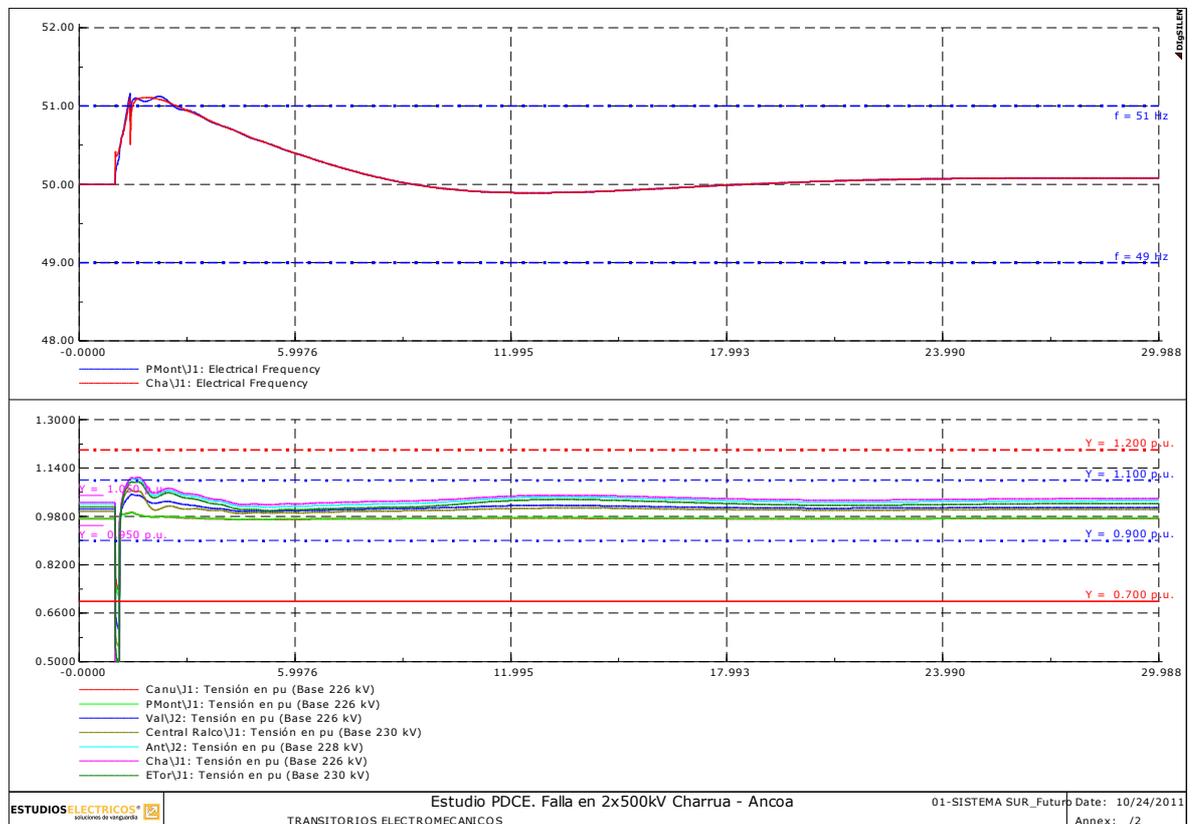
El algoritmo de calculo de potencia a disparar arroja los resultados mostrados en la siguiente tabla.

Recurso 4		
Bloque/Equipo Disparado	Prioridad	P [MW]
<b>Bloque 4 (ABANICO)</b>	1	40,3
<b>Bloque 1 (RUCUE)</b>	1	163,7
<b>Generador Antuco 1</b>	2	90
<b>Generador El Toro 2</b>	2	110
<b>P Transferencia CHA-ANC</b>	517,2 MW	
<b>P. Objetivo</b>	375 MW	
<b>P. Total de Disparo</b>	404 MW	
<b>P. Diferencia</b>	28,9 MW	

## Respuesta dinámica Subsistema Norte



## Respuesta dinámica Subsistema Sur





[Ir al índice](#)

ESCUENARIO		1	2	3	4
ID Escenario		1	2	3	4
Generación SIC [MW]		7769	7731	4493	4878
Fecha considerada		julio 2013	julio 2013	julio 2013	julio 2013
P Charrúa → Ancoa [MW]		1361,9	873,0	1358,9	517,1
P PdeAz → Las Palmas [MW]		-80,8	-80,8	-220,3	-76,4
Reserva CPF Centro [MW]		140,0	140,0	132,0	149,2
Reserva CPF Norte [MW]		13,4	13,4	0,0	0,0
EDAC	DAC Norte [MW]	34,7	135,2	138,9	85,9
	DAC Centro [MW]	777,9	484,4	577,9	209,6
RECURSO 1	Gradiente de frec. @49,5Hz [Hz/s]	-1,4	> -0,9	-2,4	> -0,9
	Escalón 1	224,3 (100%)	x	167,6 (100%)	x
	Escalón 2	69,85 (21%)	x	177,8 (100%)	x
	Escalón 3	x	x	261,5 (97%)	x
	Corte Total x Recurso 1 [MW]	294,2	0,0	606,9	0,0
	Corte Total DAC [MW]	1106,7	619,5	1323,7	295,5
	fmin (centro) [Hz]	48,5	48,5	48,5	48,7
	f @30seg (centro) [Hz]	49,5	49,5	50,1	49,3
	¿estable en frecuencia?	✓	✓	✓	✓
RECURSO 2	¿Abrió?	✓	x	x	x
	Tiempo de actuación [mseg]	710	-	-	-
	¿estable angularmente?	✓	✓	✓	✓
	fmin (norte) [Hz]	48,9	48,5	48,5	48,7
	fmax (norte) [Hz]	-	-	-	-
	f @30seg (norte) [Hz]	49,2	49,5	50,1	49,3
	¿estable en frecuencia?	✓	✓	✓	✓
	Umin Diego de Almagro [pu]	0,76	0,87	0,91	0,91
	¿estable en tensión?	✓	✓	✓	✓
RECURSO 3	CCEE A. Jahuel 1 (220kV)	✓	x	x	x
	CCEE A. Jahuel 2 (220kV)	✓	x	✓	x
	CCEE A. Jahuel 3 (66kV)	x	x	✓	x
	CCEE A. Jahuel 4 (66kV)	x	x	✓	x
	U @20s A. Jahuel 500kV [pu]	1,05	1,05	1,05	1,03
	U @20s A. Jahuel 220kV [pu]	1,02	1,01	1,03	1,01
	CCEE Ancoa 1 (220kV)	x	x	x	✓
	U @30s Ancoa 500kV [pu]	1,04	1,04	1,05	1,03
	U @30s Ancoa 220kV [pu]	1,04	1,03	1,06	1,03
	¿cumple NT SyCS?	✓	✓	✓	✓

Tabla 7.16 - Resumen de desempeño de los recursos. Subsistema Centro-Norte. Escenarios Futuros – Año 2013



[Ir al índice](#)

ESCENARIO		1	2	3	4	
ID Escenario		1	2	3	4	
Generación SIC [MW]		7769	7731	4493	4878	
Fecha Considerada		julio 2013	julio 2013	julio 2013	julio 2013	
P Charrúa → Ancoa [MW]		1361,9	873,0	1358,9	517,1	
Reserva CPF Sur [MW]		193,8	179,9	219,9	207,9	
PRIORIDAD 1	Bloque Rucúe [MW]	117,8	152,9	193,0	163,6	
	Bloque Abanico [MW]	41,3	41,3	40,3	40,3	
PRIORIDAD 2	Antuco 1 [MW]	100,0	100,0	90,0	100,0	
	Antuco 2 [MW]	100,0	F/S	90,0	90,0	
	El Toro 1 [MW]	110,0	100,0	110,0	110,0	
	El Toro 2 [MW]	110,0	100,0	110,0	110,0	
	El Toro 3 [MW]	110,0	100,0	110,0	F/S	
	El Toro 4 [MW]	F/S	F/S	F/S	F/S	
	Bloque Ralco [MW]	685,8	311,3	325,7	325,7	
	Bloque Campanario [MW]	F/S	F/S	F/S	F/S	
PRIORIDAD 3	Los Pinos [MW]	F/S	F/S	F/S	F/S	
	Santa Lidia [MW]	F/S	F/S	F/S	F/S	
	Santa María [MW]	360,0	358,0,5	358,5	F/S	
PRIORIDAD 4	Bloque Laja [MW]	723,5	374,3	487,1	389,5	
UNIDADES DESCONECTADAS	PRIORIDAD 1	Bloque Rucúe	✓	✓	✓	✓
		Bloque Abanico	✓	✓	✓	✓
	PRIORIDAD 2	Antuco 1	✓	✓	x	x
		Antuco 2	x	x	✓	✓
		El Toro 1	✓	x	✓	x
		El Toro 2	✓	✓	✓	✓
		El Toro 3	✓	✓	✓	x
		El Toro 4	x	x	x	x
		Bloque Ralco	✓	x	x	x
		Bloque Campanario	x	x	x	x
	PRIORIDAD 3	Los Pinos	x	x	x	x
		Santa Lidia	x	x	x	x
		Santa María	x	x	✓	x
	PRIORIDAD 4	Bloque Laja	x	x	x	x
	P objetivo [MW]		1262,0	748,7	1259,8	517,1
P desconectada [MW]		1275,3	805,4	1337	374,9	
RESULTADOS	fmáx [Hz]	51,43	50,8	51,12	404	
	f @30s [Hz]	50,4	50,3	50,1	51,2	
	Máquinas que permanecen en CPF	5	5	6	50,2	

Tabla 7.17 - Resumen de desempeño de los recursos. Subsistema Sur. **Escenarios Futuros – Año 2013**


**Diciembre 2015**
**Demanda Alta (Dic 2015) – Transferencia 1360 MW**
Eventos Subsistema Norte

El resumen de los eventos registrados en el subsistema Norte se detalla en la siguiente tabla.

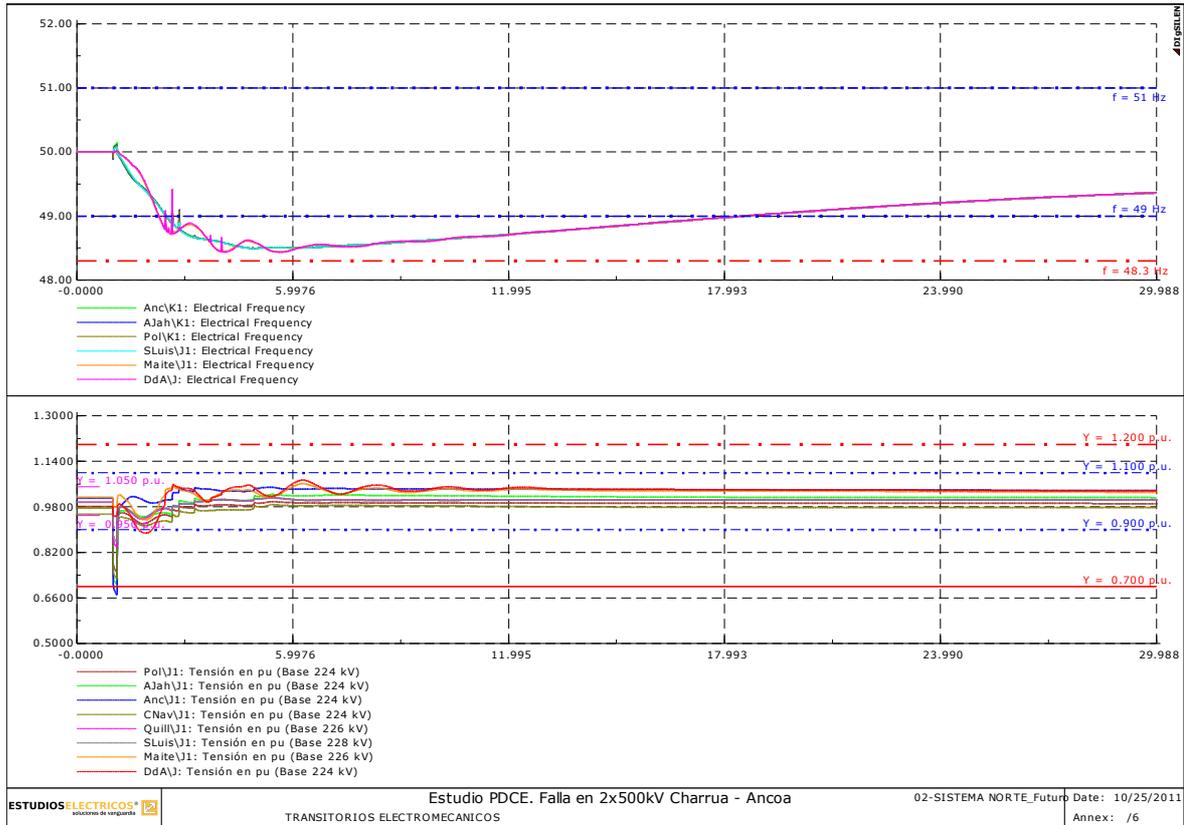
Recurso	Actuación	Escalones Activados
1	NO	-
Recurso	Actuación	Tiempo de Actuación [mseg]
2	NO	-
Recurso	Actuación	Equipos Disparados
3	NO	-

Eventos Subsistema Sur

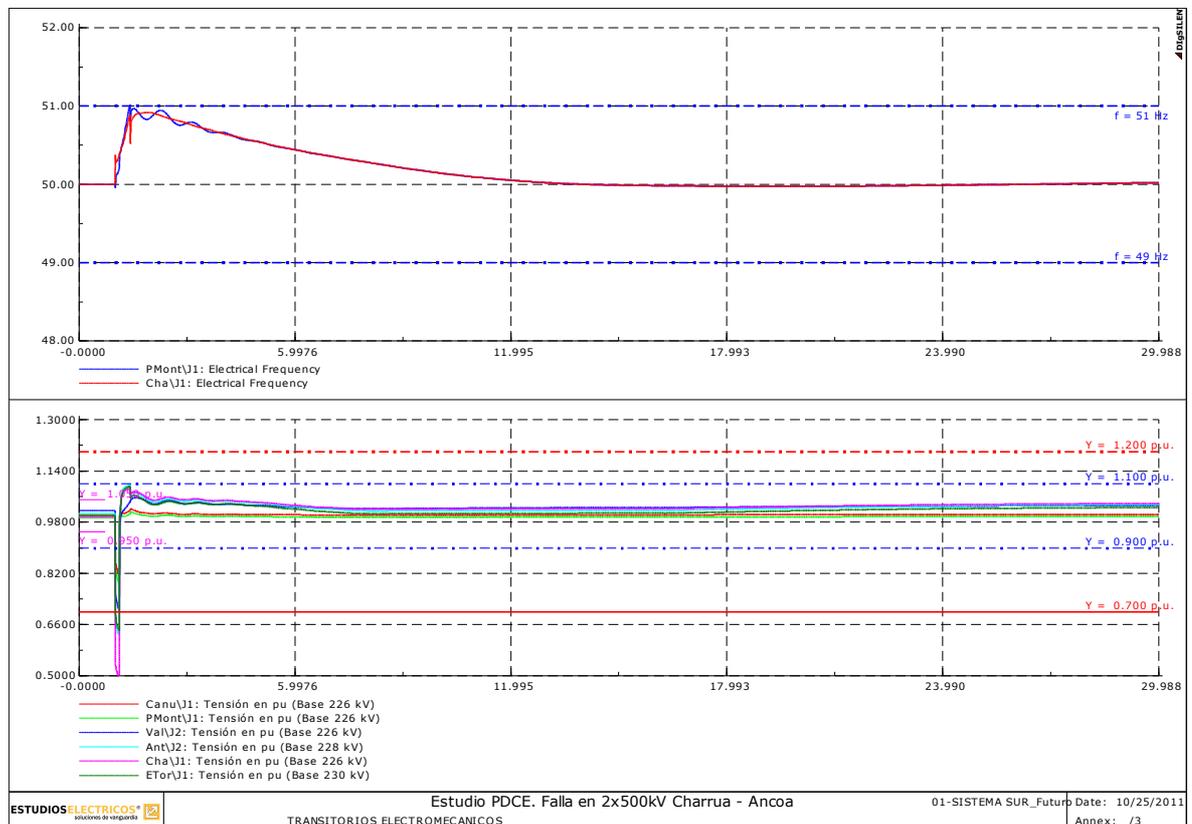
El algoritmo de calculo de potencia a disparar arroja los resultados mostrados en la siguiente tabla.

Recurso 4		
Bloque/Equipo Disparado	Prioridad	P [MW]
<b>Bloque 4 (ABANICO)</b>	1	41,2
<b>Bloque 1 (RUCUE)</b>	1	156,8
<b>Generador Antuco 1</b>	2	100
<b>Generador El Toro 1</b>	2	110
<b>Generador El Toro 2</b>	2	110
<b>Generador El Toro 3</b>	2	110
<b>Bloque 2 (RALCO)</b>	2	685,5
<b>P Transferencia CHA-ANC</b>	1366,9 MW	
<b>P. Objetivo</b>	1267,3 MW	
<b>P. Total de Disparo</b>	1313,6 MW	
<b>P. Diferencia</b>	46,3 MW	

## Respuesta dinámica Subsistema Norte



## Respuesta dinámica Subsistema Sur





## Demanda Alta (Dic 2015) – Transferencia 900 MW

### Eventos Subsistema Norte

El resumen de los eventos registrados en el subsistema Norte se detallan en la siguiente tabla.

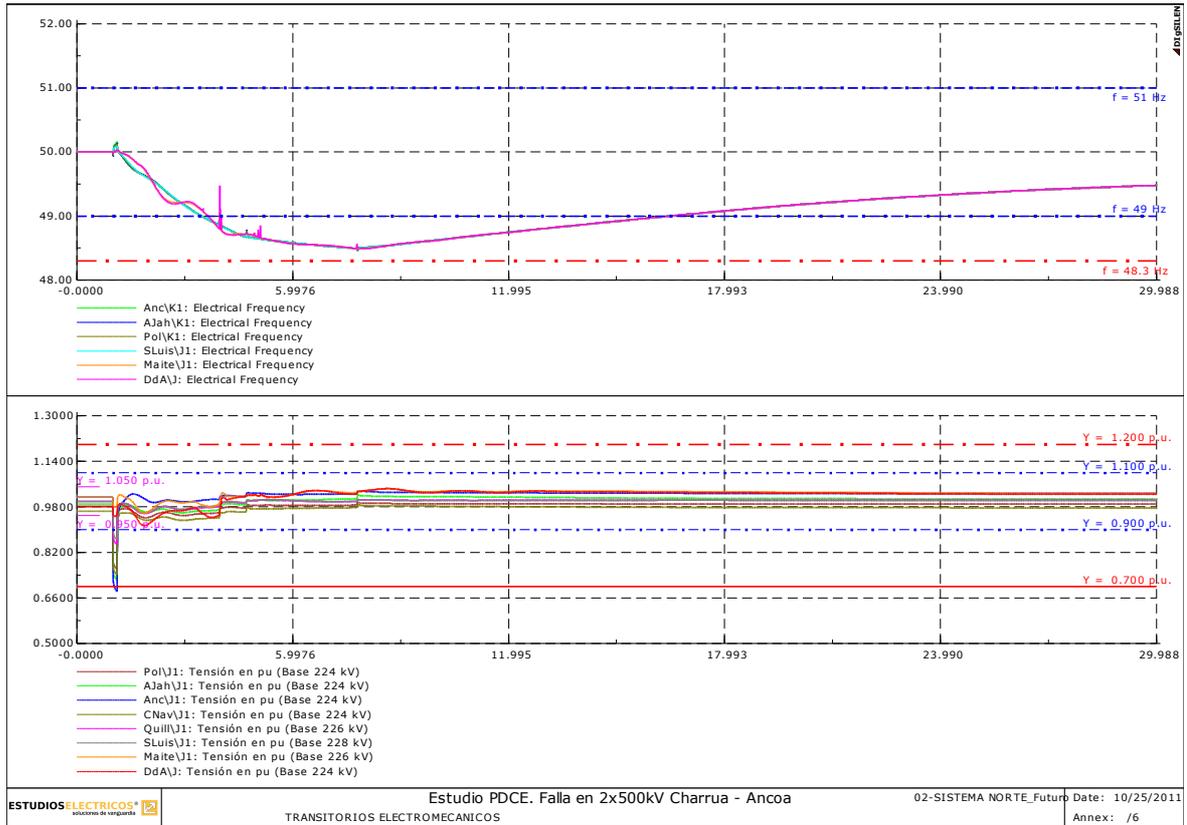
Recurso	Actuación	Escalones Activados
1	NO	-
Recurso	Actuación	Tiempo de Actuación [mseg]
2	NO	-
Recurso	Actuación	Equipos Disparados
3	NO	-

### Eventos Subsistema Sur

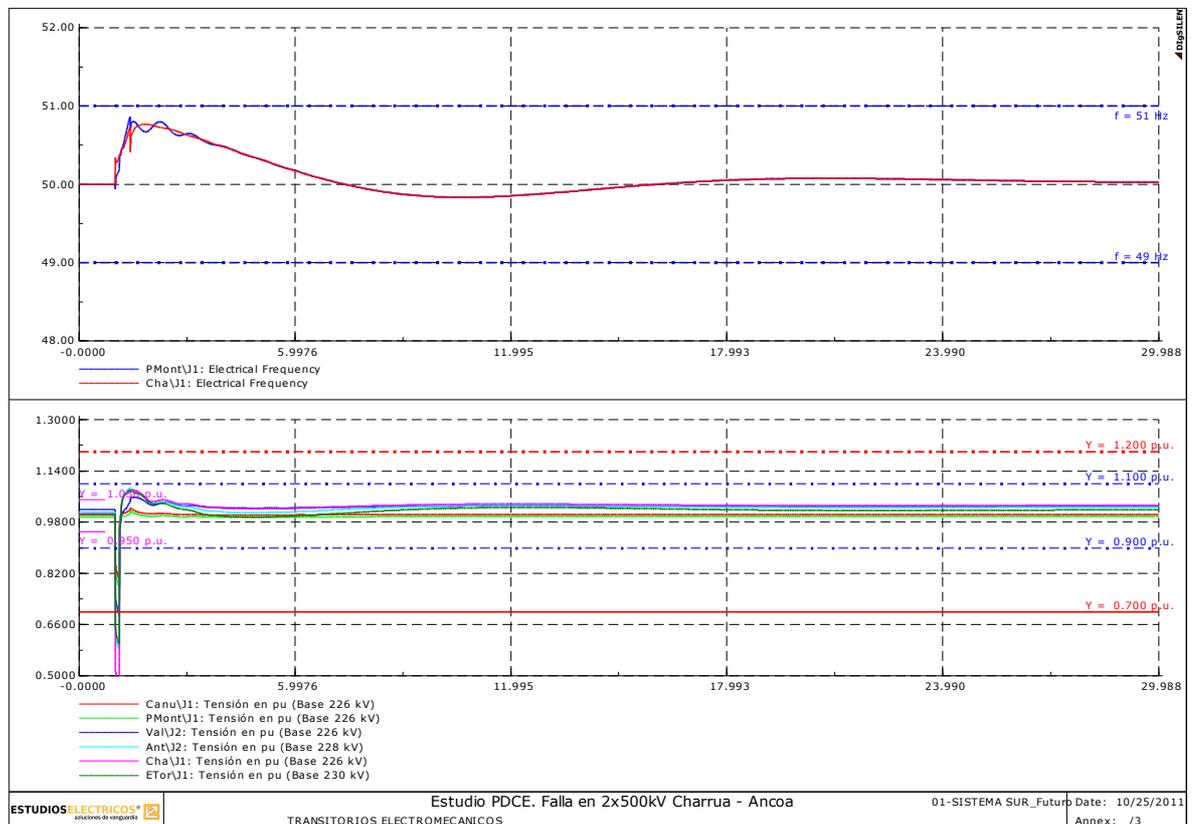
El algoritmo de cálculo de potencia a disparar arroja los resultados mostrados en la siguiente tabla.

Recurso 4		
Bloque/Equipo Disparado	Prioridad	P [MW]
<b>Bloque 4 (ABANICO)</b>	1	41,2
<b>Bloque 1 (RUCUE)</b>	1	156,8
<b>Bloque 2 (RALCO)</b>	2	685,8
<b>P Transferencia CHA-ANC</b>	930,4 MW	
<b>P. Objetivo</b>	808,9 MW	
<b>P. Total de Disparo</b>	883,8 MW	
<b>P. Diferencia</b>	74,9 MW	

## Respuesta dinámica Subsistema Norte



## Respuesta dinámica Subsistema Sur



## Demanda Baja (Dic 2015) – Transferencia 1360 MW

### Eventos Subsistema Norte

El resumen de los eventos registrados en el subsistema Norte se detallan en la siguiente tabla.

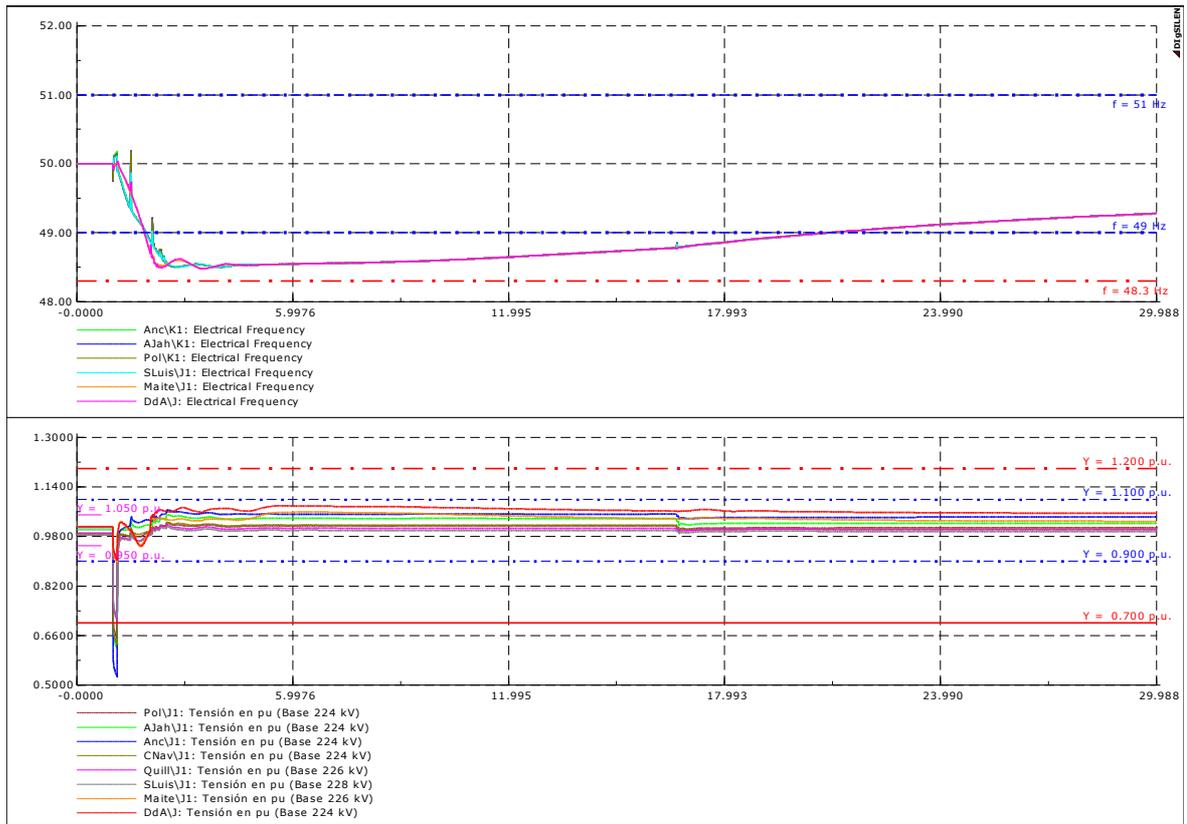
Recurso	Actuación	Escalones Activados
1	SI	1 - 2
Recurso	Actuación	Tiempo de Actuación [mseg]
2	NO	-
Recurso	Actuación	Equipos Disparados
3	NO	-

### Eventos Subsistema Sur

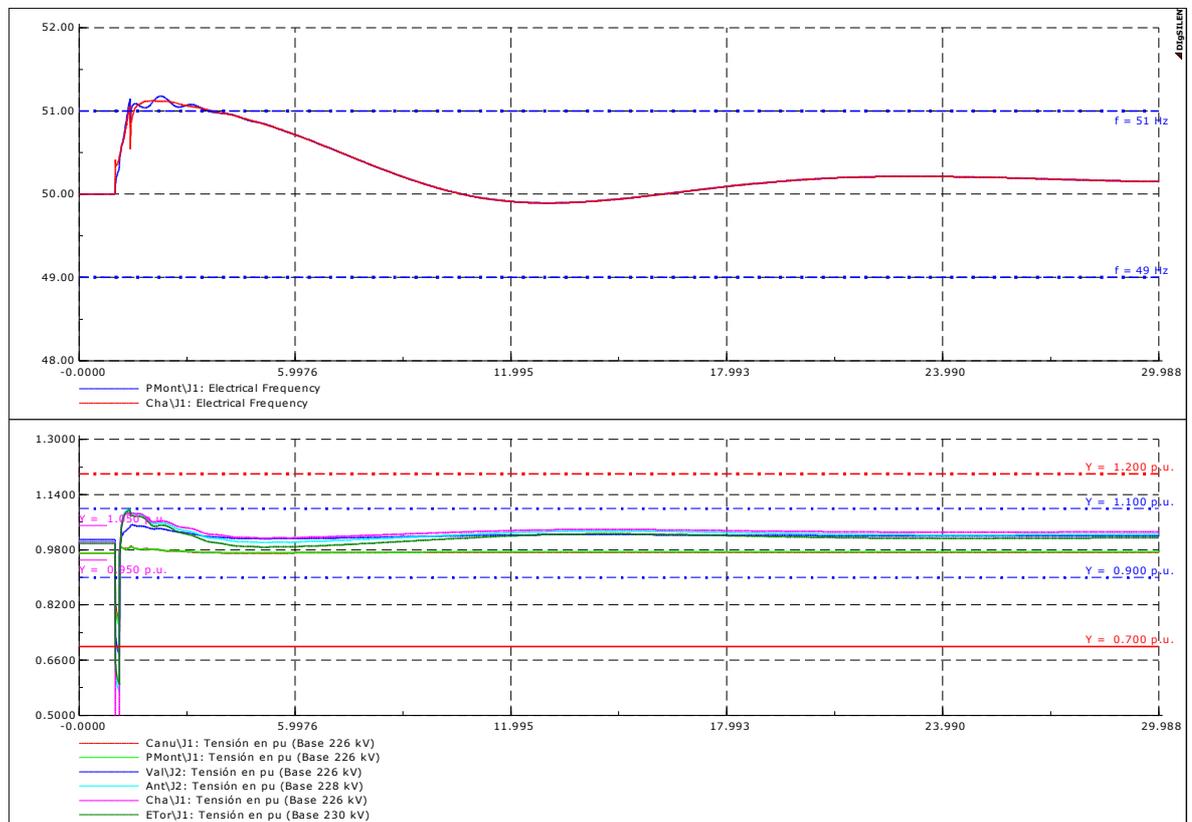
El algoritmo de cálculo de potencia a disparar arroja los resultados mostrados en la siguiente tabla.

Recurso 4		
Bloque/Equipo Disparado	Prioridad	P [MW]
<b>Bloque 4 (ABANICO)</b>	1	40,3
<b>Bloque 1 (RUCUE)</b>	1	232,19
<b>Generador Antuco 2</b>	2	90
<b>Generador El Toro 3</b>	2	110
<b>Generador El Toro 4</b>	2	110
<b>Bloque 2 (RALCO)</b>	2	325,7
<b>Santa María</b>	3	358,41
<b>P Transferencia CHA-ANC</b>	1361,6 MW	
<b>P. Objetivo</b>	1261,6 MW	
<b>P. Total de Disparada</b>	1266,5 MW	
<b>P. Diferencia</b>	5,1 MW	

## Respuesta dinámica Subsistema Norte



## Respuesta dinámica Subsistema Sur



## Demanda Baja (Dic 2015) – Transferencia 600 MW

### Eventos Subsistema Norte

El resumen de los eventos registrados en el subsistema Norte se detalla en la siguiente tabla.

Recurso	Actuación	Escalones Activados
1	NO	-
Recurso	Actuación	Tiempo de Actuación [mseg]
2	NO	-
Recurso	Actuación	Equipos Disparados
3	NO	-

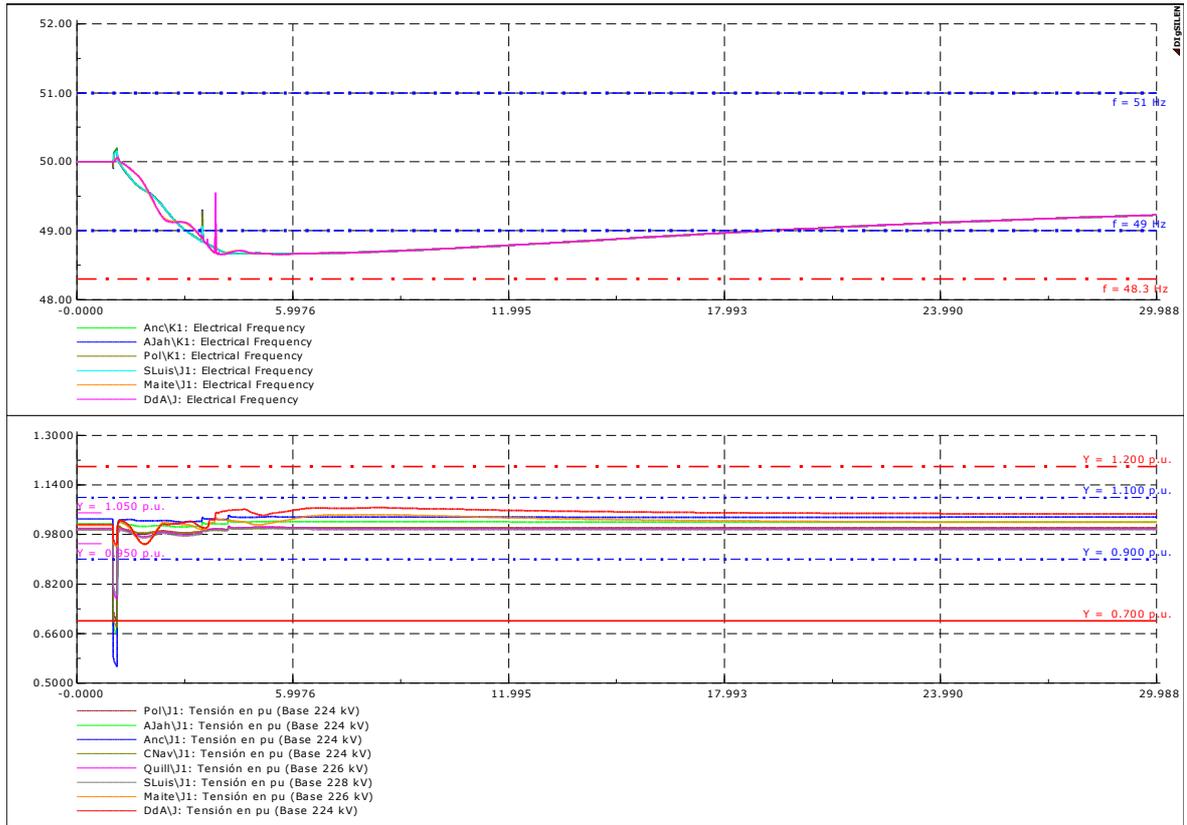
### Eventos Subsistema Sur

El algoritmo de calculo de potencia a disparar arroja los resultados mostrados en la siguiente tabla.

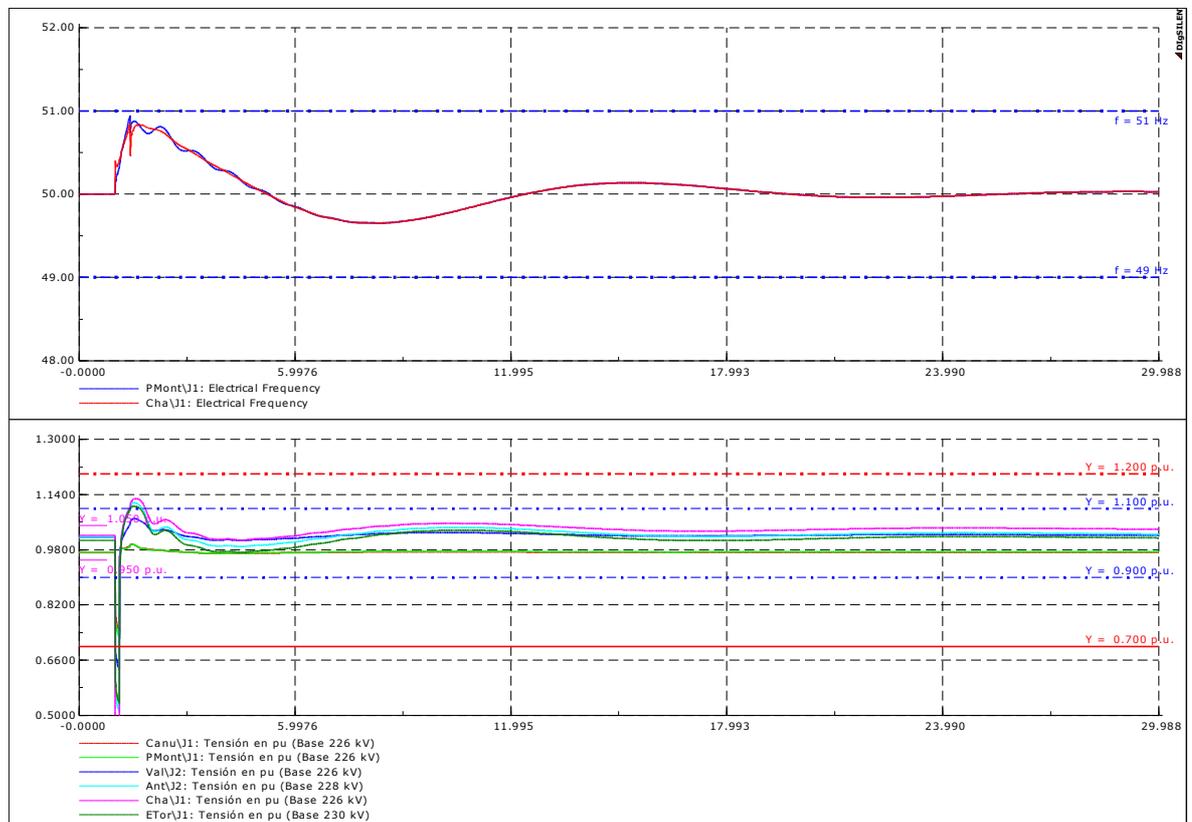
Recurso 4		
Bloque/Equipo Disparado	Prioridad	P [MW]
<b>Bloque 4 (ABANICO)</b>	1	40,3
<b>Bloque 1 (RUCUE)</b>	1	232,2
<b>Bloque 2 (RALCO)</b>	2	325,7
<b>P Transferencia CHA-ANC</b>	615 MW	
<b>P. Objetivo</b>	478 MW	
<b>P. Total de Disparo</b>	589,3 MW	
<b>P. Diferencia</b>	120,1 MW	



## Respuesta dinámica Subsistema Norte



## Respuesta dinámica Subsistema Sur





[Ir al índice](#)

ESCUENARIO		6	7	8	9
ESCUENARIO	ID Escenario	6	7	8	9
	Generación SIC [MW]	8988	8957	5708	5602
	Fecha considerada	julio 2015	julio 2015	julio 2015	julio 2015
	P Charrúa → Ancoa [MW]	1367,5	931,1	1332,3	615,4
	P PdeAz → Las Palmas [MW]	-150,4	-150,6	-233,9	-90,0
	Reserva CPF Centro [MW]	151,4	111,4	142,0	109,2
	Reserva CPF Norte [MW]	13,4	13,4	58,4	58,4
EDAC	DAC Norte [MW]	110,9	110,9	138,9	102,8
	DAC Centro [MW]	771,7	484,4	512,8	209,8
RECURSO 1	Gradiente de frec. @49,5Hz [Hz/s]	> -0,9	> -0,9	-1,6	> -0,9
	Escalón 1	x	x	169,35 (100%)	x
	Escalón 2	x	x	180,89 (100%)	x
	Escalón 3	x	x	x	x
	Corte Total x Recurso 1 [MW]	0,0	0,0	350,2	0,0
	Corte Total DAC [MW]	882,6	595,3	1002,0	312,6
	fmin (centro) [Hz]	48,5	48,5	48,6	48,6
	f @30seg (centro) [Hz]	49,4	49,5	49,2	49,2
	¿estable en frecuencia?	✓	✓	✓	✓
RECURSO 2	¿Abrió?	x	x	x	x
	Tiempo de actuación [mseg]	-	-	-	-
	¿estable angularmente?	✓	✓	✓	✓
	fmin (norte) [Hz]	48,5	48,5	48,6	48,6
	fmax (norte) [Hz]	-	-	-	-
	f @30seg (norte) [Hz]	49,4	49,5	49,2	49,2
	¿estable en frecuencia?	✓	✓	✓	✓
	Umin Diego de Almagro [pu]	0,89	0,92	0,95	0,95
¿estable en tensión?	✓	✓	✓	✓	
RECURSO 3	CCEE A. Jahuel 1 (220kV)	x	x	✓	x
	CCEE A. Jahuel 2 (220kV)	x	x	x	x
	CCEE A. Jahuel 3 (66kV)	x	x	x	x
	CCEE A. Jahuel 4 (66kV)	x	x	x	x
	U @30s A. Jahuel 500kV [pu]	1,05	1,04	1,04	1,03
	U @30s A. Jahuel 220kV [pu]	1,01	1	1,02	1,02
	CCEE Ancoa 1 (220kV)	✓	x	✓	✓
	U @30s Ancoa 500kV [pu]	1,05	1,04	1,04	1,03
	U @30s Ancoa 220kV [pu]	1,04	1,02	1,04	1,04
	¿cumple NT SyCS?	✓	✓	✓	✓

Tabla 7.18 - Resumen de desempeño de los recursos. Subsistema Centro-Norte. Escenarios Futuros – Año 2015



[Ir al índice](#)

ESCENARIO		6	7	8	9	
ID Escenario		6	7	8	9	
Generación SIC [MW]		8988	8957	5708	5602	
Fecha Considerada		julio 2015	julio 2015	julio 2015	julio 2015	
P Charrúa → Ancoa [MW]		1367,5	931,1	1332,3	615,4	
Reserva CPF Sur [MW]		201,8	193,8	211,9	211,9	
PRIORIDAD 1	Bloque Rucúe [MW]	156,8	156,8	232,2	232,2	
	Bloque Abanico [MW]	41,2	41,2	40,3	40,3	
PRIORIDAD 2	Antuco 1 [MW]	100,0	100,0	100,0	100,0	
	Antuco 2 [MW]	100,0	100,0	90,0	90,0	
	El Toro 1 [MW]	110,0	110,0	110,0	110,0	
	El Toro 2 [MW]	110,0	110,0	110,0	110,0	
	El Toro 3 [MW]	110,0	110,0	110,0	110,0	
	El Toro 4 [MW]	F/S	F/S	110,0	110,0	
	Bloque Ralco [MW]	685,6	685,6	325,7	325,7	
	Bloque Campanario [MW]	F/S	F/S	F/S	F/S	
PRIORIDAD 3	Los Pinos [MW]	F/S	F/S	F/S	F/S	
	Santa Lidia [MW]	F/S	F/S	F/S	F/S	
	Santa María [MW]	358,5	358,5	358,5	F/S	
PRIORIDAD 4	Bloque Laja [MW]	937,5	498,9	601,7	601,7	
UNIDADES DESCONECTADAS	PRIORIDAD 1	Bloque Rucúe	✓	✓	✓	✓
		Bloque Abanico	✓	✓	✓	✓
	PRIORIDAD 2	Antuco 1	✓	x	x	x
		Antuco 2	x	x	✓	x
		El Toro 1	✓	x	x	x
		El Toro 2	✓	x	x	x
		El Toro 3	✓	x	✓	x
		El Toro 4	x	x	✓	x
		Bloque Ralco	✓	✓	✓	✓
		Bloque Campanario	x	x	x	x
	PRIORIDAD 3	Los Pinos	x	x	x	x
		Santa Lidia	x	x	x	x
		Santa María	x	x	✓	x
	PRIORIDAD 4	Bloque Laja	x	x	x	x
	P objetivo [MW]		1267,5	809,7	1230,9	478,1
P desconectada [MW]		1313,7	883,9	1266,0	598,3	
RESULTADOS	fmáx [Hz]	51	50,8	51,2	50,8	
	f @30s [Hz]	50	50	50,2	50	
	Máquinas que permanecen en CPF	6	6	5	6	

Tabla 7.19 - Resumen de desempeño de los recursos. Subsistema Sur. **Escenarios Futuros – Año 2015**

### **Comentarios finales**

Las figuras presentadas anteriormente muestran respuestas satisfactorias del esquema de PDCE. Del análisis de cada uno de los escenarios futuros construidos se pueden extraer las siguientes conclusiones:

- El plan de defensa resulta satisfactorio y el impacto decrece para condiciones futuras.
- El aumento de la demanda global del sistema favorece a la estabilidad del mismo ya que se mantienen los mismos niveles de transferencia por el doble vínculo, lo cual implica, un menor impacto relativo tanto en el subsistema sur como en el norte.
- Como puede observarse en las evoluciones, el aumento de la demanda en el subsistema norte provoca una mejoría en la respuesta del sistema, reduciéndose las tasas de decaimiento de la frecuencia y por lo tanto la actuación de cortes adicionales.
- El EDAC disponible en el sistema aumenta debido al crecimiento de la demanda lo cual permite mejores respuestas para igual monto de transferencia.
- En escenarios de altas transferencias todos los recursos diseñados resultan necesarios para evitar el colapso del subsistema centro-norte.
- El comportamiento dinámico del subsistema sur también se ve beneficiado por el crecimiento de la demanda (aunque en menor medida que el subsistema centro-norte). El algoritmo de desvinculación de generación mantiene las mismas características y logra respuestas satisfactorias para los escenarios simulados.

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

### 8.1 Recurso Estabilizante 1

#### 8.1.1 Funciones

El Esquema de Desconexión Automática de Carga por Contingencia Extrema (EDACxCEX) desarrollado en este informe posee los siguientes objetivos:

- **Evitar colapso en frecuencia**

El principal objetivo del esquema es evitar casos de colapso en frecuencia ante la ocurrencia de contingencias que requieran cortes adicionales de demanda (extremas), las que no pueden ser estabilizadas por el EDACxBF actualmente implementado.

- **Colaborar con la estabilidad angular**

El esquema posee la función complementaria de colaborar en la mitigación de la inestabilidad angular en la zona norte del sistema.

#### 8.1.2 Diseño del Esquema

El diseño del esquema quedará a cargo de las empresas involucradas, las cuales establecerán la cantidad de relés según los puntos de desconexión que consideren necesarios.

El esquema finalmente implementado deberá cumplir como mínimo con los montos de potencia detallados en el capítulo 6.1.3. Para ello en la siguiente tabla se especifican los porcentajes referidos a la demanda de cada zona.

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

#### 8.1.3 Requerimientos

El nuevo EDACxCEX presentará las mismas características que el EDACxBF actualmente instalado en el SIC.

Los nuevos equipos, independientes de los actuales, deberán ser instalados en cargas o alimentadores independientes a los asignados al EDAC actual, cumpliendo con los requerimientos mínimos expresados en la NTSyCS.

[Ir al índice](#)

Además, se deberán cumplir con los requisitos mencionados en el "Procedimiento Técnico de la DO para la habilitación de clientes con participación en el EDAC" el cual resume los requerimientos técnicos para el EDAC por subfrecuencia en los siguientes puntos.

Control de Requisitos Técnicos		
Artículo de la NTSyCS	Descripción	Control
3.5	Impacto sobre la tensión debido a la reducción abrupta de carga asociada a EDAC por subfrecuencia	Verificación por ensayo o simulación de las variaciones de tensión locales.
5.15	<p>Relés de Frecuencia</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Precisión para la medición de niveles de frecuencia absoluta y de tasas de variación de la misma.</li> <li>• Retardo de medición inferior a 150mseg</li> </ul>	<p>Cada relé de frecuencia que el coordinado instale para el EDAC para contingencias extremas será ensayado a efectos de demostrar que:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• El tiempo de muestreo de la frecuencia absoluta del SIC en forma local se realiza en un tiempo no mayor a 150 [ms].</li> <li>• Cuando la frecuencia desciende por debajo del umbral de disparo, se envía en forma instantánea la señal de apertura a los interruptores que desconectan los consumos y cargas que participan del EDAC.</li> </ul>

Tabla 8.1 - Requerimientos Técnicos del EDAC para Contingencias Extremas

Dada la naturaleza del esquema propuesto, los relés deberán poseer la capacidad de medición de tasa de variación de frecuencia con habilitación por frecuencia absoluta.

En cuanto a comunicaciones, el sistema de EDAC deberá seguir los lineamientos del *Procedimiento de la DO sobre Sistemas de Monitoreo*.

Los coordinados participantes del esquema deben enviar al Sistema de Monitoreo las variables necesarias para estudiar las perturbaciones que puedan cambiar el estado operativo del sistema. Deben incluirse además todas las variables que permitan verificar en todo momento el estado y funcionamiento del esquema.

El esquema deberá proporcionar un archivo con la siguiente información:

1. Identificación de la instalación con EDAC operado.
2. Consumo total previo a la operación del EDAC.
3. Monto de carga disponible en cada escalón antes de la operación del EDAC.
4. Monto de carga desconectado, por la operación del EDAC, en cada escalón.
5. Hora(HH:MM:SS:mss) en que la frecuencia alcanza el ajuste de operación de cada escalón.
6. Hora(HH:MM:SS:mss) en que se desconecta la carga de cada escalón.
7. Registro de la frecuencia durante el evento.
8. Registro de la tasa de caída de la frecuencia durante el evento.

Para cada Esquema de Desconexión Automática de Carga (EDAC) por subfrecuencia, subtensión o señal específica, o por cada automatismo similar, se debe enviar los disparos asociados en cada uno de los puntos de actuación con la debida estampa de tiempo, junto con el registro de otras variables analógicas de interés involucradas.

Finalmente, en el siguiente gráfico se resumen los requerimientos para el EDACxCEX.

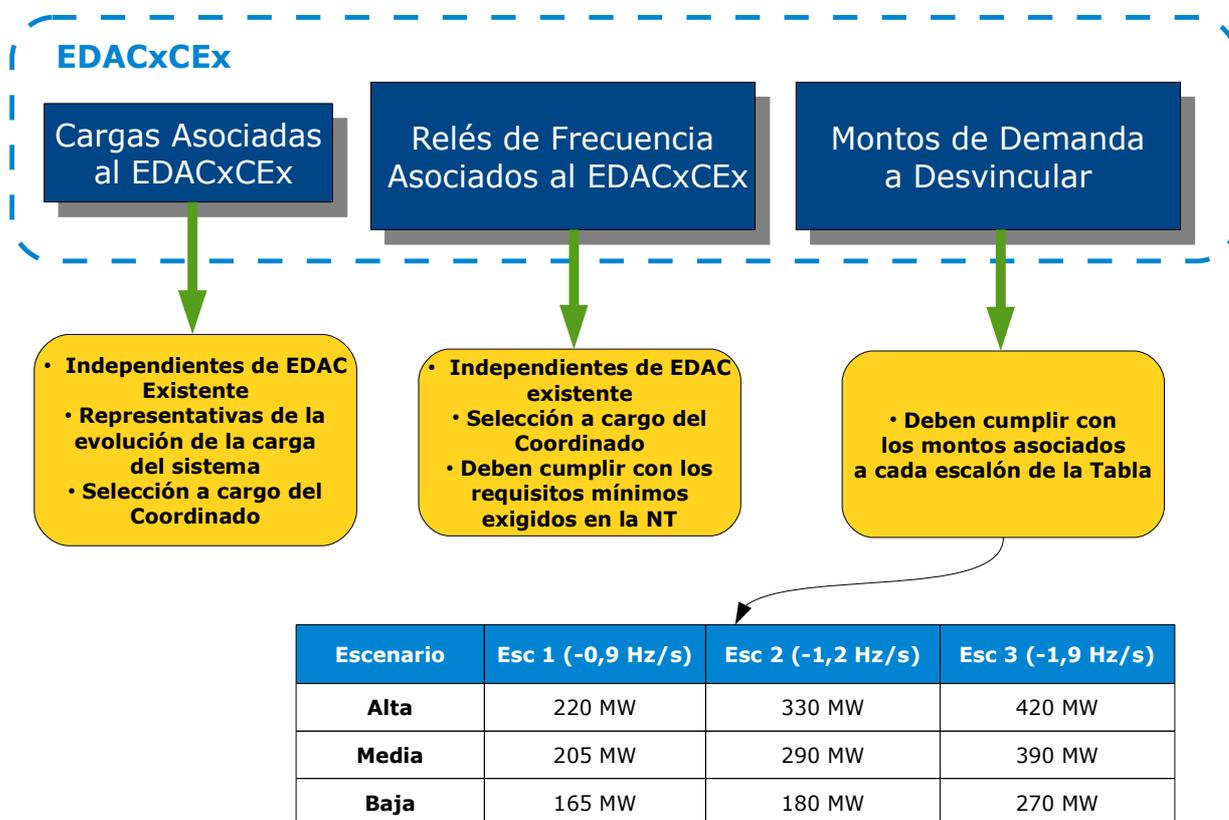


Figura 8.1 - Requerimientos para la Actuación de EDACxCEX

## 8.2 Recurso Estabilizante 2

### 8.2.1 Funciones

El esquema de sincrofasores posee asignadas las siguientes funciones:

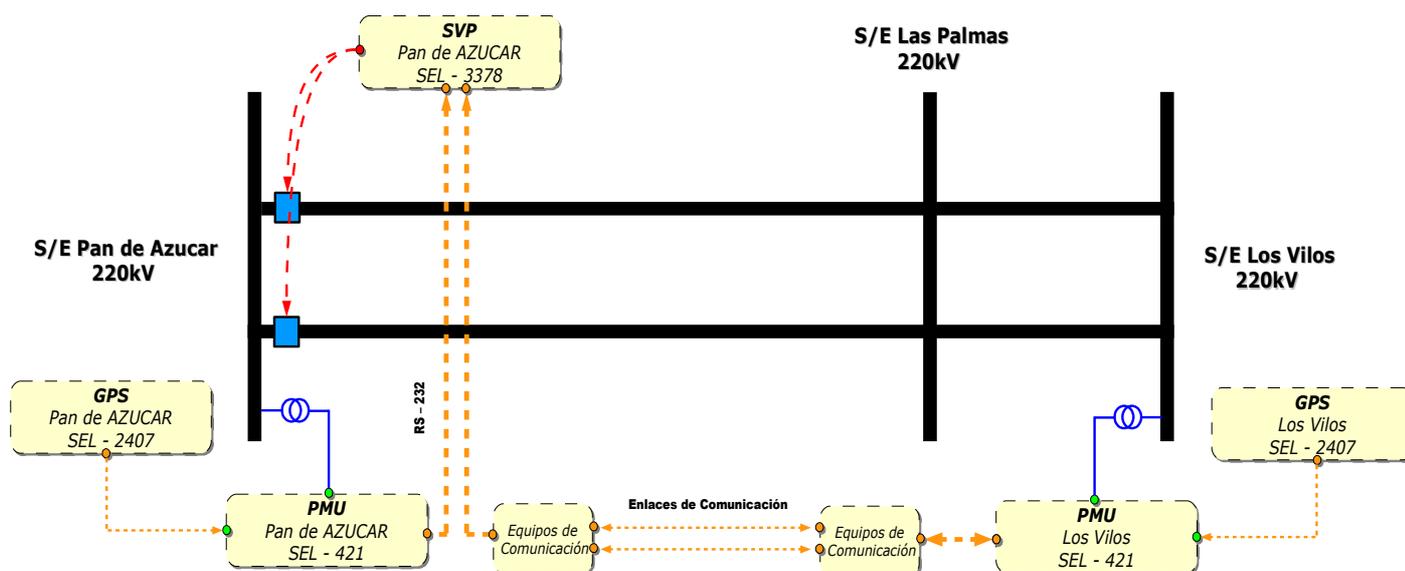
- **Predecir la Inestabilidad angular**

Será mediante la medición de la diferencia angular entre los vectores de tensión de Pan de Azúcar 220kV y Los Vilos 220kV.

- **Enviar señales de apertura**

Se enviarán señales de apertura a los interruptores de los circuitos 1 y 2 hacia Las Palmas, en la S/E Pan de Azúcar.

### 8.2.2 Esquema General



### 8.2.3 Requerimientos

La siguiente tabla muestra el requerimiento de equipos en cada una de las subestaciones relacionadas con el esquema de sincrofasores.

SUBESTACIÓN	EQUIPO	MODELO	CONDICIÓN
Pan de Azúcar 220kV	PMU – Pan de Azúcar	SEL-421	Existente
	GPS – Pan de Azúcar	SEL-2407	Existente
	SVP – Pan de Azúcar	SEL-3378	No Existente
Los Vilos 220kV	PMU – Los Vilos	SEL-421	Existente
	GPS – Los Vilos	SEL-2407	Existente

Tabla 8.2 - Equipos en SE - Esquema de Sincrofasores

A continuación se detallan las características de los equipos a instalar o utilizar para conformar el esquema de sincrofasores requerido para el recurso 2:

- **PMU (Phasor Measurement Unit)**

El sistema se compone de las unidades de medición de los fasores (PMU) los cuales se encuentran ubicados en cada una de las subestaciones y son los encargados de proporcionar los datos necesarios de los fasores de tensión para que sean procesados.

Las protecciones SEL-421 instaladas como sistema de protección en las subestaciones Los Vilos y Pan de Azúcar, poseen la capacidad de medición fasorial y pueden ser incluidas como los PMU necesarios para el esquema.

Se propone entonces que las mediciones sean tomadas de los relés existentes SEL 421 ubicados en cada una de las subestaciones.

- **GPS (Global Position System)**

Equipo destinado a fijar la estampa de tiempo para la comparación sincrónica de las mediciones de los sincrofasores efectuados por los PMU.

Del mismo modo se tomará la señal de este dispositivo existente

- **SVP (Synchrophasor Vector Processor)**

Equipo encargado de alinear los mensajes de los sincrofasores, procesarlos a través de lógica programable y enviar comandos de control a dispositivos externos para llevar a cabo las acciones requeridas.

Este dispositivo debe ser adquirido.

### Enlaces de Comunicación

Para las variables medidas en la S/E Pan de Azúcar la información llega al SVP mediante enlaces serie a través de protocolos compatibles con el equipamiento de control disponible y a instalar.

Los enlaces de comunicación resultan intrínsecos al método de funcionamiento y protección del recurso por lo que deben ser de alta prestación. Esta condición resulta de superlativa importancia en el enlace entre las subestaciones. En función de esto se especifican los parámetros mínimos requeridos para el enlace de comunicación entre las subestaciones y se proponen dos alternativas de solución.

Las especificaciones *mínimas* del enlace son la siguientes:

- Longitud aproximada: 240 km.
- Velocidad de Transferencia: 115200 bps (bits por segundo).
- Mínima Latencia (del orden de los 10 ms)
- IP/Ethernet de clase industrial.
- Múltiples niveles de seguridad, contra acceso no autorizado.
- Encriptación de datos.
- Conectividad con redes seriales EIA-232 y redes Ethernet 10/100 BASE-T o 100BASE-FX.
- Cumplimiento de IEEE Std C37.118-2005 – IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems.
- Redundancia en el vínculo

#### **Alternativa 1 – Enlace por Fibra Óptica**

Se requerirá la instalación de aproximadamente 240km de fibra óptica de tipo Monomodo Estándar, la cual podrá tenderse en forma suspendida, o bien subterránea mediante uso de técnicas de tuneo inteligente (dirigido). Se propone la instalación de multiplexores apropiados en los extremos, equipados con placas de datos que permitan la comunicación efectiva entre el PMU de Los Vilos y el SVP de Pan de Azúcar. Se propone, adicionalmente, una etapa intermedia de adecuación de señal.

#### **Alternativa 2 – Enlace por Microondas**

Este vínculo de 240km estará constituido por 5 (cinco) tramos de enlace por microondas. Para esto se requerirán 6 (seis) equipos de radio de 5.8Ghz, asociados a sus correspondientes antenas.

El respaldo de ambas alternativas se realizará mediante el arrendado del ancho de banda requerido a Claro y Endesa.

Si bien los requerimientos mínimos pueden ser cumplidos por ambas alternativas, se destaca que a nivel mundial se tiene una mayor preferencia por la fibra óptica en los sistemas de comunicación asociados a los esquemas de protección de estas características. Por esta razón se recomienda la alternativa 1 - enlace por fibra óptica. No obstante esto, será tarea específica de la etapa del proyecto de ingeniería realizar un análisis comparativo entre tales propuestas donde se incluya un estudio de confiabilidad y balance técnico-económico de cada uno de los esquemas finales.

### Procesamiento

Estas mediciones, son procesadas por el SVP. Éste realiza los cálculos necesarios en tiempo real para determinar posibles condiciones de disparo. Estos equipos cuentan con formato IRIG-B para sincronización con GPS.

La lógica de bloques a programar en el SVP se representa en el siguiente esquema.

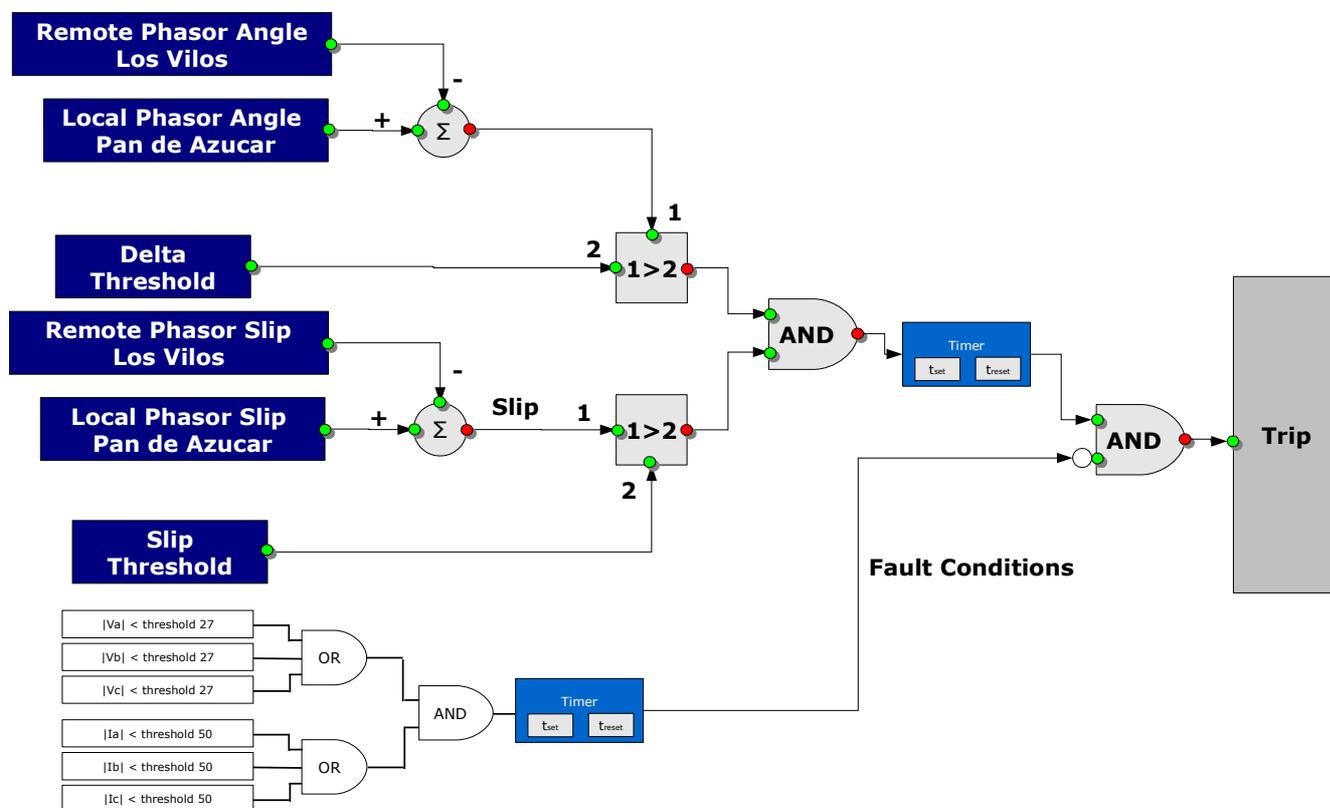


Figura 8.2 - Esquema de implementación del Esquema de Sincrofases – Unidad de Procesamiento


[Ir al índice](#)

Los ajustes finalmente propuestos para el esquema son los detallados en la siguiente tabla.

AJUSTES PROPUESTOS PARA EL RECURSO 2			
VARIABLE	AJUSTE	Temporización	JUSTIFICACIÓN
<b>Diferencia angular y Velocidad de cambio</b>	10° y 25 °/seg	100 mseg	- Formación en islas en tiempos mínimos para evitar colapsos por tensión e inestabilidad angular - Actuación retardada para escenarios poco amortiguados
<b>Subtensión</b>	0,5 pu	-	Niveles inferiores a este valor bloquean el disparo por el tiempo t reset
<b>Sobrecorriente</b>	700 A <sup>(*)</sup>	-	Niveles superiores a este valor bloquean el disparo por el tiempo t reset
<b>t set</b>	-	0,02 seg	Tiempo de retardo del bloqueo
<b>t reset</b>	-	5 seg	Tiempo de bloqueo del esquema ante condiciones de falla

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

Tabla 8.3 - Ajustes Propuestos para el Recurso 2

## 8.3 Recurso Estabilizante 3

### 8.3.1 Funciones

El control de sobretensiones tiene como principal objetivo cumplir con los requerimientos de la NTSyCS en cuanto a tensiones de régimen permanente en las barras de transmisión y subtransmisión del SIC.

### 8.3.2 Requerimientos

Las subestaciones en las cuales se requiere este control poseen diferentes características a saber:

Subestación	Medición	Variable a Medir	Equipos a Controlar	Equipo
<b>Alto Jahuel</b>	AJAH 500 kV	Tensión	CC/EE 65MVar 220kV	PLC
	AJAH 220 kV		CC/EE 50MVar 220kV B1 66kV B2 66kV	
<b>Ancoa</b>	ANC 500 kV ANC 220 kV	Tensión	CC/EE 65MVar 220kV	Relé de Tensión

### 8.3.3 Esquema General

#### S/E Alto Jahuel

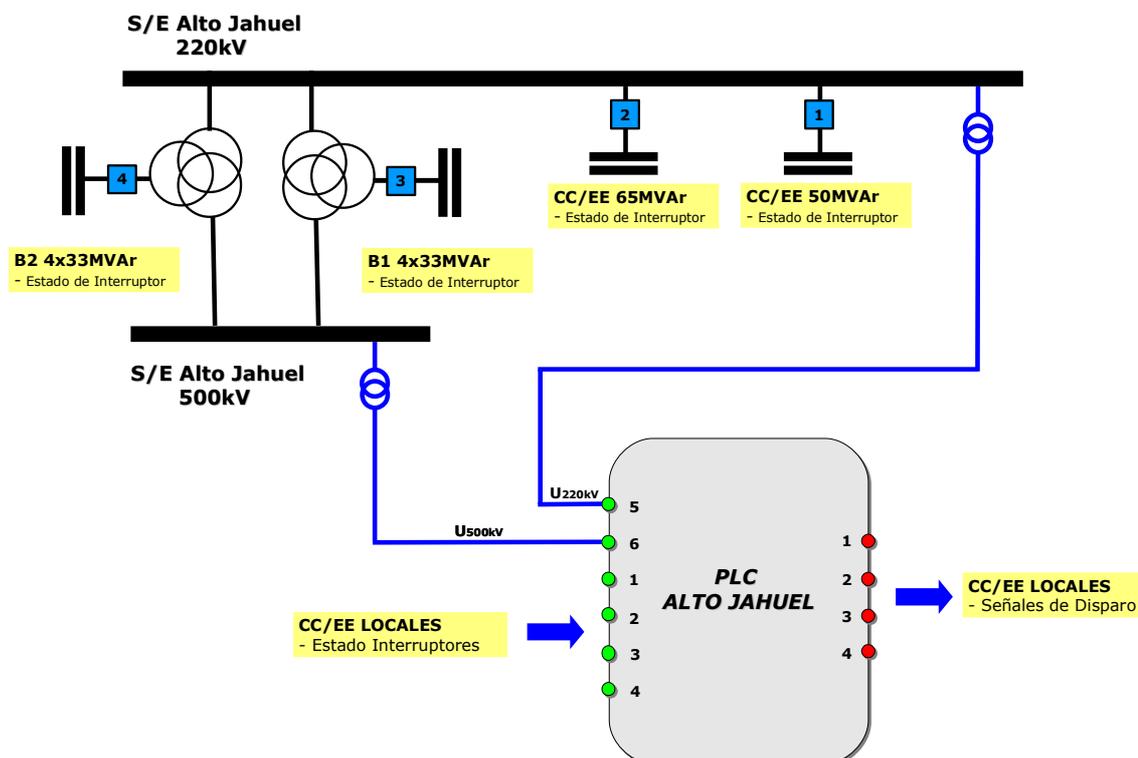


Figura 8.3 - Esquema General - Recurso 3: Subestación Alto Jahuel

**S/E Ancoa**

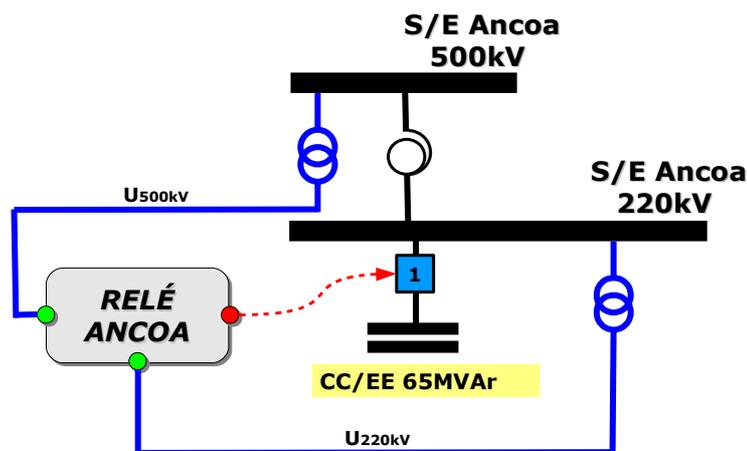


Figura 8.4 - Esquema General - Recurso 3: Subestación Ancoa

**8.3.4 Medición**

Tanto el control de tensión de la subestación Alto Jahuel como Ancoa tendrán puntos de medición de tensión en las barras de 220kV y 500kV de su respectiva subestación. Las mediciones de tensión se extraerán de secundarios de transformadores de tensión ya existentes en las instalaciones de las subestaciones de 220kV y 500kV de Ancoa y Alto Jahuel.

**8.3.5 Procesamiento**

**S/E Alto Jahuel**

A partir de las mediciones de tensión en las barras de 220kV y 500kV el PLC encargado del control de las sobretensiones será quién establezca las acciones necesarias para dar cumplimiento a los requerimientos necesarios. Los siguientes puntos expresan de manera secuencial las acciones a tomar por la unidad de procesamiento.

1. Adquisición de los valores de tensión de las barras de 220kV y 500kV de la subestación Alto Jahuel.
2. En un proceso paralelo establece los equipos que se encuentran disponibles para el control (capacitores E/S). El disparo será según el siguiente orden de prioridad siempre que los equipos se encuentren disponibles. En caso de encontrarse F/S el equipo se descarta.

Equipo	Prioridad
CC/EE 65MVar 220kV	1
CC/EE 50 MVar 220kV	2
B1 4x 33MVar 66 kV	3
B2 4x33MVar 66kV	4

- Los ajustes serán de 1,1 pu para el nivel de 220kV y 1,05 pu para el nivel de 500kV. Es importante destacar la doble medición de estos equipos dado que, en la mayor parte de los casos la tensión de 500kV es la que desencadena la actuación mejorando las tensiones del resto del sistema.
- Las temporizaciones serán ajustadas a partir de los 10 segundos y en escalones de 2 segundos según la disponibilidad de equipos.

El siguiente diagrama muestra la lógica de procesamiento seguida por el control de tensión de la S/E Alto Jahuel.

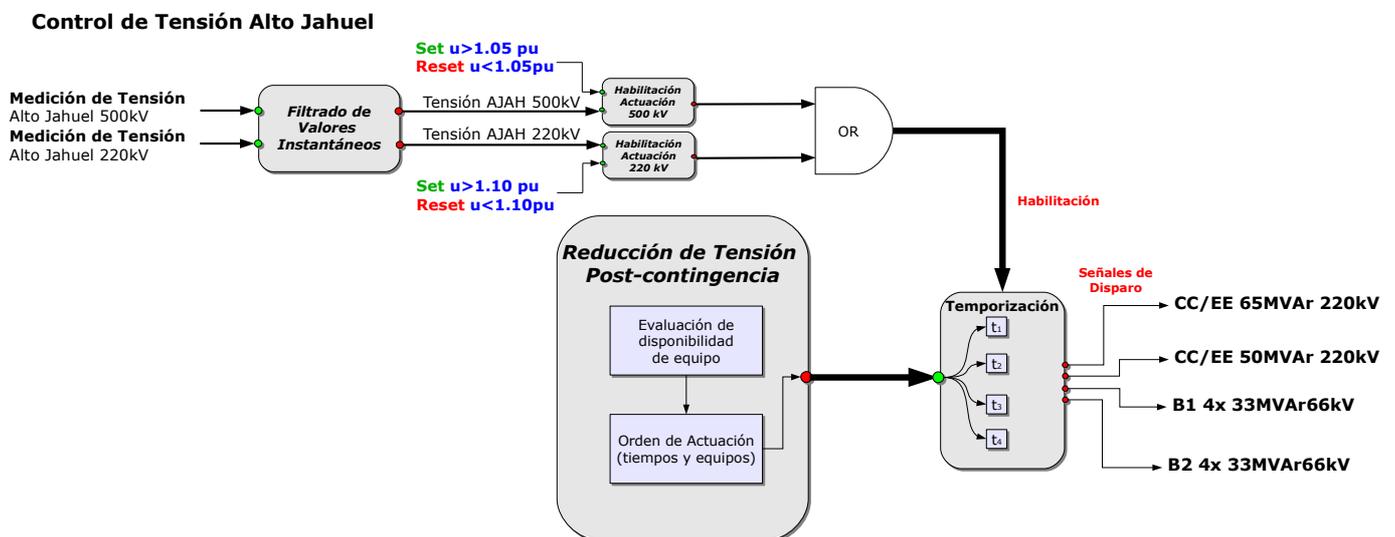
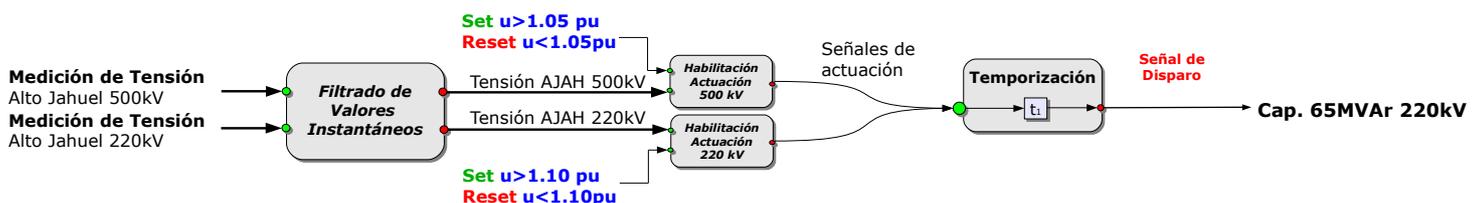


Figura 8.5 - Lógica de Control - Recurso 3: Subestación Alto Jahuel

### S/E Ancoa

El recurso a implementar en la S/E Ancoa resulta de mayor simplicidad al propuesto para la S/E Alto Jahuel dado que el control se realiza sobre un solo equipo.

### Control de Tensión Ancoa



## **8.4 Recurso Estabilizante 4**

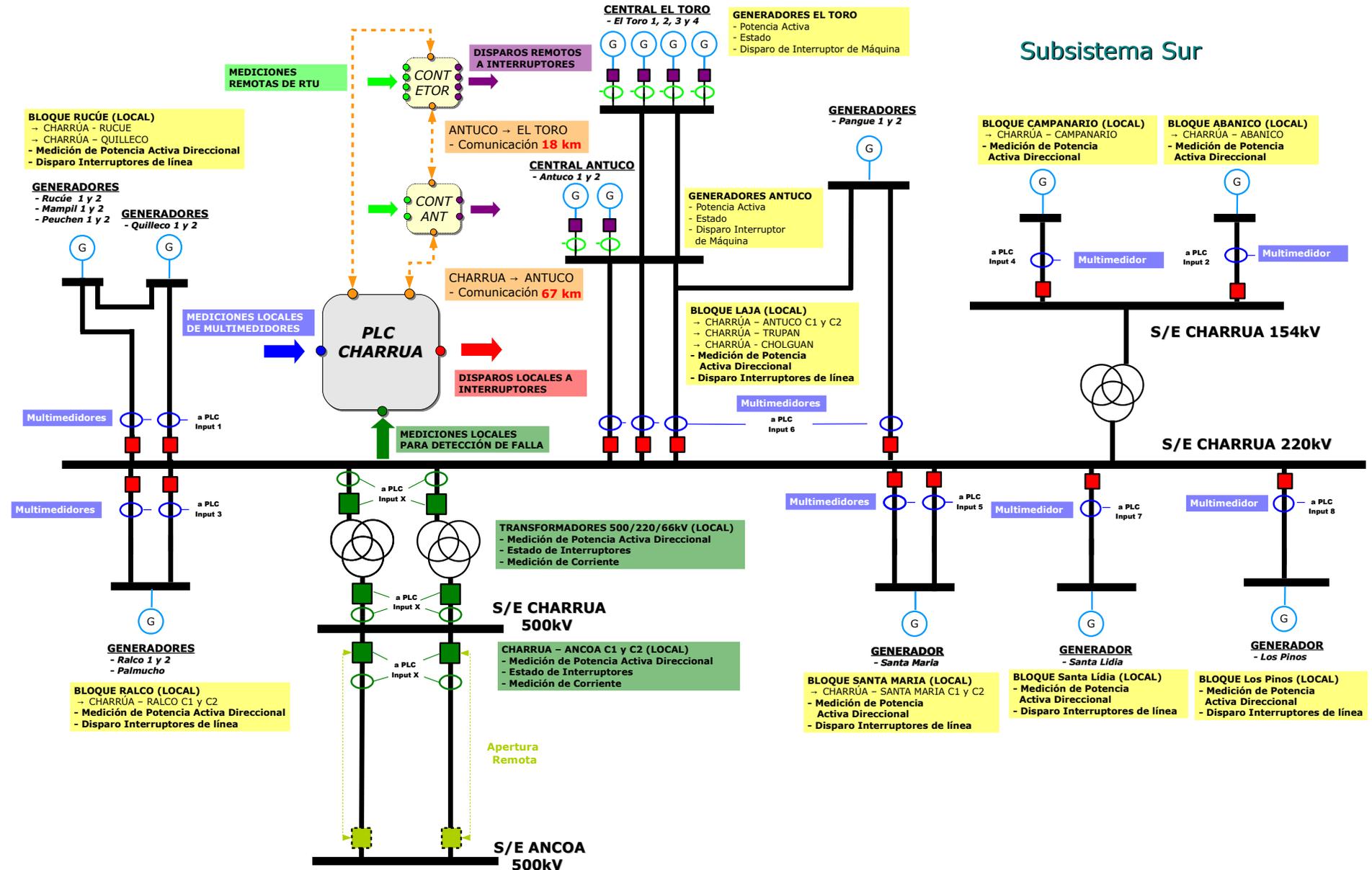
### **8.4.1 Esquema general**

La figura 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**
- **Controladores**
- **Enlaces de comunicación**
- **Multimedidores**

Tal como se observa, el esquema se conforma con un PLC central ubicado en la S/E Charrúa el cual posee mediciones específicas y acciones controladas sobre los bloques locales y generadores remotos.

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



## 8.4.2 Detección de apertura del doble vínculo Charrúa - Ancoa 500kV

La habilitación del recurso 4 corresponde a la detección de la apertura del doble vínculo Charrúa - Ancoa 500kV. Esta condición de falla doble, puede darse por la apertura de los interruptores de las líneas extremo Charrúa o Ancoa, por la pérdida de los transformadores de 750MVA presentes en la S/E Charrúa como también por combinaciones de éstos, en casos de presentarse un desacoplamiento de barras.

**La implementación de este recurso debe contemplar todas estas posibles condiciones que determinan la condición de falla doble Charrúa - Ancoa 500kV.**

La detección de las aperturas se basa en la medición de los estados de los interruptores asociados al doble enlace. El Estado de interruptores será censado por medio de la técnica de doble contacto (no abierto/si cerrado) denominada de doble bit, lo que permite aumentar la confiabilidad en la detección de la apertura del enlace. En la figura Figura 8.6 se representan de modo resumido las distintas combinaciones que señalizan la doble apertura del enlace. Se hace notar que la representación de las barras e interruptores se hace de manera resumida.

Será tarea específica del proyecto de ingeniería asociado a la implementación del esquema de defensa, verificar los distintos posibles modos de operación de cada una de las SS/EE involucradas, a fin de contemplar todas las distintas posiciones de interruptores (normal - intermedio - transferido) y detectar adecuadamente la ocurrencia de la doble contingencia.

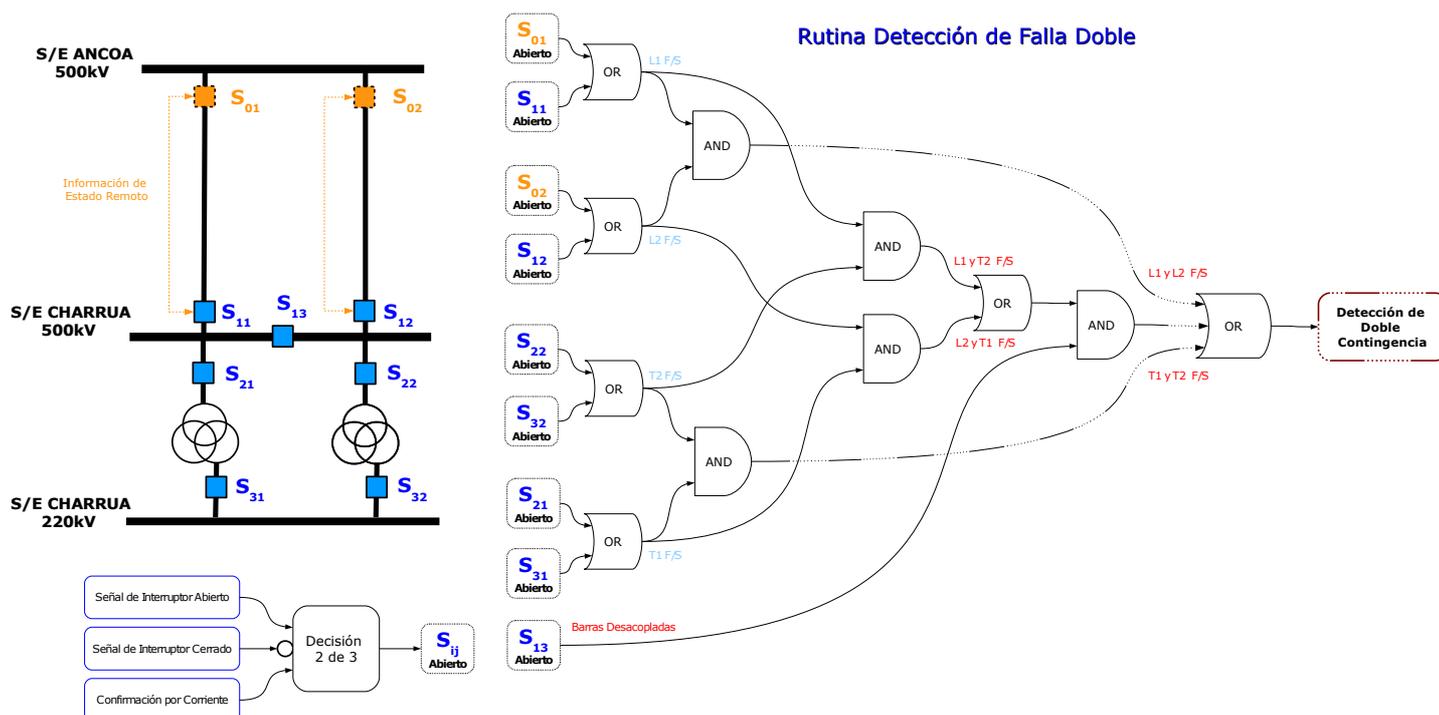


Figura 8.6 - Recurso 4 - Detección de Falla Doble

[Ir al índice](#)

Se hace notar que la información del estado de los interruptores del extremo Ancoa, se considera disponible en la S/E Charrúa. Si no se cuenta con esta información se requerirá la ampliación del esquema de comunicación de micro-ondas existente entre Charrúa y Ancoa. Asimismo este nuevo enlace puede utilizarse para la detección de fallas remotas que requieran la activación del esquema.

Es importante destacar que el proyecto de ingeniería deberá contemplar la necesidad de disponer de capacidad remanente en sus equipamientos, para contemplar el futuro ingreso del tercer transformador en la S/E Charrúa.

### 8.4.3 Cálculo de Potencia Objetivo

Para el cálculo de la potencia pre-contingencia se proponen seis puntos de medición locales en Charrúa. Se deberá medir la potencia activa direccional por las líneas y ambos lados de los transformadores 500kV/220kV. Estas mediciones deberán ser filtradas y acondicionadas para la determinación de la potencia de transferencia mediante una lógica 2/3, tal como se representa en la Figura 8.7. A partir de la potencia de transferencia medida, el algoritmo implementado en el PLC deberá obtener la potencia Objetivo conforme a lo indicado en el apartado "Determinación de la Potencia Objetivo", de página 140.

### Rutina de Cálculo Potencia Objetivo

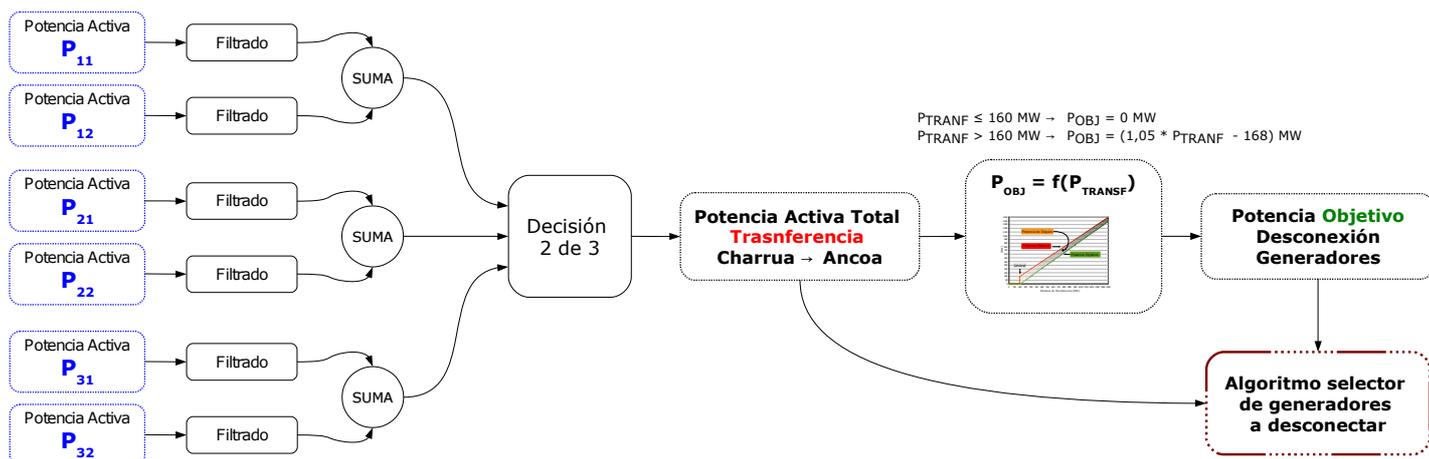
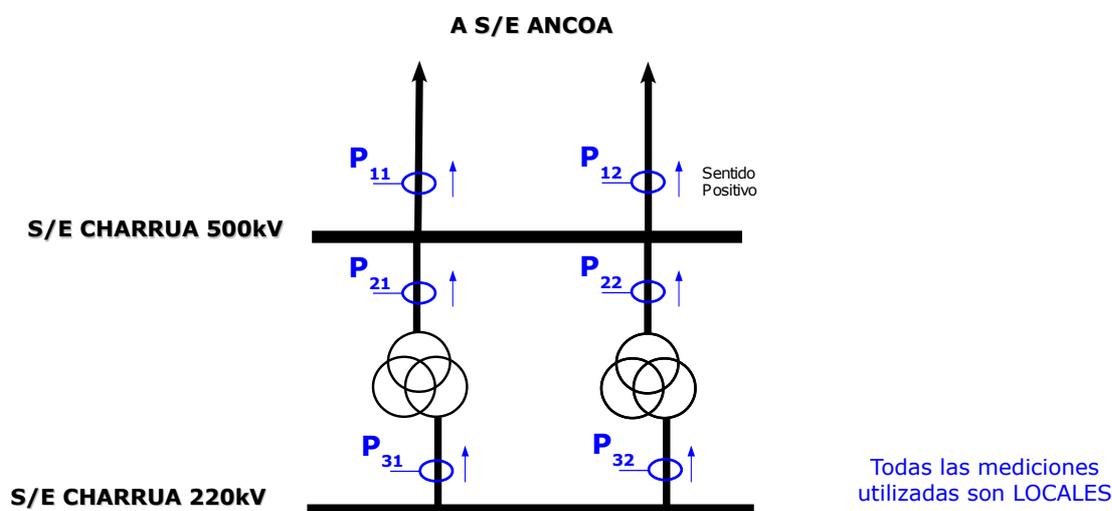


Figura 8.7 - Recurso 4 - Potencia Pre-Contingencia

Aquí también se destaca la necesidad de disponer de capacidad remanente en los equipamientos a instalar para contemplar el futuro ingreso del tercer transformador en la S/E Charrúa.

## 8.4.4 Algoritmo Conceptual

El gráfico que se presenta a continuación, se utilizará como base conceptual para el desarrollo lógico del proceso completo del algoritmo de selección.

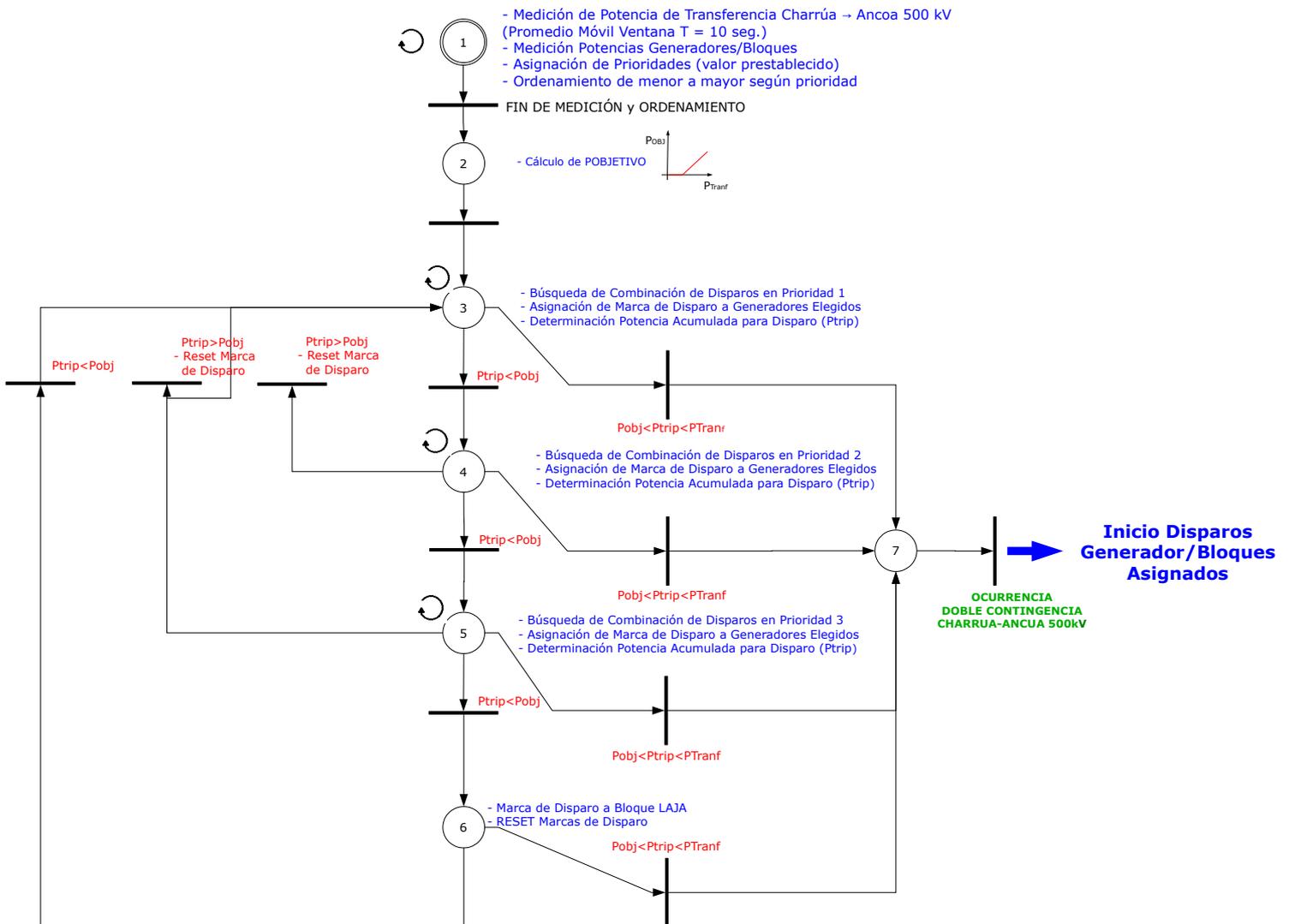


Figura 8.8 - Recurso 4 – Base Conceptual del Algoritmo

### ETAPA 1

Etapa iterativa.

Se mide permanentemente la transferencia de potencia por el doble vínculo Charrúa-Ancoa 500 kV ( $P_{TRANF}$ ). Estos valores son filtrados mediante un algoritmo del tipo *promedio móvil* con una ventana del orden de los 10seg y almacenados en memoria (Buffer).

[Ir al índice](#)

Se mide permanentemente y sincronizada con la medición de la transferencia, la potencia despachada por las Unidades y Bloques de generación vinculadas al Recurso. Estos valores son filtrados mediante un algoritmo del tipo *promedio móvil* y almacenados en memoria (Buffer).

Cada uno de los bloques y generadores asociados al esquema posee una prioridad fija asignada según lo mostrado en la Figura 6.36.

Se ordenan los Generadores y Bloques de menor a mayor según su prioridad y potencia de despacho tal como lo indica la siguiente figura:

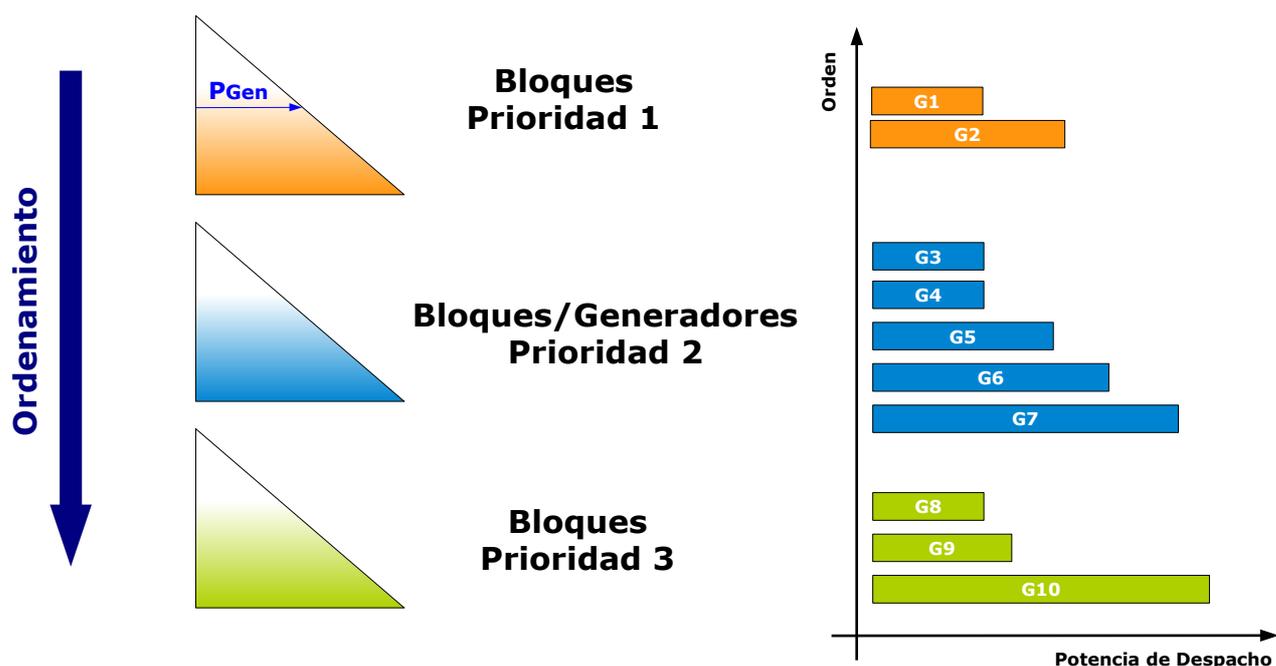


Figura 8.9 - Ordenamiento de los Generadores y Bloques

## ETAPA 2

Con el valor de la potencia de transferencia obtenido en la etapa anterior, se realiza el cálculo del valor de la potencia objetivo ( $P_{\text{OBJETIVO}}$ ), tal como se describió en el apartado "Determinación de la Potencia Objetivo" del presente informe.

Las ecuaciones que permiten definir a la potencia objetivo son las siguientes:

$$\text{Si } P_{\text{TRANF}} \leq 160 \text{ MW} \rightarrow P_{\text{OBJETIVO}} = 0 \text{ MW}$$

$$\text{Si } P_{\text{TRANF}} > 160 \text{ MW} \rightarrow P_{\text{OBJETIVO}} = (1,05 * P_{\text{TRANF}} - 168) \text{ MW}$$

Estas ecuaciones definen la siguiente gráfica que permite obtener la potencia objetivo en función de la potencia de transferencia.

### Determinacion de la Potencia Objetivo

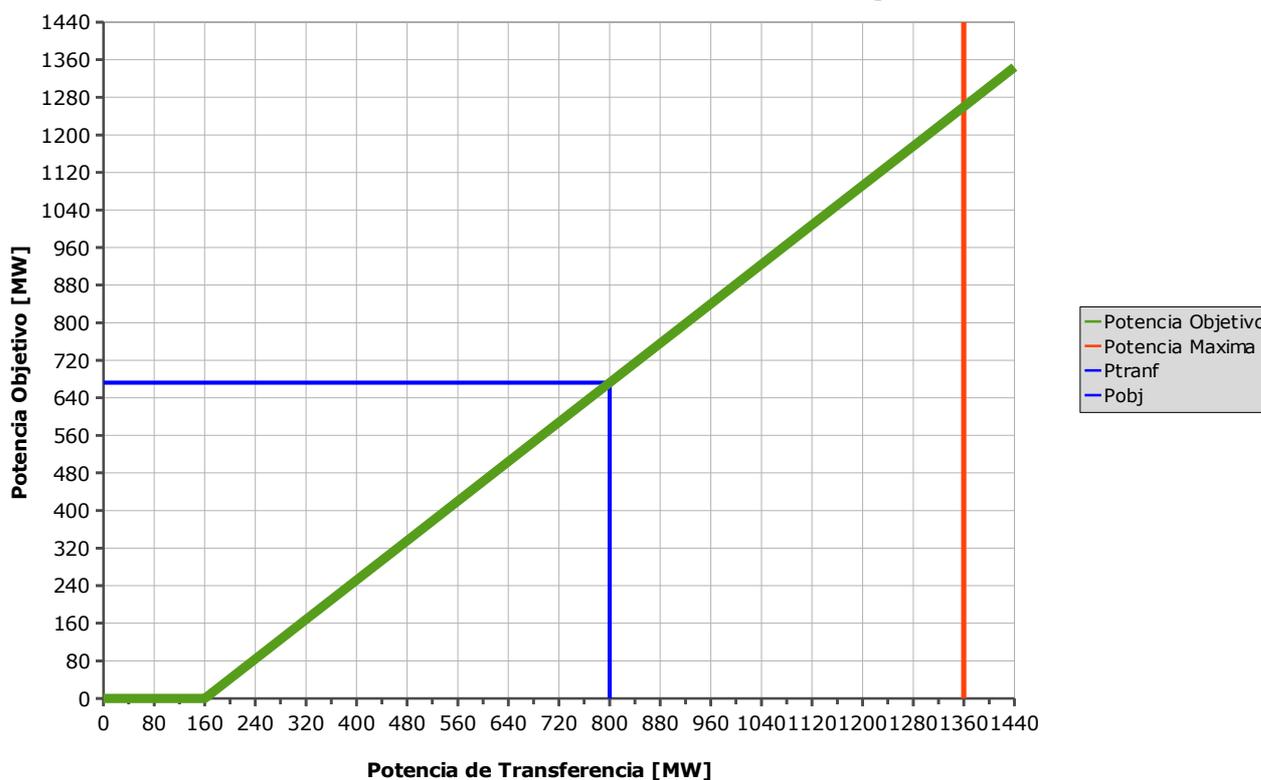


Figura 8.10 - Determinación de la Potencia Objetivo

### ETAPA 3

Etapa iterativa.

Esta etapa el algoritmo deberá buscar entre los generadores de PRIORIDAD 1 la combinación que permita obtener un valor de potencia de disparo que se encuentre entre la Potencia Objetivo determinada y la Potencia de Transferencia Medida (con preferencia a Pobjetivo).

El algoritmo recorrerá la lista de generadores/bloques según el ordenamiento especificado en la ETAPA 1. Si individualmente ningún generador/bloque cumple con la condición de finalización del algoritmo (potencia a disparar contenida en el entorno Pobjetivo-Ptransferencia) asignará marca de disparo a la unidad más grande de la prioridad y comenzará la iteración nuevamente con una Potencia Objetivo disminuida en el monto de potencia de despacho de la unidad marcada.

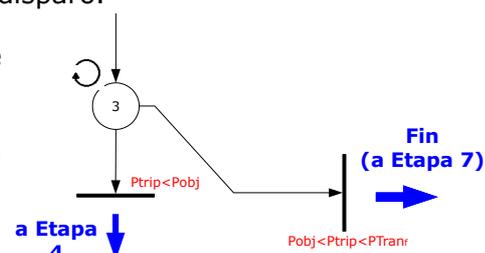
En caso de que el despacho del generador/bloque que se esté considerando cause que la potencia a disparar supere la de transferencia, éste será removido de la lista de cálculo no teniéndose en cuenta durante el cálculo.

Si la suma de los despachos de todos los generadores/bloques de la PRIORIDAD 1 no resultan suficientes para alcanzar la Potencia Objetivo, todos los generadores/bloques de esta

prioridad tendrán asignada marcas de disparo y el algoritmo continuará con la lista de PRIORIDAD 2.

En resumen, dentro de la iteración de PRIORIDAD 1 se pueden presentar las siguientes condiciones.

- **Potencia Objetivo  $\leq$  Potencia a Disparar  $<$  Potencia de Transferencia:** Condición de finalización del algoritmo. De ocurrir la doble contingencia se dispararán los generadores/bloques que poseen asignadas marcas de disparo.
- **Potencia a Disparar  $<$  Potencia Objetivo:** Se continúa iterando dentro de la prioridad hasta completar todos los bloques/generadores presentes en ella.
- **Potencia a Disparar  $>$  Potencia Transferencia:** Se elimina de la lista al generador/bloque considerado en la iteración y se continúa iterando hasta completar todos los bloques/generadores presentes en la prioridad.



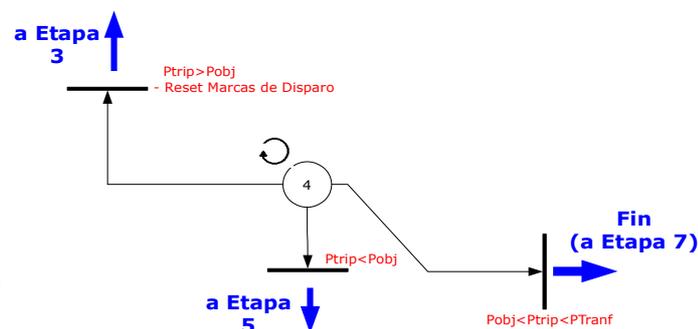
## ETAPA 4

Etapa iterativa.

En caso de no haberse alcanzado la potencia objetivo en la ETAPA 3, se continuará con los generadores/bloques de la PRIORIDAD 2 con el mismo criterio de búsqueda.

Las condiciones de finalización del algoritmo son las mismas que para la ETAPA 3. Del mismo modo, si con los generadores/bloques presentes en esta prioridad no se alcanza la potencia objetivo se continuará con la etapa siguiente.

En caso que algún generador/bloque provoque que la potencia asignada para disparo supere a la potencia de transferencia, se le asignará marca de disparo a dicho generador/bloque, se eliminarán todas las marcas de disparo previamente asignadas y comenzará nuevamente el algoritmo desde la ETAPA 3.

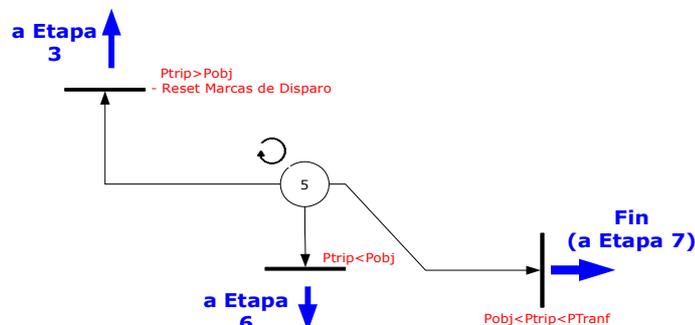


## ETAPA 5

Etapa iterativa.

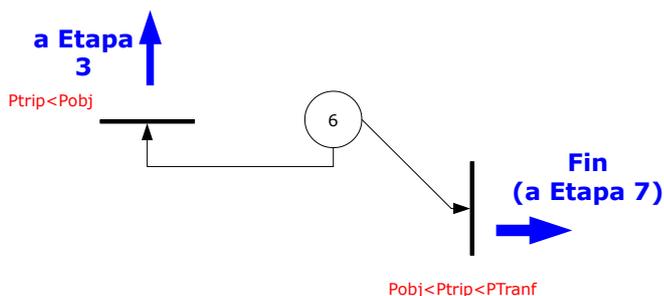
Similar a la ETAPA 4 con generadores/bloques de PRIORIDAD 3.

En caso de no alcanzarse la potencia objetivo en esta etapa, se presenta una condición crítica en la cual el disparo de todos los generadores/bloques asociados al esquema no es suficiente para alcanzar la potencia objetivo. Ante esta situación crítica se continuará en la etapa 6.



## ETAPA 6

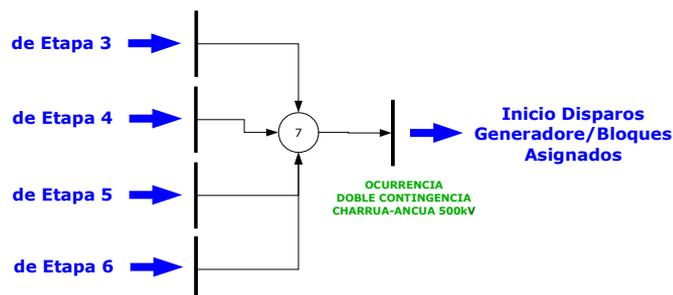
La ejecución de esta etapa implica que la potencia de los generadores/bloques asociados al esquema en prioridad 1, 2 y 3 no es suficiente para alcanzar la potencia objetivo. Ante esta condición crítica, se asigna marca de disparo al bloque Laja (que contiene unidades no contempladas en las etapas previas de esquema y se desmarcan todas las unidades previamente asignadas.



Una vez marcado el bloque Laja se evalúa si la potencia a disparar alcanza el objetivo o si se debe seguir iterando desde la ETAPA 3 para alcanzarla.

## ETAPA 7

En esta etapa se simboliza la espera de la contingencia con las unidades asignadas al disparo por las iteraciones en las ETAPAS 3, 4, 5 y 6. Esta etapa posee valores en todo momento actualizándose según el ciclo de medición de las potencias de transferencia y de despacho de generadores/bloques.



## CONSIDERACIONES ADICIONALES

En caso que el algoritmo no encuentre una solución que permita situar a la potencia de disparo dentro del entorno Pobjetivo-Ptransferencia, se deberá escoger la combinación de generadores/bloques que más cerca se encuentren de la potencia objetivo por defecto.



### 8.4.5 Requerimientos

En función del análisis realizado serán necesarias las siguientes mediciones para el funcionamiento del recurso 4.

SUBESTACIÓN	PAÑO	MEDICIONES
Charrúa 220kV	Rucúe	Medición de Potencia Activa Direccional
	Quilleco	Medición de Potencia Activa Direccional
	Ralco - Circuito 1	Medición de Potencia Activa Direccional
	Ralco - Circuito 2	Medición de Potencia Activa Direccional
	Antuco - Circuito 1	Medición de Potencia Activa Direccional
	Antuco - Circuito 2	Medición de Potencia Activa Direccional
	Trupan	Medición de Potencia Activa Direccional
	Cholguan	Medición de Potencia Activa Direccional
	Santa María - Circuito 1	Medición de Potencia Activa Direccional
	Santa María - Circuito 2	Medición de Potencia Activa Direccional
	Campanario	Medición de Potencia Activa Direccional
	Abanico	Medición de Potencia Activa Direccional
	Los Pinos	Medición de Potencia Activa Direccional
	Santa Lidia	Medición de Potencia Activa Direccional
	Transformador 1 500/220/66kV	Estado de Interruptor
Transformador 2 500/220/66kV	Estado de Interruptor	
Central Antuco	Unidad 1	Medición de Potencia Activa Direccional Estado de Interruptor
	Unidad 2	Medición de Potencia Activa Direccional Estado de Interruptor
Central El Toro	Unidad 1	Medición de Potencia Activa Direccional Estado de Interruptor
	Unidad 2	Medición de Potencia Activa Direccional Estado de Interruptor
	Unidad 3	Medición de Potencia Activa Direccional Estado de Interruptor
	Unidad 4	Medición de Potencia Activa Direccional Estado de Interruptor
Charrúa 500kV	Transformador 1 500/220/66kV	Medición de Potencia Activa Direccional Medición de Corriente Estado de Interruptor
	Transformador 2 500/220/66kV	Medición de Potencia Activa Direccional Medición de Corriente Estado de Interruptor
	Ancoa - Circuito 1	Medición de Potencia Activa Direccional Medición de Corriente Estado de Interruptor
	Ancoa - Circuito 2	Medición de Potencia Activa Direccional Medición de Corriente Estado de Interruptor
Ancoa 500kV	Charrúa - Circuito 1	Información de Estado de Interruptor
	Charrúa - Circuito 2	Información de Estado de Interruptor

Tabla 8.4 - Mediciones Subsistema Sur

[Ir al índice](#)

En la tabla Error: No se encuentra la fuente de referencia se presentan los componentes específicos requeridos en cada una de las subestaciones y centrales asociadas, para la implementación del esquema de defensa. Los esquemas de comunicación entre éstas se detallan luego.

UBICACIÓN GENERAL	ELEMENTO	UBICACIÓN ESPECIFICA
S/E Charrúa	Multimedidor Digital	Línea Charrúa - Rucúe
	Multimedidor Digital	Línea Charrúa-Quilleco
	Multimedidor Digital	Línea Charrúa-Ralco 1
	Multimedidor Digital	Línea Charrúa-Ralco 2
	Multimedidor Digital	Línea Charrúa - Trupán
	Multimedidor Digital	Línea Charrúa - Cholguán
	Multimedidor Digital	Línea Charrúa-Antuco 1
	Multimedidor Digital	Línea Charrúa-Antuco 2
	Multimedidor Digital	Línea Charrúa-Campanario
	Multimedidor Digital	Línea Charrúa - Abanico
	Multimedidor Digital	Charrúa - Los Pinos
	Multimedidor Digital	Charrúa - Santa Lidia
	Multimedidor Digital	Línea Charrúa - Santa María 1
	Multimedidor Digital	Línea Charrúa - Santa María 2
	Multimedidor Digital	Transformador 1 500/220/66kV Lado 220kV
	Multimedidor Digital	Transformador 1 500/220/66kV Lado 500kV
	Multimedidor Digital	Transformador 2 500/220/66kV Lado 220kV
	Multimedidor Digital	Transformador 2 500/220/66kV Lado 500kV
	Multimedidor Digital	Línea Charrúa-Ancoa 1
	Multimedidor Digital	Línea Charrúa-Ancoa 2
	PLC	Tablero de PDCE
	Computador Supervisor	Tablero de PDCE
Central Antuco	Transductores (2) Controlador (2) Switch (2)	Tablero Antuco
Central El Toro	Transductores (4) Controlador (2) Switch (2)	Tablero El Toro

Tabla 8.5 - Componentes Recurso 4

## Mediciones

Para las mediciones de Potencia Activa Direccional y Corriente locales en Charrúa se propone la utilización de Medidores de parámetros multifunción trifásico. 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.

Las mediciones de las unidades generadoras serán realizadas mediante transductores específicos en cada unidad. El Estado de interruptores será censado por medio de la técnica de doble contacto (no abierto/si cerrado) denominada de doble bit, le permite aumentar la confiabilidad en la detección de la apertura del enlace. Estas mediciones serán procesadas por un controlador del tipo C60 el cual estará comunicado con el PLC ubicado en Charrúa mediante los enlaces detallados a continuación. Este controlador será también la interfaz mediante la cual se emitirán las señales de disparo a los interruptores.

## Procesamiento

Estas mediciones, son procesadas por el PLC centralizado en la S/E Charrúa. Éste realiza los cálculos necesarios para obtener los parámetros objetivos (potencia de corte, detección de falla doble, ejecución del algoritmo, etc).

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 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.

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 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 el encargado

[Ir al índice](#)

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.

### **Comunicaciones**

Para las variables medidas en la S/E Charrúa 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 las centrales remotas y el envío de las señales de disparo se deberá establecer un enlace de comunicación de alta prestación y confiabilidad. El enlace completo se compondrá mínimamente de los tramos:

- Charrúa – Antuco → 70 km aprox.
- Antuco – El Toro → 20 km aprox.

Estos enlaces requeridos pueden ser implementados tanto mediante el uso de fibra óptica o mediante microondas. Estas alternativas se describen a continuación.

#### Alternativa 1 – Enlace por Fibra Óptica

Se requerirá la instalación de aproximadamente 90km (70km+20km) de fibra óptica de tipo Monomodo Estándar, la cual podrá tenderse en forma suspendida, o bien subterránea mediante uso de técnicas de tuneo inteligente (dirigido).

Se propone la instalación de multiplexores apropiados en los extremos de cada tramo, equipados con placas de datos V.24 y V.35 que permitan la comunicación efectiva entre los controladores C60 (vía switches) con el PLC ubicado en la S/E Charrúa 220kV.

#### Alternativa 2 – Enlace por Microondas

Este vínculo de 90km estará constituido de 3 (tres) tramos de enlace por microondas. Para esto se requerirán 4 (cuatro) equipos de radio IP de 5.8Ghz, asociados a sus correspondientes antenas. Los equipos se ubicarán en Charrúa, Antuco, El Toro y una etapa intermedia entre Charrúa y Antuco.

[Ir al índice](#)

El sistema de radios, 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 entre el PLC de Charrúa con los controladores C60 propuestos.

Tal como se aprecia en el apartado 8.6 los costos asociados a cada una de estas alternativas de comunicación resultan próximos. Considerando ésto y siendo que a nivel mundial se tiene una mayor preferencia por la fibra óptica, en los sistemas de comunicación asociados a los esquemas de protección de estas características, se recomienda la alternativa 1 - enlace por fibra óptica. No obstante esto, será tarea específica de la etapa del proyecto de ingeniería realizar un análisis comparativo entre tales propuestas donde se incluya un estudio de confiabilidad y balance técnico-económico de cada uno de los esquemas finales.

### **Recomendaciones**

Debido a las grandes excursiones en las variables del subsistema sur provocadas por la ocurrencia de la doble contingencia, se recomienda verificar la correcta actuación de los reguladores de las unidades presentes (fundamentalmente las de mayor potencia). Los siguientes puntos resultan relevantes para lograr un correcto desempeño del subsistema:

- **Verificar el comportamiento y homologar las posibles unidades PILOTO, operando en ese modo ante perturbaciones de gran señal.**
- **Verificar el comportamiento y respuesta de las unidades térmicas que poseen control de frecuencia para grandes excursiones de las variables sistémicas.**

## **8.5 Características Mínimas del Equipamiento**

### **8.5.1 Relés de Frecuencia**

Los relés de frecuencia a instalar deberán tener la funcionalidad de medición y actuación por tasa de variación de frecuencia con habilitación por frecuencia absoluta. El tiempo de medición de estos relés debe ser inferior a los 150mseg produciendo actuación instantánea.

Se recomienda relés con capacidad de ajuste de 0 Hz/seg a 10 Hz/seg, que filtren variaciones instantáneas de la frecuencia mayores a este valor. Deberán poseer capacidad de comunicación via RTU para enviar datos a SCADA sistémico acerca de disponibilidad y montos de potencia asignados.

### **8.5.2 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.

[Ir al índice](#)

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  $\mu\text{m}$ .

El valor de atenuación máxima de cada una de las fibras medida en fabrica deberá cumplir 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.

### **8.5.3 Multiplexores de FO**

El multiplexor digital deberá permitir la multiplexación de los canales de datos a  $n \times 64$  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 permitan el correcto funcionamiento y mantenimiento, de todo el equipo, aún con las provisiones 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  $n \times 64$  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.

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.

#### **8.5.4 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  $n \times 64$  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.

#### **8.5.5 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.

### 8.5.6 PLC

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.
- 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 BÁSICA DE LOS PLC

- 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

### 8.5.7 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).**

## 8.6 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  $\pm 15\%$ .

COMPONENTES	UNITARIO	CANTIDAD	UNIDAD	TOTAL
<b>RECURSO 1</b>				
RELE DE FRECUENCIA	USD 3.000	(*)	PZA	(*)
<b>Total RECURSO 1</b>				<b>(*)USD</b>

(\*) Función de la implementación de cada coordinado.

COMPONENTES	UNITARIO	CANTIDAD	UNIDAD	TOTAL
<b>RECURSO 2 – Alternativa 1 (FO)</b>				
SVP	USD 10.000	1	PZA	USD 10.000
FIBRA OPTICA ADSS MONOMODO	USD 4.200	240	km	USD 1.008.000
MULTIPLEXOR FO	USD 43.700	4	PZA	USD 174.800
MONTAJE, INTEGRACION Y P.E.S.	USD 240.000	-	-	USD 240.000
<b>TOTAL RECURSO 2 – FO (<math>\pm 15\%</math>)</b>				<b>USD 1.432.800</b>
<b>RECURSO 2 – Alternativa 2 (MO)</b>				
SVP	USD 10.000	1	PZA	USD 10.000
EQUIPOS DE RADIO MO	USD 20.000	6	PZA	USD 120.000
ANTENA Y TORRE	USD 80.000	6	PZA	USD 480.000
MONTAJE, INTEGRACION Y P.E.S.	USD 240.000	-	-	USD 240.000
<b>TOTAL RECURSO 2 – MO (<math>\pm 15\%</math>)</b>				<b>USD 850.000</b>

COMPONENTES	UNITARIO	CANTIDAD	UNIDAD	TOTAL
<b>RECURSO 3</b>				
RELE DE TENSION	USD 4.200	1	PZA	USD 4.200
PLC	USD 21.700	1	PZA	USD 21.700
<b>TOTAL RECURSO 3 (<math>\pm 15\%</math>)</b>				<b>USD 25.900</b>



COMPONENTES	UNITARIO	CANTIDAD	UNIDAD	TOTAL
<b>RECURSO 4 Alternativa 1 (FO)</b>				
MULTIMEDIDOR DIGITAL	USD 1.600	20	PZA	USD 32.000
SUPERVISOR SISTEMA	USD 2.800	1	PZA	USD 2.800
CONTROLADORES	USD 5.900	4	PZA	USD 23.600
SWITCH	USD 1.800	2	PZA	USD 3.600
PLC	USD 24.300	1	PZA	USD 24.300
GABINETES	USD 1.700	1	PZA	USD 1.700
CANALIZACION Y BANDEJAS	USD 15.000	1	GLOBAL	USD 15.000
MATERIALES DE MONTAJE	USD 50.000	1	GLOBAL	USD 50.000
FIBRA OPTICA ADSS MONOMODO	USD 4.200	90	km	USD 378.000
MULTIPLEXOR FO	USD 43.700	3	PZA	USD 131.100
MONTAJE, INTEGRACION Y P.E.S.	USD 240.000	-	-	USD 240.000
<b>TOTAL RECURSO 4 - FO</b>				<b>USD 902.000</b>
<b>RECURSO 4 Alternativa 2 (MO)</b>				
MULTIMEDIDOR DIGITAL	USD 1.600	20	PZA	USD 32.000
SUPERVISOR SISTEMA	USD 2.800	1	PZA	USD 2.800
CONTROLADORES	USD 5.900	4	PZA	USD 23.600
SWITCH	USD 1.800	2	PZA	USD 3.600
PLC	USD 24.300	1	PZA	USD 24.300
GABINETES	USD 1.700	1	PZA	USD 1.700
CANALIZACION Y BANDEJAS	USD 15.000	1	GLOBAL	USD 15.000
MATERIALES DE MONTAJE	USD 50.000	1	GLOBAL	USD 50.000
EQUIPOS DE RADIO MO	USD 20.000	4	PZA	USD 80.000
ANTENA Y TORRE	USD 80.000	4	PZA	USD 320.000
MONTAJE, INTEGRACION Y P.E.S.	USD 240.000	-	-	USD 240.000
<b>TOTAL RECURSO 4 - MO</b>				<b>USD 793.000</b>



## 9 ETAPA ADICIONAL. Falla Ancoa - Alto Jahuel 2x500kV

### 9.1 Introducción

Se presenta dentro de este capítulo un análisis de la contingencia ANCOA – ALTO JAHUEL 2x500kV, con el fin de evaluar el desempeño de los recursos desarrollados para la contingencia CHARRÚA - ANCOA 2x500kV, y detectar posibles requerimientos adicionales, necesarios para lograr la estabilización del sistema y el cumplimiento de todos los estándares definidos en la NTSyCS.

Los recursos aquí analizados, propuestos a implementarse dentro de la fase 2 del Plan de Defensa Contra Contingencias Extremas para estabilizar la doble falla en Charrúa - Ancoa (ver capítulo 6, "ETAPA C. Diseño de Recursos"), presentan las siguientes características:

- Los recursos estabilizantes 1, 2 y 3 poseen como característica particular ser independientes de una contingencia específica. Luego, cualquier falla del sistema que provoque que las variables en cuestión alcancen los ajustes propuestos, activaría de forma parcial o total alguno de estos recursos.
- El recurso estabilizante 4 presenta otra filosofía de operación: sólo es activado si detecta la desvinculación del doble vínculo Charrúa - Ancoa. Para este caso, la activación por otra contingencia debe necesariamente ser realizada intencionalmente.

Para la realización de este análisis se diseñan escenarios de estudio adicionales, de operación factible pero a la vez críticos para esta falla. Dado que el análisis pretende evaluar condiciones críticas para el sistema, los escenarios construidos pretenden evidenciar los mayores impactos que puede presentar la contingencia.

En los siguientes puntos se presentan el análisis detallado, las principales conclusiones para un escenario considerado base y el resultado de las simulaciones sobre todos los escenarios de verificación.

## 9.2 Objetivos

La presente etapa posee los siguientes objetivos:

1. Evaluar el desempeño de los recursos desarrollados para la fase 2 del Plan de Defensa, correspondiente a la falla Charrúa-Ancoa 500kV, ante la ocurrencia de una contingencia extrema de similares características sobre el doble vínculo Ancoa – Alto Jahuel 500kV.
2. Detectar posibles requerimientos adicionales para los recursos mencionados, necesarios para lograr la estabilización del sistema frente a esta nueva falla, y el cumplimiento de todos los estándares definidos en la NTSyCS.
3. Determinar problemáticas adicionales a las observadas en la falla Charrúa - Ancoa, que pudieran estar relacionadas con otros fenómenos de inestabilidad.

Si bien la falla aquí analizada tiene un impacto similar en cuanto a desbalances de potencia en los subsistemas SUR y CENTRO-NORTE, e inestabilidad angular en el subsistema NORTE, no es un objetivo de este capítulo el desarrollo de recursos adicionales, que pudieran resultar necesarios para afrontar otros fenómenos de inestabilidad.

Para cumplir estos objetivos se desarrollan escenarios de alto impacto, con altas transferencias por el sistema troncal, para condiciones de demanda alta, media y baja.

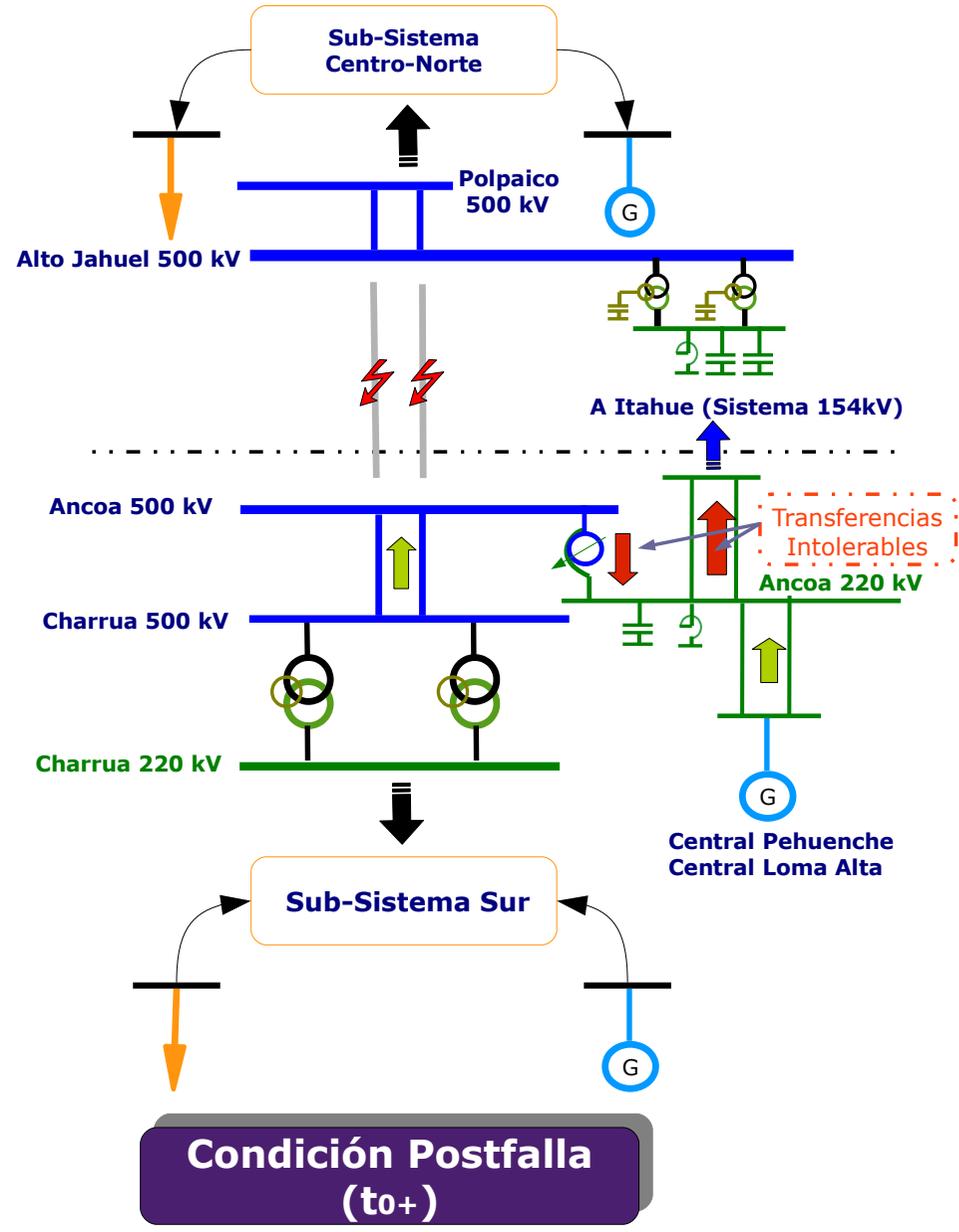
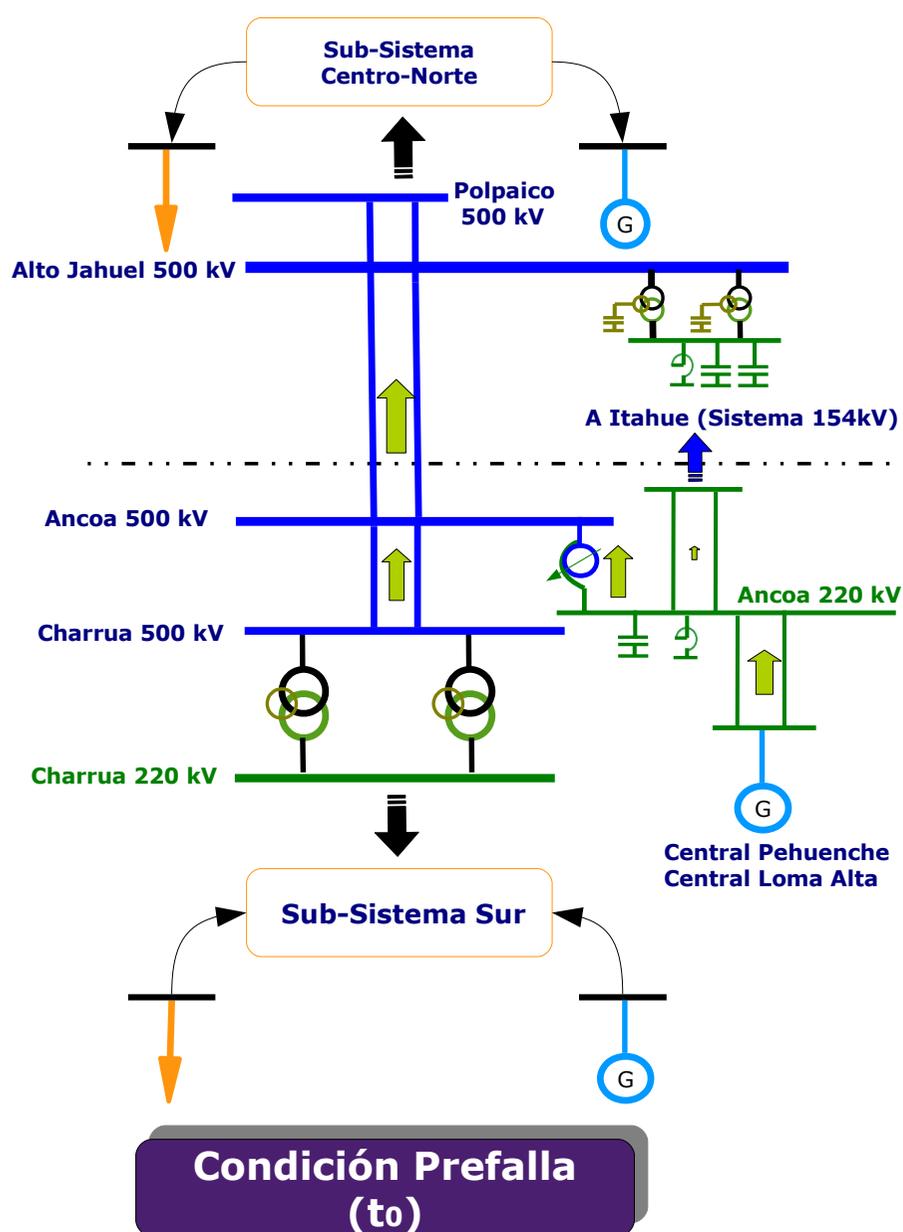
### **9.3 Contingencia Extrema**

La contingencia en estudio dentro de este capítulo 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 de línea del enlace Ancoa – Alto Jahuel 500kV, 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.

En el escenario prefalla, el doble circuito Ancoa - Alto Jahuel transporta la potencia proveniente del excedente de generación de potencia del subsistema Sur (sur de la S/E Charrúa) y parte de la generación despachada en las centrales Pehuenche y Loma Alta. A su vez, parte de la potencia generada por estas dos centrales se dirige hacia el sistema de 154kV a través del doble circuito de 220kV Ancoa - Itahue.

La pérdida del doble circuito (instante  $t_{0+}$ ) ocasiona una redistribución forzada del flujo de potencia en la subestación Ancoa. La potencia que circulaba anteriormente por el doble circuito de 500kV hacia Alto Jahuel, intenta redirigirse hacia el sistema de 154kV a través del doble circuito de 220kV Ancoa - Itahue. Esta condición resulta muy desfavorable, especialmente por las altas transferencias sur → norte y/o despachos elevados de las centrales Pehuenche y Loma Alta, debido a que el enlace post-contingencia de los Subsistemas Sur/Centro posee poca capacidad y alta reactancia de vinculación. Ésto se traduce en posibles sobrecargas e inestabilidad angular.

La siguiente figura muestra un esquema simplificado de los escenarios pre- y post-falla, un instante luego de la apertura del doble circuito de 500kV, con la redistribución de flujos de potencia descrita en los párrafos anteriores.



**9.4 Escenarios de Estudio**

Los escenarios de estudio se confeccionan para una topología y demanda correspondiente al mes de Marzo de 2012. En la siguiente tabla se presentan las principales características de las diferentes demandas consideradas.

Demanda	Alta	Media	Baja
<b>Demanda SIC [MW]</b>	7000 MW	6300 MW	4400 MW
<b>EDACxBF [MW] Centro-Norte</b>	1285 MW	1170 MW	803 MW
<b>EDACxCEx [MW] Centro-Norte</b>	973 MW	885 MW	615 MW

Tabla 9.1 - Niveles de Demanda

La nomenclatura utilizada para nombrar a cada uno de los escenarios desarrollados para el análisis de la falla se presenta en la siguiente figura.

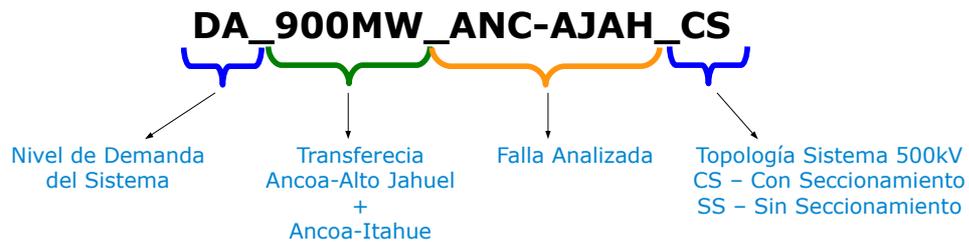


Figura 9.1 - Nomenclatura Utilizada

La base de los escenarios aquí desarrollados corresponden a los de mayor criticidad, desarrollados para el estudio de la fase 2 (ver capítulo 4, "ETAPA A. Escenarios de Estudio"). Estos escenarios fueron modificados de manera de lograr condiciones críticas para la falla bajo estudio, es decir, altas transferencias por el doble circuito Ancoa-Alto Jahuel y despachos de las centrales Pehuenche y Loma Alta.



<b>ESCENARIOS DEMANDA MEDIA</b>	Nombre Escenario	<b>DM_1470MW_ANC-AJAH (BASE)</b>
	Generación SIC [MW]	6390
	Fecha considerada	marzo 2012
	P Ancoa → Alto Jahuel [MW]	1285,0
	P Ancoa → Itahue [MW]	185,0
	P Charrúa → Ancoa [MW]	943,0
	Generación Pehuenche+Loma Alta [MW]	540,0
	Reserva CPF Centro-Norte [MW]	160,0
	Reserva CPF Sur [MW]	180,0
	Nombre Escenario	<b>DM_1815MW_ANC-AJAH</b>
	Generación SIC [MW]	6427
	Fecha considerada	marzo 2012
	P Ancoa → Alto Jahuel [MW]	1615,0
	P Ancoa → Itahue [MW]	199,0
	P Charrúa → Ancoa [MW]	1296,0
	Generación Pehuenche+Loma Alta [MW]	540,0
	Reserva CPF Centro-Norte [MW]	139,0
	Reserva CPF Sur [MW]	306,0

Tabla 9.2 - Escenarios Demanda Media

<b>ESCENARIOS DEMANDA ALTA</b>	Nombre Escenario	<b>DA_930MW_ANC-AJAH</b>
	Generación SIC [MW]	6931
	Fecha considerada	marzo 2012
	P Ancoa → Alto Jahuel [MW]	736,0
	P Ancoa → Itahue [MW]	192,0
	P Charrúa → Ancoa [MW]	574,0
	Generación Pehuenche+Loma Alta [MW]	360,0
	Reserva CPF Centro-Norte [MW]	269,0
	Reserva CPF Sur [MW]	158,0
	Nombre Escenario	<b>DA_1830MW_ANC-AJAH</b>
	Generación SIC [MW]	7017
	Fecha considerada	marzo 2012
	P Ancoa → Alto Jahuel [MW]	1620,0
	P Ancoa → Itahue [MW]	210,0
	P Charrúa → Ancoa [MW]	1375,0
	Generación Pehuenche+Loma Alta [MW]	480 MW
	Reserva CPF Centro-Norte [MW]	200,0
	Reserva CPF Sur [MW]	203,0

Tabla 9.3 - Escenarios Demanda Alta


[Ir al índice](#)

<b>ESCENARIOS DEMANDA BAJA</b>	Nombre Escenario	<b>DB_800MW_ANC-AJAH</b>
	Generación SIC [MW]	4506
	Fecha considerada	marzo 2012
	P Ancoa → Alto Jahuel [MW]	781,4
	P Ancoa → Itahue [MW]	0,0
	P Charrúa → Ancoa [MW]	791,8
	Generación Pehuenche+Loma Alta [MW]	0,0
	Reserva CPF Centro-Norte [MW]	165,0
	Reserva CPF Sur [MW]	208,0
	Nombre Escenario	<b>DB_1300MW_ANC-AJAH</b>
	Generación SIC [MW]	4529
	Fecha considerada	marzo 2012
	P Ancoa → Alto Jahuel [MW]	1235,0
	P Ancoa → Itahue [MW]	51,8
	P Charrúa → Ancoa [MW]	990,4
	Generación Pehuenche+Loma Alta [MW]	308,0
	Reserva CPF Centro-Norte [MW]	200,0
	Reserva CPF Sur [MW]	210,0

Tabla 9.4 - Escenarios Demanda Baja

## 9.5 Análisis Preliminar

Realizando un análisis preliminar y simplificado de la contingencia, pueden deducirse los siguientes puntos:

- Como se menciona en el punto 9.3, la pérdida del doble circuito ANCOA – ALTO JAHUEL 500kV en condiciones de altas transferencias provocaría un flujo intolerable por el autotransformador 500/220kV de la S/E Ancoa, por el doble circuito Ancoa - Itahue 220kV y fundamentalmente por el sistema de 154kV.
- Luego, se observa necesario (e indispensable) provocar la apertura del sistema de 154kV, separando al SIC en dos subsistemas totalmente independientes. En otras palabras, la apertura del doble vínculo de 500kV debe inducir la apertura del vínculo de 154kV: mantener vinculados la Central Pehuenche y/o el subsistema SUR a través del sistema de 154kV resulta inestable.
- En este caso, y al igual que en la falla Charrúa - Ancoa, el subsistema sur permanecerá con un exceso de generación (sobrefrecuencia) mientras que en el subsistema norte existirá exceso de demanda (subfrecuencia).
- El desbalance de potencia en cada uno de los subsistemas resultantes será igual a la suma de las potencias circulantes por los doble circuito Ancoa - Alto Jahuel y Ancoa - Itahue en el instante de la falla.

Siendo que el sistema de transmisión ANCOA – ALTO JAHUEL 2x500kV es una topología futura, aún no tiene definido su límite de transporte. Sin embargo, considerando 1600MW como transferencia máxima (valor actual para el sistema ANCOA – ALTO JAHUEL, ANCOA – POLPAICO 500kV), se observa que el desbalance de potencias podría llegar a valores cercanos a los 1800MW.

- En escenarios de alta transferencia, la contingencia provocará grandes excursiones de las variables del sistema. Al igual que lo observado para Charrúa - Ancoa, se aprecia inestabilidad angular entre el sistema centro y norte, producto de la transmisión de una gran cantidad de potencia activa (eléctrica) por líneas de gran longitud, instantes posteriores a la contingencia.

## 9.6 Respuesta Dinámica

### 9.6.1 Respuesta Libre

La Figura 9.2 muestra la evolución libre de las principales variables del sistema para un escenario de 6400MW de demanda y una transferencia de 1380MW por el doble vínculo Ancoa-Alto Jahuel, y 190MW por Ancoa-Itahue.

Como puede observarse, los subsistemas resultantes colapsan segundos posteriores de ocurrida la contingencia. Los fenómenos registrados resultan de la misma naturaleza que los encontrados en el análisis de la falla Charrúa-Ancoa, por lo que puede deducirse que los recursos estabilizantes desarrollados colaborarán en forma satisfactoria ante esta contingencia.

Las principales problemáticas se resumen en los siguientes puntos:

- **Sobrefrecuencia → Subsistema Sur:** El exceso de generación del subsistema sur está determinado por el flujo de potencia circulante por el doble circuito Charrúa-Ancoa. Este flujo determina el desbalance resultante en el subsistema, por lo que puede activarse intencionalmente el Recurso 4, desarrollado para la estabilización de Charrúa-Ancoa.
- **Subfrecuencia → Subsistema Centro:** La figura 9.2 muestra colapso por subfrecuencia en el subsistema Centro-Norte. Esta respuesta indica que los montos del EDAC por baja frecuencia actualmente implementados en el SIC no resultan suficientes (al menos para elevados niveles de transferencia) para estabilizar el sistema frente a esta contingencia. La implementación de Recurso 1, el que plantea el desprendimiento adicional de demanda, resultaría en una condición sumamente favorable para esta contingencia.
- **Inestabilidad Angular → Subsistema Norte:** El déficit de potencia eléctrica es instantáneamente absorbido por todas las unidades generadoras del sub-sistema. El subsistema NORTE dominado por el despacho de las centrales Guacolda y Taltal se encuentra vinculado al subsistema CENTRO por líneas de gran longitud de 220kV, lo que provoca un apartamiento angular que desemboca en colapso en tiempos mínimos. El fenómeno es similar al observado para la fase 2 de PDCE, estabilizado mediante un sistema de sincrofasores (recurso 2).
- **Colapso en Tensión – Subsistema Norte:** Este fenómeno se encuentra directamente relacionado con la ocurrencia de la inestabilidad angular. El Recurso 2 evita este colapso mediante la formación de islas.

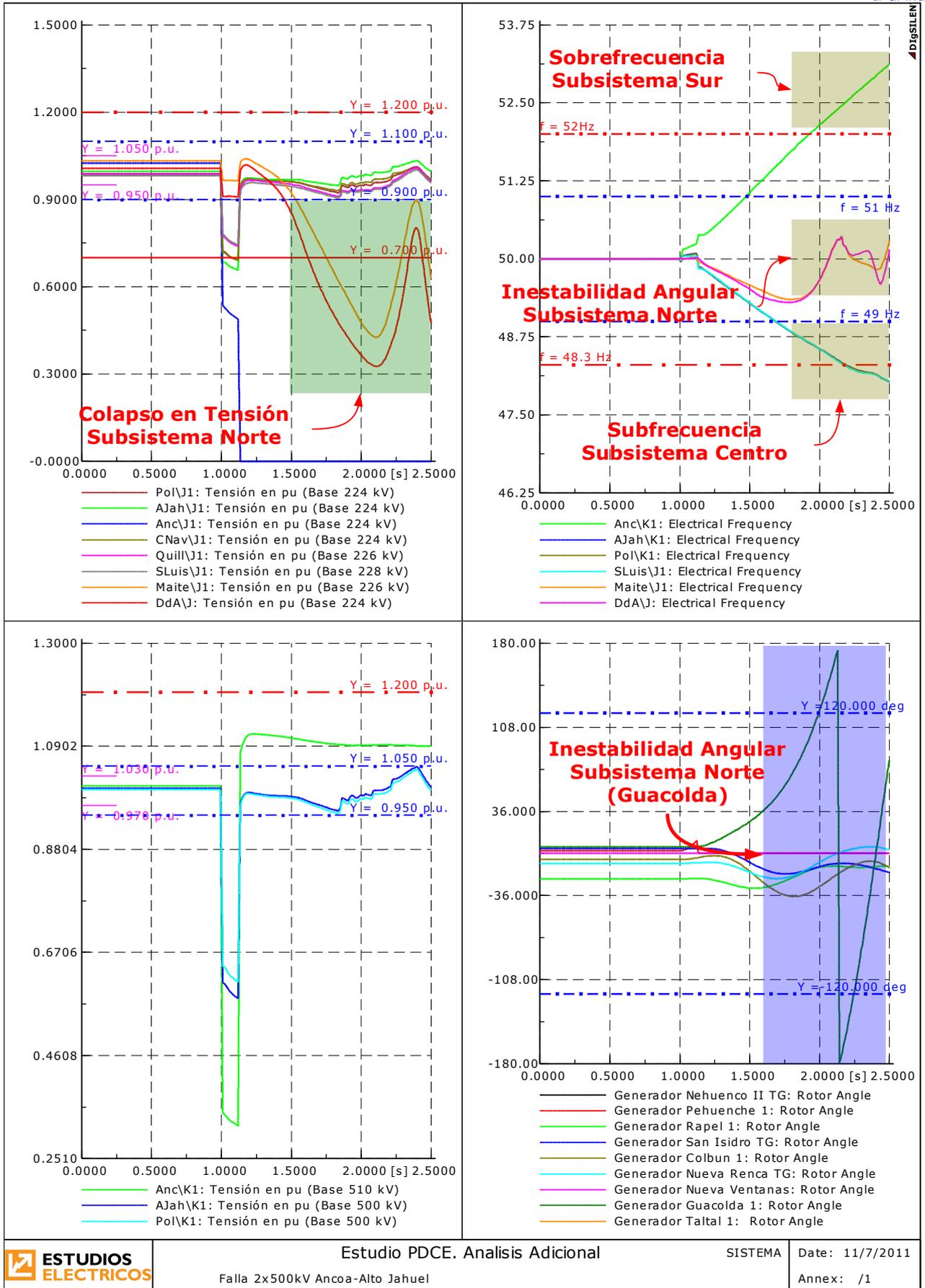


Figura 9.2 - Respuesta Libre - Falla Doble Ancoa-Alto Jahuel 500kV

### 9.6.2 Respuesta con PDCE fase 2

En este apartado se analiza la respuesta de los subsistemas resultantes considerando implementados los recursos desarrollados para la Fase 2 del estudio de PDCE. En primera instancia se procede a simular la contingencia sin desvincular el doble circuito Ancoa-Itahue.

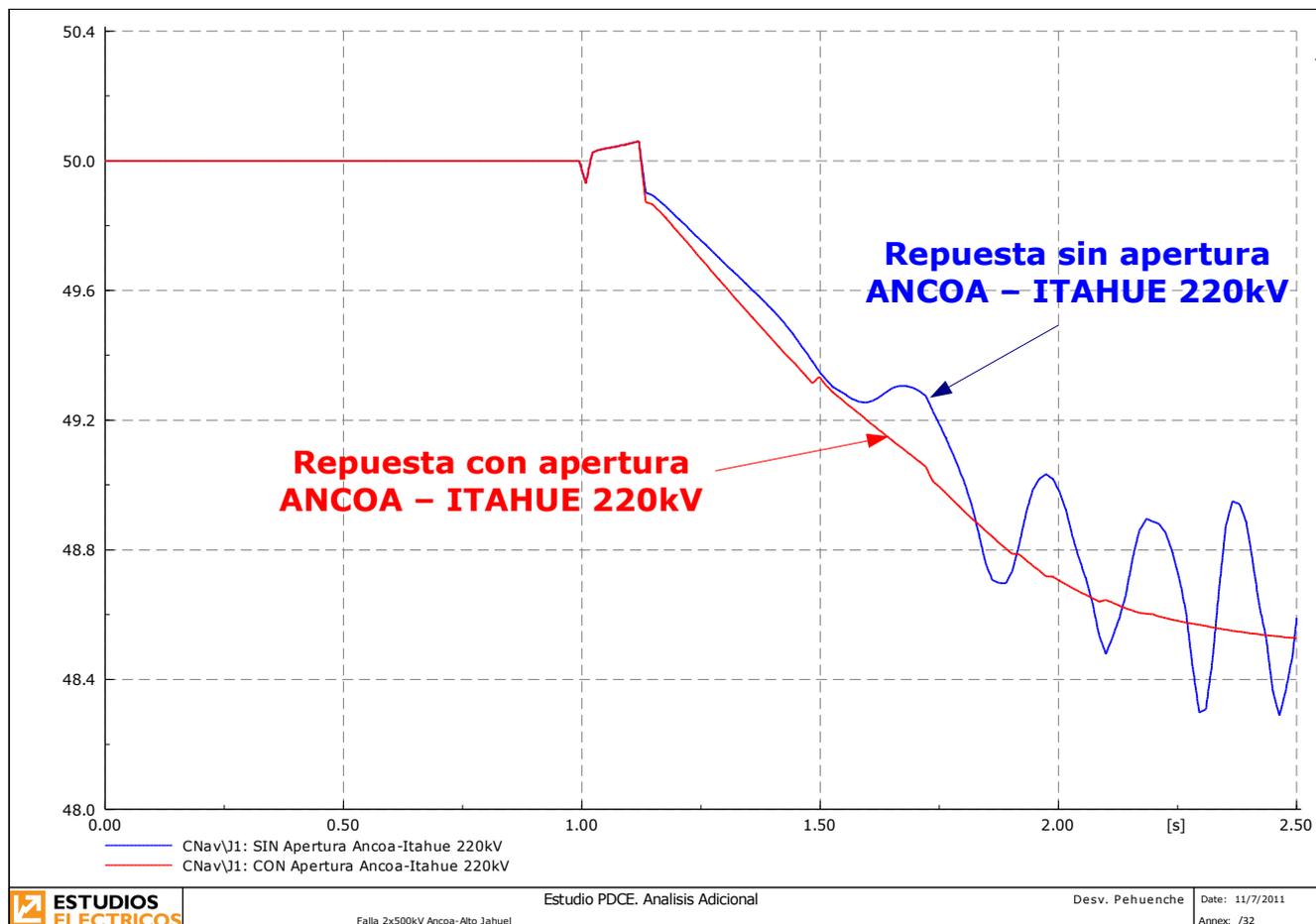


Figura 9.3 - Comparación de Respuestas - Con y Sin Apertura Ancoa-Itahue 220kV

Como se menciona anteriormente, la respuesta dinámica es insatisfactoria. La gráfica muestra la evolución comparativa de las frecuencias simuladas con y sin la apertura del doble vínculo Ancoa-Itahue. Claramente la desvinculación de estas líneas resulta en una mejor condición para el sistema.

Una vez abierto el enlace Ancoa-Itahue las centrales Pehuenche y Loma Alta permanecen vinculadas con el subsistema sur a través de autotransformador 500/220kV de la S/E Ancoa. Mantener a este transformador en servicio luego de la apertura de los doble circuitos Ancoa-Alto Jahuel y Ancoa-Itahue, implica que los generadores de las mencionadas centrales aporten potencia al subsistema sur. Dado que este subsistema en condiciones normales de operación posee un exceso de generación, resulta conveniente su desvinculación. Con estas acciones, el

[Ir al índice](#)

recurso requerido para el subsistema SUR resultaría el mismo que el diseñado para la doble falla Charrúa-Ancoa 500kV, sólo sería necesario enviar la señal de activación.

Finalmente, los eventos considerados para simular la contingencia resultan los siguientes.

Tiempo de simulación	Eventos	Causa
<b>0,00 seg</b>	.. Inicio de la simulación	
<b>1,00 seg</b>	.. Cortocircuito bifásico franco a tierra en línea Ancoa-Alto Jahuel L1 extremo Ancoa.	Simulación de Falla
	. Punteo de los capacitores serie de las líneas Charrúa-Ancoa y Ancoa – Alto Jahuel	
<b>1,12 seg</b>	. Apertura de los interruptores de las líneas Ancoa-Alto Jahuel 500kV.	
	. Despeje del Cortocircuito.	
	. Apertura puente capacitores serie Charrúa - Ancoa	
	. Apertura de los interruptores de las líneas Ancoa-Itahue 220kV.	Evitar colapso del subsistema centro norte por respuestas dinámicas insatisfactorias ante la inyección de potencia al sistema de 154kV.
	. Apertura del autotransformador Ancoa 500/220kV	Desvincular a las centrales Pehuenche y Loma Alta del subsistema Sur, el cual en condiciones normales posee un exceso de generación.

Tabla 9.5 - Descripción de Eventos para la Simulación de la Contingencia

En base a estos eventos, se procede a simular la falla en los escenarios diseñados para el estudio de la misma.

**Sobre escenario BASE**

Considerando los eventos detallados en la Tabla 9.1 se simula la doble contingencia para un escenario de demanda media y una transferencia total de 1470MW. La siguiente figura muestra la redistribución de flujos en la S/E Ancoa para el escenario considerado.

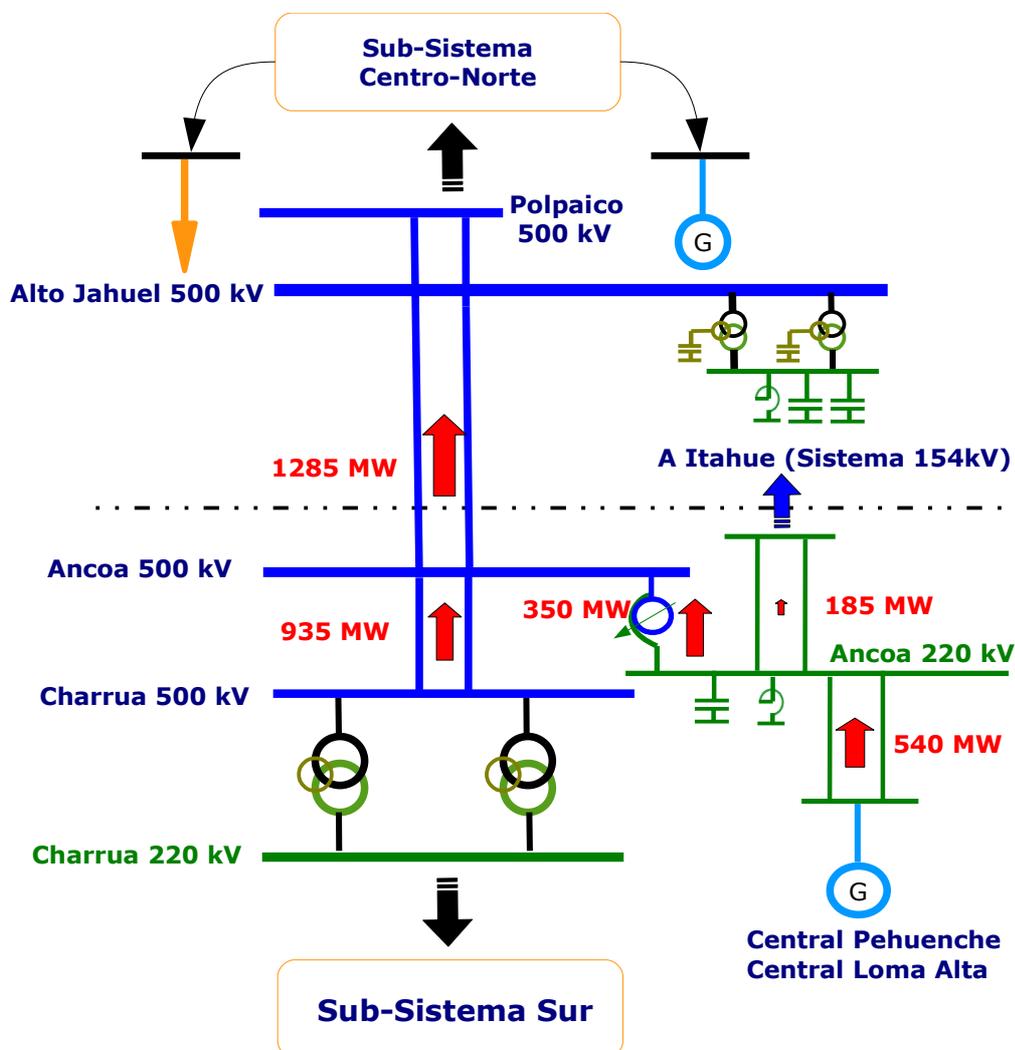


Figura 9.4 - Distribución de Flujos - Demanda Media - Transferencia Total 1470MW

Luego de la sucesión de eventos desencadenados por la falla, el desbalance total de potencia es de 1470MW para el subsistema norte, y 935 MW para el subsistema sur.

La simulación se realiza considerando en servicio los recursos 1, 2, 3 y 4 desarrollados para la fase 2 de PDCE. Los recursos 1, 2 y 3 diseñados para el subsistema norte resultan globales y no requieren ningún tipo de comunicación o acción adicional para activarlos. El recurso 4 necesita ser desencadenado de manera remota desde la S/E Ancoa.

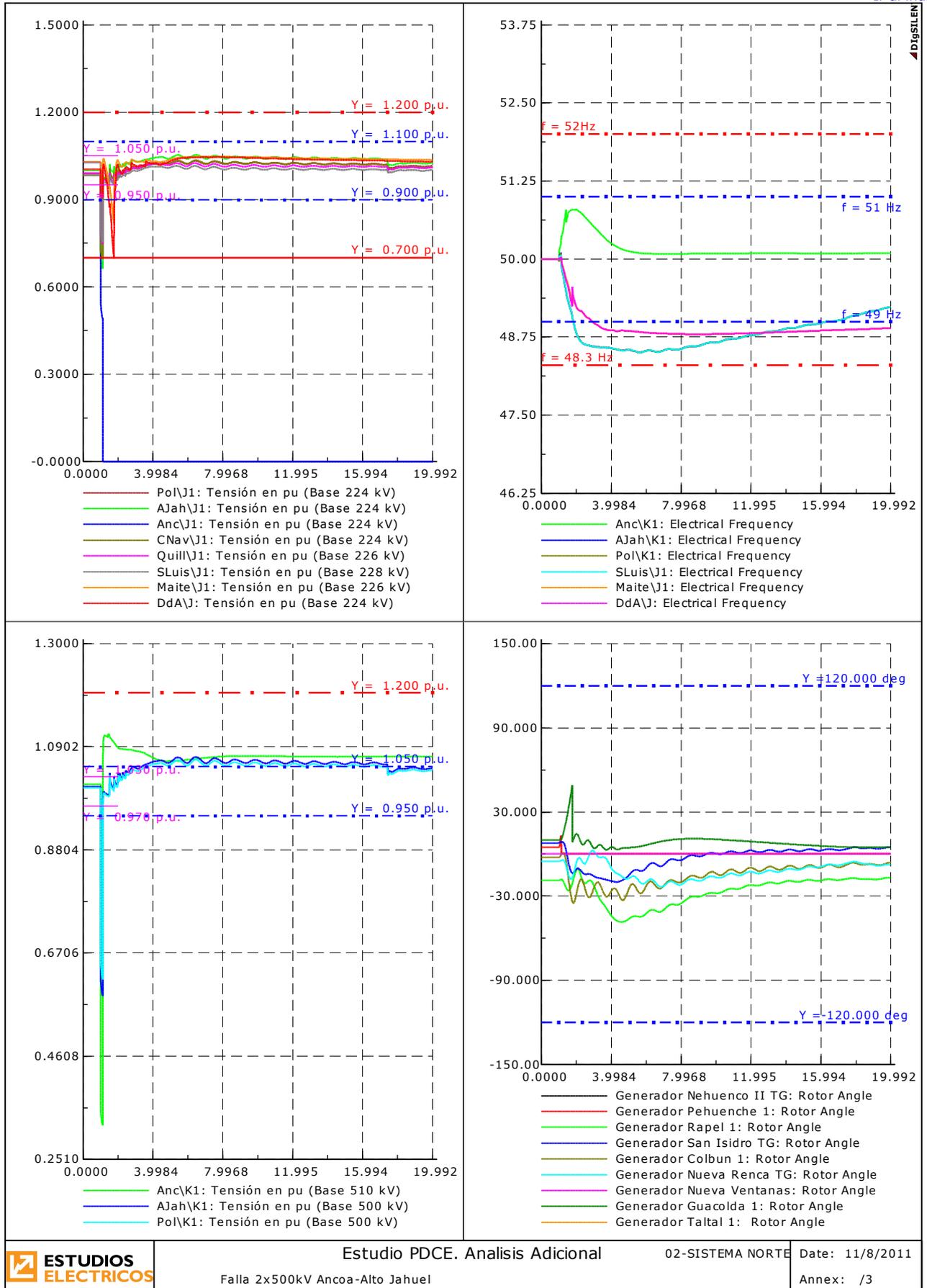


Figura 9.5 - Simulación Demanda Media – Transferencia 1470 MW

[Ir al índice](#)

Las evoluciones de las variables muestran una respuesta satisfactoria respecto a la evolución libre.

Del análisis de la Figura 9.5 pueden extraerse las siguientes conclusiones:

- Los cortes adicionales desarrollados para la fase 2 de PDCE permiten un restablecimiento de la frecuencia del subsistema CENTRO con un margen de seguridad similar al adoptado para los estudios del plan de defensa.
- El esquema de sincrofasores evita el colapso angular y en tensión aislando el subsistema NORTE, el que permanece estable en tensión y frecuencia.
- El recurso 3 permite controlar las tensiones de las barras de 500kV, de manera que a los 20 segundos de despejada la falla, se cumpla con las exigencias de la NTSyCS en cuanto a niveles de tensión post-contingencia.
- El recurso 4 permite evitar el colapso por sobrefrecuencia en el subsistema SUR, mediante el disparo de las unidades vinculadas al esquema ya desarrollado.

A pesar de estas acciones positivas, en la evolución de las tensiones, potencias y ángulos de las unidades generadoras se observan oscilaciones no amortiguadas de potencia, al cabo de los 20 segundos de simulación. Estas oscilaciones están causadas por el comportamiento de los generadores de la red de 154kV, los cuales se encuentran en una red debilitada al producirse la apertura del vínculo Ancoa - Itahue.

La siguiente figura muestra la evolución de los ángulos de las principales unidades generadoras de la red mencionada.

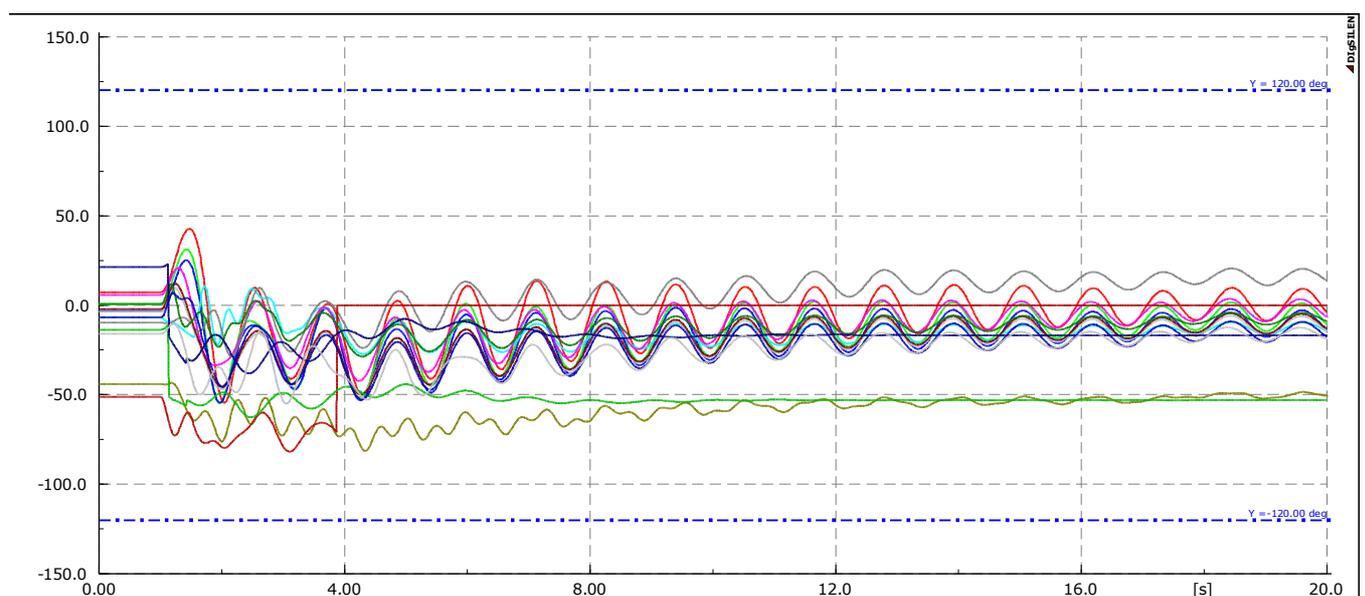


Figura 9.6 - Ángulo de Generadores de la Red 7 - Falla Doble Ancoa-Alto Jahuel

[Ir al índice](#)

Si bien en primera instancia podría pensarse que este comportamiento es consecuencia de la falla doble, se observa que la falla simple del transformador de Itahue 220/154/66kV provoca el mismo efecto. En la siguiente figura se muestra la evolución del ángulo de las mismas unidades mostradas en la Figura 9.6.

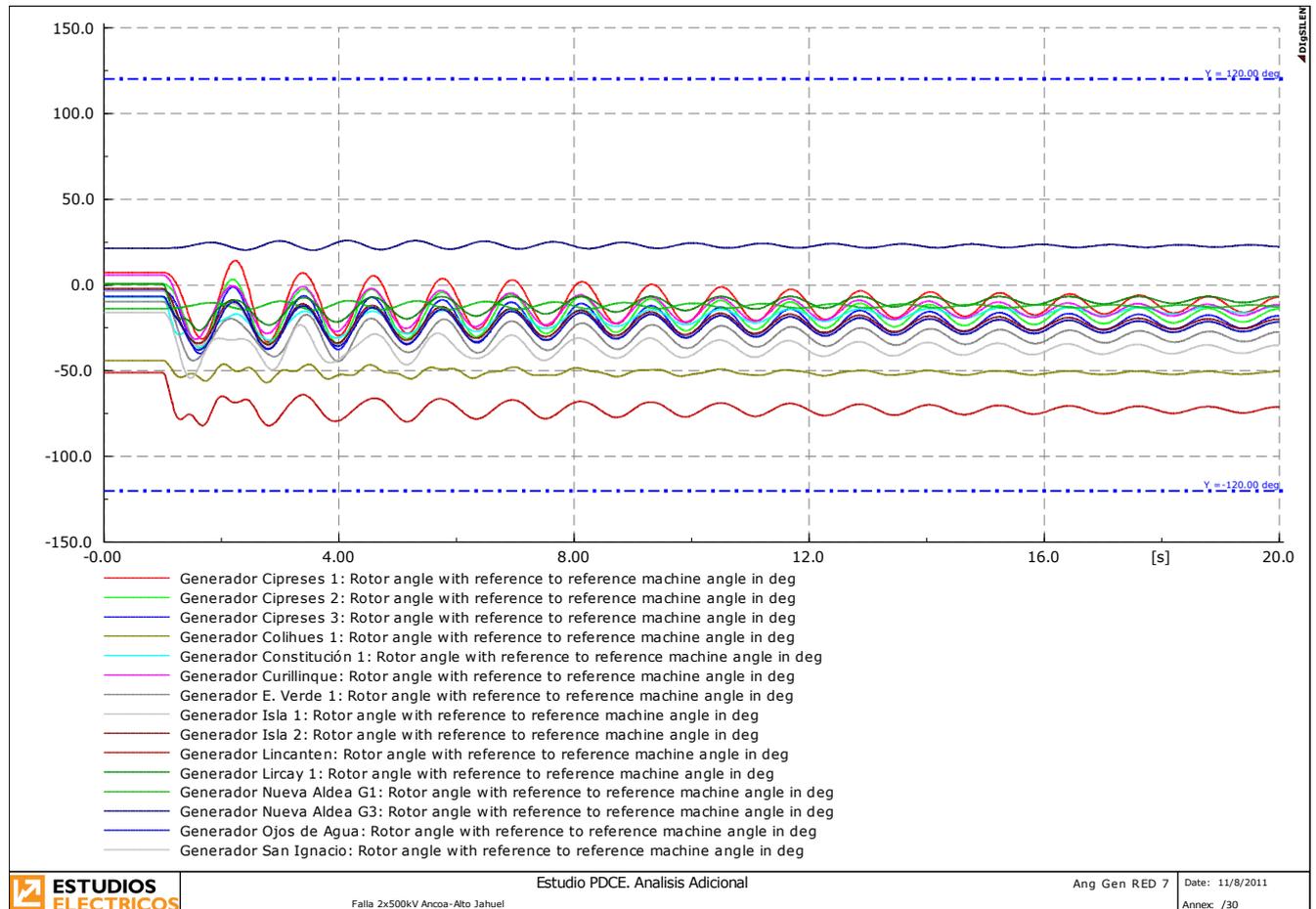


Figura 9.7 - Ángulo de Generadores de la Red 7 – Falla Simple Transformador 220/154/66 kV de Itahue

A partir de esto, se infiere en que las oscilaciones electromecánicas observadas corresponden a inestabilidad de pequeña señal.

Con el fin de mejorar esta condición, se ajustan estabilizadores en la unidad de Currillinque de manera que estas oscilaciones resulten amortiguadas. Los ajustes propuestos para estas unidades corresponden a los preliminares resultantes del “*Estudio de operación de estabilizadores del sistema de potencia - Fase II*” actualmente en desarrollo por el consultor.

En la siguiente figura, se muestra la comparación de la evolución del ángulo y la tensión terminal de la unidad generadora de la central Curillinque con y sin la puesta en servicio del PSS.

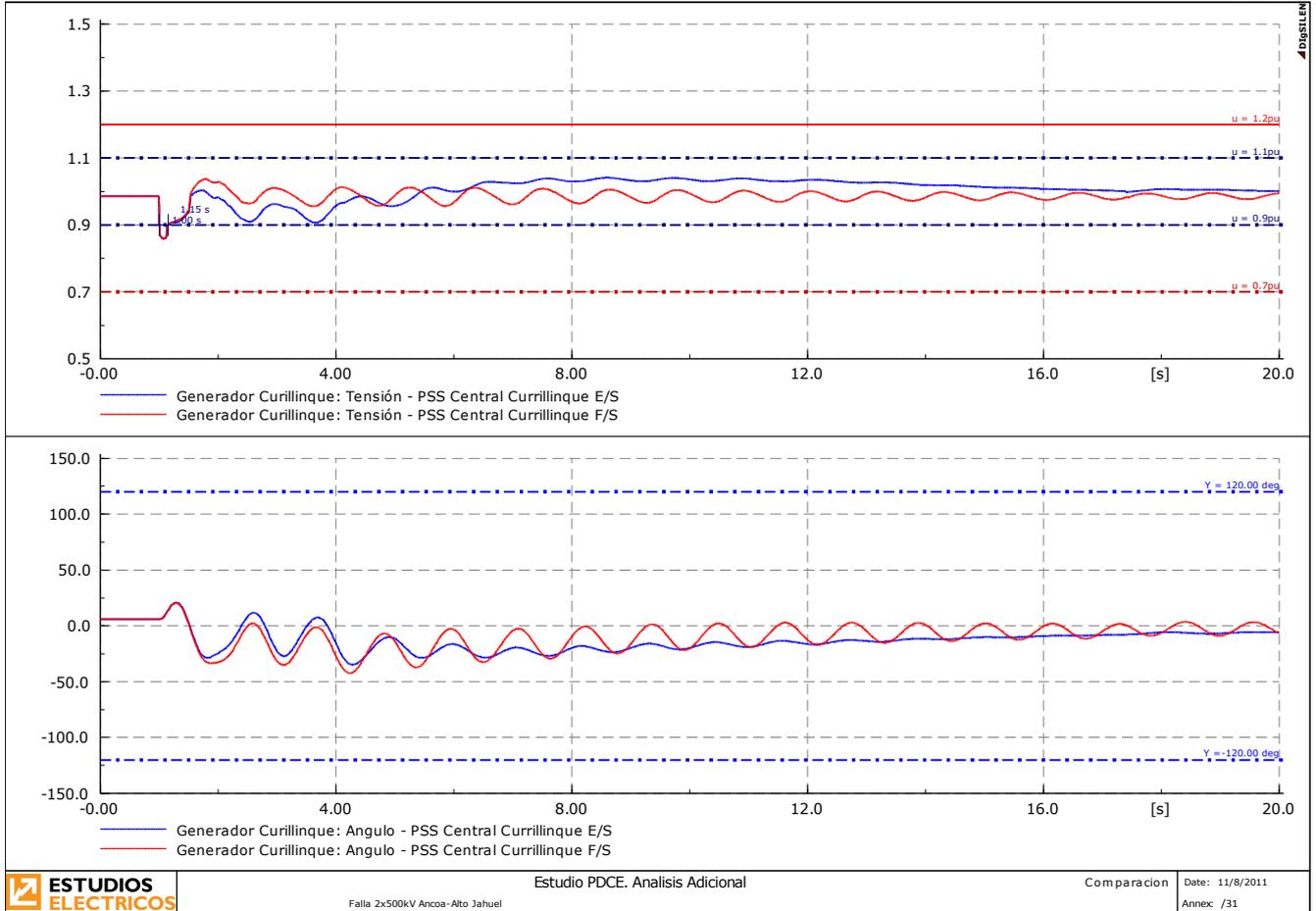


Figura 9.8 - Ángulo de Generadores de la Red 7 - PSS Central Curillinque F/S y E/S

Se observa un buen amortiguamiento de las oscilaciones de potencia, lo que refleja que la solución a esta problemática se encuentra directamente relacionada con el ajuste de estabilizadores en la zona.

Finalmente se muestra la respuesta global del sistema considerando el estabilizador de la central Currillinque en servicio.

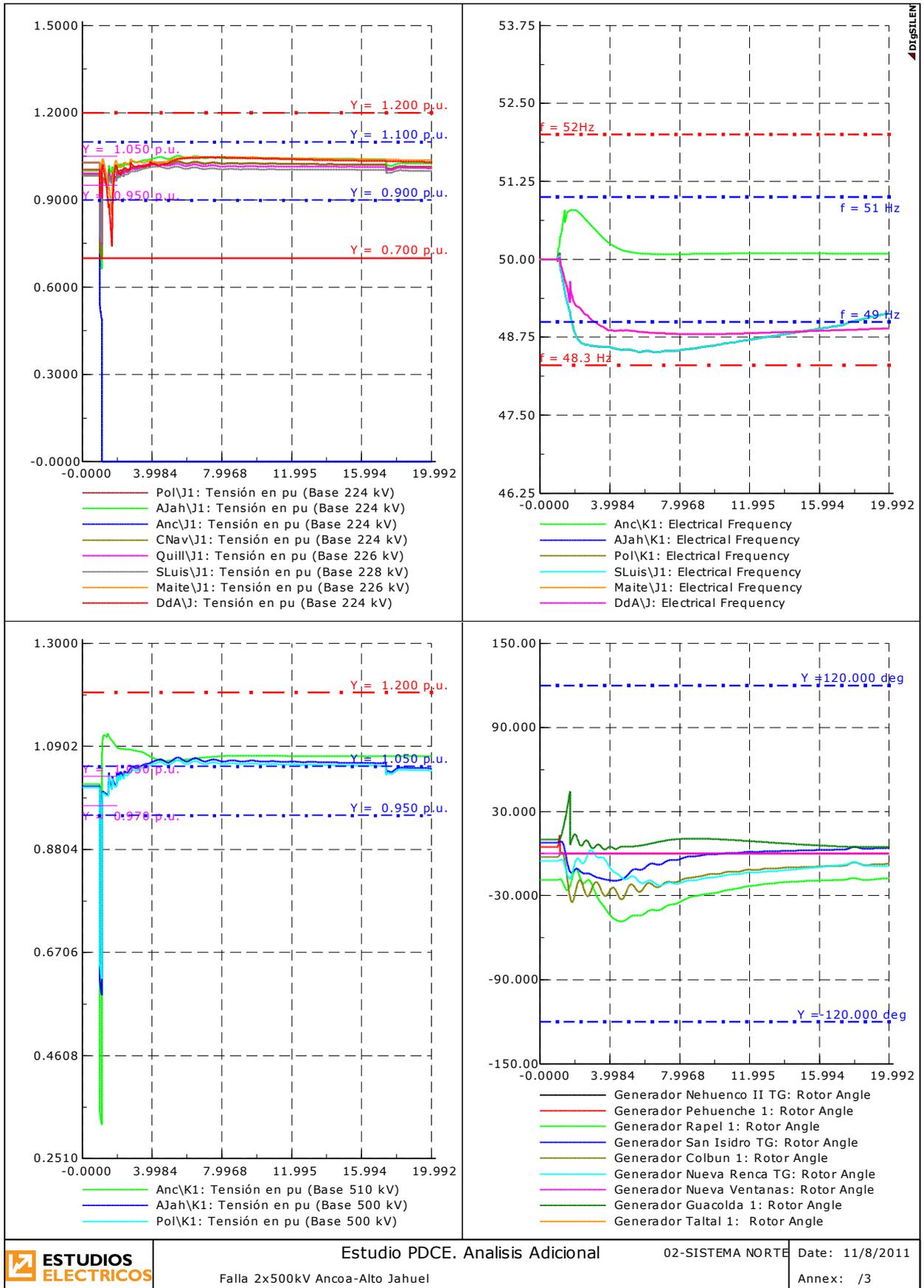


Figura 9.9 - Simulación Demanda Media - Transferencia 1470 MW - Estabilizador Curillínque E/S

[Ir al índice](#)

Los siguientes puntos muestran el resumen de las características del escenario y la actuación de los recursos implementados para el PDCE Fase 2 para la simulación correspondiente a la Figura 9.9.

### • Características del Escenario

La siguiente tabla muestra los principales datos de interés del escenario considerado base.

ESCENARIO	Nombre Escenario	DM_1470MW_ANC-AJAH
	Generación SIC [MW]	6390
	Fecha considerada	marzo 2012
	P Ancoa → Alto Jahuel [MW]	1285,0
	P Ancoa → Itahue [MW]	185,0
	P Charrúa → Ancoa [MW]	943,0
	Centrales Pehuenche+L. Alta [MW]	540,0
	Reserva CPF Norte [MW]	0,0
	Reserva CPF Centro [MW]	160,0
	Reserva CPF Sur [MW]	180,0

Tabla 9.6 - Características del Escenario

### • Recurso 1

La siguiente tabla muestra el resumen de las principales variables relacionadas con la actuación del Recurso 1.

RECURSO 1	DAC Activado [MW]	759
	Gradiente de frec. @49,5Hz [Hz/s]	-1,5
	Escalón 1 EDACxCEx [MW]	204,7
	Escalón 2 EDACxCEx [MW]	290,1
	Escalón 3 EDACxCEx [MW]	10
	Corte Total x Recurso 1 [MW]	504,8
	Corte Total DAC [MW]	1263,8
	fmin (centro) [Hz]	48,5
	F @20seg (centro) [Hz]	49,2
	¿estable en frecuencia?	✓

Tabla 9.7 - Resumen de Actuación del Recurso 1

Las evoluciones dinámicas de la figura 9.9 sumadas a los datos mostrados en la tabla anterior, permiten deducir que la actuación del EDAC por baja frecuencia complementado con el EDAC adicional para contingencias extremas resulta satisfactoria, evitando el colapso por subfrecuencia del subsistema.

• **Recurso 2**

La Tabla 9.8 muestra el resumen de las principales variables relacionadas con la actuación del Recurso 2.

RECURSO 2	¿Abrió?	✓
	Tiempo de actuación [mseg]	597
	¿estable angularmente?	✓
	fmin (norte) [Hz]	48
	fmax (norte) [Hz]	-
	f @20seg (norte) [Hz]	49
	¿estable en frecuencia?	✓
	Umin Diego de Almagro [pu]	0,74
	¿estable en tensión?	✓

Tabla 9.8 - Resumen de Actuación del Recurso 2

Al igual que en los escenarios críticos desarrollados en la fase 2 del estudio de PDCE, el desbalance de potencia generado por la separación del sistema en dos islas eléctricas, provoca fenómenos de inestabilidad angular y colapsos por tensión en la zona norte del sistema.

En este caso particular, la actuación del esquema de sincrofasores permite evitar estos casos de inestabilidad, separando al subsistema CENTRO – NORTE en otras dos islas eléctricas, a partir de la apertura de los interruptores de la S/E Pan de Azúcar.

• **Recurso 3**

La Tabla 9.9 muestra el resumen de las principales variables relacionadas con la actuación del Recurso 3.

RECURSO 3	CCEE A. Jahuel 1 (220kV)	✗
	CCEE A. Jahuel 2 (220kV)	✗
	CCEE A. Jahuel 3 (66kV)	✓
	CCEE A. Jahuel 4 (66kV)	✗
	U @20s A. Jahuel 500kV [pu]	1,05
	U @20s A. Jahuel 220kV [pu]	1,02
	CCEE Ancoa 1 (220kV)	x
	U @20s Polpaico 500kV [pu]	1,04
	U @20s Polpaico 220kV [pu]	1,04
	¿cumple NT SyCS?	✓

Tabla 9.9 - Resumen de Actuación del Recurso 3


[Ir al índice](#)

La implementación del Recurso 3 sumada a la actuación del actual esquema de MAIS, permiten disminuir los niveles de tensión de las barras del sistema de manera de cumplir con las exigencias de la NTSyCS.

- **Recurso 4**

La siguiente tabla muestra el resumen de las principales variables relacionadas con la actuación del Recurso 4.

UNIDADES DESCONECTADAS	PRIORIDAD 1	Bloque Rucúe	✓
		Bloque Abanico	✓
	PRIORIDAD 2	Antuco 1	x
		Antuco 2	x
		El Toro 1	x
		El Toro 2	F/S
		El Toro 3	F/S
		El Toro 4	F/S
		Bloque Ralco	✓
		Bloque Campanario	F/S
	PRIORIDAD 3	Los Pinos	F/S
		Santa Lidia	F/S
		Santa María	✓
	PRIORIDAD 4	Bloque Laja	x
		P objetivo [MW]	821,8
	P desvinculada [MW]	872,1	
RESULTADOS	fmáx [Hz]	50,8	
	f @20s [Hz]	50,1	
	Máquinas que permanecen en CPF	5	

Tabla 9.10 - Resumen de Actuación del Recurso 4

El algoritmo desarrollado para la fase 2 de PDCE permite desvincular unidades del subsistema SUR en base a la transferencia por el doble circuito Charrúa-Ancoa; los resultados obtenidos resultan satisfactorios, evitando el colapso del subsistema SUR.

Se recomienda su activación ante la ocurrencia de la falla analizada.

### **Sobre escenarios adicionales**

Analizado el escenario considerado base, se simula la doble contingencia sobre los escenarios adicionales detallados en el punto 9.4 del presente informe los cuales contemplan diversas condiciones de demanda y transferencia. Es importante destacar que los escenarios contemplan las condiciones más críticas y particulares para evaluar el esquema.

Para verificar el comportamiento del esquema se consideran escenarios con dos topologías del sistema de 500kV, a saber:

- **Sin Seccionamiento (SS):** Topología Actual. Considera la topología del sistema de 500kV con circuitos Ancoa – Alto Jahuel y Ancoa-Popaico.
- **Con Seccionamiento (CS):** Topología Futura. Considera circuitos dobles entre Ancoa-Alto Jahue y Ancoa-Polpaico.

**Escenario: DM\_1815MW\_ANC-AJAH – CS**

Considerando un escenario de demanda media, se eleva el nivel de transferencia hasta 1600MW por el doble vínculo de 500kV. La potencia total de desbalance al ocurrir la doble contingencia y apertura del doble circuito a Itahue es de 1815MW.

Tal como puede apreciarse, la respuesta del sistema es satisfactoria ante esta condición de transferencia. Producto de la falla, se activan los escalones 1 al 5 del EDAC por baja frecuencia y los 3 escalones disponibles del EDACxCEX. Esto permite restablecer la frecuencia ante el gran desbalance postcontingencia. Además se requiere la actuación del esquema de sincrofasores para evitar el colapso del subsistema.

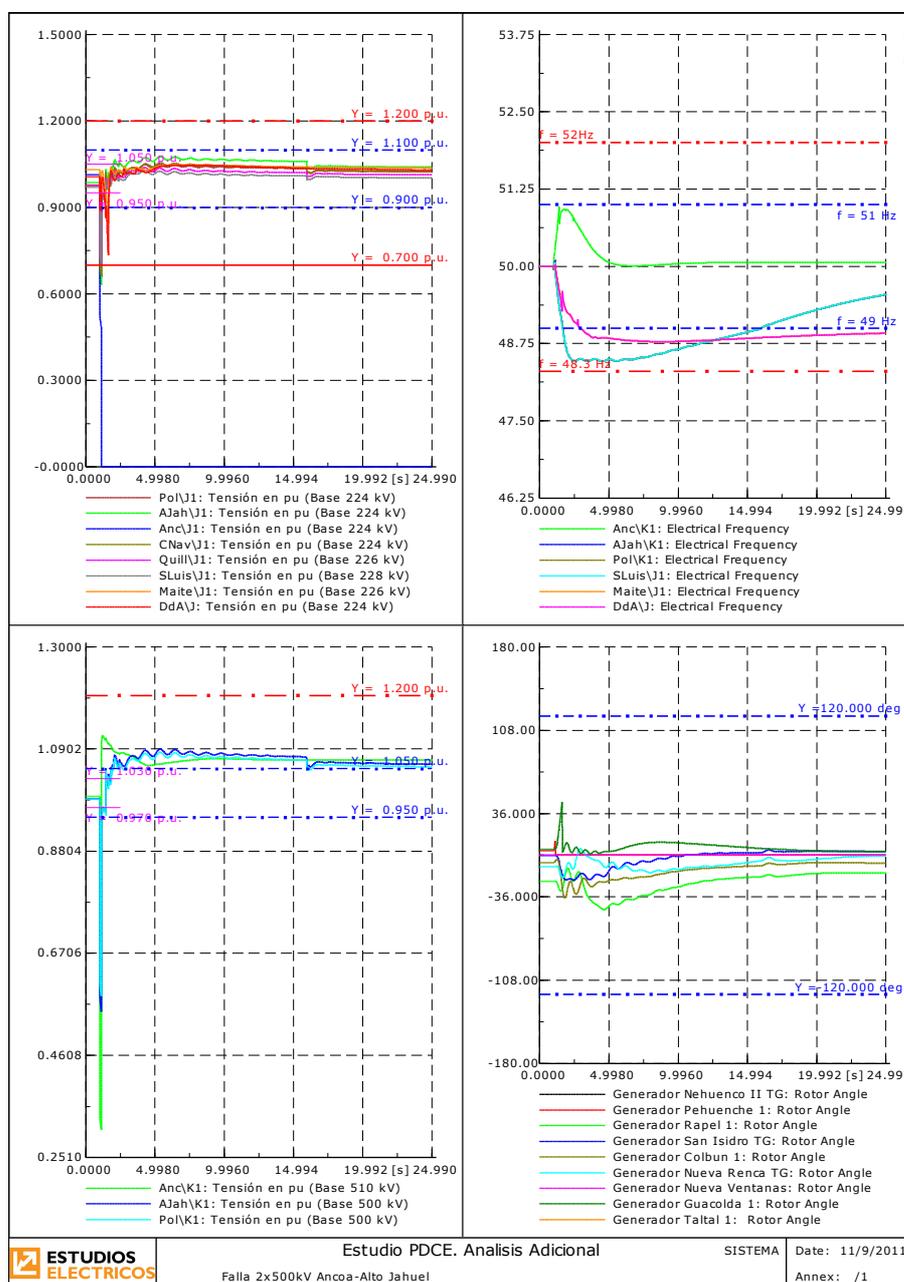


Figura 9.10 - Simulación Demanda Media – Transferencia 1815 MW - Con Seccionamiento



ESQUEMAS DE CNTRL ACTIVADOS / RESULTADOS FINALES		Escenario	
		DM_1815MW_ANC-AJAH - CS	
EDAC	EDAC Activado [MW]	917,0	
	Gradiente de frec. @49,5Hz [Hz/s]	-1,95	
RECURSO 1	Escalón 1 EDACxCEX [MW]	204,7	
	Escalón 2 EDACxCEX [MW]	290,1	
	Escalón 3 EDACxCEX [MW]	308,0	
	Corte Total x Recurso 1 [MW]	802,8	
	Corte Total DAC [MW]	1719,8	
	fmin (centro) [Hz]	48,5	
	f @20seg (centro) [Hz]	49,6	
	¿estable en frecuencia?	✓	
	¿Abrió?	✓	
	Tiempo de actuación [mseg]	506	
RECURSO 2	¿estable angularmente?	✓	
	fmin (norte) [Hz]	48,8	
	fmax (norte) [Hz]	-	
	f @20seg (norte) [Hz]	48,9	
	¿estable en frecuencia?	✓	
	Umin Diego de Almagro [pu]	0,73	
	¿estable en tensión?	✓	
	CCEE A. Jahuel 1 (220kV)	x	
CCEE A. Jahuel 2 (220kV)	x		
CCEE A. Jahuel 3 (66kV)	✓		
CCEE A. Jahuel 4 (66kV)	x		
RECURSO 3	U @20s A. Jahuel 500kV [pu]	1,055	
	U @20s A. Jahuel 220kV [pu]	1,055	
	U @20s Polpaico 500kV [pu]	1,05	
	U @20s Polpaico 220kV [pu]	1,05	
	¿cumple NT SyCS?	✓	
	P objetivo [MW]	1192	
	P desvinculada [MW]	1229	
RECURSO 4	Generadores/Bloques Desvinculados	Abanico, Rucue, Ralco, El Toro 1, Santa María	
	f máx [Hz]	50,9	
	f @20s [Hz]	50,1	

## Escenario: DM\_1815MW\_ANC-AJAH – SS

Considerando un escenario similar al del punto anterior pero considerando la topología actual del sistema de 500kV, se obtiene la respuesta mostrada en la siguiente figura.

Tal como se observa en la figura, las variables del sistema poseen el mismo comportamiento que para el caso de topología futura.

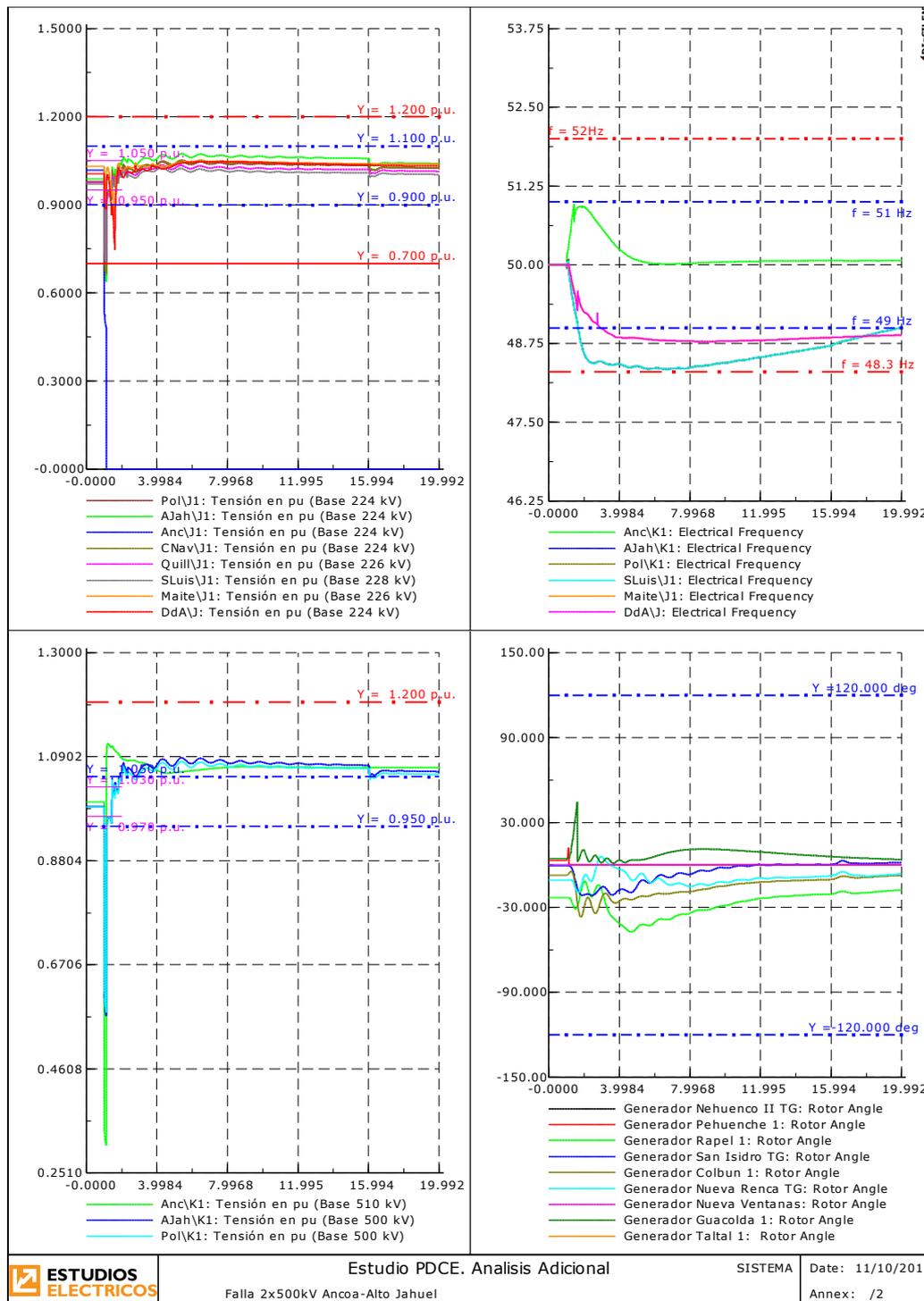


Figura 9.11 - Simulación Demanda Media – Transferencia 1815 MW – Sin Seccionamiento

ESQUEMAS DE CNTRL ACTIVADOS / RESULTADOS FINALES		Escenario	DM_1815MW_ANC-AJAH - SS
	EDAC	EDAC Activado [MW]	916,6
	RECURSO 1	Gradiente de frec. @49,5Hz [Hz/s]	-2
		Escalón 1 EDACxCEX [MW]	204,7
		Escalón 2 EDACxCEX [MW]	290,1
		Escalón 3 EDACxCEX [MW]	276,8
		Corte Total x Recurso 1 [MW]	771,6
		Corte Total DAC [MW]	1688,2
		fmin (centro) [Hz]	48,4
		f @20seg (centro) [Hz]	49,1
		¿estable en frecuencia?	✓
		¿Abrió?	✓
	RECURSO 2	Tiempo de actuación [mseg]	503
		¿estable angularmente?	✓
		fmin (norte) [Hz]	48,8
		fmax (norte) [Hz]	-
		f @20seg (norte) [Hz]	48,9
		¿estable en frecuencia?	✓
		Umin Diego de Almagro [pu]	0,75
	¿estable en tensión?	✓	
	RECURSO 3	CCEE A. Jahuel 1 (220kV)	x
		CCEE A. Jahuel 2 (220kV)	x
		CCEE A. Jahuel 3 (66kV)	✓
		CCEE A. Jahuel 4 (66kV)	x
		U @20s A. Jahuel 500kV [pu]	1,055
		U @20s A. Jahuel 220kV [pu]	1,055
		U @20s Polpaico 500kV [pu]	1,055
		U @20s Polpaico 220kV [pu]	1,055
	¿cumple NT SyCS?	✓	
	RECURSO 4	P objetivo [MW]	1192
		P desvinculada [MW]	1229
		Generadores/Bloques Desvinculados	Abanico, Rucue, Ralco, El Toro 1, Santa María
f máx [Hz]		50,9	
f @20s [Hz]		50,1	

**Escenario: DA\_930MW\_ANC-AJAH - CS**

Considerando un escenario de demanda alta, se lleva a la transferencia del doble vínculo de 500kV hasta 736MW por el doble vínculo de 500kV. La potencia total de desbalance al ocurrir la doble contingencia y apertura del doble circuito a Itahue es de 930MW. Este escenario representa una criticidad media debido a que las transferencias involucradas no se encuentran en valores cercanos a los máximos permitidos.

Tal como puede apreciarse, la respuesta del sistema es satisfactoria ante esta condición de transferencia. Producto de la falla, se activan los escalones 1 al 5 del EDAC por baja frecuencia y los 3 escalones disponibles del EDACxCEX. Esto permite restablecer la frecuencia ante el gran desbalance post-contingencia. Como puede observarse, en este escenario no se requiere la apertura y separación en islas debido a que no se registra un colapsos angulares y en tensión.

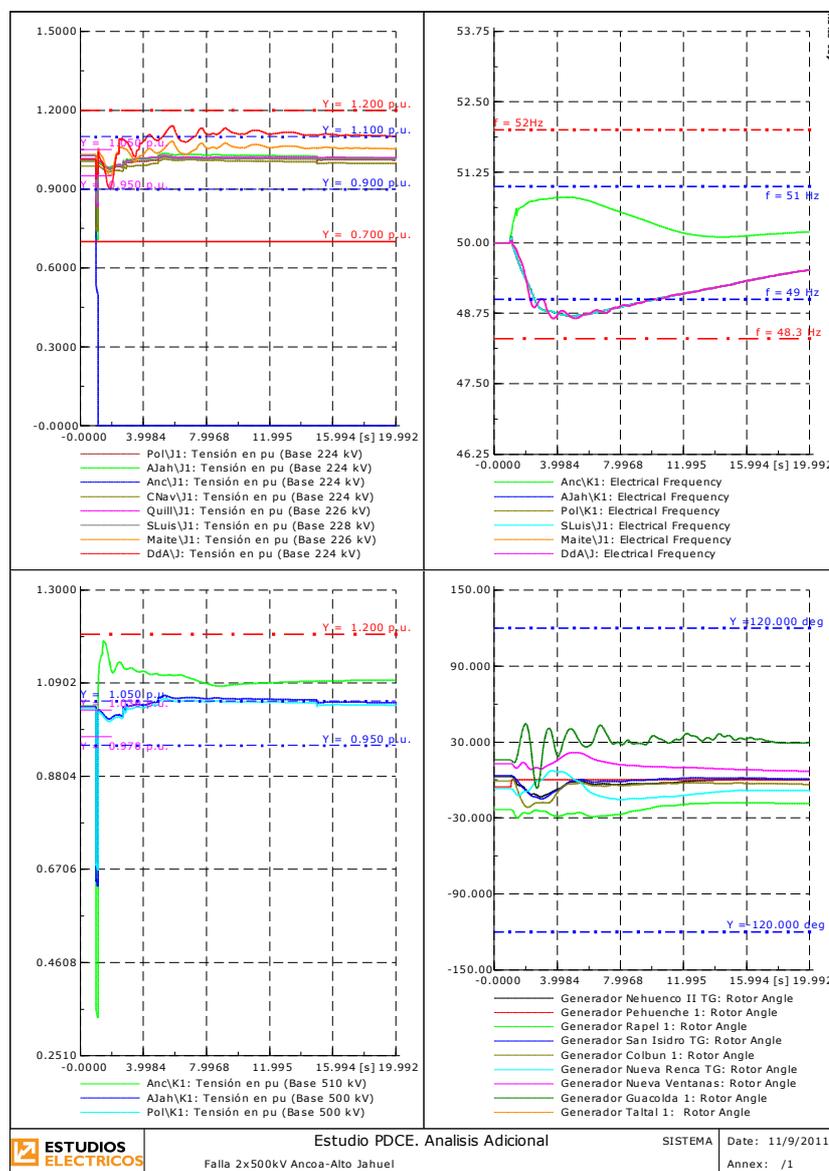


Figura 9.12 - Simulación Demanda Alta – Transferencia 930 MW



ESQUEMAS DE CNTRL ACTIVADOS / RESULTADOS FINALES		DA_930MW_ANC-AJAH	
		Escenario	DA_930MW_ANC-AJAH
EDAC	EDAC Activado [MW]	734,7	
	Gradiente de frec. @49,5Hz [Hz/s]	-0,9	
RECURSO 1	Escalón 1 EDACxCEX [MW]	59,2	
	Escalón 2 EDACxCEX [MW]	21,4	
	Escalón 3 EDACxCEX [MW]	0,0	
	Corte Total x Recurso 1 [MW]	80,6	
	Corte Total DAC [MW]	815,3	
	fmin (centro) [Hz]	48,6	
	f @20seg (centro) [Hz]	49,5	
	¿estable en frecuencia?	✓	
	¿Abrió?	✗	
	Tiempo de actuación [mseg]	-	
RECURSO 2	¿estable angularmente?	✓	
	fmin (norte) [Hz]	48,8	
	fmax (norte) [Hz]	-	
	f @20seg (norte) [Hz]	49,5	
	¿estable en frecuencia?	✓	
	Umin Diego de Almagro [pu]	0,95	
	¿estable en tensión?	✓	
	CCEE A. Jahuel 1 (220kV)	✓	
RECURSO 3	CCEE A. Jahuel 2 (220kV)	x	
	CCEE A. Jahuel 3 (66kV)	x	
	CCEE A. Jahuel 4 (66kV)	x	
	U @20s A. Jahuel 500kV [pu]	1,050	
	U @20s A. Jahuel 220kV [pu]	1,050	
	U @20s Polpaico 500kV [pu]	1,04	
	U @20s Polpaico 220kV [pu]	1,04	
	¿cumple NT SyCS?	✓	
RECURSO 4	P objetivo [MW]	435	
	P desvinculada [MW]	466	
	Generadores/Bloques Desvinculados	Abanico, El Toro 1, Ralco	
	f máx [Hz]	50,8	
	f @20s [Hz]	50,2	

**Escenario: DA\_1830MW\_ANC-AJAH - CS**

Se eleva la transferencia por el doble circuito Ancoa-Alto Jahuel hasta 1620MW totalizando una potencia de 1830MW de desbalance post-contingencia. Los resultados se muestran en la siguiente figura donde puede notarse la correcta recuperación del sistema luego de la actuación de los recursos diseñados.

Dado el gran desbalance de potencia, el gradiente de frecuencia supera los -1,9Hz/seg activando los tres escalones de EDAC adicional. Esta condición favorece a la recuperación de la frecuencia y evita el colapso. A su vez, el esquema de sincrofasores evita el colapso por subfrecuencia del subsistema.

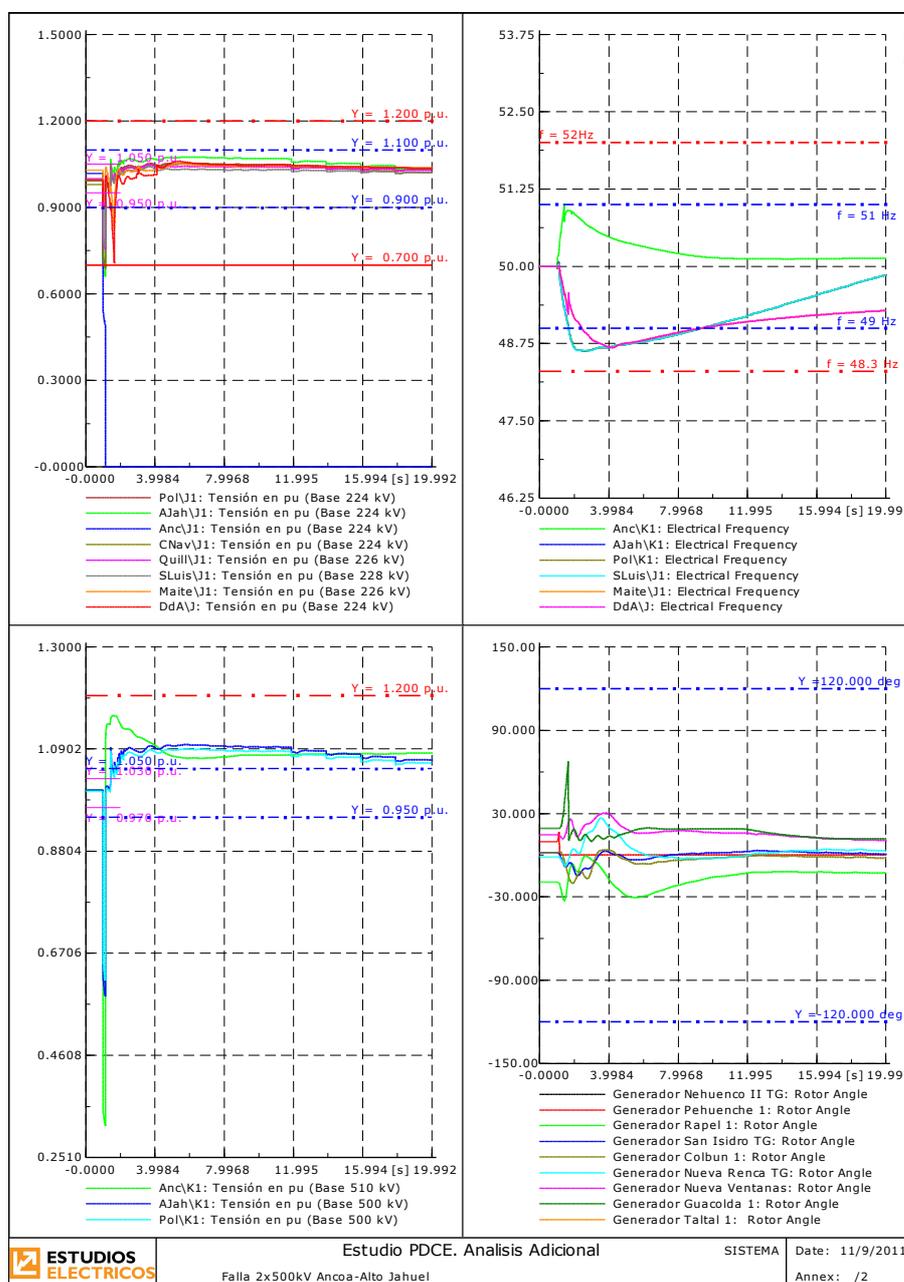


Figura 9.13 - Simulación Demanda Alta – Transferencia 1830 MW



ESQUEMAS DE CNTRL ACTIVADOS / RESULTADOS FINALES		Escenario	DA_1830MW_ANC-AJAH - CS
	EDAC	EDAC Activado [MW]	882,0
	RECURSO 1	Gradiente de frec. @49,5Hz [Hz/s]	-2,2
		Escalón 1 EDACxCEX [MW]	220,6
		Escalón 2 EDACxCEX [MW]	330,4
		Escalón 3 EDACxCEX [MW]	358,2
		Corte Total x Recurso 1 [MW]	909,1
		Corte Total DAC [MW]	1791,0
		fmin (centro) [Hz]	48,6
		f @20seg (centro) [Hz]	49,8
		¿estable en frecuencia?	✓
		¿Abrió?	✓
	RECURSO 2	Tiempo de actuación [mseg]	533
		¿estable angularmente?	✓
		fmin (norte) [Hz]	48,7
		fmax (norte) [Hz]	-
		f @20seg (norte) [Hz]	49,3
		¿estable en frecuencia?	✓
		Umin Diego de Almagro [pu]	0,73
	¿estable en tensión?	✓	
	RECURSO 3	CCEE A. Jahuel 1 (220kV)	✓
		CCEE A. Jahuel 2 (220kV)	✓
		CCEE A. Jahuel 3 (66kV)	✓
		CCEE A. Jahuel 4 (66kV)	✓
		U @20s A. Jahuel 500kV [pu]	1,060
		U @20s A. Jahuel 220kV [pu]	1,050
		U @20s Polpaico 500kV [pu]	1,05
		U @20s Polpaico 220kV [pu]	1,06
	¿cumple NT SyCS?	(*)	
	RECURSO 4	P objetivo [MW]	1276
		P desvinculada [MW]	1328
		Generadores/Bloques Desvinculados	Abanico, Rucue, El Toro 1, El Toro 2, Antuco 1, Antuco 2, Ralco
f máx [Hz]		51	
f @20s [Hz]		50,1	

(\*) Dado el gran desprendimiento de demanda necesario, al cabo de 20 segundos las tensiones de 500kV permanecen fuera de la banda de  $\pm 5\%$ . Sin embargo las tensiones de 220kV se encuentran dentro de los entornos exigidos por la NTSyCS

## Escenario: DA\_1830MW\_ANC-AJAH – SS

Considerando un escenario similar al del punto anterior pero considerando la topología actual del sistema de 500kV se obtiene la respuesta mostrada en la siguiente figura.

Tal como se observa en la figura, las variables del sistema poseen el mismo comportamiento que para el caso de topología futura.

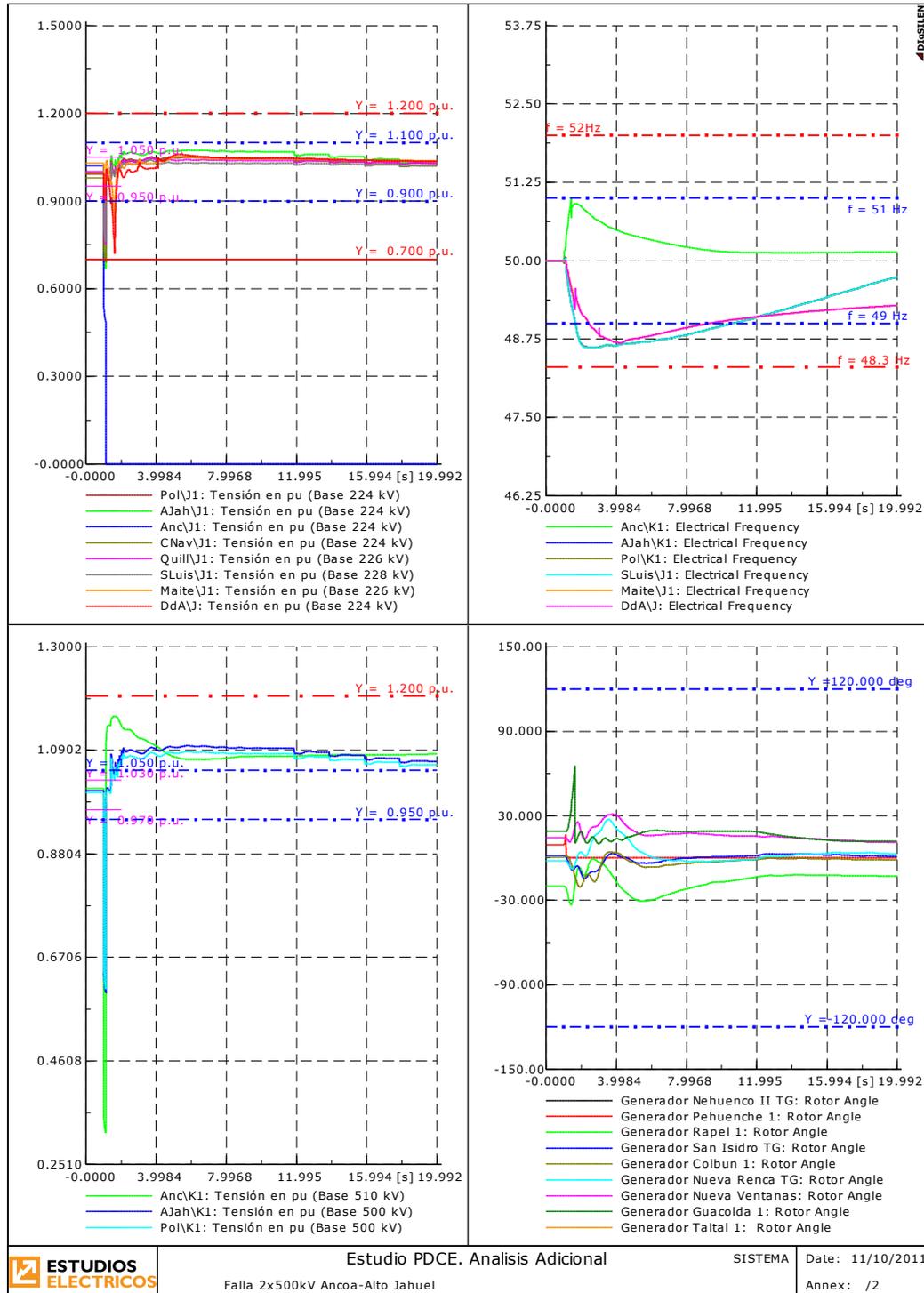


Figura 9.14 - Simulación Demanda Alta – Transferencia 1830 MW

ESQUEMAS DE CNTRL. ACTIVADOS / RESULTADOS FINALES		Escenario	DA_1830MW_ANC-AJAH - SS
	EDAC	EDAC Activado [MW]	901,6
	RECURSO 1	Gradiente de frec. @49,5Hz [Hz/s]	-2,0
		Escalón 1 EDACxCEX [MW]	220,6
		Escalón 2 EDACxCEX [MW]	330,4
		Escalón 3 EDACxCEX [MW]	323,6
		Corte Total x Recurso 1 [MW]	874,5
		Corte Total DAC [MW]	1776,1
		fmin (centro) [Hz]	48,6
		f @20seg (centro) [Hz]	49,7
		¿estable en frecuencia?	✓
		¿Abrió?	✓
	RECURSO 2	Tiempo de actuación [mseg]	531
		¿estable angularmente?	✓
		fmin (norte) [Hz]	48,7
		fmax (norte) [Hz]	-
		f @20seg (norte) [Hz]	49,3
		¿estable en frecuencia?	✓
		Umin Diego de Almagro [pu]	0,73
	¿estable en tensión?	✓	
	RECURSO 3	CCEE A. Jahuel 1 (220kV)	✓
		CCEE A. Jahuel 2 (220kV)	✓
		CCEE A. Jahuel 3 (66kV)	✓
		CCEE A. Jahuel 4 (66kV)	✓
		U @20s A. Jahuel 500kV [pu]	1,060
		U @20s A. Jahuel 220kV [pu]	1,060
		U @20s Polpaico 500kV [pu]	1,06
		U @20s Polpaico 220kV [pu]	1,06
		¿cumple NT SyCS?	(*)
	RECURSO 4	P objetivo [MW]	1276
		P desvinculada [MW]	1328
		Generadores/Bloques Desvinculados	Abanico, Rucue, El Toro 1, El Toro 2, Antuco 1, Antuco 2, Ralco
f máx [Hz]		51	
f @20s [Hz]		50,1	

(\*) Dado el gran desprendimiento de demanda necesario, al cabo de 20 segundos las tensiones de 500kV permanecen fuera de la banda de  $\pm 5\%$ . Sin embargo las tensiones de 220kV se encuentran dentro de los entornos exigidos por la NTSyCS

**Escenario: DB\_800MW\_ANC-AJAH – CS**

Considerando un escenario de demanda baja, se ajusta el nivel de transferencia de Ancoa → Alto Jahuel 500kV en 782MW. La potencia total de desbalance al ocurrir la doble contingencia y apertura del doble circuito a Itahue es de aproximadamente 800MW.

Tal como puede apreciarse, la respuesta del sistema es satisfactoria ante este nivel de demanda y transferencia. Producto de la falla, se activan los escalones 1 al 4 del EDAC por baja frecuencia y el escalón 1 de los escalones disponibles del EDACxCEX. Siendo que la frecuencia local en el sistema de 154kV decrece transitoriamente con una mayor tasa, se activan allí cortes adicionales de escalón 2. Esto permite restablecer la frecuencia ante tal desbalance postcontingencia. Como puede observarse, en este escenario no se requiere la apertura y separación en islas del subsistema norte debido a que no se registra un colapsos angulares y en tensión.

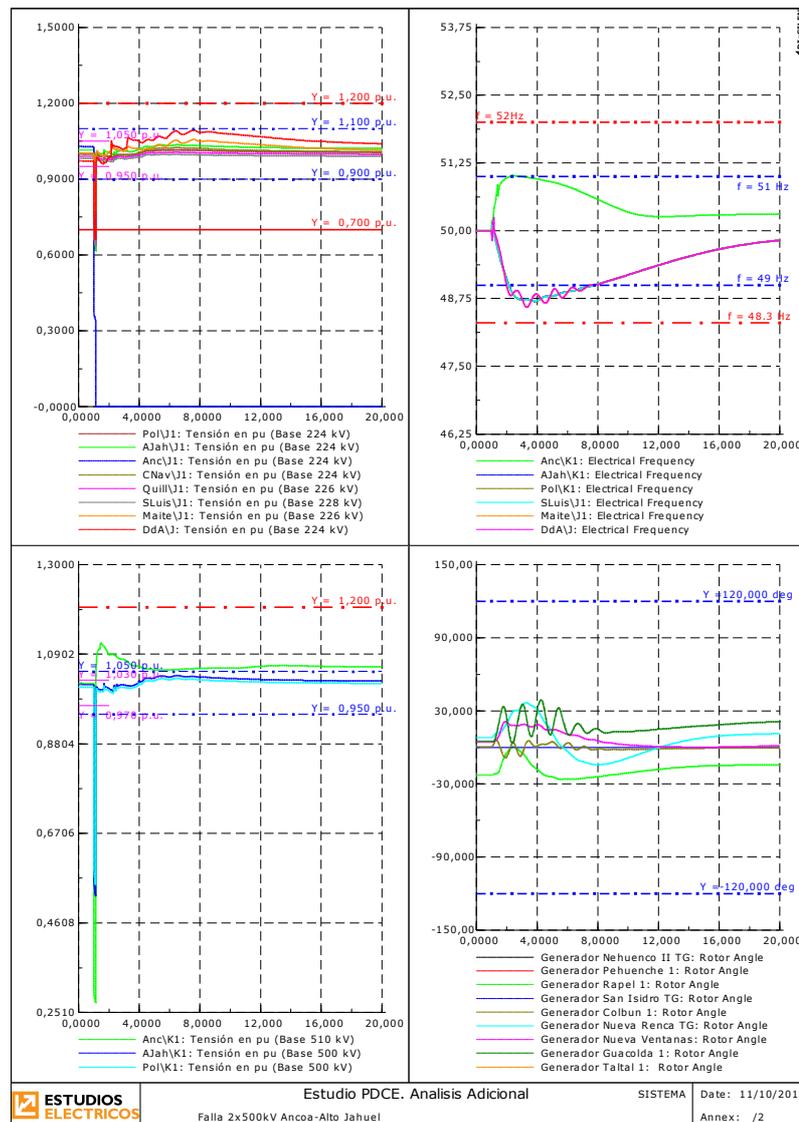


Figura 9.15 - Simulación Demanda Baja – Transferencia 1300 MW – Con Seccionamiento



ESQUEMAS DE CNTRL ACTIVADOS / RESULTADOS FINALES		Escenario	
			DB_800MW_ANC-AJAH
EDAC		EDAC Activado [MW]	482
		Gradiente de frec. @49,5Hz [Hz/s]	-0,9
RECURSO 1		Escalón 1 EDACxCEX [MW]	165,6
		Escalón 2 EDACxCEX [MW]	41,2
		Escalón 3 EDACxCEX [MW]	-
		Corte Total x Recurso 1 [MW]	206,8
		Corte Total DAC [MW]	689
		fmin (centro) [Hz]	48,7
		f @20seg (centro) [Hz]	49,8
		¿estable en frecuencia?	✓
		¿Abrió?	x
		Tiempo de actuación [mseg]	-
RECURSO 2		¿estable angularmente?	✓
		fmin (norte) [Hz]	48,6
		fmax (norte) [Hz]	-
		f @20seg (norte) [Hz]	49,8
		¿estable en frecuencia?	✓
		Umin Diego de Almagro [pu]	0,96
		¿estable en tensión?	✓
		CCEE A. Jahuel 1 (220kV)	x
RECURSO 3		CCEE A. Jahuel 2 (220kV)	x
		CCEE A. Jahuel 3 (66kV)	x
		CCEE A. Jahuel 4 (66kV)	x
		U @20s A. Jahuel 500kV [pu]	1,028
		U @20s A. Jahuel 220kV [pu]	1,022
		U @20s Polpaico 500kV [pu]	1,022
		U @20s Polpaico 220kV [pu]	1,006
		¿cumple NT SyCS?	✓
RECURSO 4		P objetivo [MW]	663
		P desvinculada [MW]	678
		Generadores/Bloques Desvinculados	Abanico, Rucue, Ralco, El Toro 2, Antuco 2
		f máx [Hz]	51,0
		f @20s [Hz]	50,3

**Escenario: DB\_1300MW\_ANC-AJAH – CS**

Considerando un escenario de demanda baja, se ajusta el nivel de transferencia de Ancoa → Alto Jahuel 500kV en 1235 MW. La potencia total de desbalance al ocurrir la doble contingencia y apertura del doble circuito a Itahue es de aproximadamente 1300MW.

Tal como puede apreciarse, la respuesta del sistema es satisfactoria ante este nivel de demanda y transferencia. Producto de la falla, se activan los escalones 1 al 5 del EDAC por baja frecuencia y los 3 escalones disponibles del EDACxCEX. Esto permite restablecer la frecuencia ante el gran desbalance postcontingencia. Como puede observarse, en este escenario no se requiere la apertura y separación en islas del subsistema norte debido a que no se registra un colapsos angulares y en tensión.

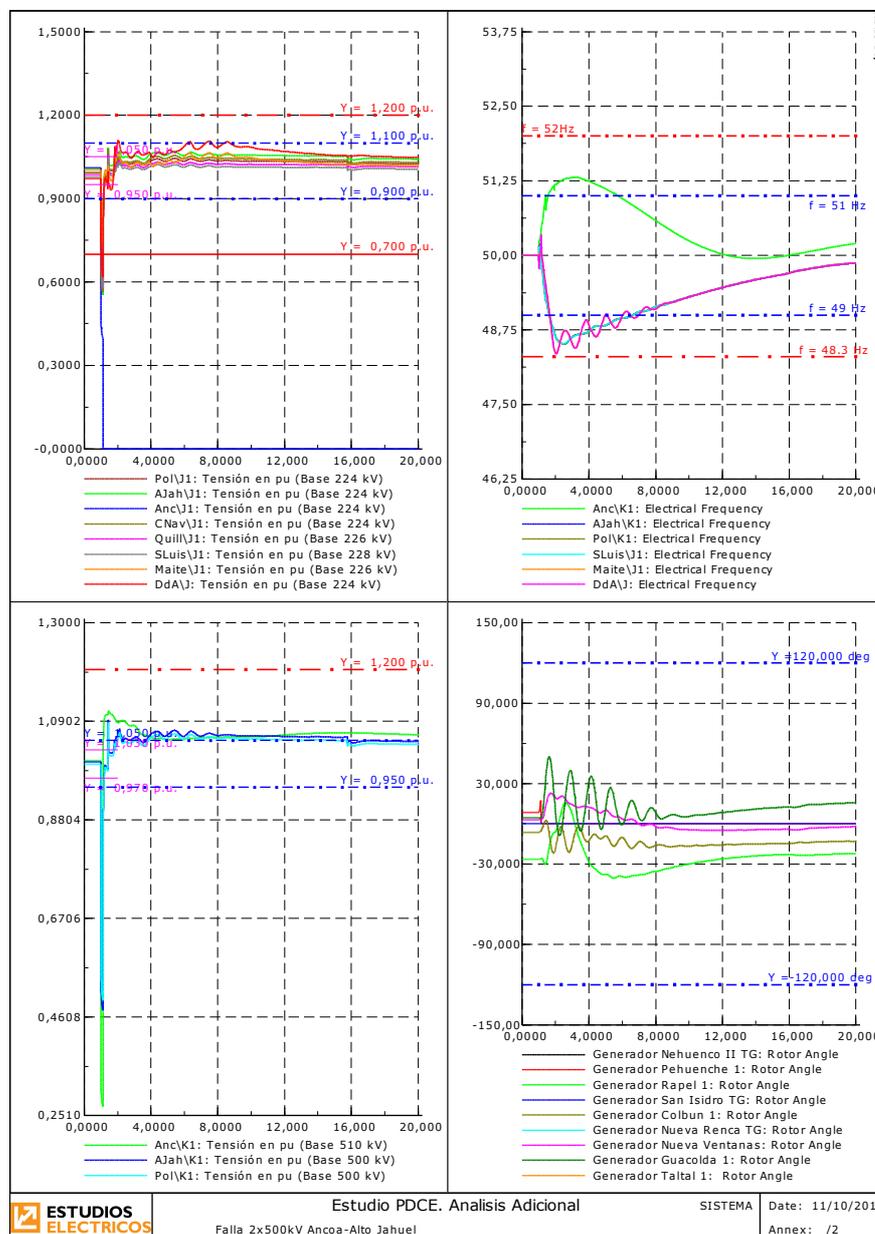


Figura 9.16 - Simulación Demanda Baja – Transferencia 1300 MW – Con Seccionamiento



ESQUEMAS DE CNTRL ACTIVADOS / RESULTADOS FINALES		DB_1300MW Anc-AJAH	
		EDAC	
	Escenario		DB_1300MW Anc-AJAH
	EDAC Activado [MW]		652
RECURSO 1	Gradiente de frec. @49,5Hz [Hz/s]		-2,50
	Escalón 1 EDACxCEX [MW]		165,6
	Escalón 2 EDACxCEX [MW]		178,2
	Escalón 3 EDACxCEX [MW]		250,0
	Corte Total x Recurso 1 [MW]		593,8
	Corte Total DAC [MW]		1246
	fmin (centro) [Hz]		48,5
	f @20seg (centro) [Hz]		49,9
	¿estable en frecuencia?		✓
	¿Abrió?		x
RECURSO 2	Tiempo de actuación [mseg]		-
	¿estable angularmente?		✓
	fmin (norte) [Hz]		48,35
	fmax (norte) [Hz]		-
	f @20seg (norte) [Hz]		49,9
	¿estable en frecuencia?		✓
	Umin Diego de Almagro [pu]		0,92
	¿estable en tensión?		✓
RECURSO 3	CCEE A. Jahuel 1 (220kV)		x
	CCEE A. Jahuel 2 (220kV)		✓
	CCEE A. Jahuel 3 (66kV)		x
	CCEE A. Jahuel 4 (66kV)		x
	U @20s A. Jahuel 500kV [pu]		1,048
	U @20s A. Jahuel 220kV [pu]		1,042
	U @20s Polpaico 500kV [pu]		1,041
	U @20s Polpaico 220kV [pu]		1,025
	¿cumple NT SyCS?		✓
RECURSO 4	P objetivo [MW]		872
	P desvinculada [MW]		879
	Generadores/Bloques Desvinculados		Abanico, Rucue, Ralco, El Toro 1 y 2, Antuco 1
	f máx [Hz]		51,3
	f @20s [Hz]		50,2

## Escenario: DB\_1300MW\_ANC-AJAH – SS

Considerando el mismo escenario de demanda baja que en caso previo, se analiza ahora la respuesta del sistema sin considerar el seccionamiento del sistema de 500kV en la S/E Alto Jahuel.

Tal como puede apreciarse, la respuesta del sistema es satisfactoria y prácticamente semejante al caso previo.

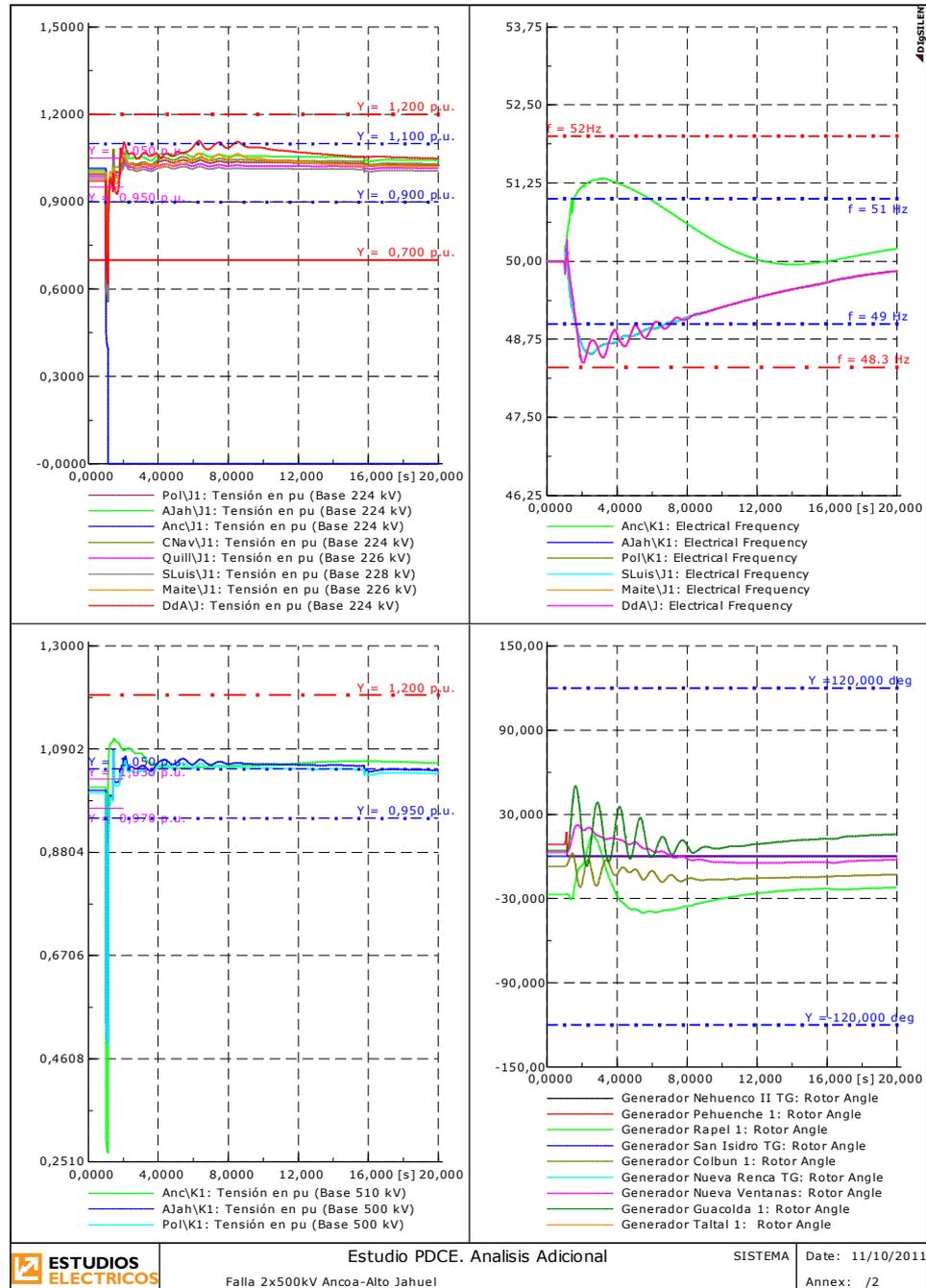


Figura 9.17 - Simulación Demanda Baja – Transferencia 1300 MW – Sin Seccionamiento



ESQUEMAS DE CNTRL ACTIVADOS / RESULTADOS FINALES		Escenario	DB_1300MW_ ANC-AJAH
		EDAC	EDAC Activado [MW]
RECURSO 1	Gradiente de frec. @49,5Hz [Hz/s]	-2,50	
	Escalón 1 EDACxCEX [MW]	165,6	
	Escalón 2 EDACxCEX [MW]	178,2	
	Escalón 3 EDACxCEX [MW]	250,0	
	Corte Total x Recurso 1 [MW]	593,8	
	Corte Total DAC [MW]	1238	
	fmin (centro) [Hz]	48,5	
	f @20seg (centro) [Hz]	49,8	
	¿estable en frecuencia?	✓	
	¿Abrió?	x	
RECURSO 2	Tiempo de actuación [mseg]	-	
	¿estable angularmente?	✓	
	fmin (norte) [Hz]	48,35	
	fmax (norte) [Hz]	-	
	f @20seg (norte) [Hz]	49,8	
	¿estable en frecuencia?	✓	
	Umin Diego de Almagro [pu]	0,92	
	¿estable en tensión?	✓	
RECURSO 3	CCEE A. Jahuel 1 (220kV)	x	
	CCEE A. Jahuel 2 (220kV)	✓	
	CCEE A. Jahuel 3 (66kV)	x	
	CCEE A. Jahuel 4 (66kV)	x	
	U @20s A. Jahuel 500kV [pu]	1,048	
	U @20s A. Jahuel 220kV [pu]	1,042	
	U @20s Polpaico 500kV [pu]	1,041	
	U @20s Polpaico 220kV [pu]	1,025	
	¿cumple NT SyCS?	✓	
RECURSO 4	P objetivo [MW]	872	
	P desvinculada [MW]	879	
	Generadores/Bloques Desvinculados	Abanico, Rucue, Ralco, El Toro 1 y 2, Antuco 1	
	f máx [Hz]	51,3	
	f @20s [Hz]	50,2	

**DB\_1500MW\_ANC-AJAH – CS**

La siguiente figura muestra la respuesta del sistema en un escenario de demanda baja con un total de 1500MW de transferencia entre los vínculos Ancoa-Alto Jahuel y Ancoa-Itahue.

Tal como puede observarse, a pesar de la activación de los 3 escalones de EDACxCEx, los subsistemas centro-norte colapsan por subfrecuencia. Esta condición implica que para estos escenarios deben diseñarse recursos adicionales (e.g adición de cortes de demanda).

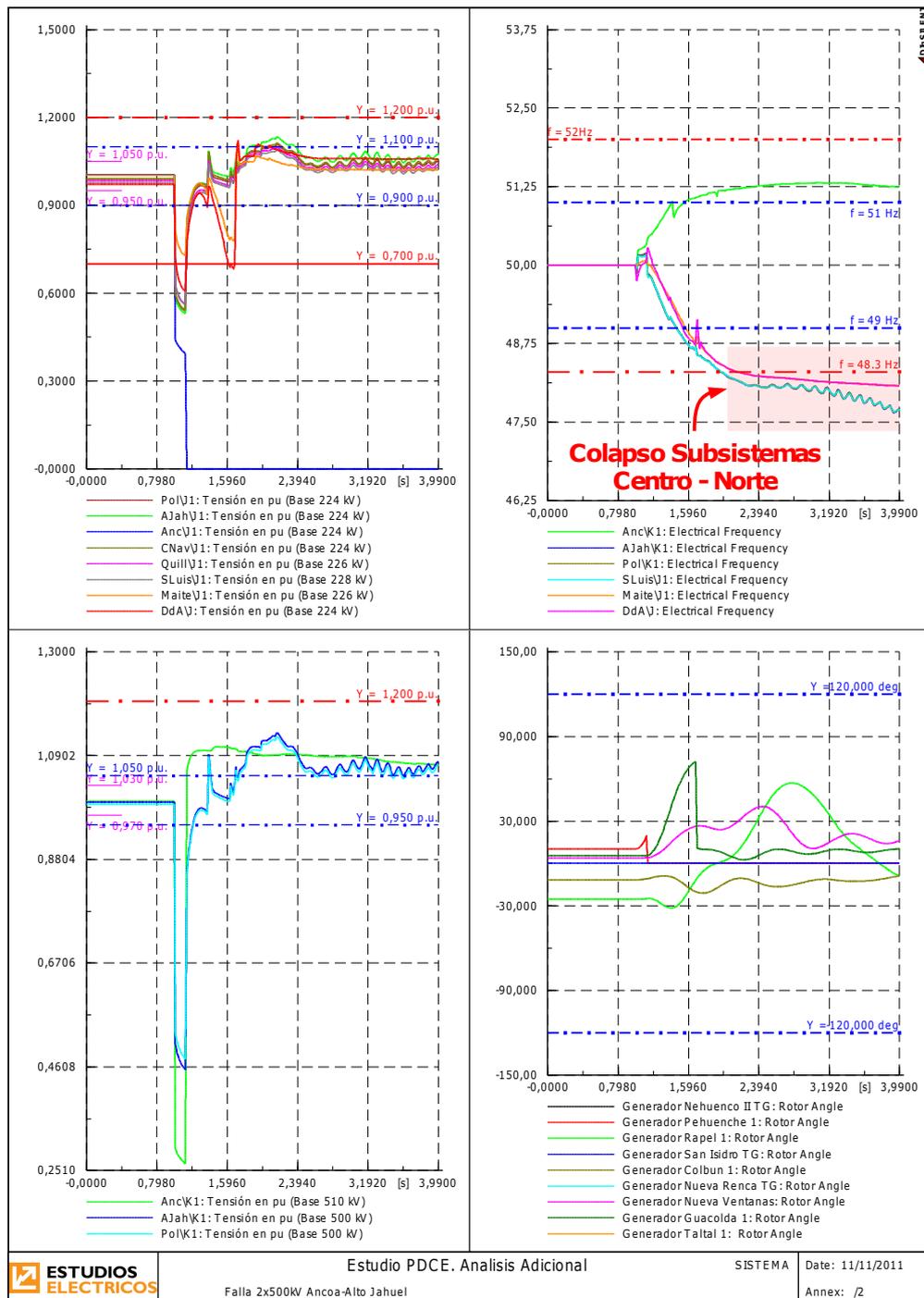


Figura 9.18 - Simulación Demanda Baja – Transferencia 1500 MW – Con Seccionamiento

## 9.7 Principales Resultados

Se ha analizado la respuesta del sistema frente a la doble falla en el sistema de transmisión Ancoa - Alto Jahuel 2x500kV, por un lado sin recursos estabilizantes específicos (respuesta libre) y por otro, considerando la actuación de cada uno de los recursos desarrollados para la fase 2 del PDCE. En base a esto, se pueden extraer las siguientes conclusiones:

- Sin recursos adicionales, el sistema resultaría inestable ante la ocurrencia de la falla Ancoa-Alto Jahuel para niveles normales de transferencia.

De la evolución libre puede deducirse que para escenarios de altas transferencias, el EDAC actualmente implementado no resulta suficiente para lograr el restablecimiento de la frecuencia en el subsistema centro-norte. Se observan además fenómenos de inestabilidad angular y de tensión en el subsistema norte.

A su vez el subsistema sur presenta una condición de sobre-frecuencia que alcanza, en condiciones de alta transferencia, valores intolerables (mayores a 52Hz) pocos segundos posteriores al despeje de la falla.

- La apertura del doble vínculo Ancoa-Alto Jahuel 500kV requiere la implementación de recursos específicos, necesarios para evitar el colapso del sistema:
  - apertura del vínculo Ancoa - Itahue 220kV
  - apertura del autotransformador Ancoa 500/220kV

Como se demostró en la Figura 9.3, resulta necesario realizar la apertura del doble circuito Ancoa - Itahue 220kV debido a que la redistribución de potencia hacia el sistema de 154kV provoca oscilaciones no amortiguadas, las que conducen al colapso.

Otro recurso específico requerido es la apertura del autotransformador 500/220kV de la S/E Ancoa, dado que la permanencia de las centrales Pehuenche y Loma Alta en el subsistema sur resulta contraproducente debido a que el mencionado subsistema posee, en la mayor parte de los casos, un elevado exceso de generación. Además, esta acción permitiría desencadenar el recurso 4 con condiciones similares (potencia objetivo) a las del estudio de Fase 2 de PDCE.

- Ante la simulación de la doble falla con la puesta en servicio de los recursos desarrollados para el PDCE fase 2, se observan oscilaciones no amortiguadas en la red de 154kV.

Se demostró que estas oscilaciones resultan independientes de la doble contingencia, realizando una falla simple de apertura del transformador 220/154/66kV de la S/E Itahue, la que derivó en resultados similares. Por ello, y en base a los resultados preliminares del estudio de ajuste de estabilizadores del sistema de potencia, se ajusta el PSS de la unidad Curillinque observándose resultados satisfactorios en cuanto al amortiguamiento.

[Ir al índice](#)

Estos resultados indican que el fenómeno resulta de pequeña señal, derivando la solución en la incorporación de estabilizadores de potencia en las unidades de la red de 154kV.

- El **Recurso 1** desarrollado para la fase 2 del PDCE permite evitar el colapso por subfrecuencia para la mayoría de los escenarios, mediante la activación de los escalones de gradiente desarrollados para contingencias extremas.

Los montos de corte adicional asignados en la etapa de diseño del PDCE Fase 2, resultan suficientes para tolerar desbalances de hasta 1800MW en escenarios de demandas media y alta.

Dada la limitación de transferencia por el vínculo Charrúa-Ancoa en 1360MW, estos escalones no eran requeridos para esa contingencia extrema. En este caso y dado el mayor desbalance, la implementación del escalón 3 permite la recuperación de la frecuencia.

Para los escenarios de demanda baja, los montos de corte adicional asignados en la etapa de diseño del PDCE Fase 2, resultan suficientes para desbalances de hasta 1300MW; desbalances mayores desembocan en colapso.

Tal como pudo observarse en las simulaciones, el sistema tolera en el caso límite una transferencia de 1300MW sin apertura del subsistema norte. Mayores desbalances provocan un colapso por subfrecuencia con altas tasas de caída de la frecuencia (> 2,5Hz/seg) por lo cual de no implementarse nuevos recursos (e.g. cortes adicionales) el sistema colapsa.

Es importante destacar que para todos los escenarios simulados se observa una respuesta favorable en cuanto a frecuencia mínima alcanzada y restablecimiento al cabo de 20 segundos a excepción de transferencias mayores a 1350MW para escenarios de demanda baja.

- El **Recurso 2** desarrollado para la fase 2 de PDCE logra evitar el colapso angular y de tensión de la zona norte del sistema, para todos los escenarios desarrollados.

Se observa una respuesta en tiempos acordes, que logran evitar sub-tensiones indeseadas según lo establecido en la NTSyCS.

En la mayor parte de los casos simulados se consideran cuatro unidades de la Central Guacolda en servicio, lo que provoca inestabilidad angular en los escenarios con altas y máximas transferencias. En todos estos casos, el esquema de sincrofasores logra separar en islas al subsistema centro norte permitiendo evitar el colapso y logrando que ambos subsistemas permanezcan estables. Los tiempos de actuación resultan similares a los encontrados en los escenarios para los cuales fue diseñado el esquema.

[Ir al índice](#)

- El **Recurso 3** desarrollado para la fase 2 de PDCE permite disminuir las sobretensiones de régimen permanente logrando introducirlas en los entornos establecidos en la NTSyCS para condiciones de emergencia.

En los casos más críticos donde se requieren grandes montos de desconexión de demanda para evitar el colapso por frecuencia, se observa que las tensiones de 500kV quedan levemente por encima del valor exigido por norma. Sin embargo no se observan sobretensiones inadmisibles en las barras del sistema de 220kV las cuales permanecen en todo momento dentro de los márgenes exigidos.

- El **Recurso 4** desarrollado para la fase 2 de PDCE logra evitar el colapso por sobrefrecuencia del subsistema sur a través de las mediciones y acciones desarrolladas para el estudio mencionado.

Las acciones de este recurso podrían ser desencadenadas a partir de la detección de la apertura del doble circuito Ancoa - Alto Jahuel.

En todos los casos el esquema logra evitar el colapso del subsistema SUR por medio de la desvinculación de unidades asociadas al esquema. Dada las acciones tomadas al momento de detectar la doble falla Ancoa - Alto Jahuel, el esquema diseñado para el SUR sólo debe ser activado por algún recurso en la subestación Ancoa debido a que la potencia objetivo se encuentra totalmente definida por la potencia circulante por Charrúa-Ancoa. Al igual que en los escenarios de diseño, los escenarios de demanda baja resultan los más críticos dado que son los que presentan una mayor evolución de la frecuencia.



## 10 ANEXO A. Verificación Recurso 2

### 10.1 Escenarios Actuales

La siguiente tabla detalla las características de los escenarios adicionales.

El escenario 1 resulta en una condición de despacho improbable (pero factible) dado el alto despacho de unidades en la zona norte en condiciones de demanda baja.

Los escenarios 2 y 3 consideran condiciones de flujo centro-norte.

	<b>Características</b>	<b>Detalle</b>
	<b>Demanda Baja</b>	4464 MW
	<b>Carga Subsistema Norte</b>	Atacama → 391 MW Coquimbo → 194 MW Total Demanda Neta → 585 MW
<b>Escenario 1</b>	<b>Generación Subsistema Norte</b>	Guacolda x 4 → 588 MW Taltal x 1 → 70 MW Los Molles x 2 → 20 MW El Peñon x 50 → 75 MW Total Generación → 753 MW
	<b>Transferencia PAZU-LVIL</b>	135 MW
	<b>Delta Ángulo inicial</b>	7,5°
	<b>Generación Intermedia</b>	NO
<b>Escenario 2</b>	<b>Generación Subsistema Norte</b>	Guacolda x 3 → 394 MW Total Generación → 394 MW
	<b>Transferencia PAZU-LVIL</b>	- 226 MW (límite)
	<b>Delta Ángulo inicial</b>	- 11,9 °
	<b>Generación Intermedia</b>	NO
	<b>Características</b>	<b>Detalle</b>
	<b>Demanda Alta</b>	7031 MW
	<b>Carga Subsistema Norte</b>	Atacama → 447 MW Coquimbo → 231 MW Total Demanda Neta → 678 MW
<b>Escenario 3</b>	<b>Generación Subsistema Norte</b>	Guacolda x 3 → 447 MW El Peñon x 13 → 13MW Los Molles x 1 → 7,5 MW Total Generación → 467,5 MW
	<b>Transferencia PAZU-LVIL</b>	- 228 MW (límite)
	<b>Delta Ángulo inicial</b>	-12,6°
	<b>Generación Intermedia</b>	NO

**10.1.1 Escenario 1**

**Apertura Pan de Azúcar – Las Palmas**

**Características del Evento:** Apertura de los extremos de la línea 1 PAZU-LPAL



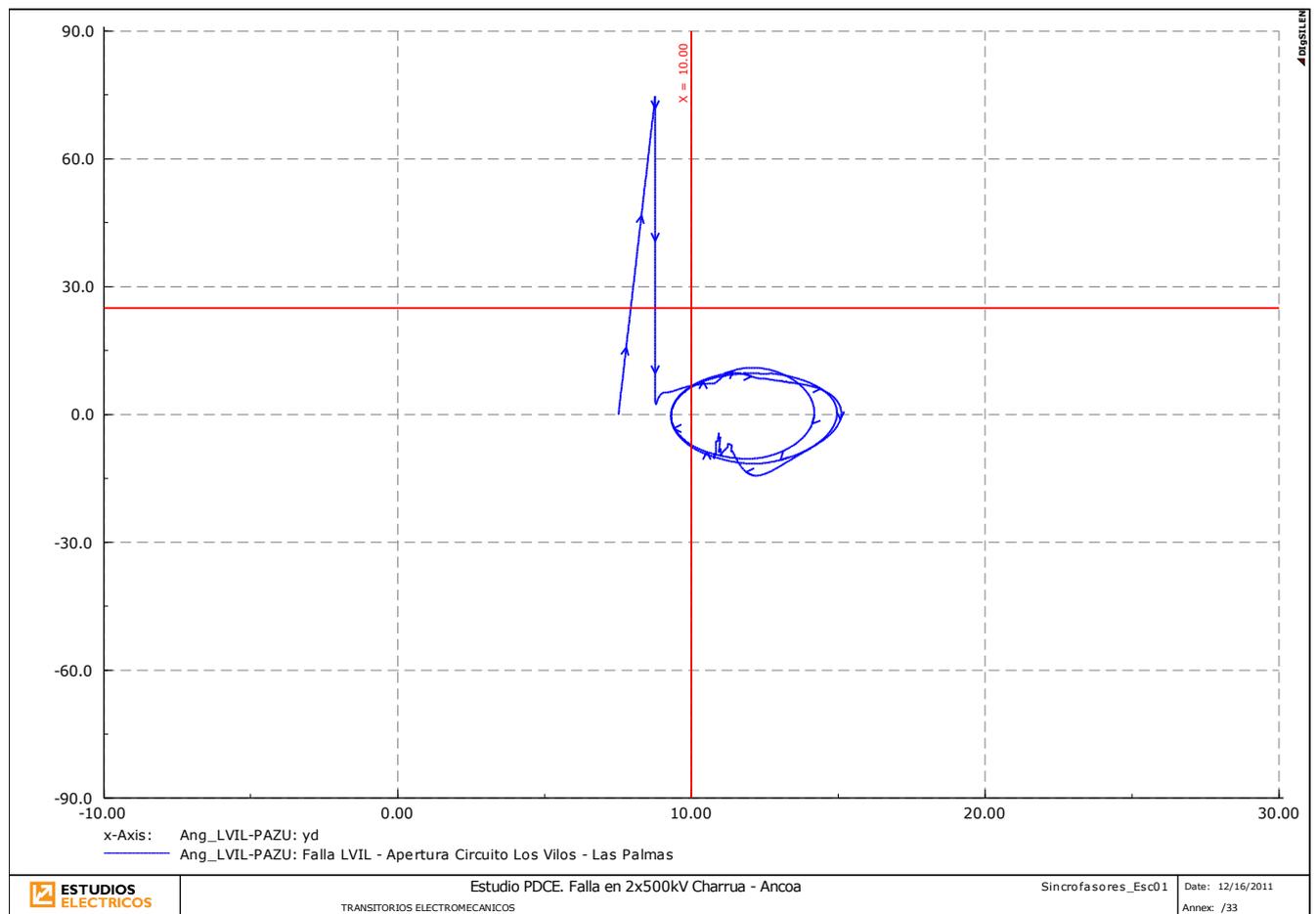
Este escenario considera una condición de transferencia alta Norte-Centro caracterizada por un flujo de potencia de 130MW por el doble circuito Pan de Azúcar-Las Palmas. Tal como muestra la figura para este escenario crítico, la apertura de una línea y posterior transferencia de la potencia al circuito sano, no provoca la actuación del esquema resultando en una condición satisfactoria (retorna a su punto de equilibrio con una diferencia angular mayor a 10° pero con una velocidad de cambio inferior a los 10°/seg).

Es importante destacar, tal como fue presentado en el punto 6.2.4, que la aceleración inicial del ángulo corresponde al fenómeno de apertura de una de las líneas el cual transcurre tiempos mínimos (<10mseg). Esta evolución se refleja para todos los eventos simulados y que se presentan en los siguientes puntos.



## Pérdida Ciclo Combinado

**Características del Evento:** Salida de servicio intempestiva del CC San Isidro 2 con un despacho de 355MW.



La pérdida de 355MW en el subsistema centro provoca que el alto despacho del subsistema norte incremente su potencia y por lo tanto la transferencia por el doble circuito de 220kV. Esta evolución en ningún momento presenta condiciones de actuación para el esquema de sincrofasores.

### 10.1.2 Escenarios 2 y 3

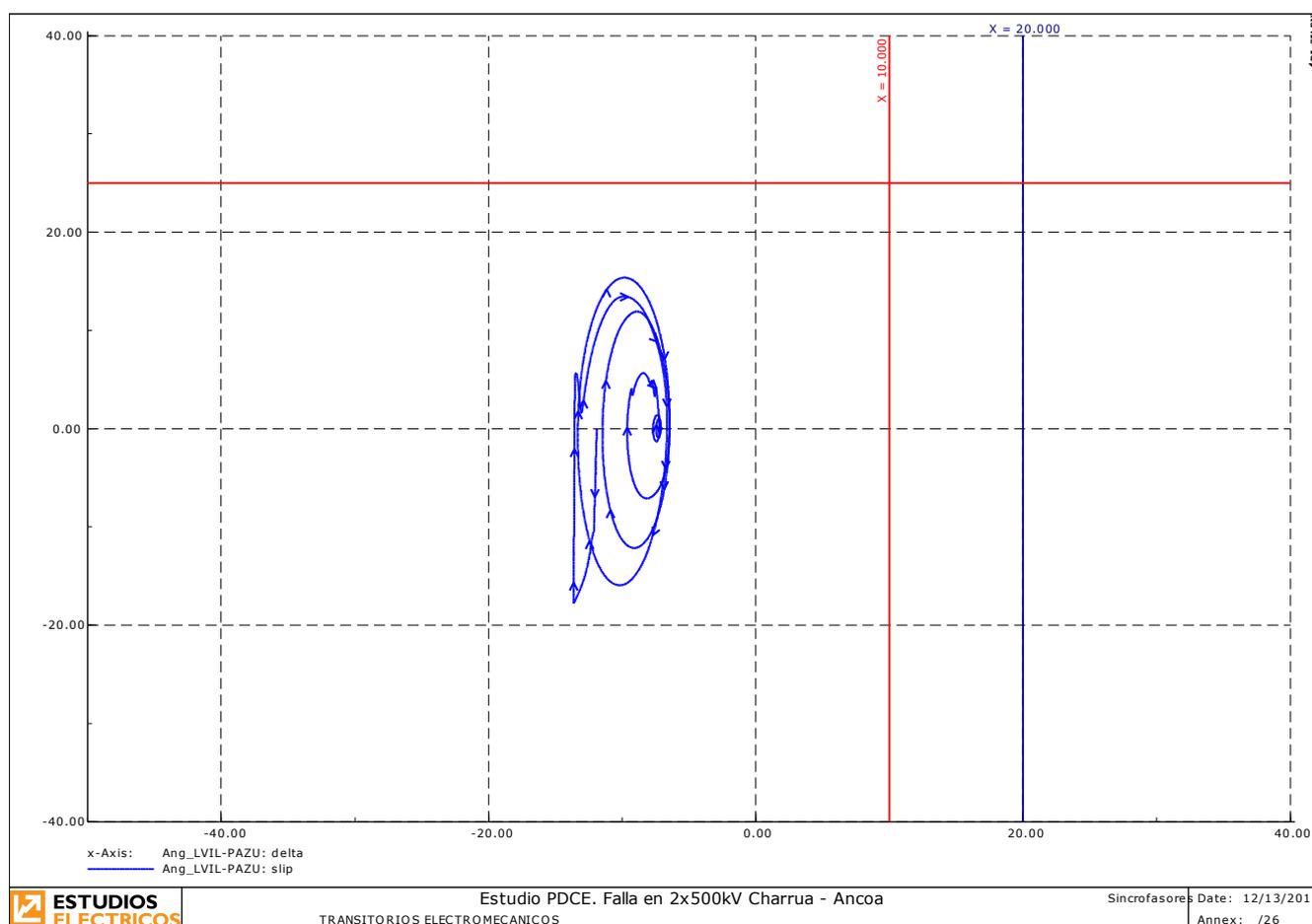
Estos escenarios presentan condiciones de transferencia máxima en sentido Centro-Norte por el doble circuito Los Vilos-Pan de Azúcar.

El objetivo de estos escenarios es verificar que el esquema de sincrofasores no debe actuar en casos de que se presenten ángulos y velocidades en sentido opuesto al cual fueron ajustados.

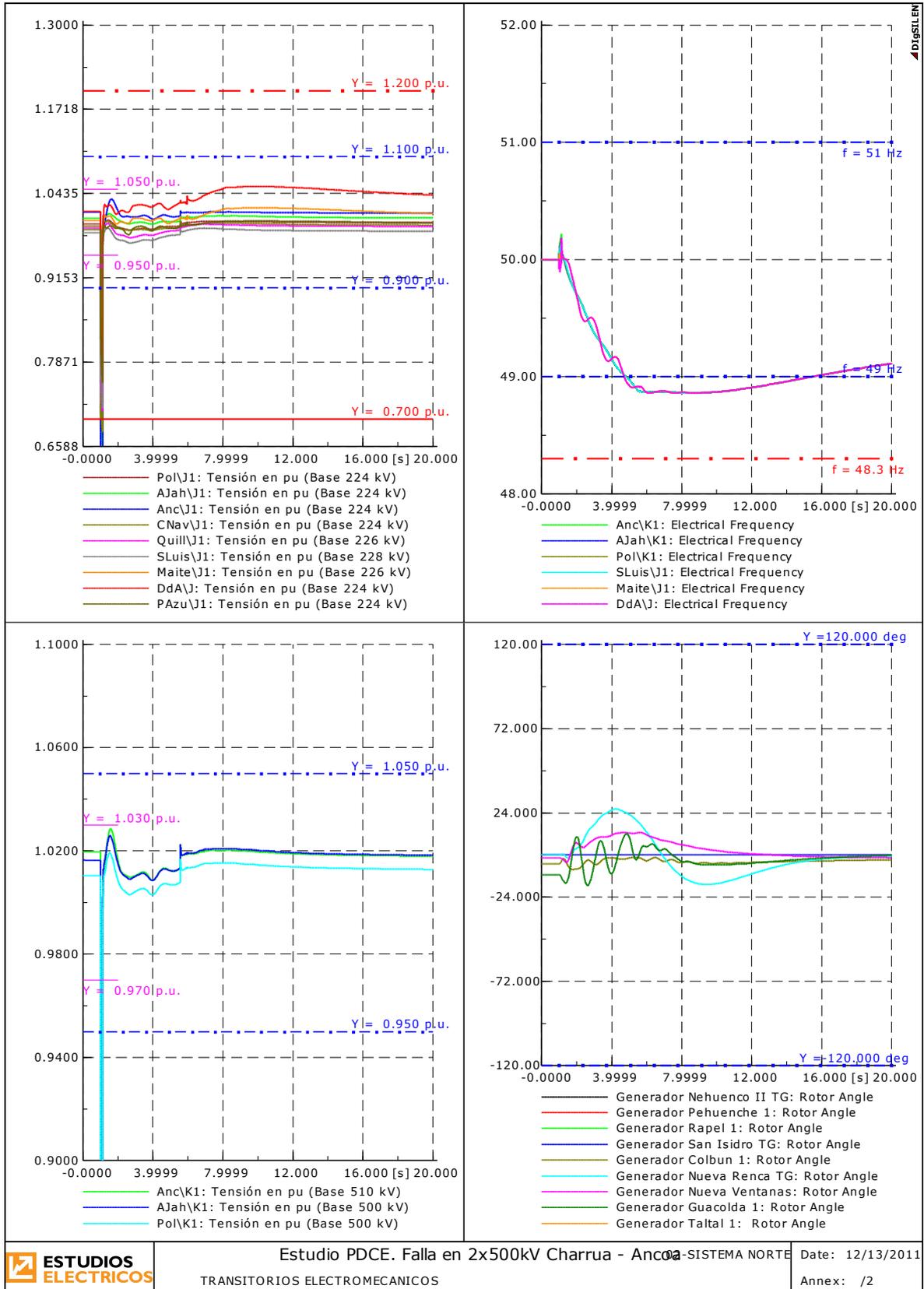
El escenario 2 presenta una condición de demanda baja con trasferencia igual a 300MW por Charrúa-Ancoa mientras que el escenario 3 presenta un escenario de demanda alta con trasferencia máxima por el doble circuito de 500kV.

#### Falla Doble Charrúa-Ancoa sobre escenario 2

**Características del Evento:** Falla bifásica a tierra en Charrúa-Ancoa, despeje en 120mseg con apertura de los dos circuitos.

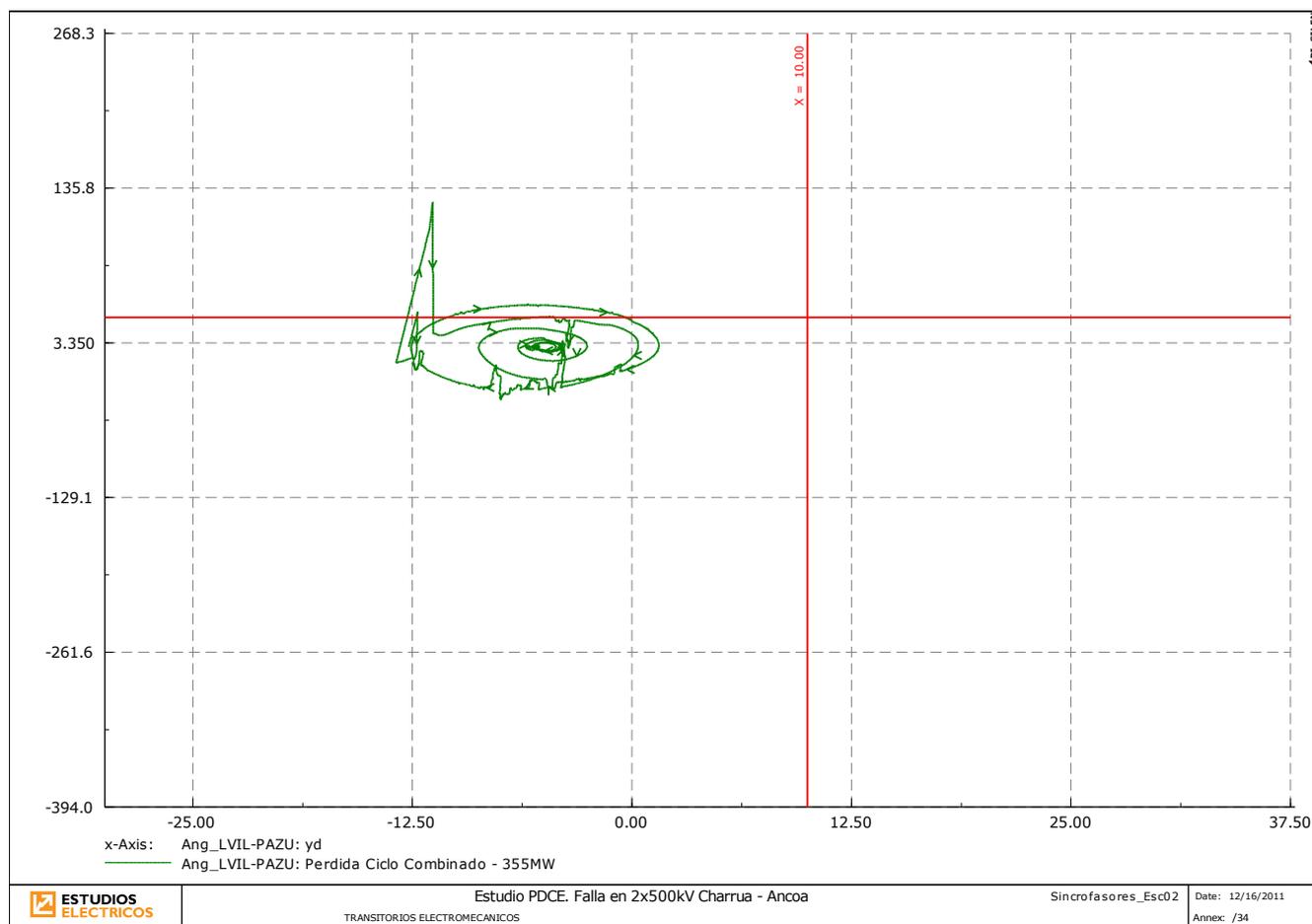


Claramente el sistema es estable no requiriéndose la actuación de sincrofasores.

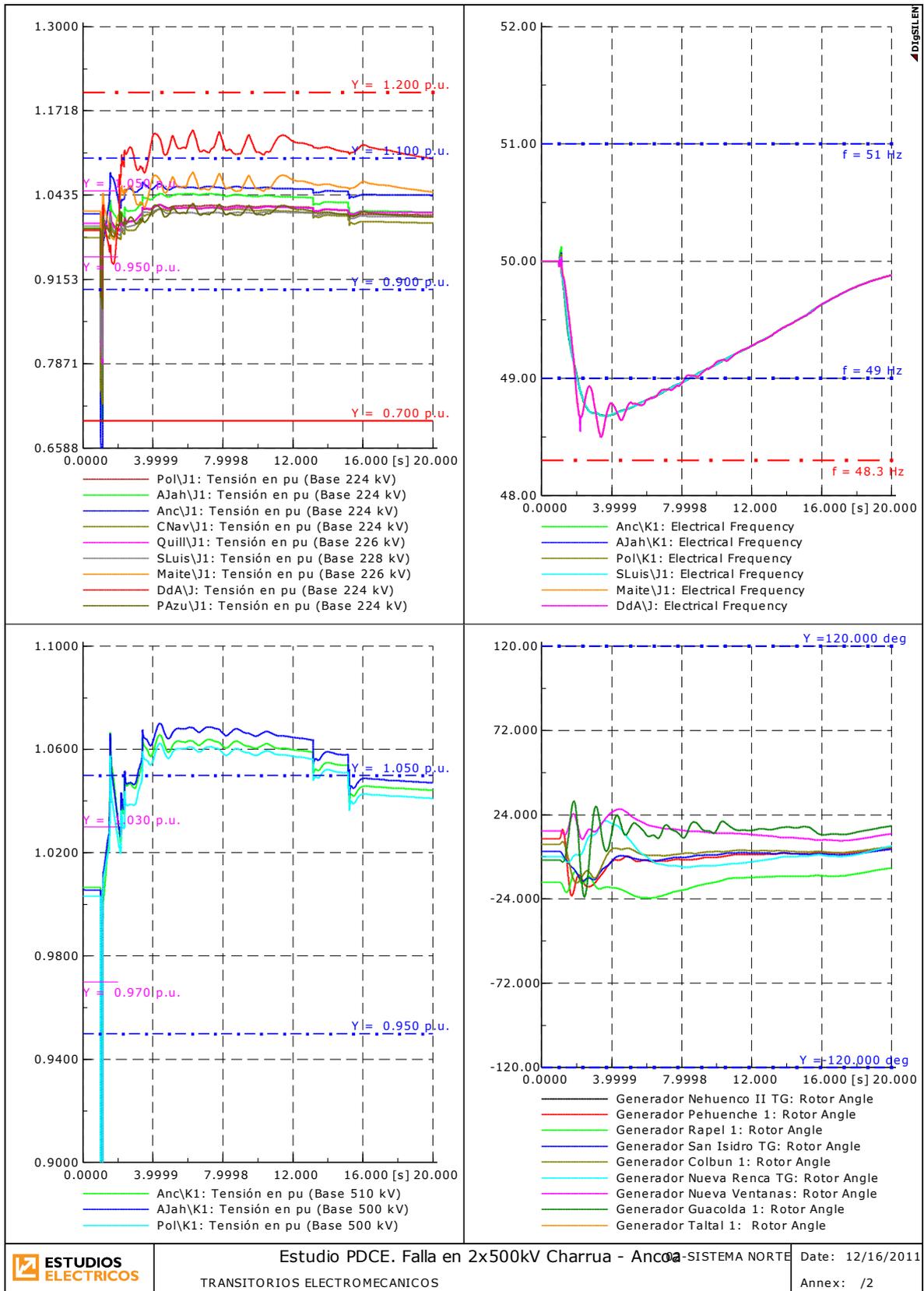


**Falla Doble Charrúa-Ancoa sobre escenario 3**

**Características del Evento:** Falla bifásica a tierra en Charrúa-Ancoa, despeje en 120mseg con apertura de los dos circuitos.



Claramente el sistema es estable no requiriéndose la actuación de sincrofasores.



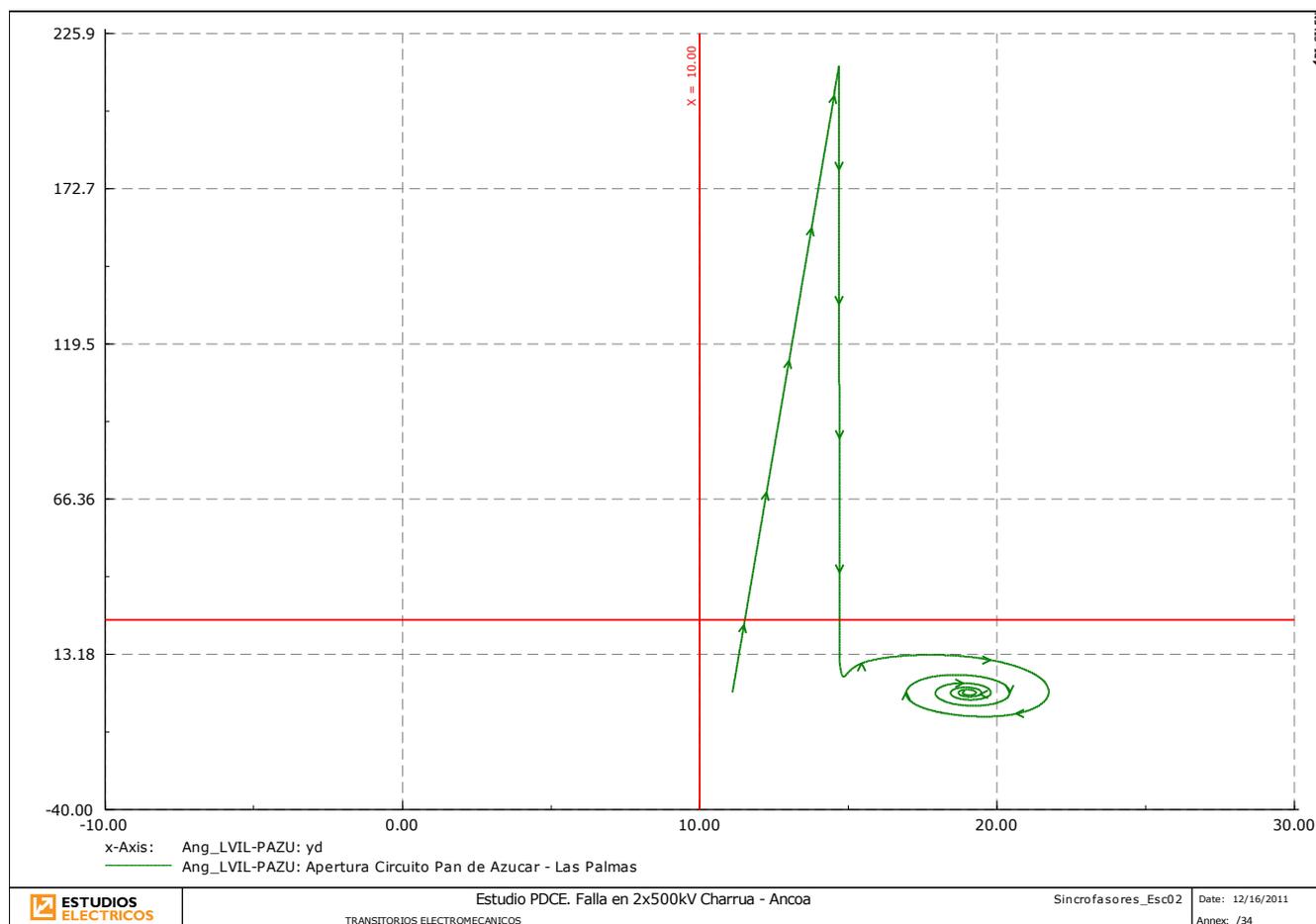
## 10.2 Casos Futuros

Este escenario pretende representar la puesta en servicio de generación adicional en el subsistema norte que provoque que el doble circuito Pan de Azucar-Las Palmas llegue al límite de su transferencia Norte-Centro. Es decir, el escenario modelado no es alcanzable en la actualidad.

Escenario	Características	Detalle
	<b>Demanda Baja</b>	4464 MW
	<b>Carga Subsistema Norte</b>	Atacama → 391 MW Coquimbo → 194 MW Total Demanda Neta → 585 MW
<b>Escenario 4</b>	<b>Generación Subsistema Norte</b>	Guacolda x 4 → 588 MW Los Molles x 2 → 20 MW El Peñon x 50 → 75 MW Generador Adicional → 145 MW Total Generación → 828 MW
	<b>Transferencia PAZU-LVIL</b>	214 MW (limite)
	<b>Delta Ángulo inicial</b>	11,2°
	<b>Generación Intermedia</b>	NO

**Apertura Circuito Pan de Azúcar – Las Palmas**

**Características del Evento:** Apertura de los extremos de la línea 1 que vincula las subestaciones Pan de Azúcar y Las Palmas.



La condición post-evento resulta estable y sin actuación del esquema de sincrofasores. Esta condición implica que la evolución de las variables luego de la apertura de una de las líneas que vinculan las SS/EE Pan de Azúcar y Las Palmas no logra alcanzar la velocidad requerida para la activación del esquema.

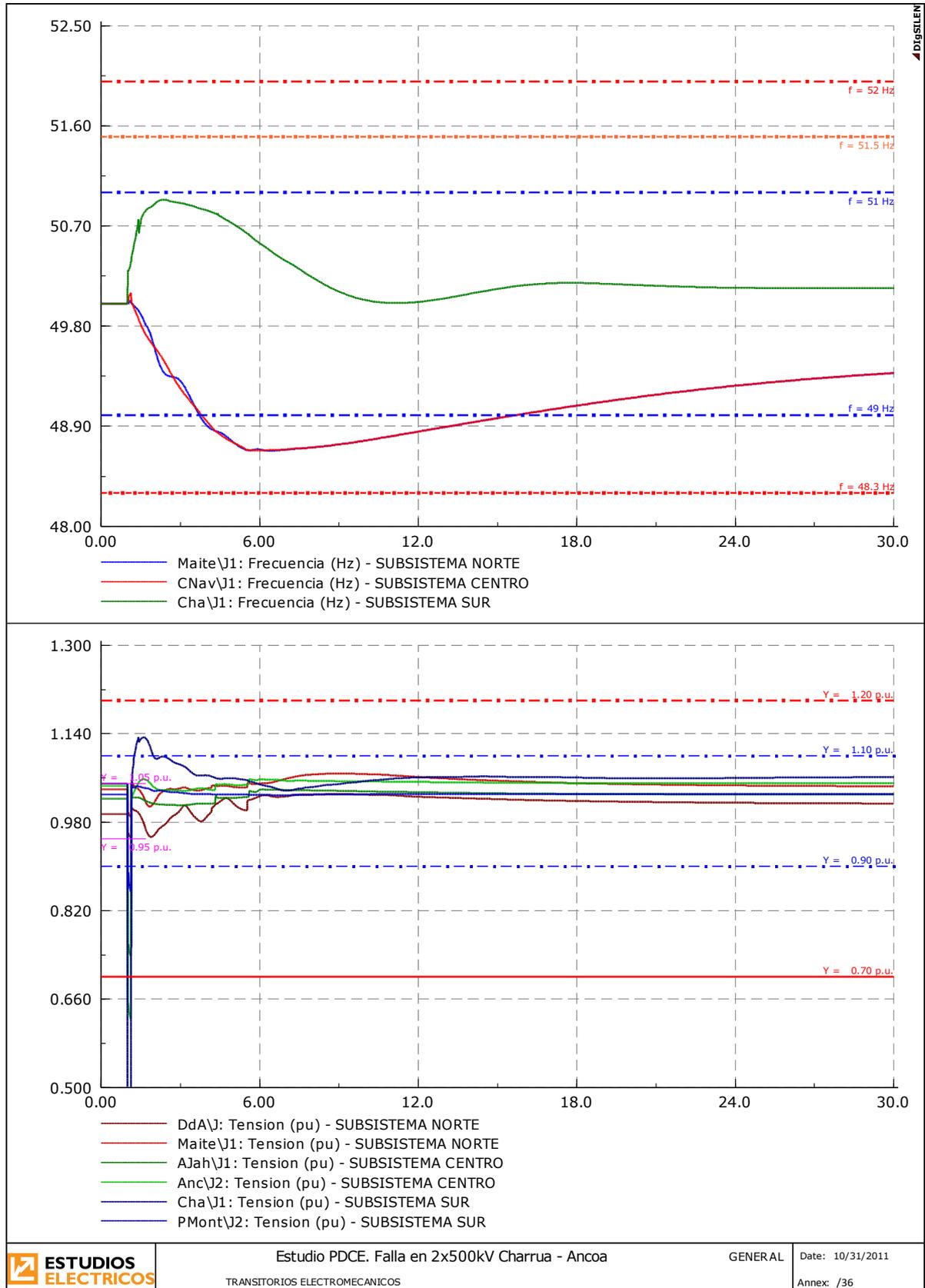
## 11 ANEXO B. Respuestas Dinámicas

En el presente capítulo se presentan las evoluciones de las variables más representativas de cada uno de los subsistemas ante la ocurrencia de la doble contingencia. En el documento **“EE-ES-2011-385-ANEXO 2”** pueden encontrarse las evoluciones de las restantes variables sistémicas.

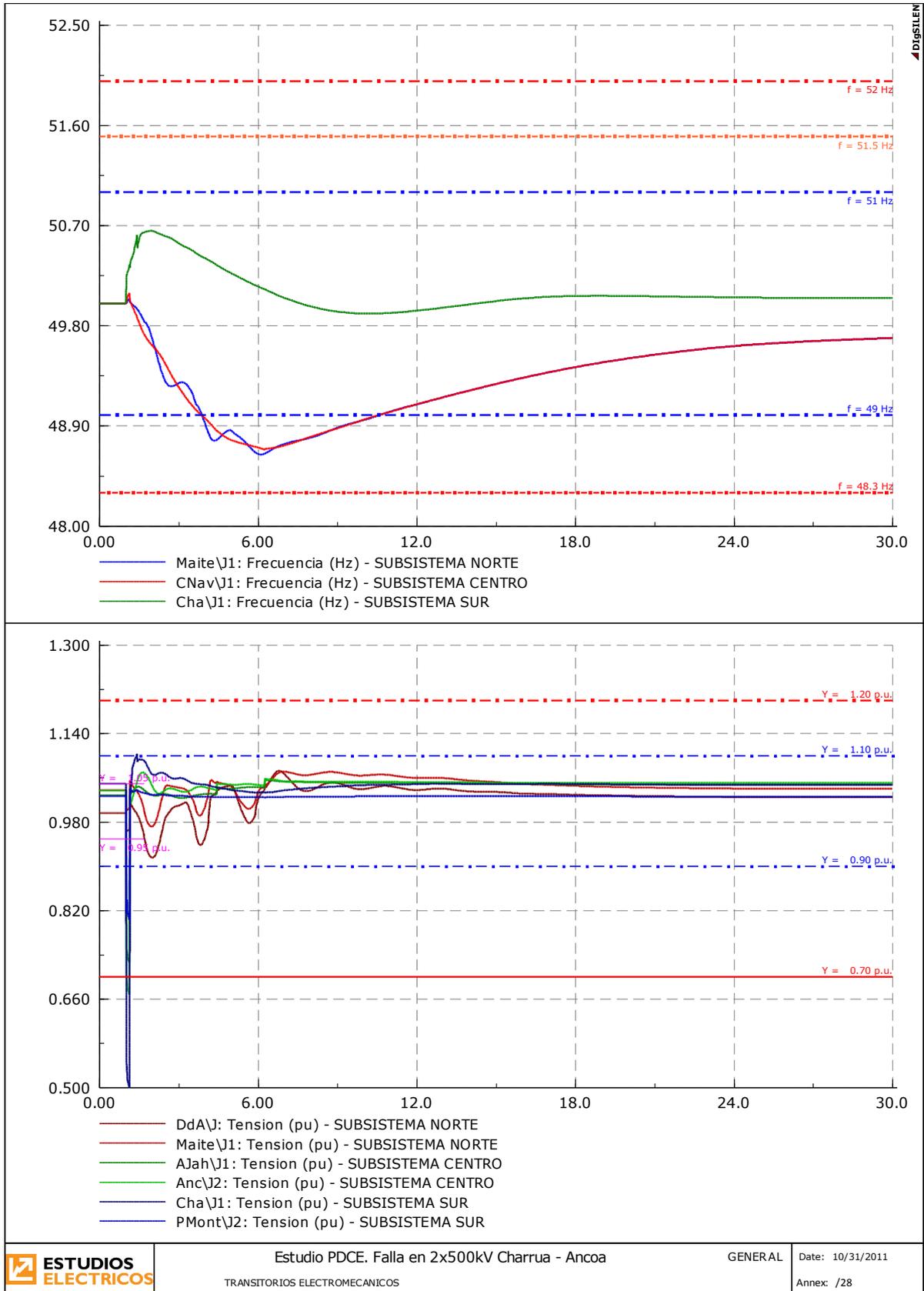


## 11.1 Sobre Escenarios de Diseño

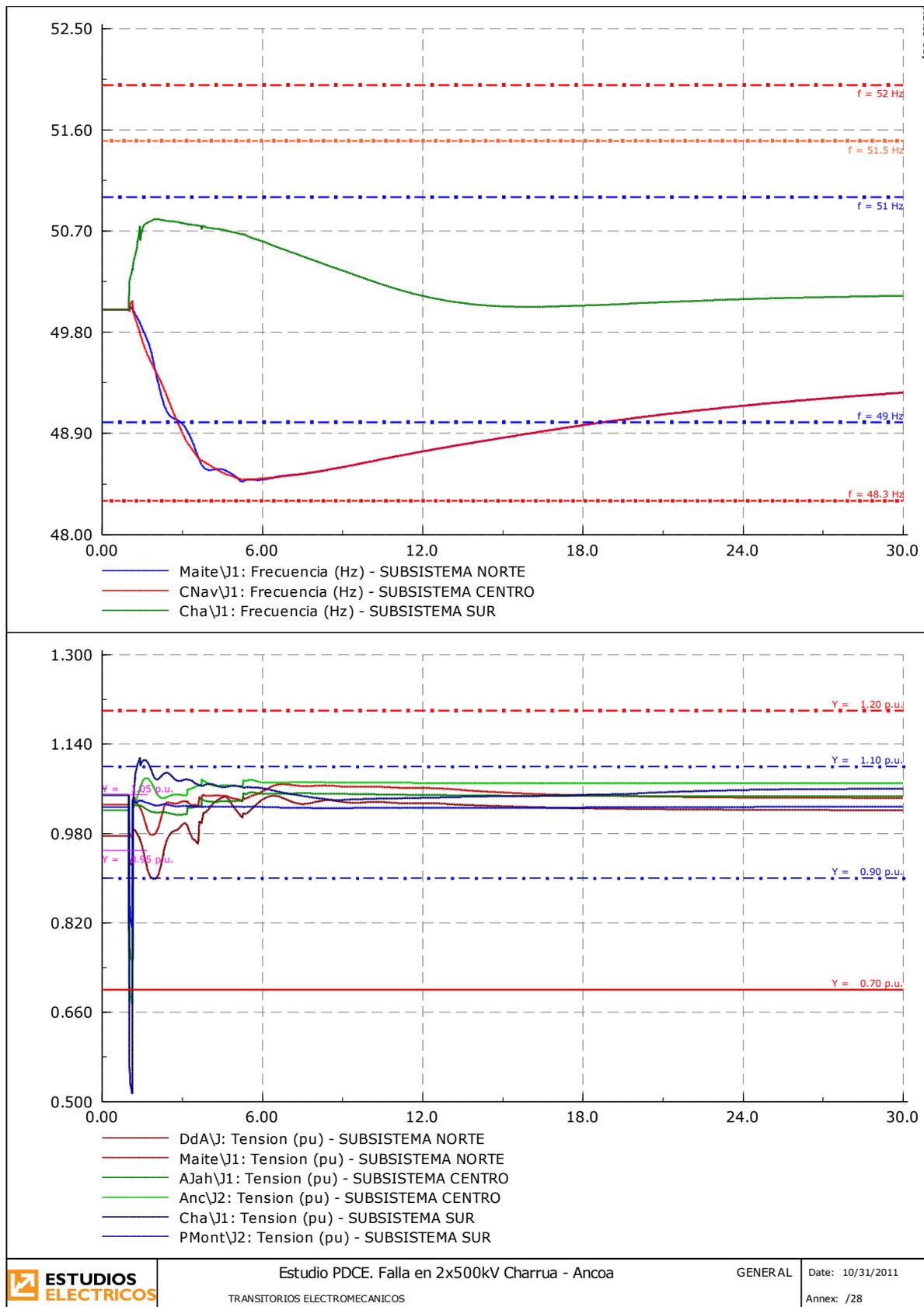
### Escenario: DA\_550MW\_3Guac



## Escenario: DA\_550MW\_4Guac

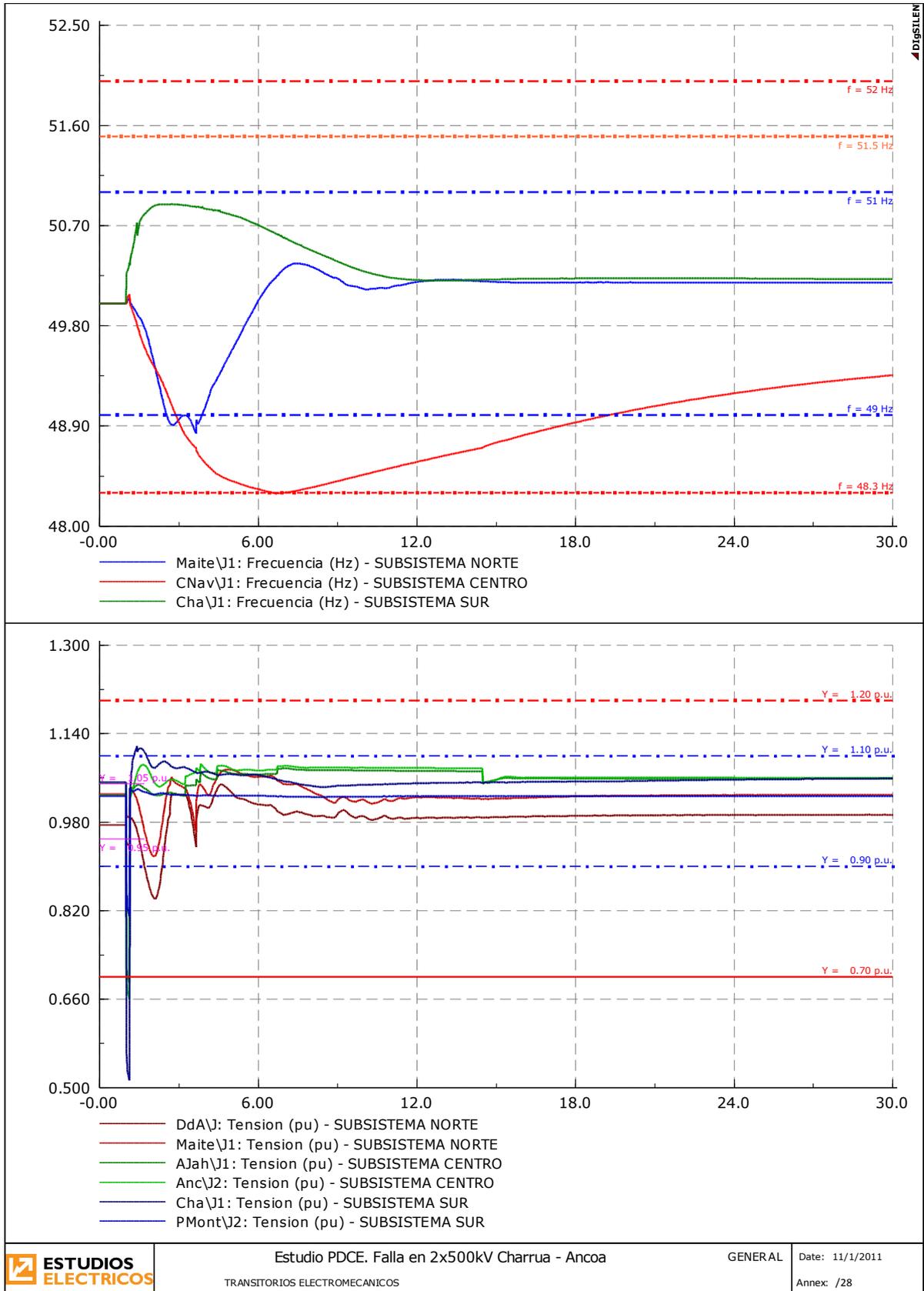


## Escenario: DA\_750MW\_3Guac



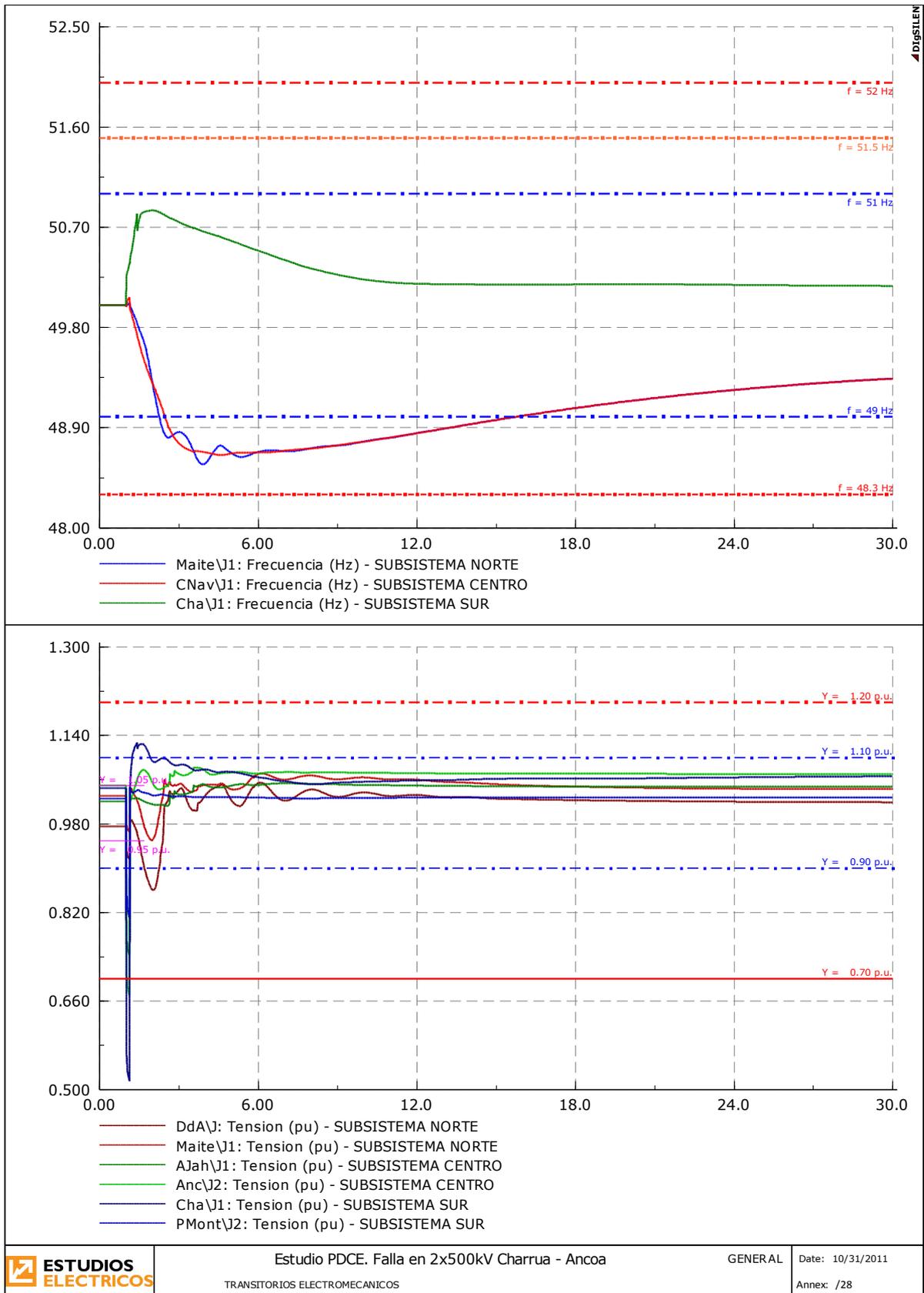


## Escenario: DA\_750MW\_4Guac



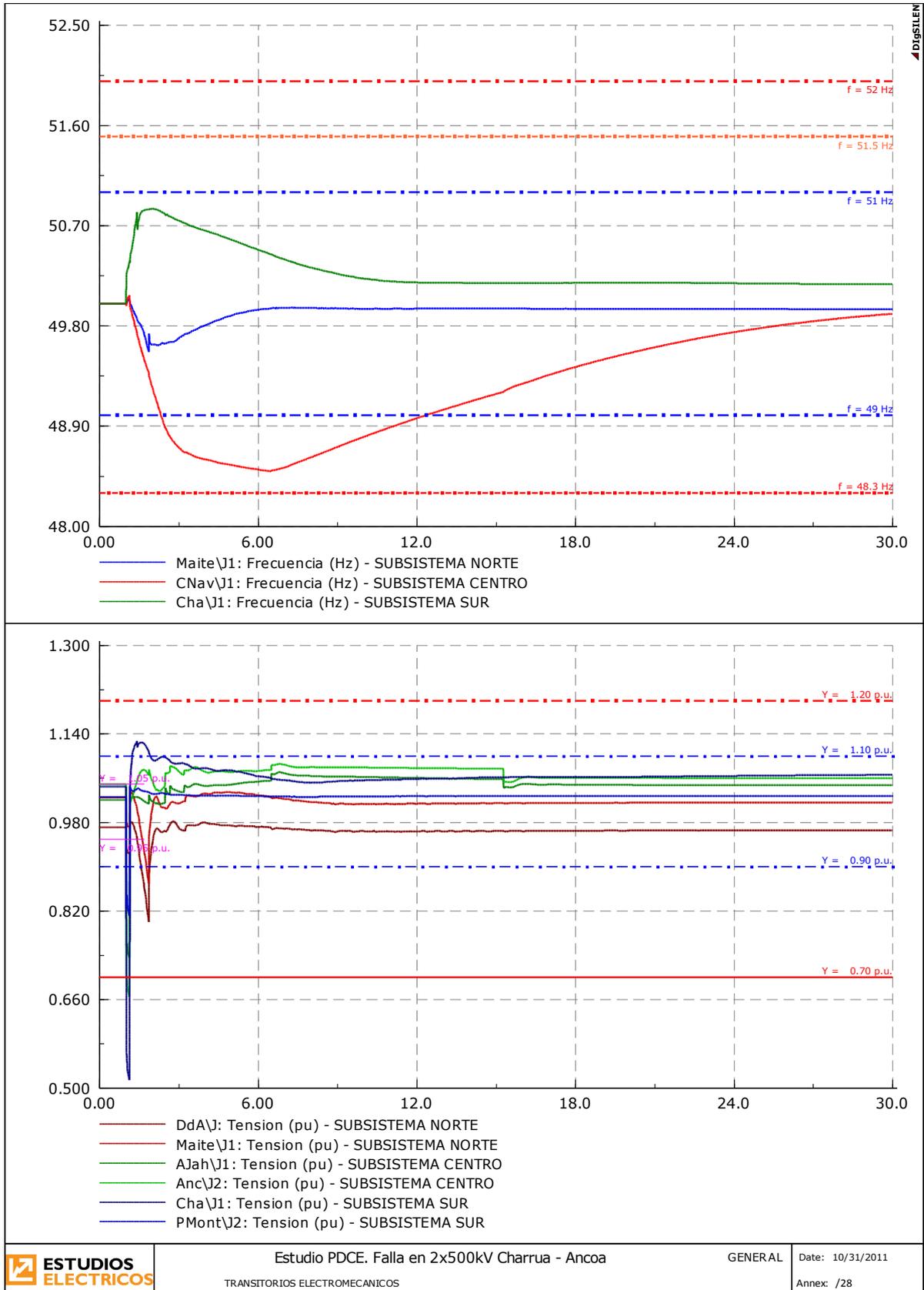


## Escenario: DA\_900MW\_3Guac



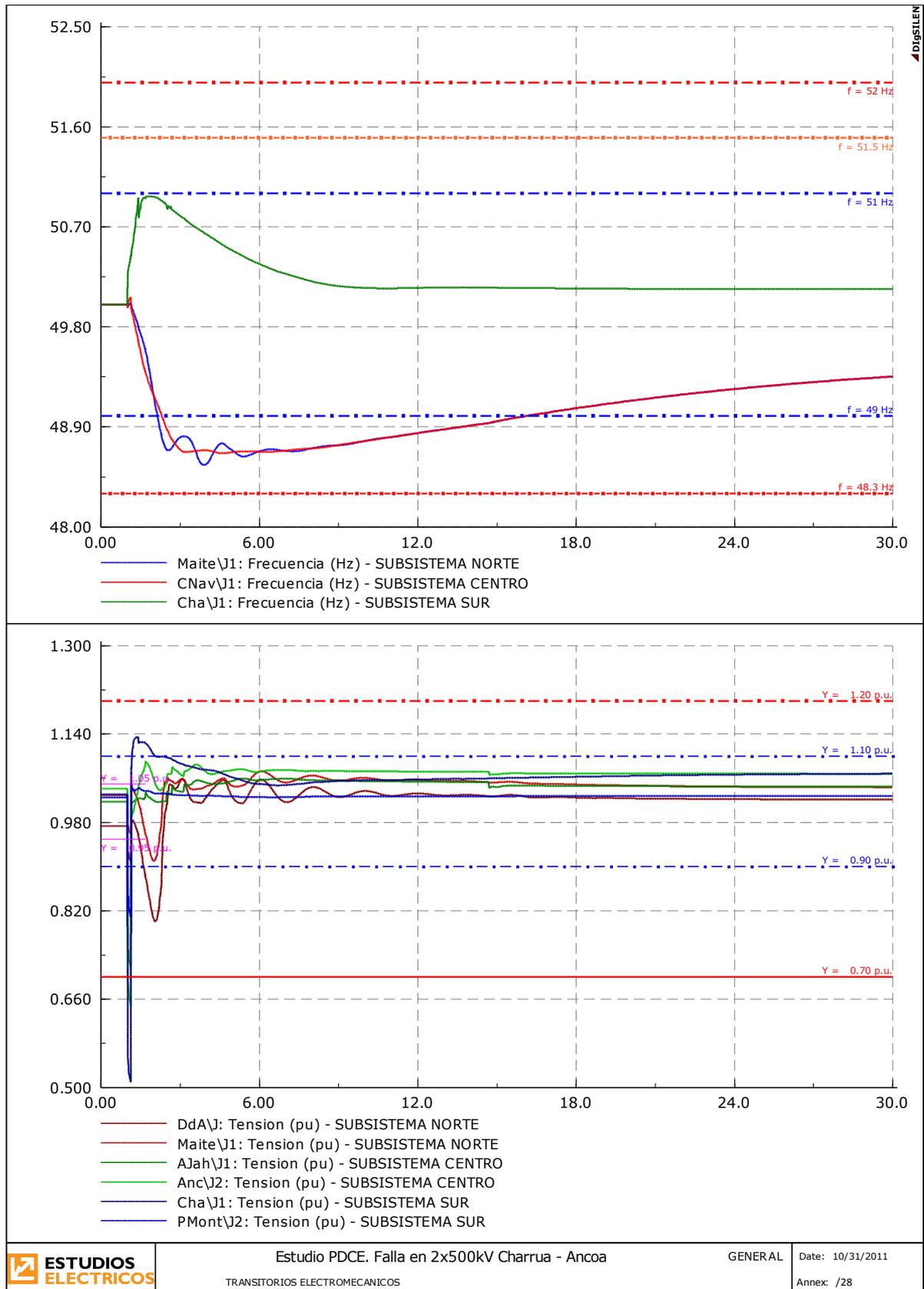


## Escenario: DA\_900MW\_4Guac



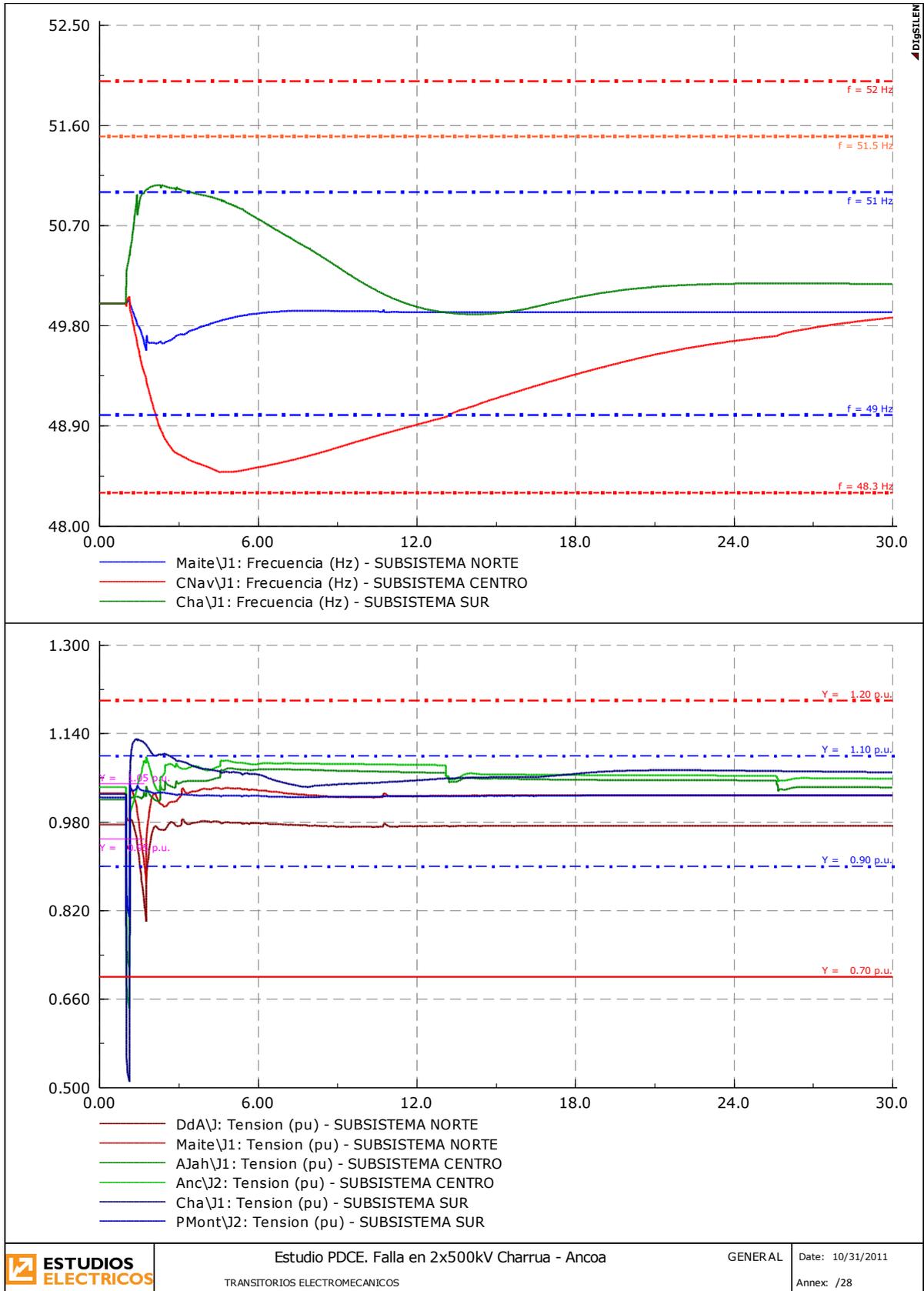


## Escenario: DA\_1100MW\_3Guac



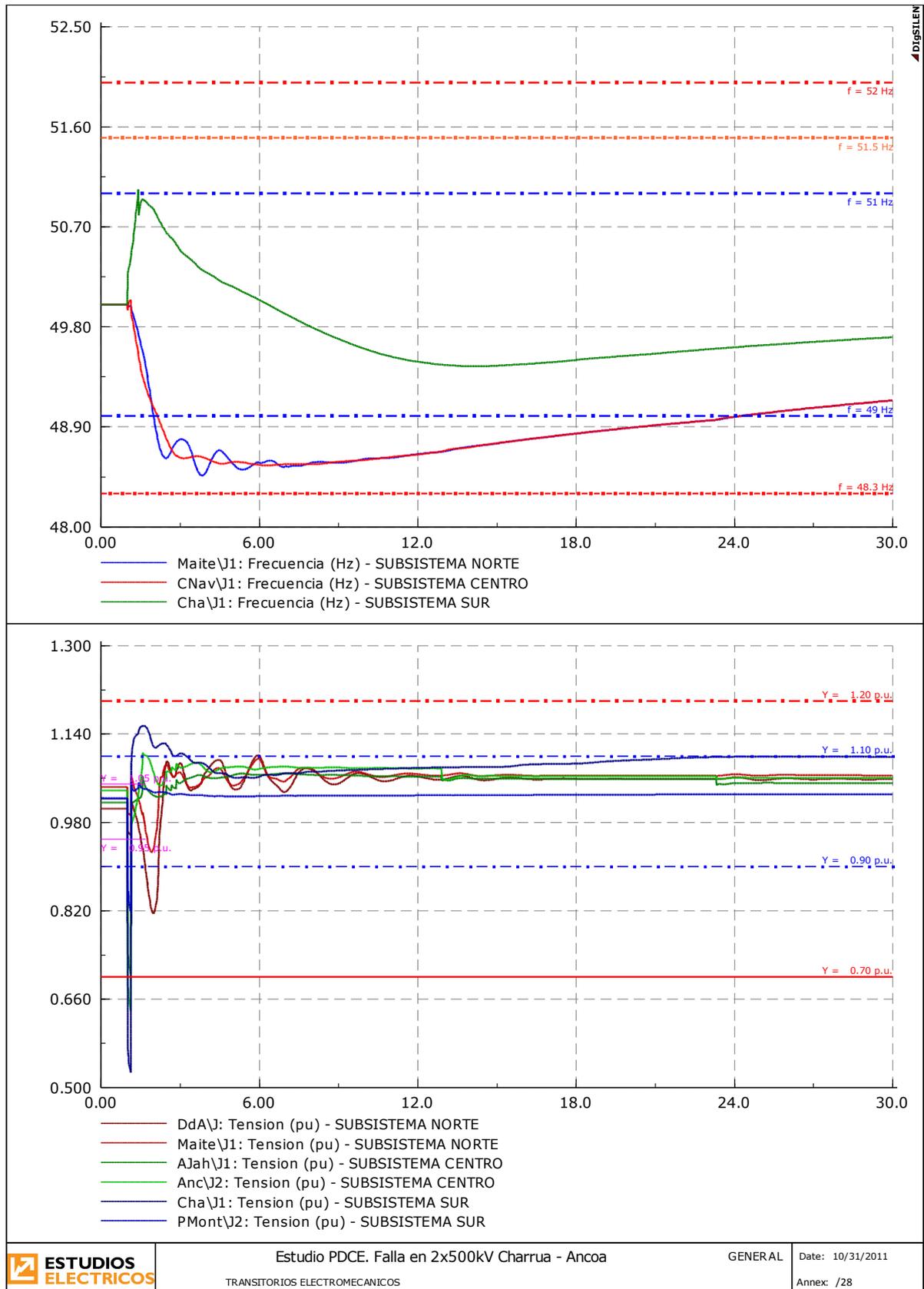


## Escenario: DA\_1100MW\_4Guac

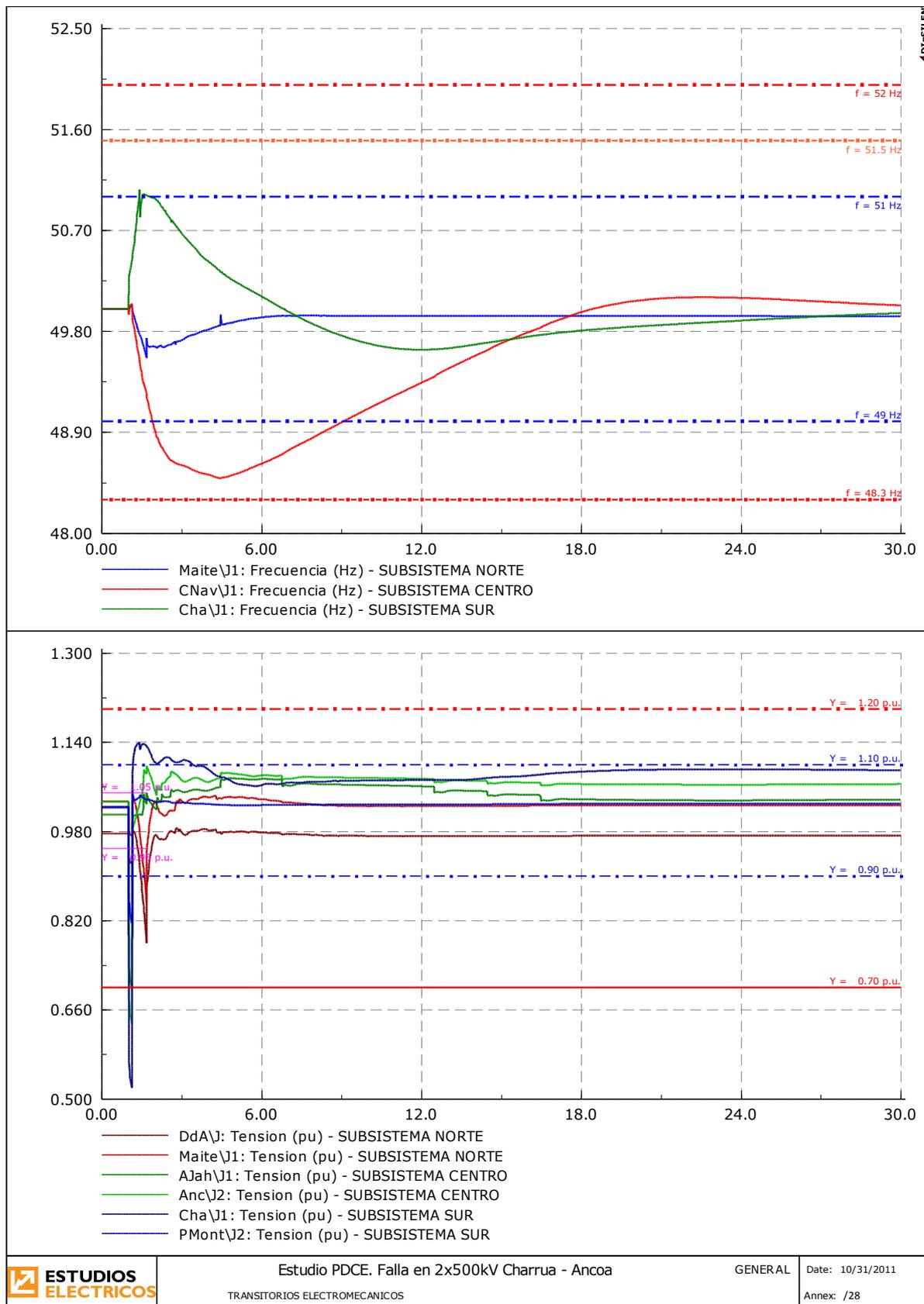




## Escenario: DA\_1360MW\_3Guac

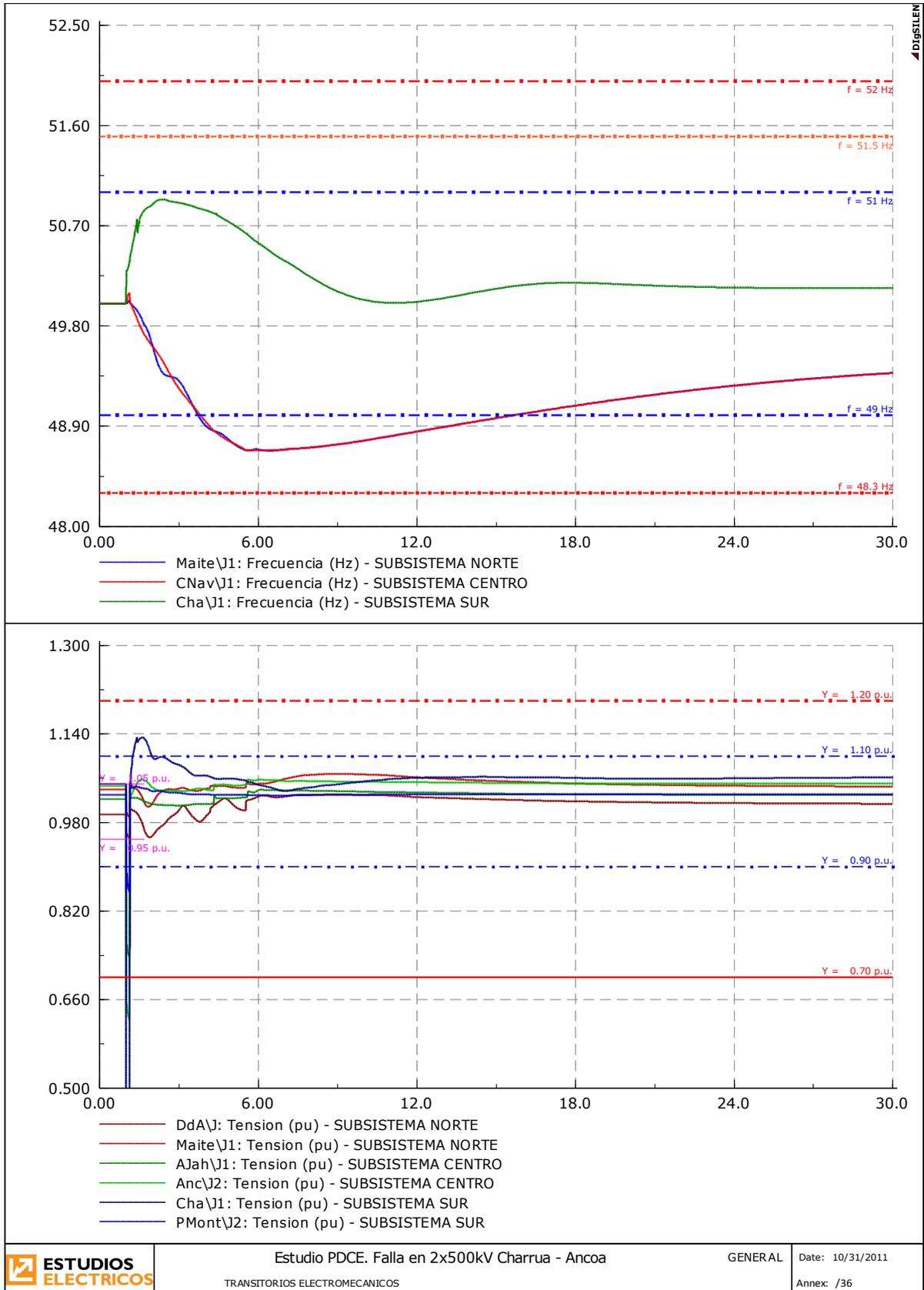


## Escenario: DA\_1360MW\_4Guac



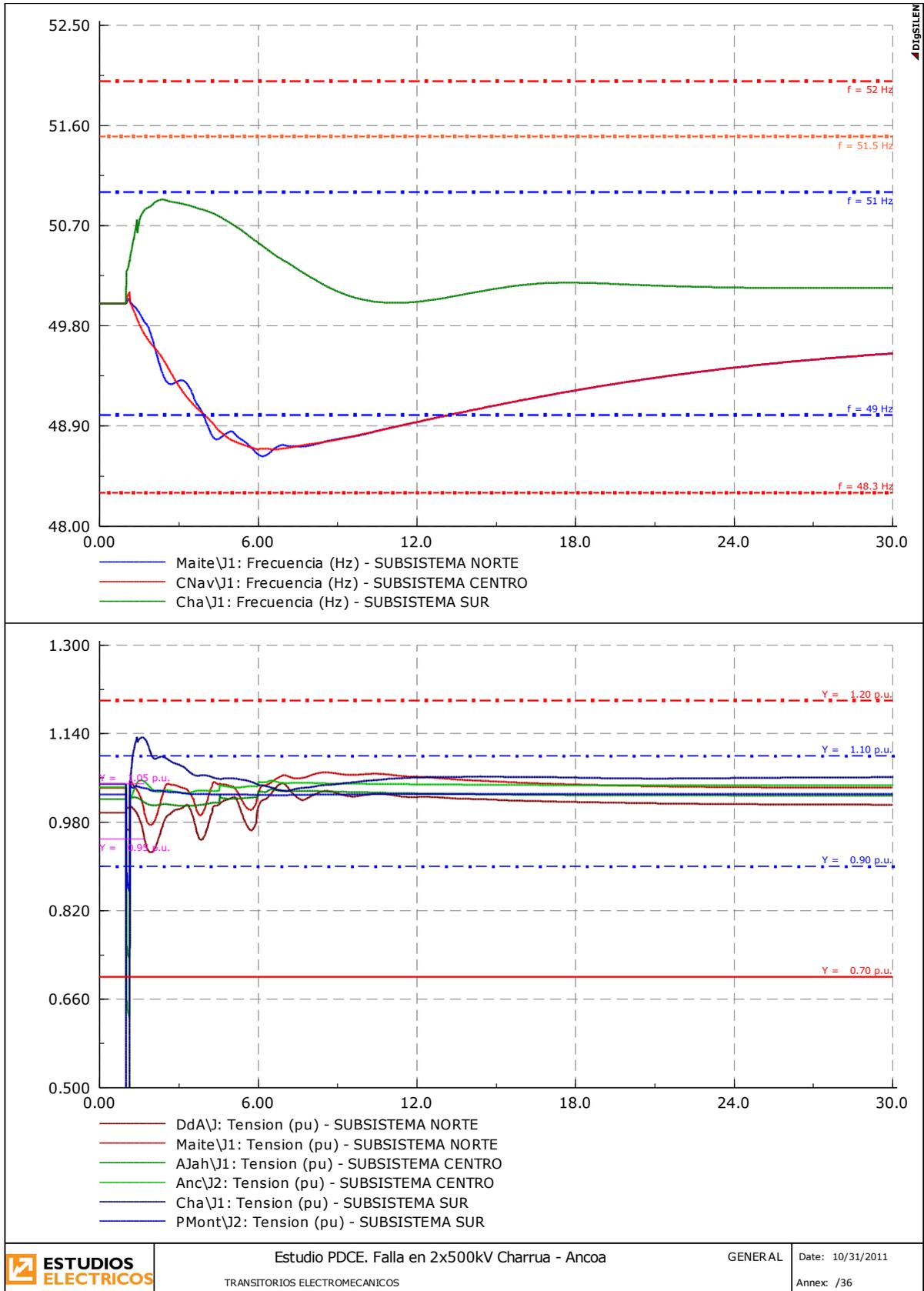


## Escenario: DM\_550MW\_3Guac



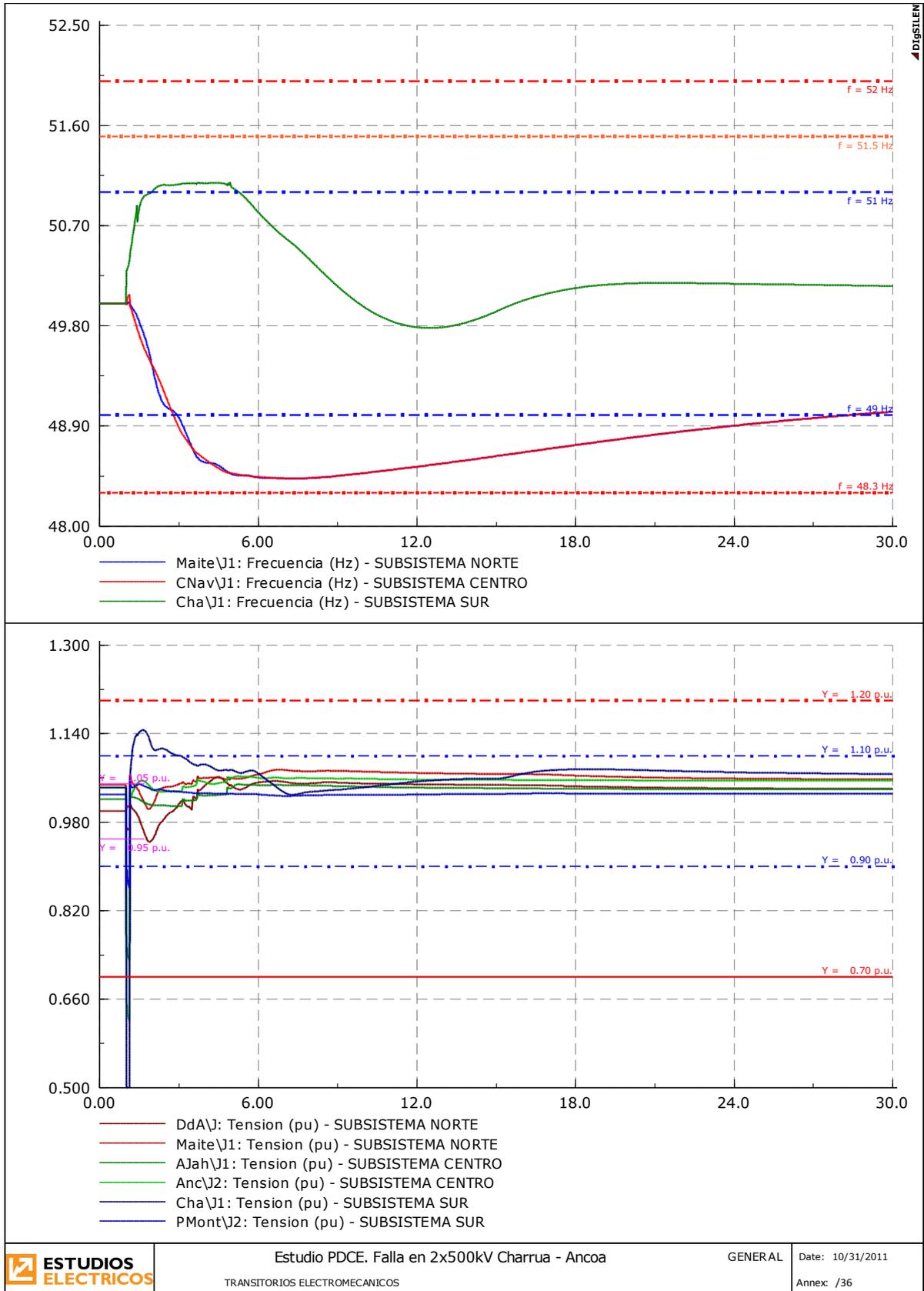


## Escenario: DM\_550MW\_4Guac

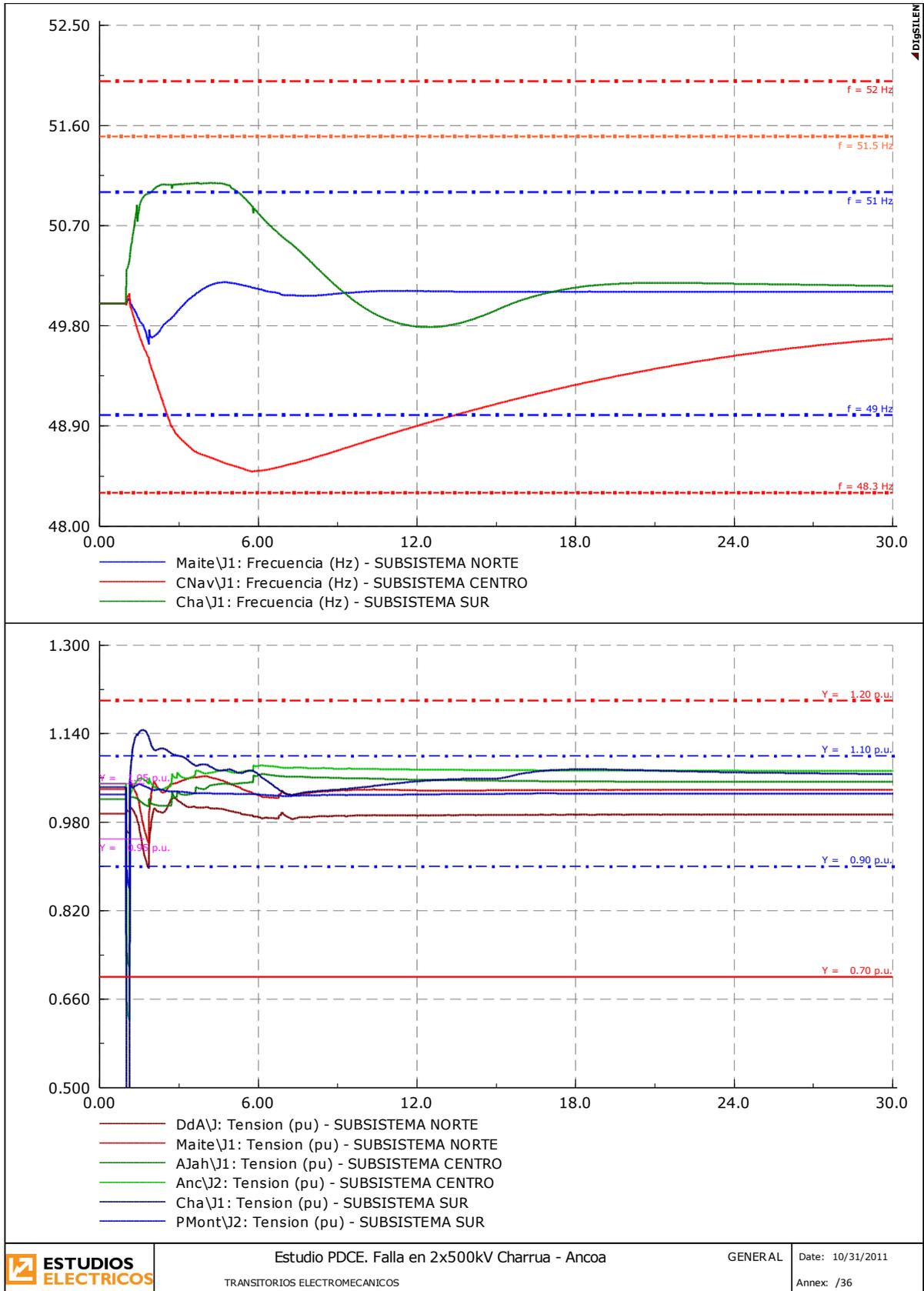




## Escenario: DM\_750MW\_3Guac

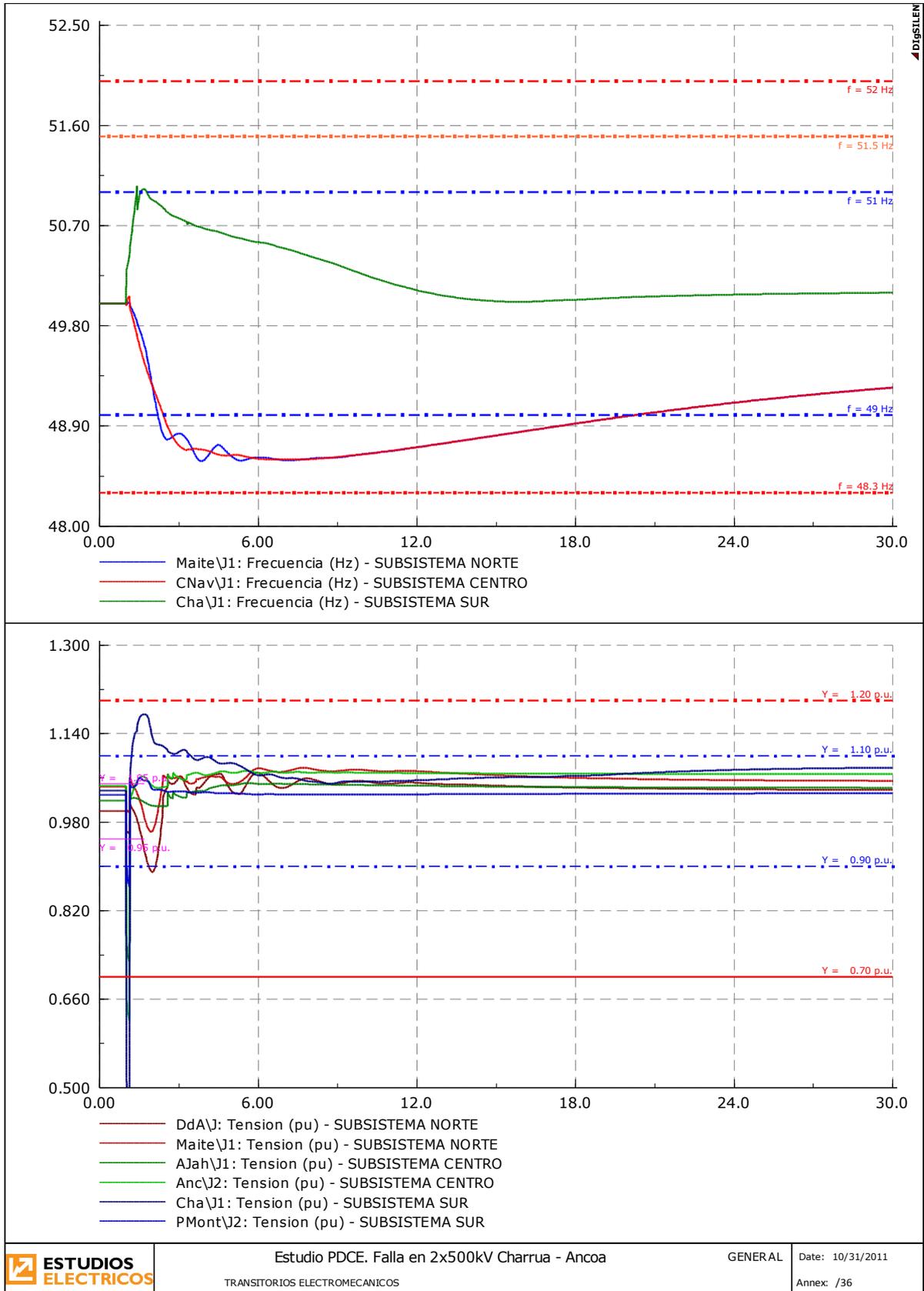


## Escenario: DM\_750MW\_4Guac



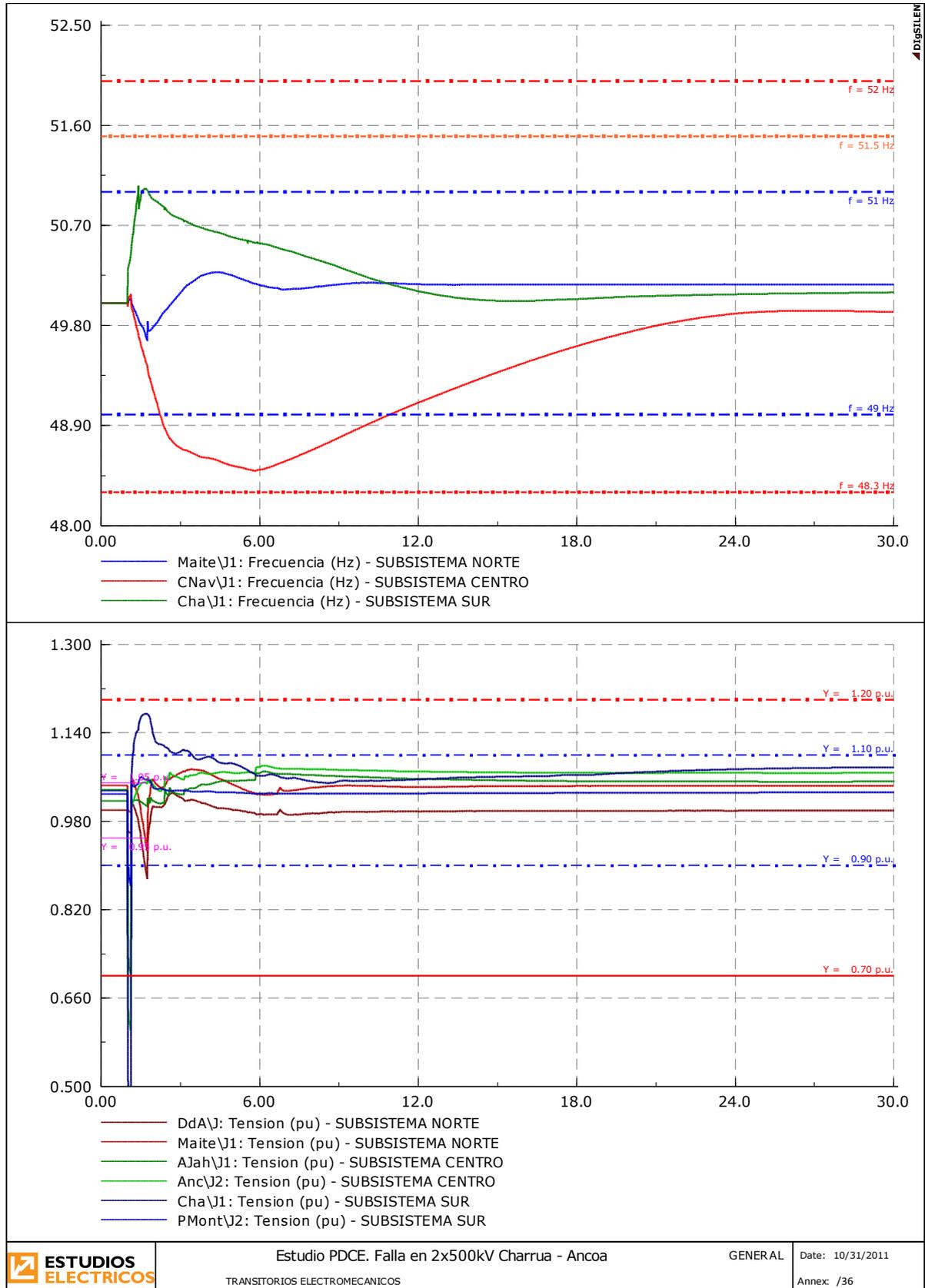


## Escenario: DM\_900MW\_3Guac

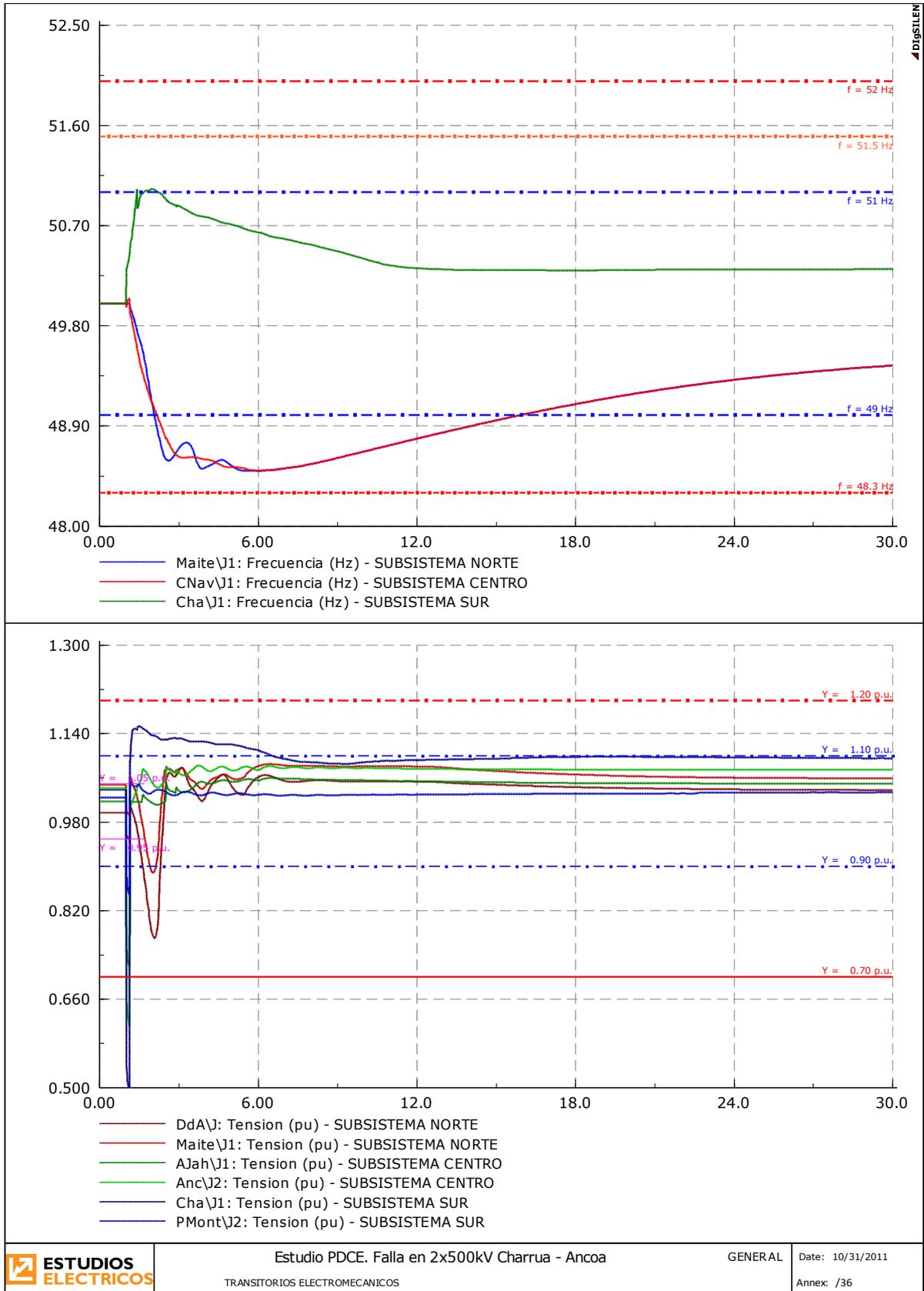




## Escenario: DM\_900MW\_4Guac

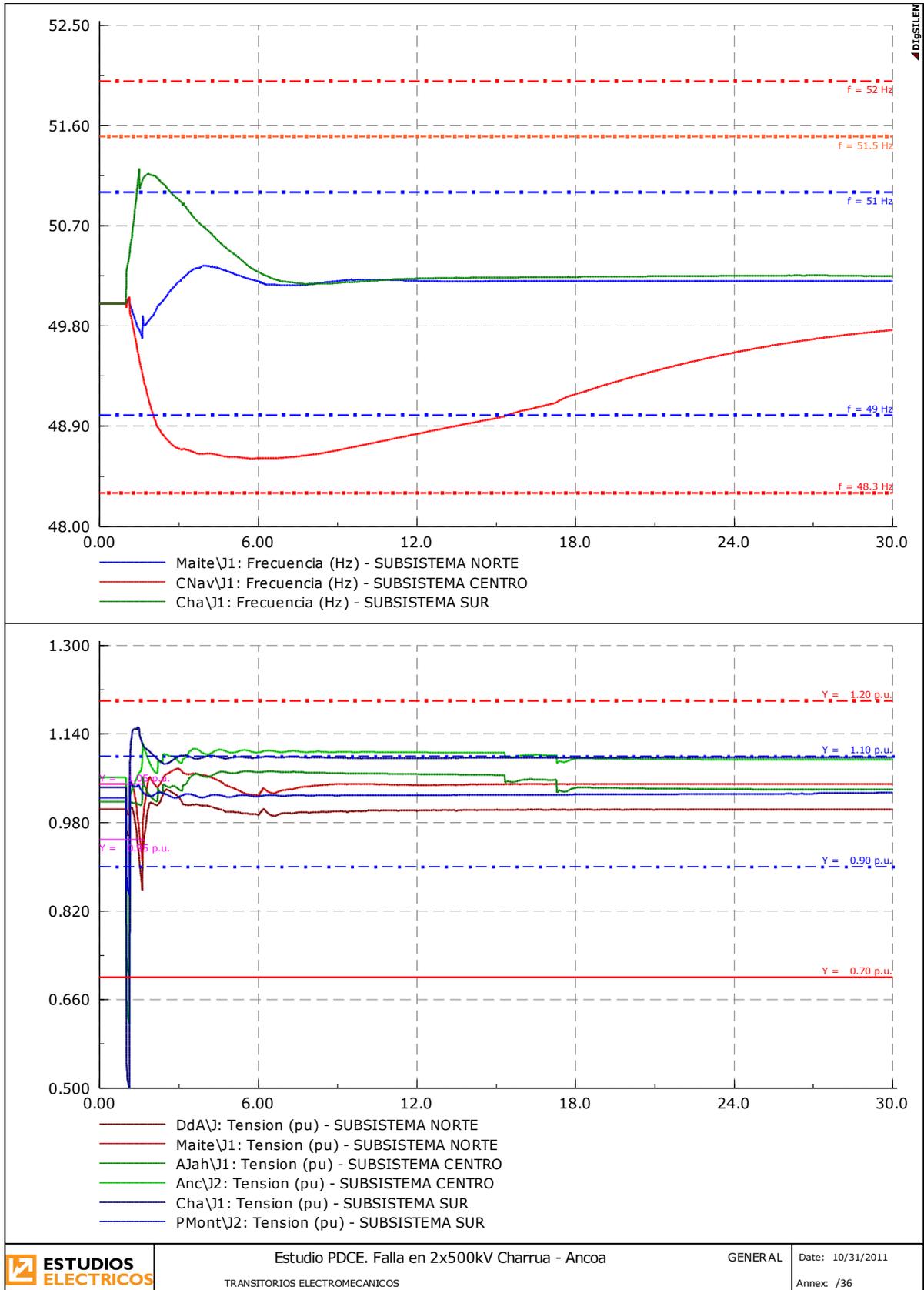


## Escenario: DM\_1100MW\_3Guac



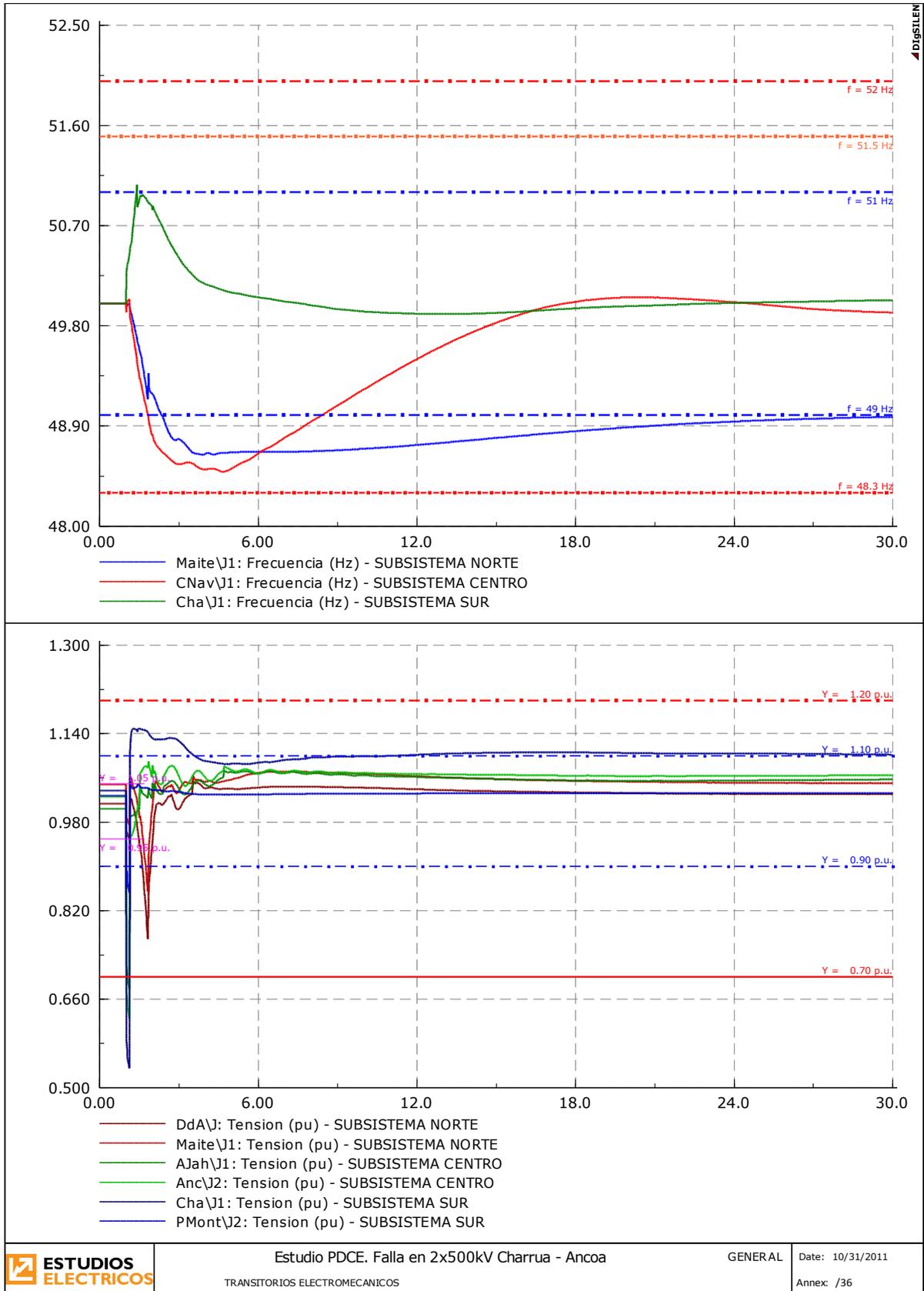


## Escenario: DM\_1100MW\_4Guac



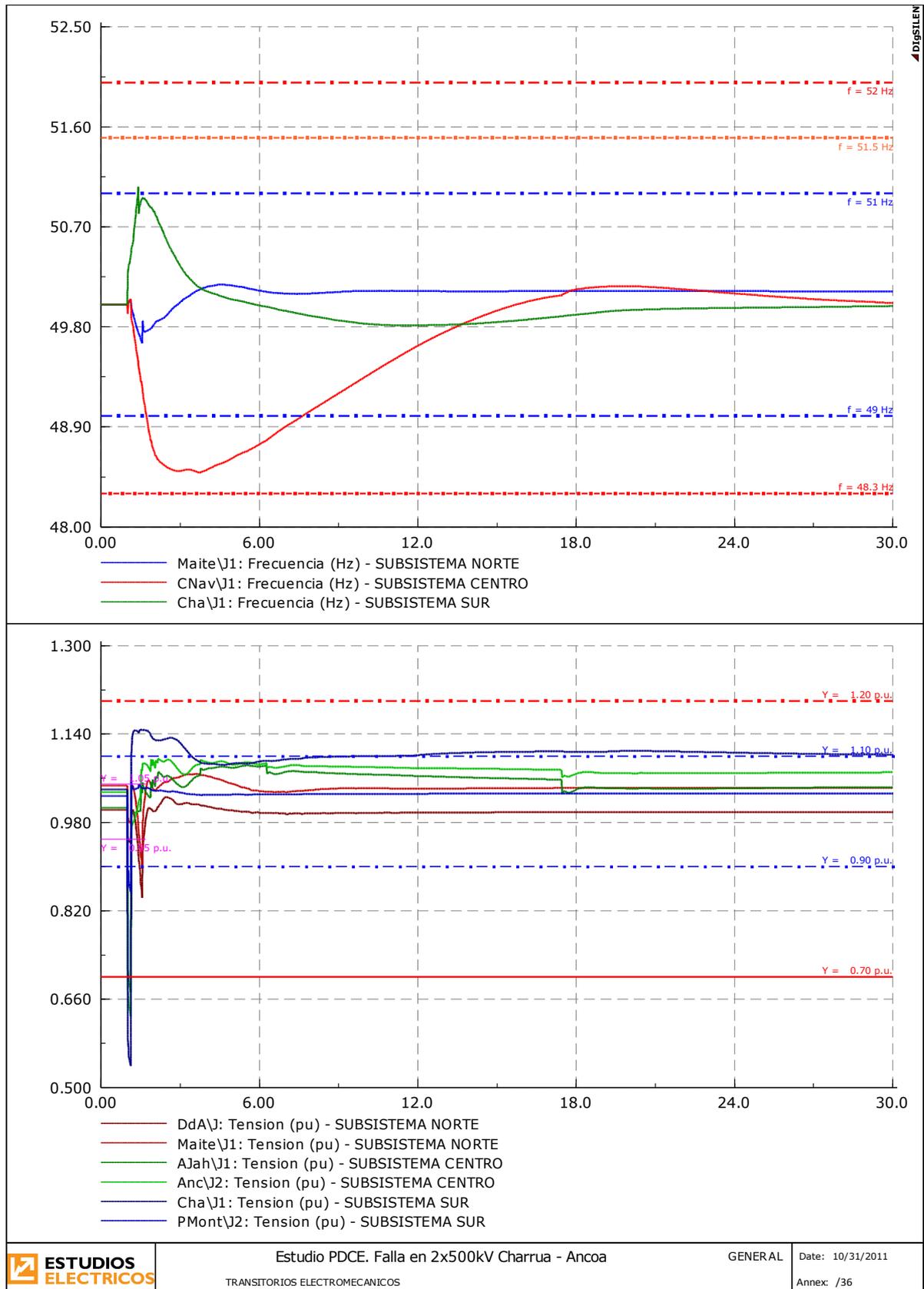


## Escenario: DM\_1360MW\_3Guac



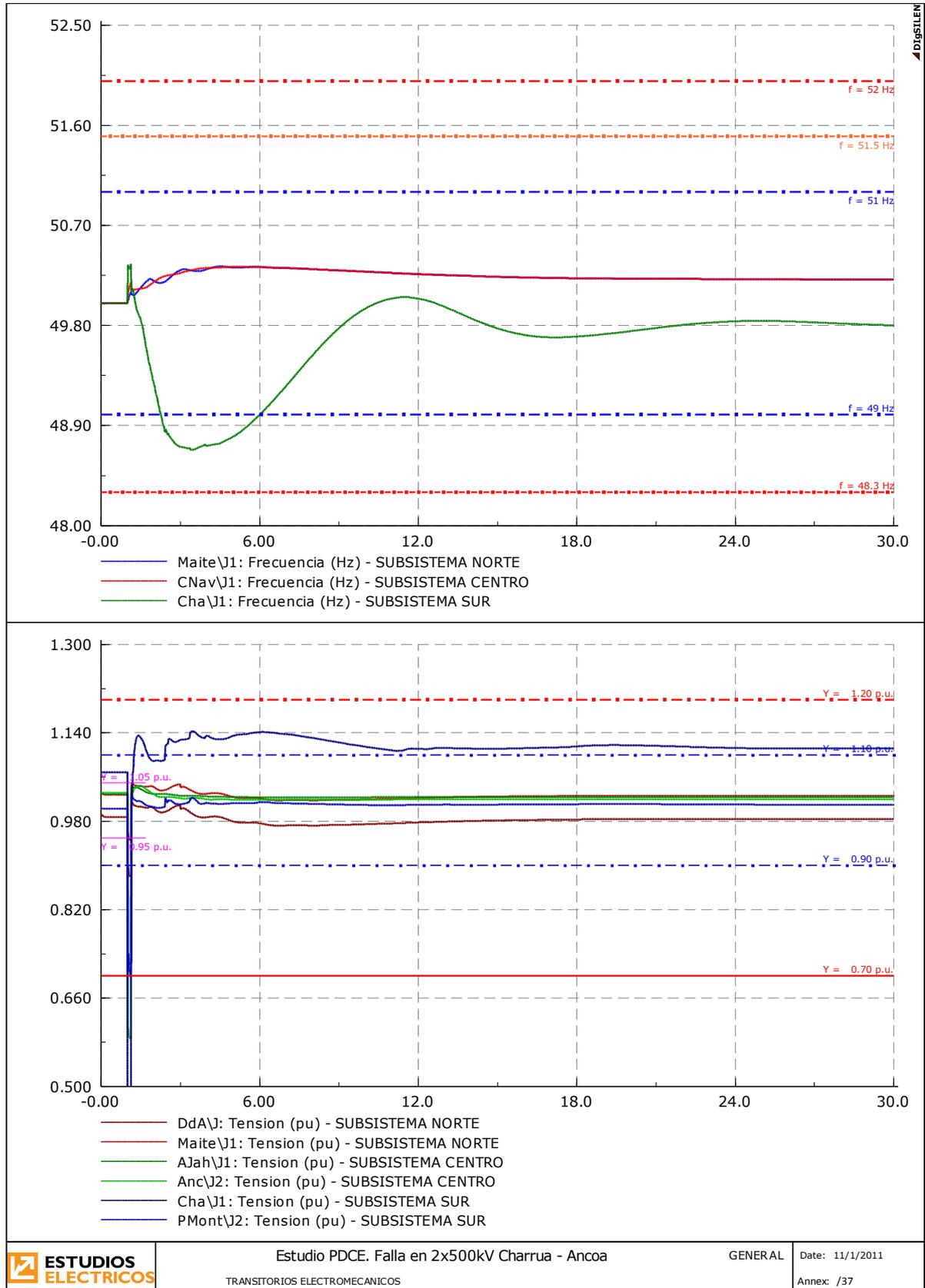


## Escenario: DM\_1360MW\_4Guac



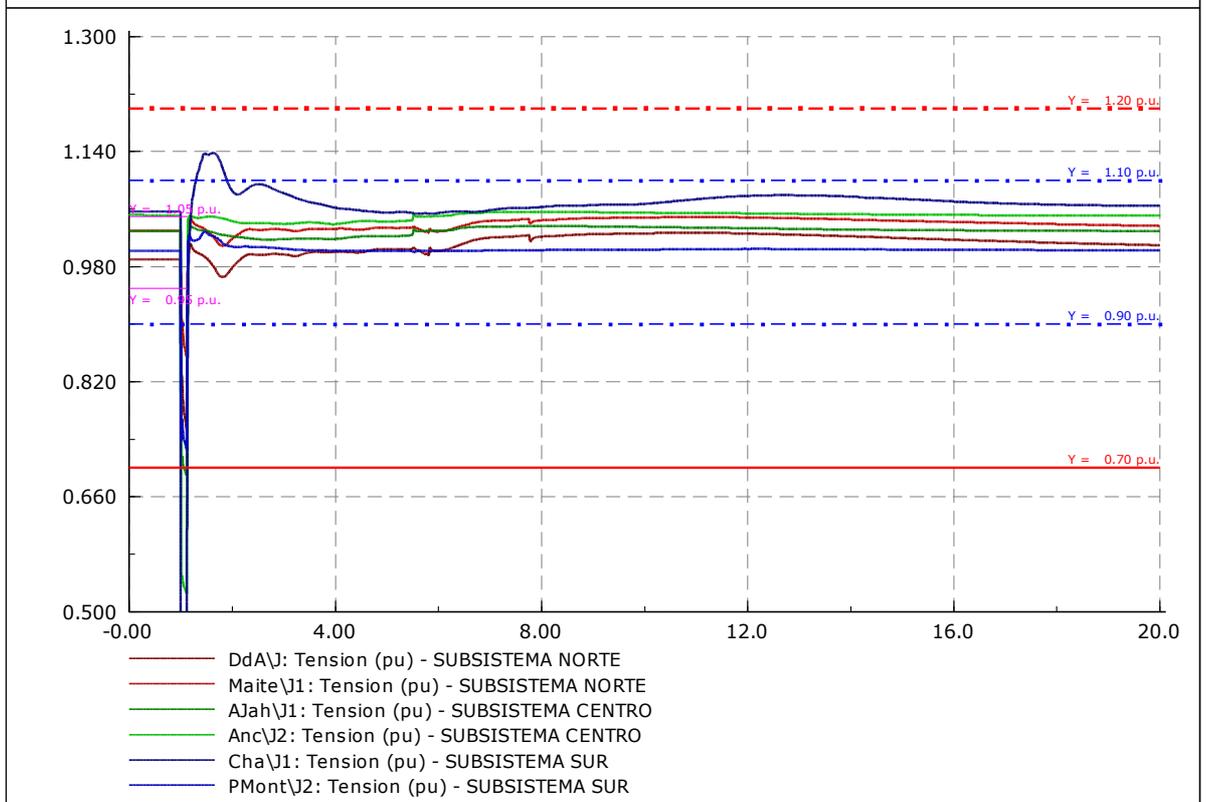
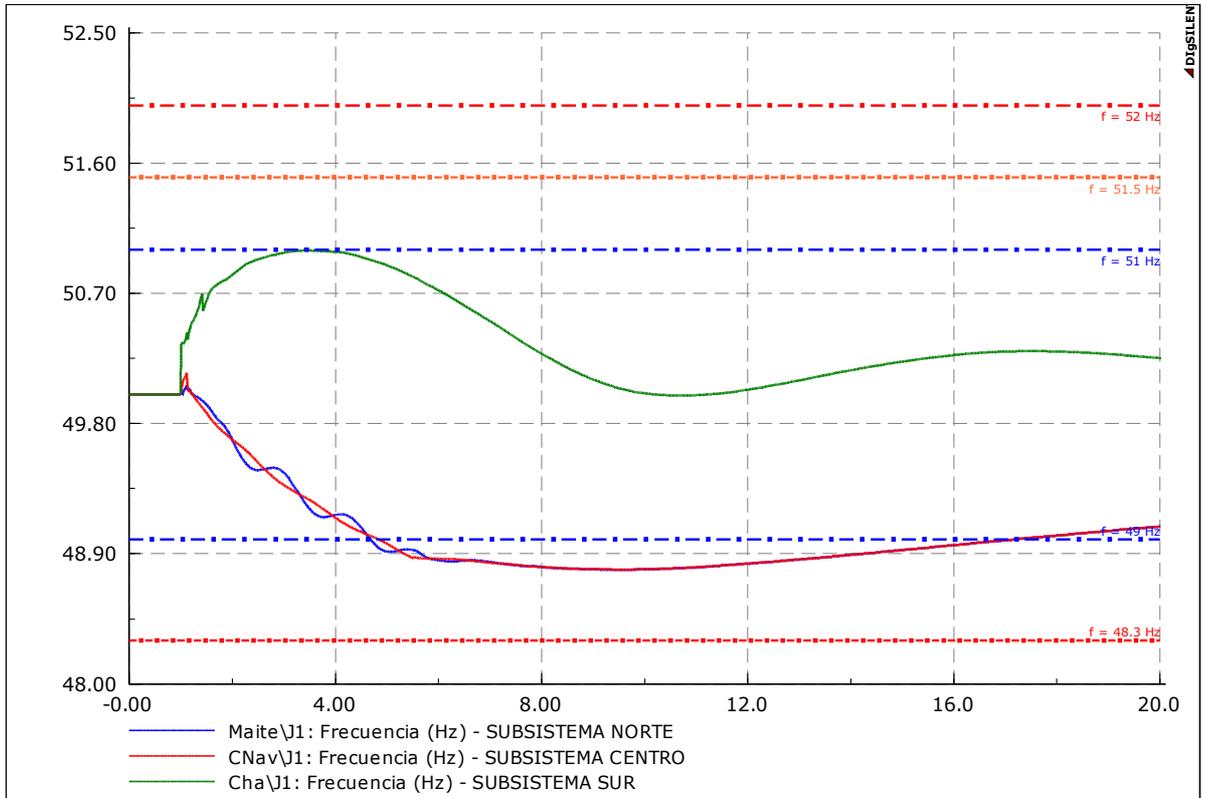


## Escenario: DB\_-150MW\_4Guac



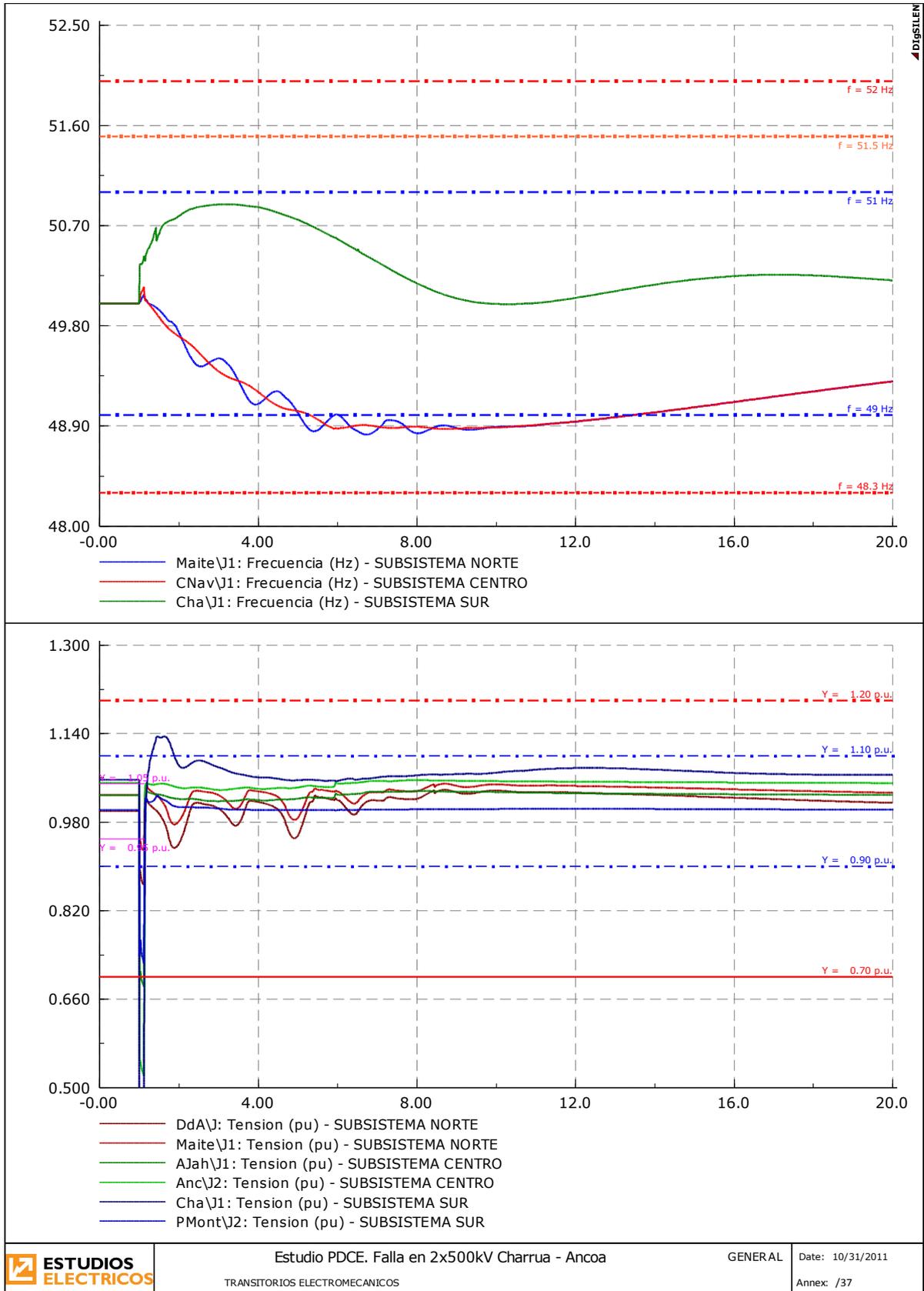


## Escenario: DB\_300MW\_3Guac



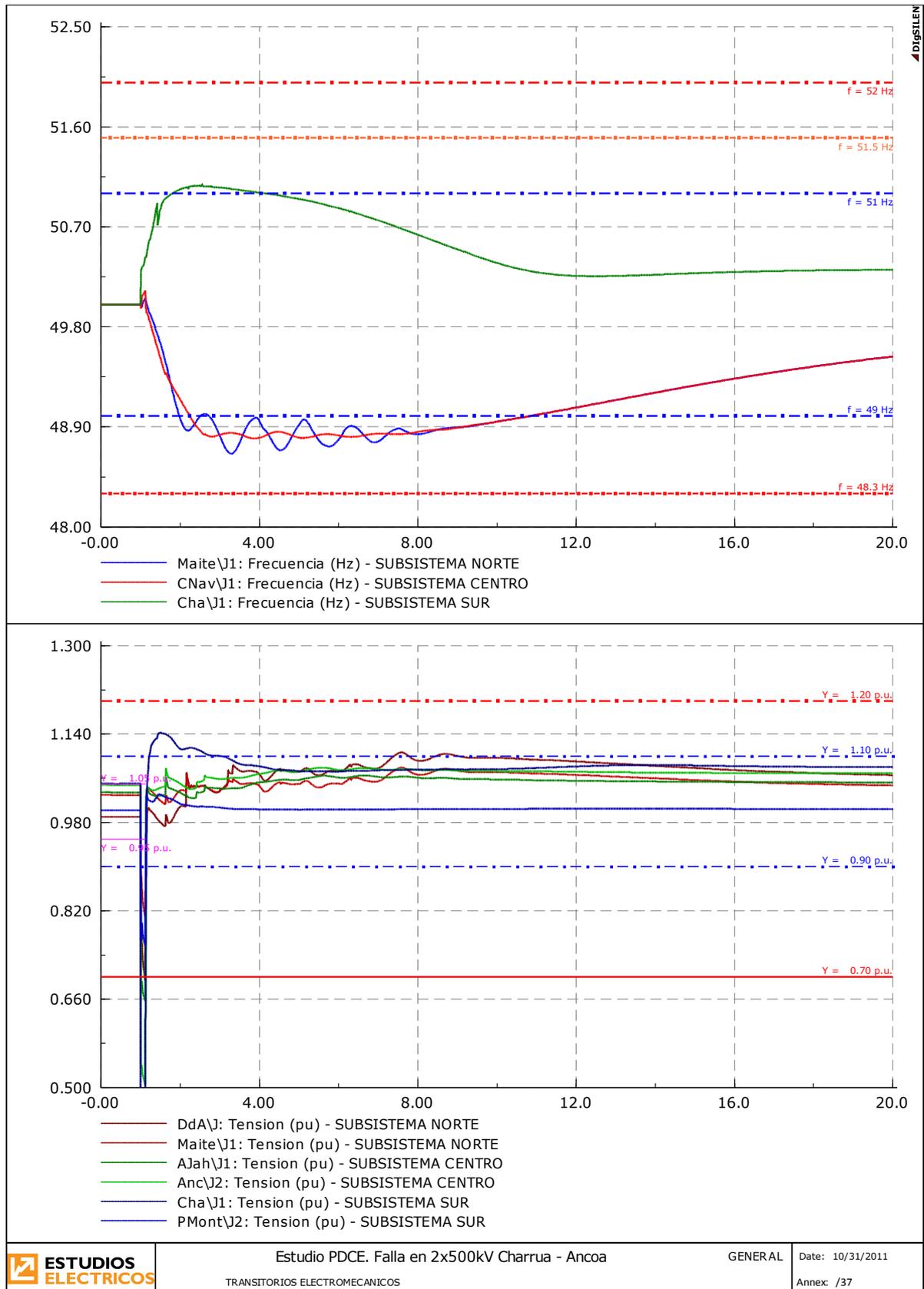


## Escenario: DB\_300MW\_4Guac

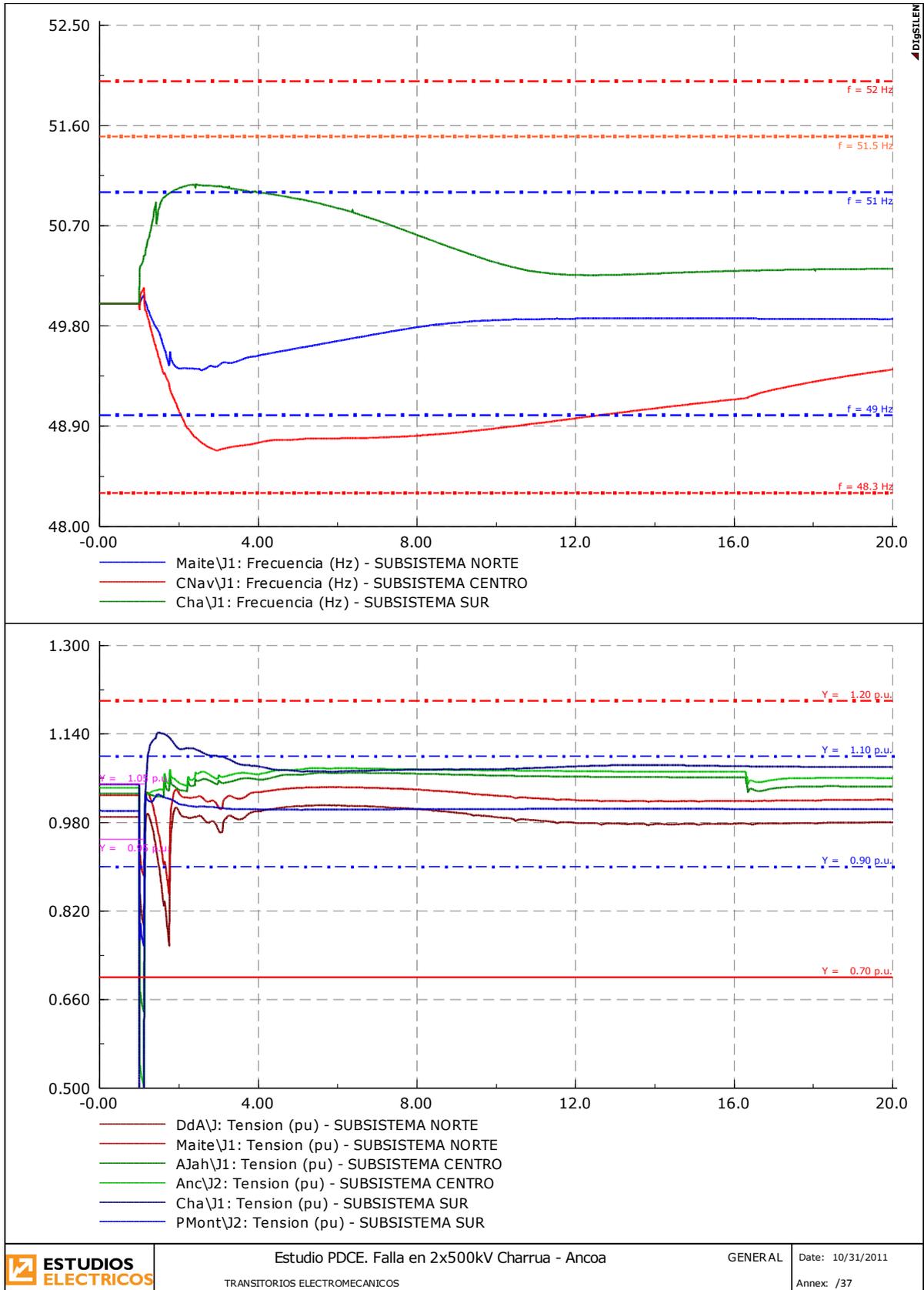




## Escenario: DB\_800MW\_3Guac

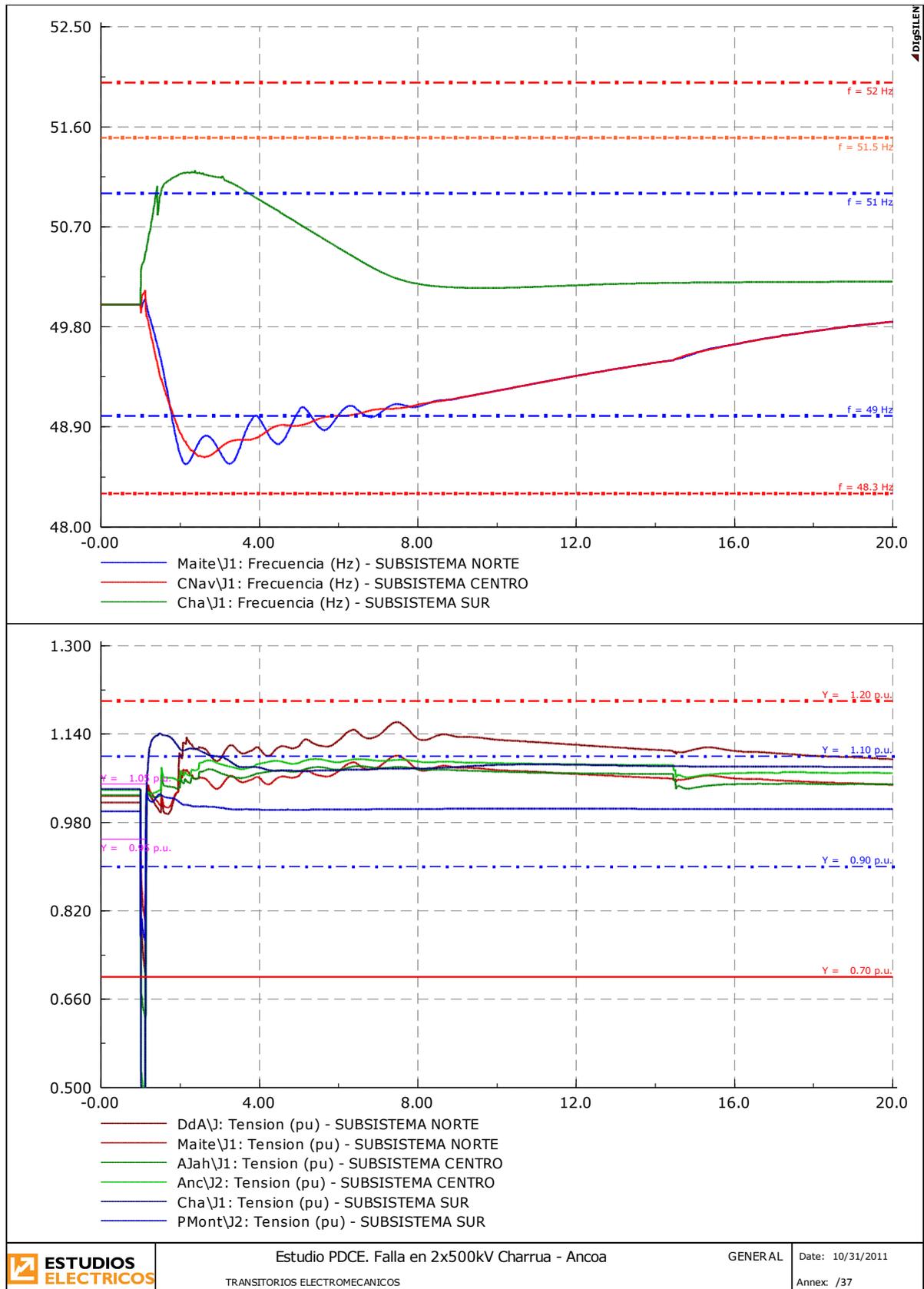


## Escenario: DB\_800MW\_4Guac



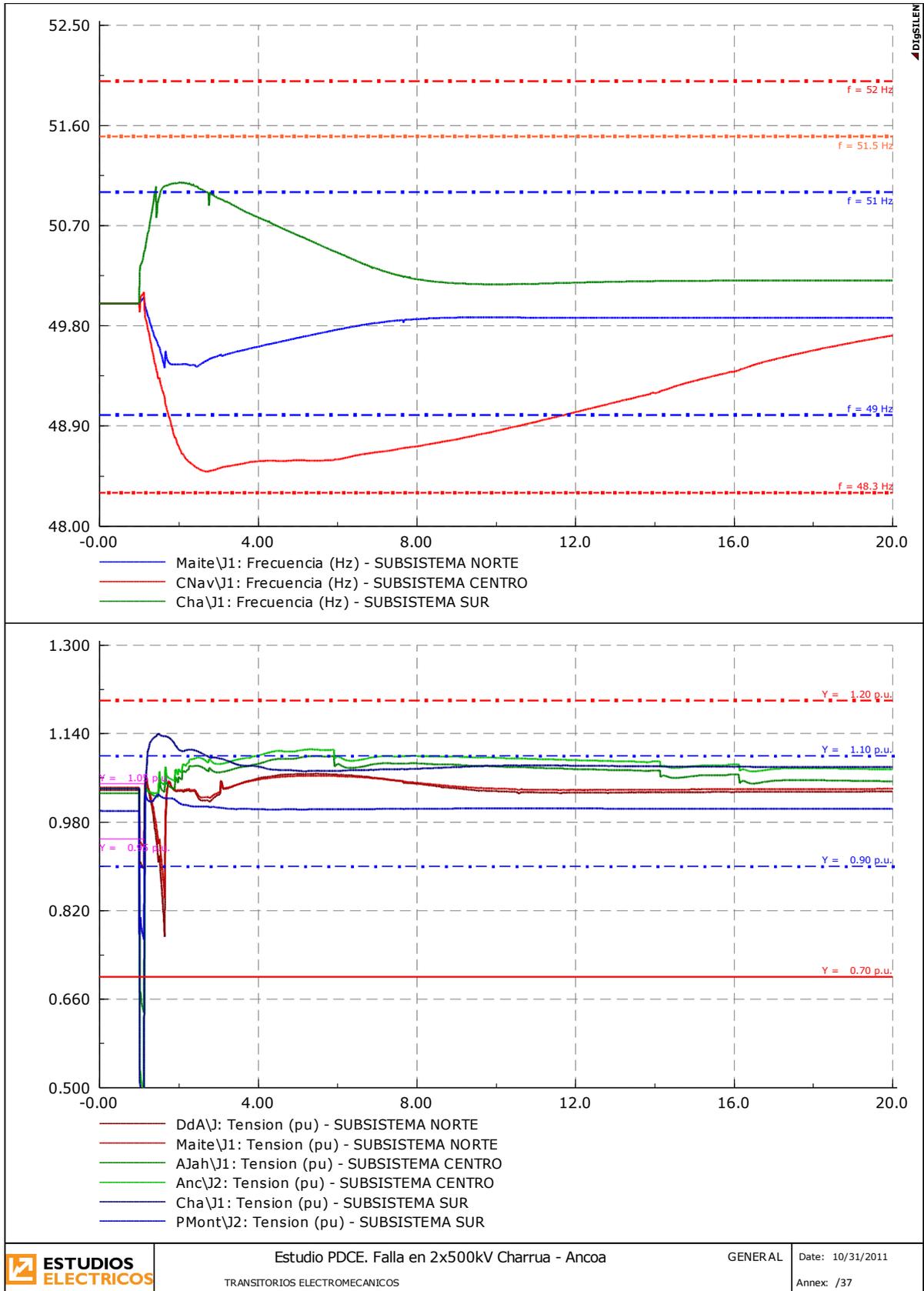


## Escenario: DB\_1000MW\_3Guac

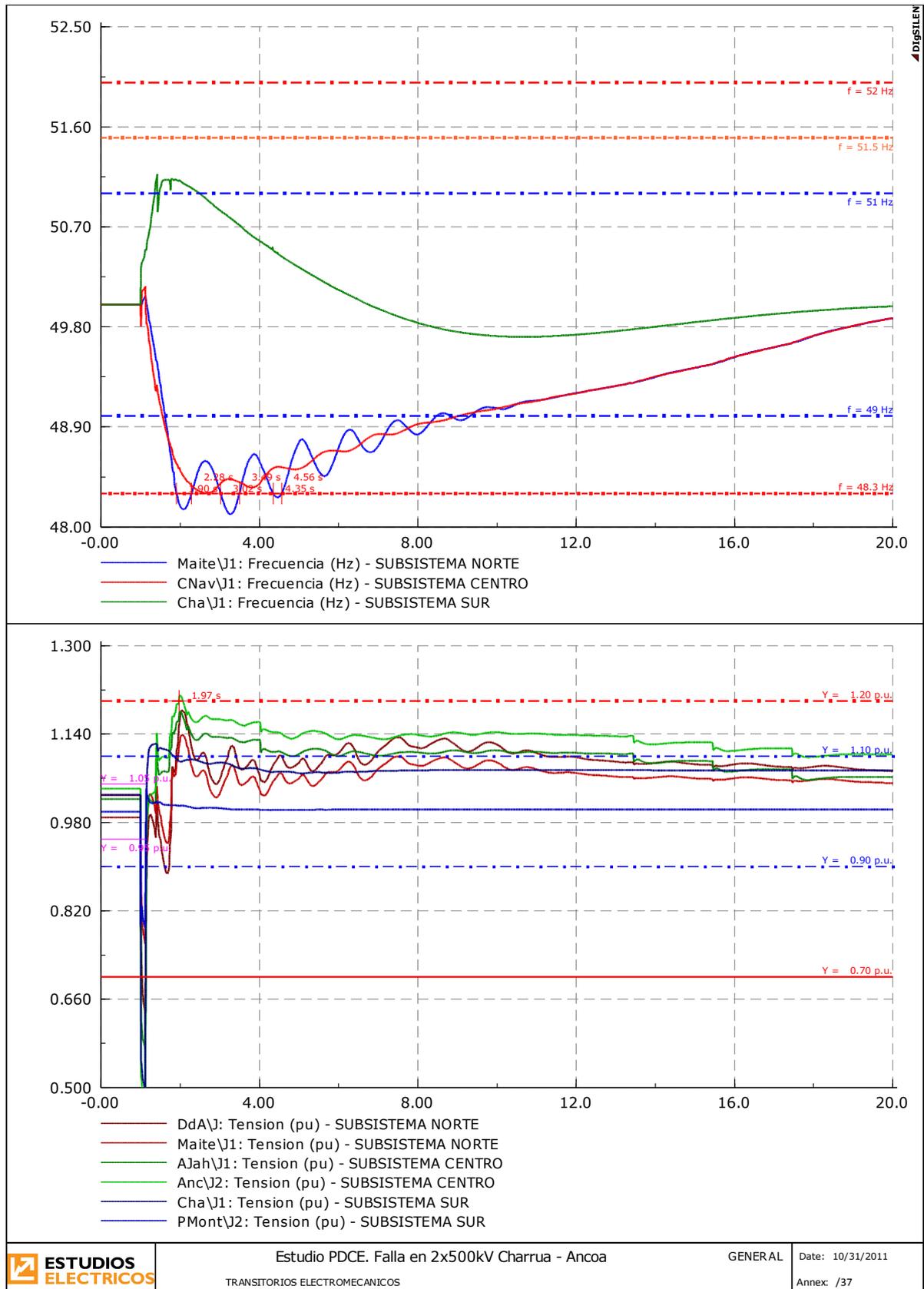




## Escenario: DB\_1000MW\_4Guac



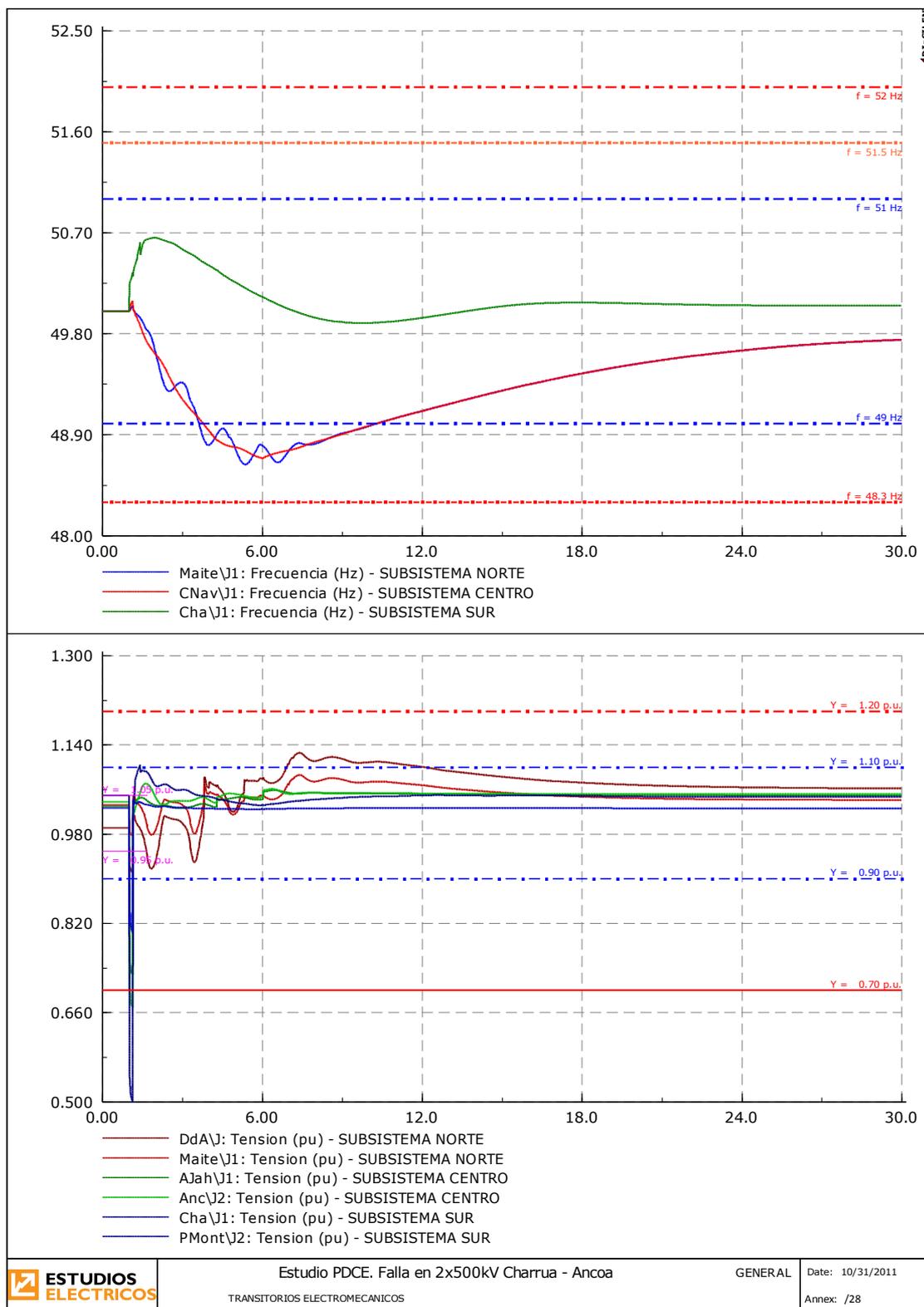
## Escenario: DB\_1360MW\_3Guac



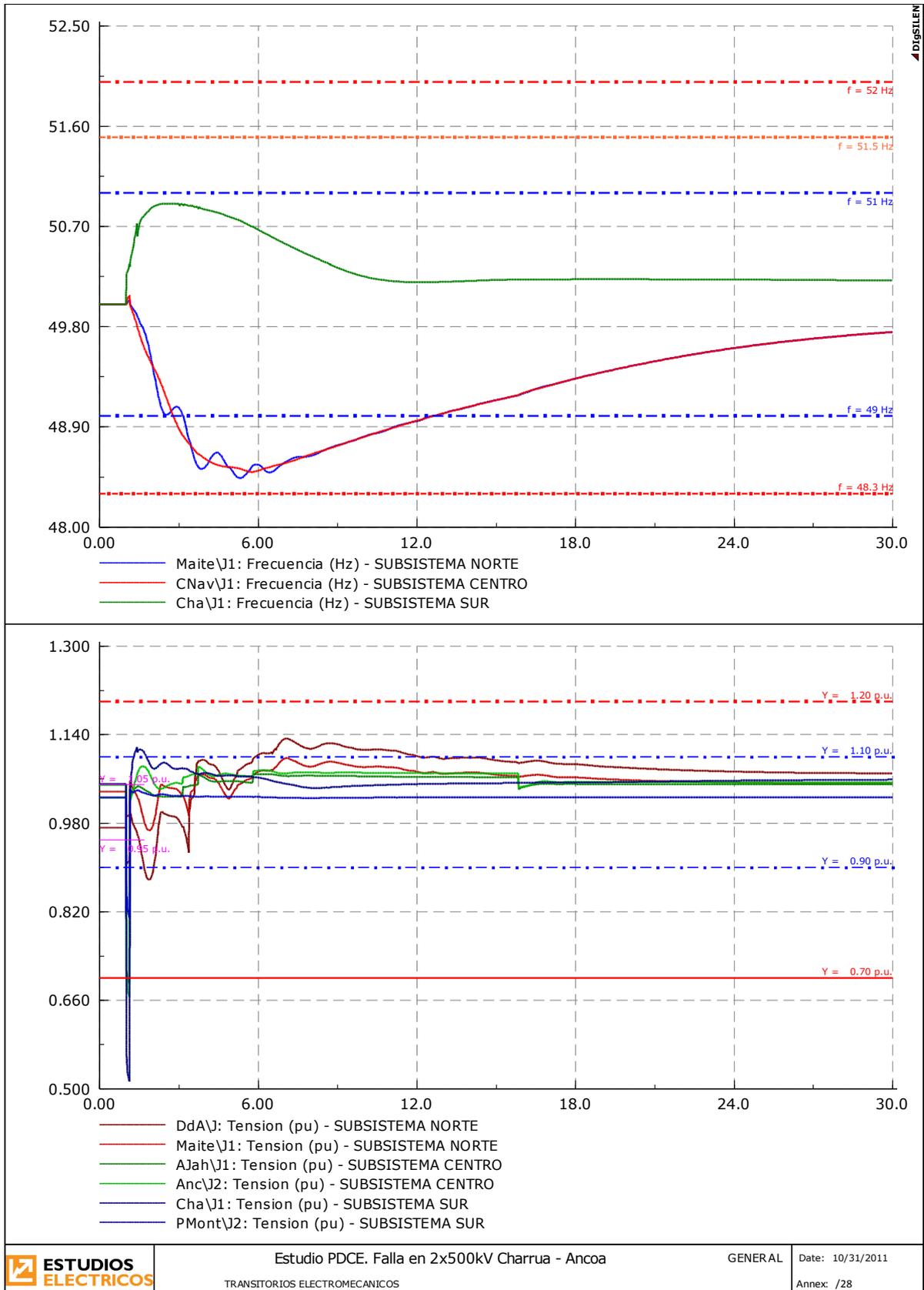
## 11.2 Sobre Escenarios de Verificación

### 11.2.1 Actuales

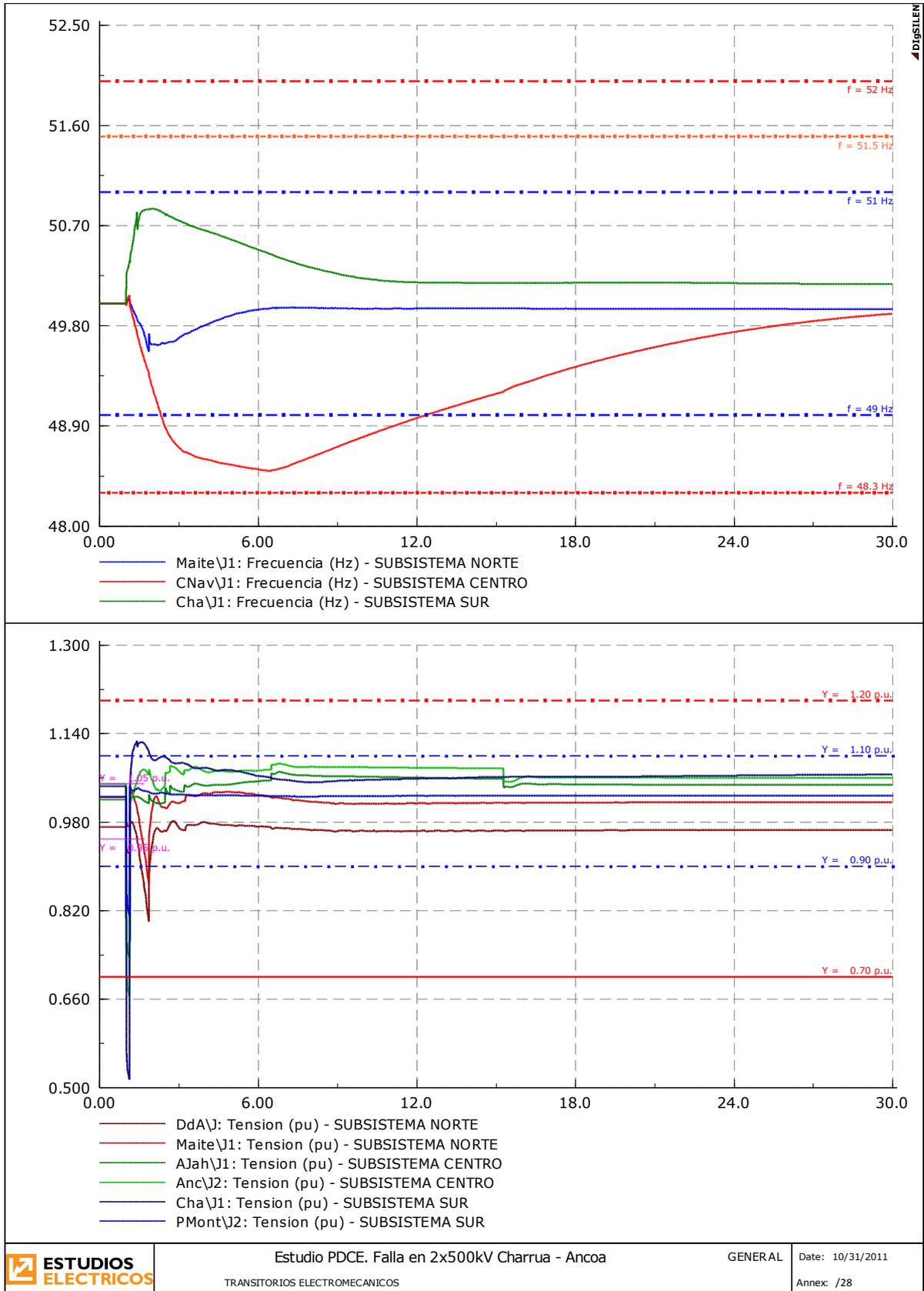
#### Escenario: DA\_550MW\_4Guac+



## Escenario: DA\_750MW\_4Guac+

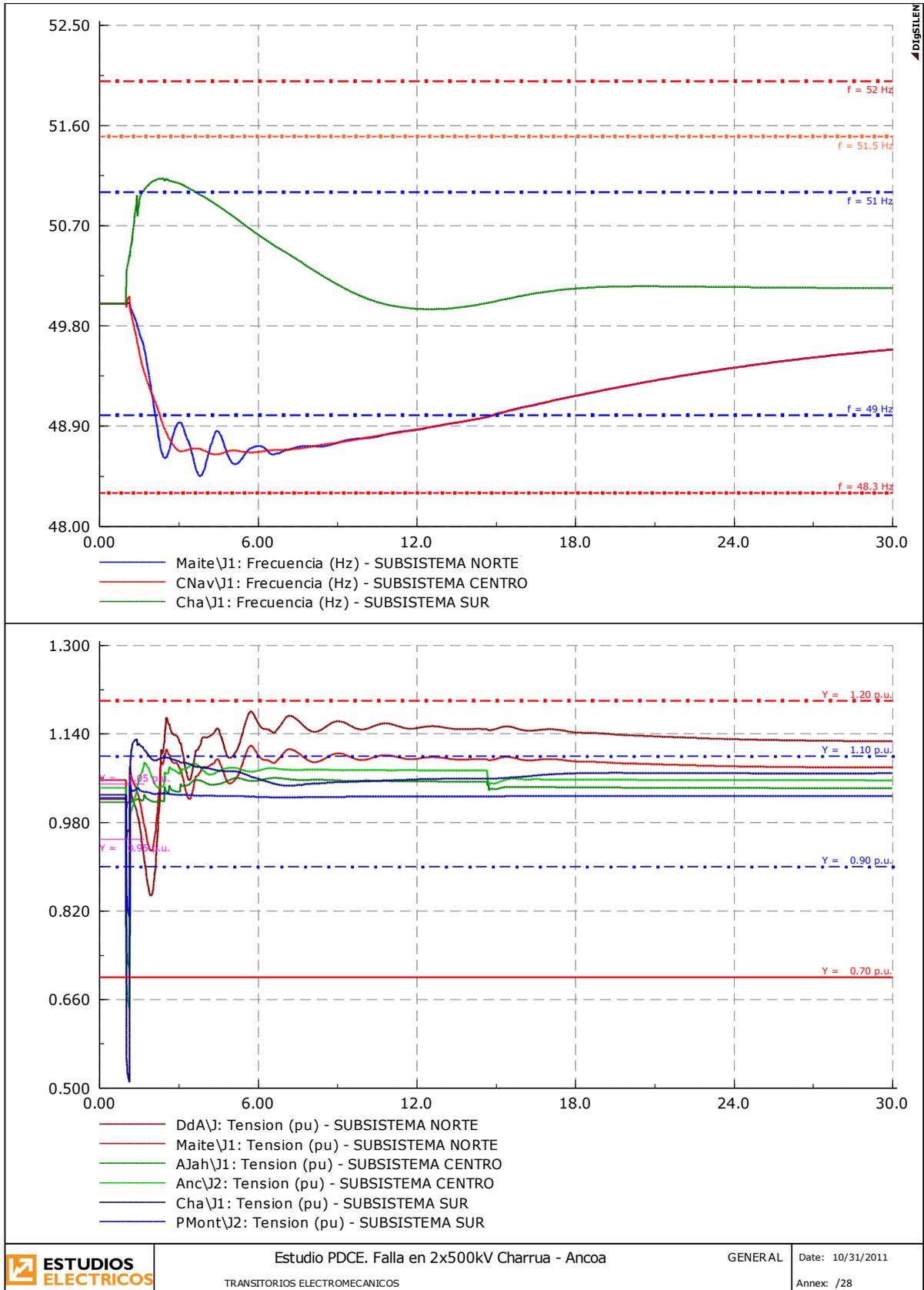


## Escenario: DA\_900MW\_4Guac+

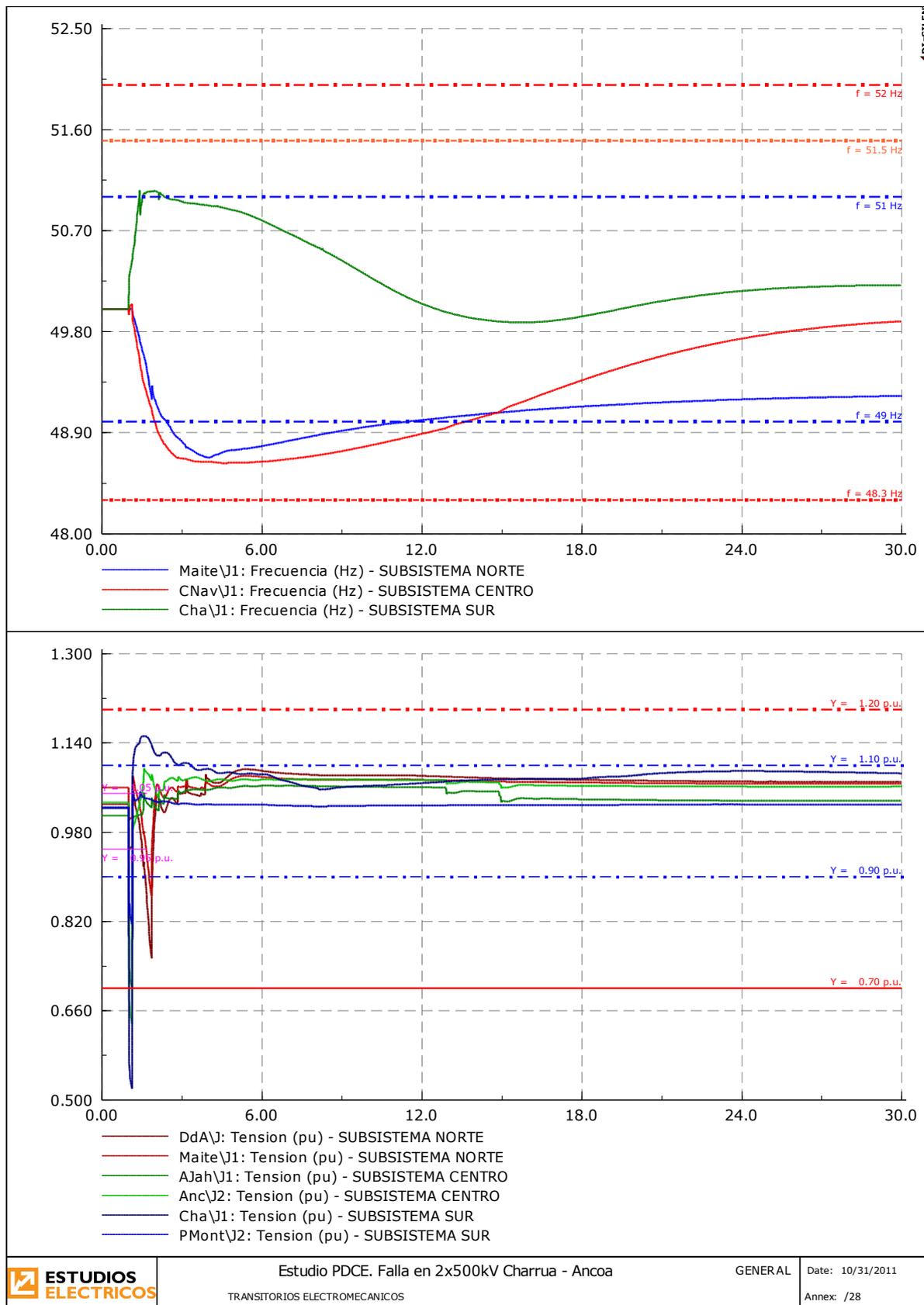




## Escenario: DA\_1100MW\_4Guac+

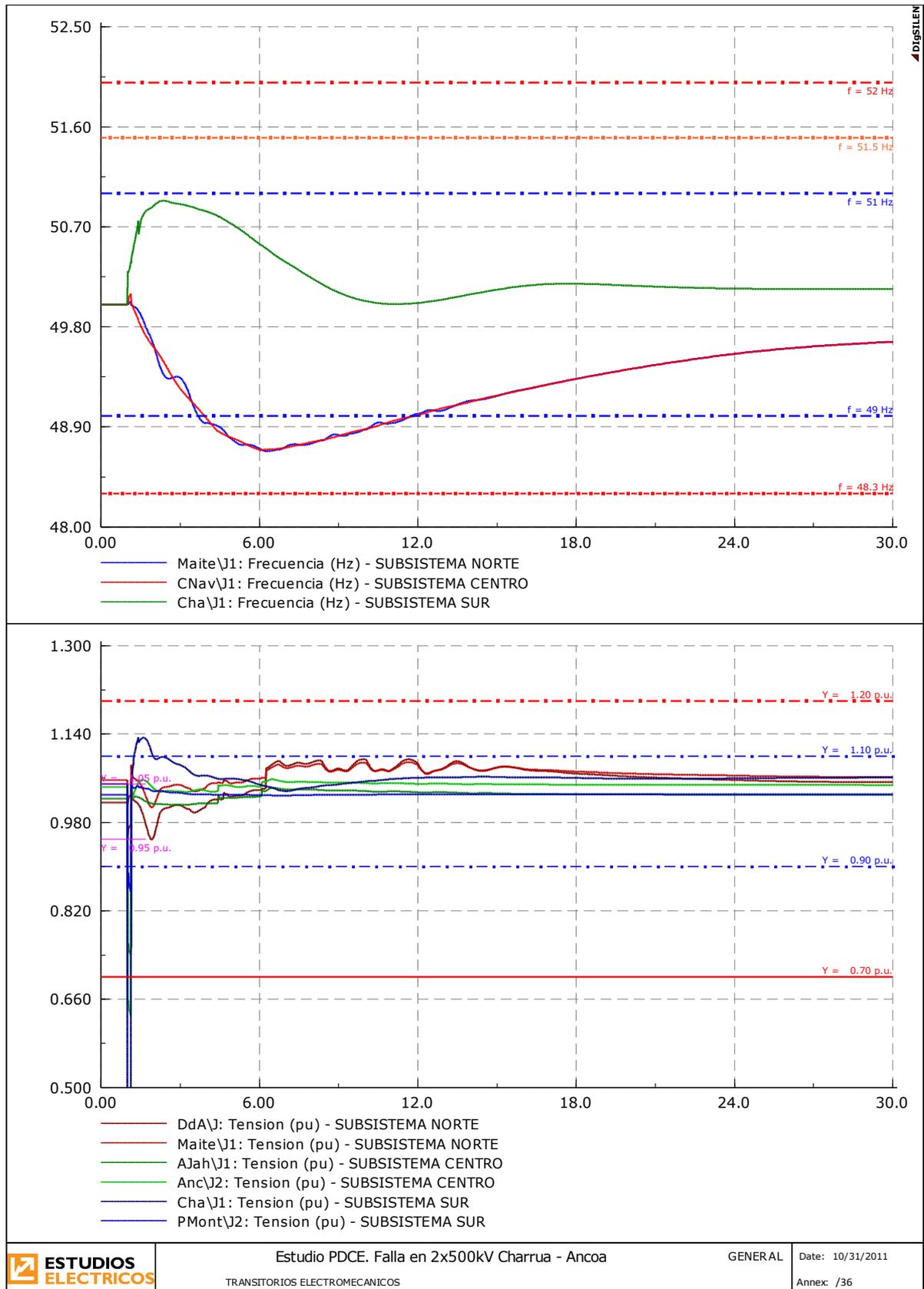


## Escenario: DA\_1360MW\_4Guac+



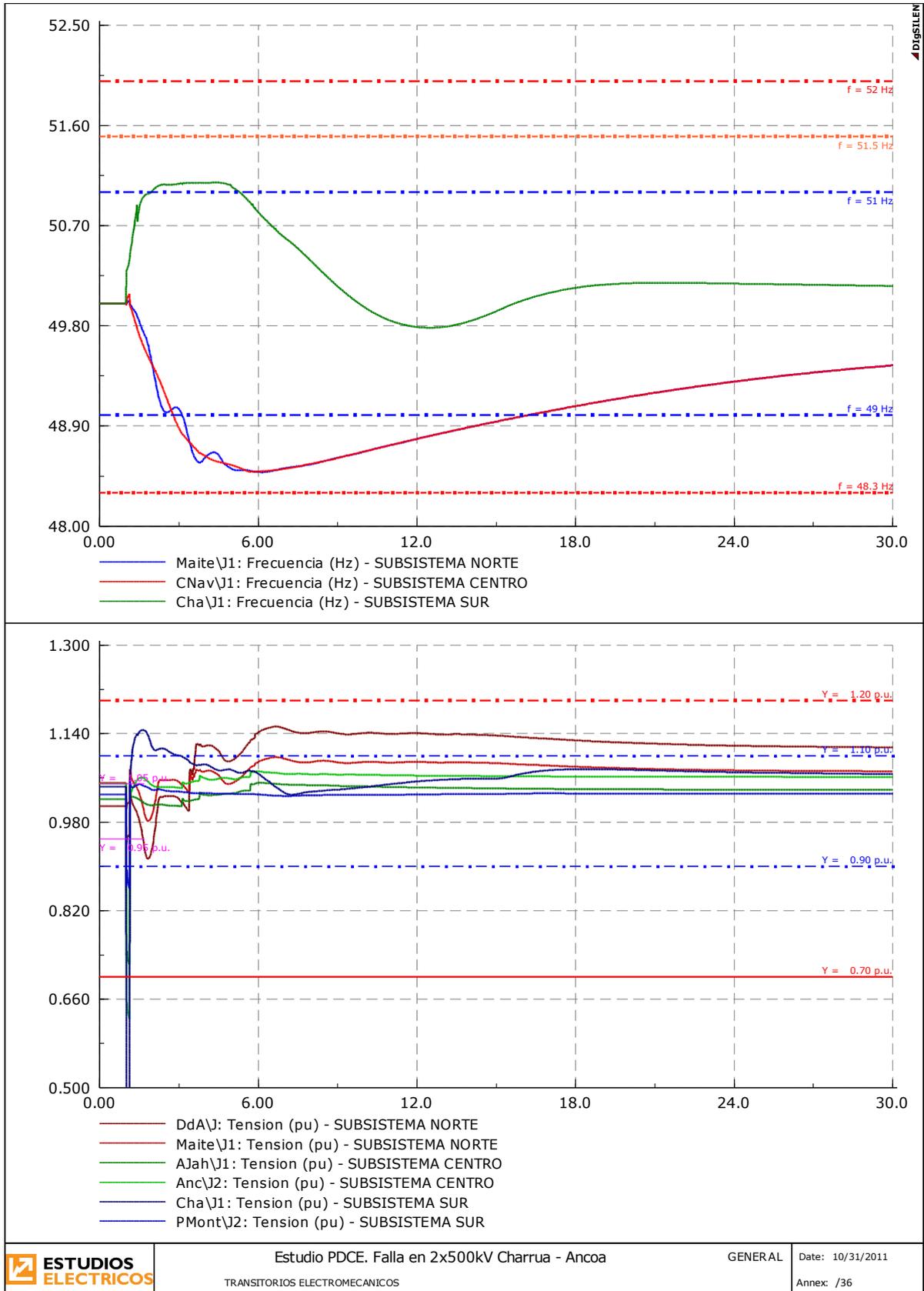


## Escenario: DM\_550MW\_4Guac+



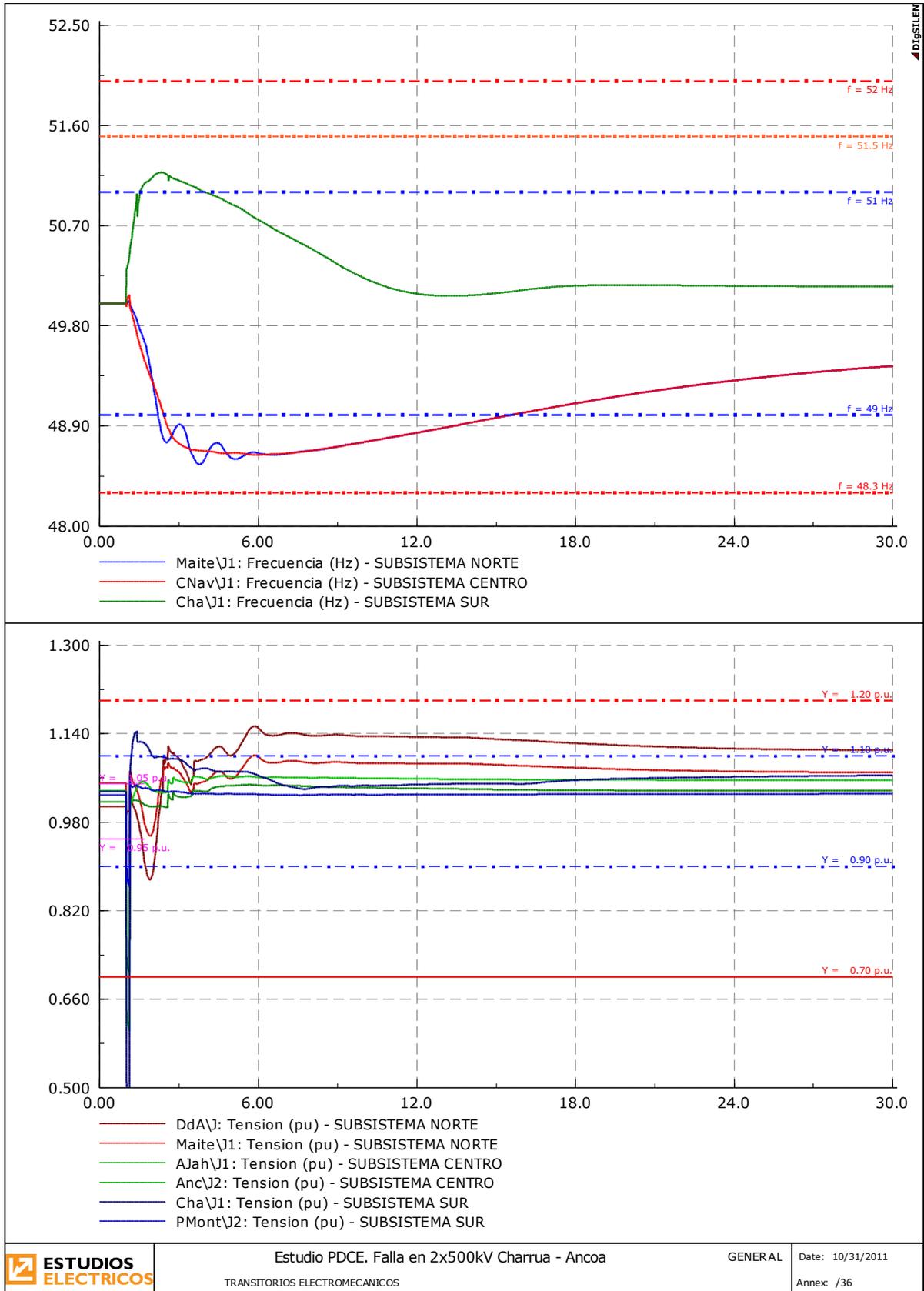


## Escenario: DM\_750MW\_4Guac+



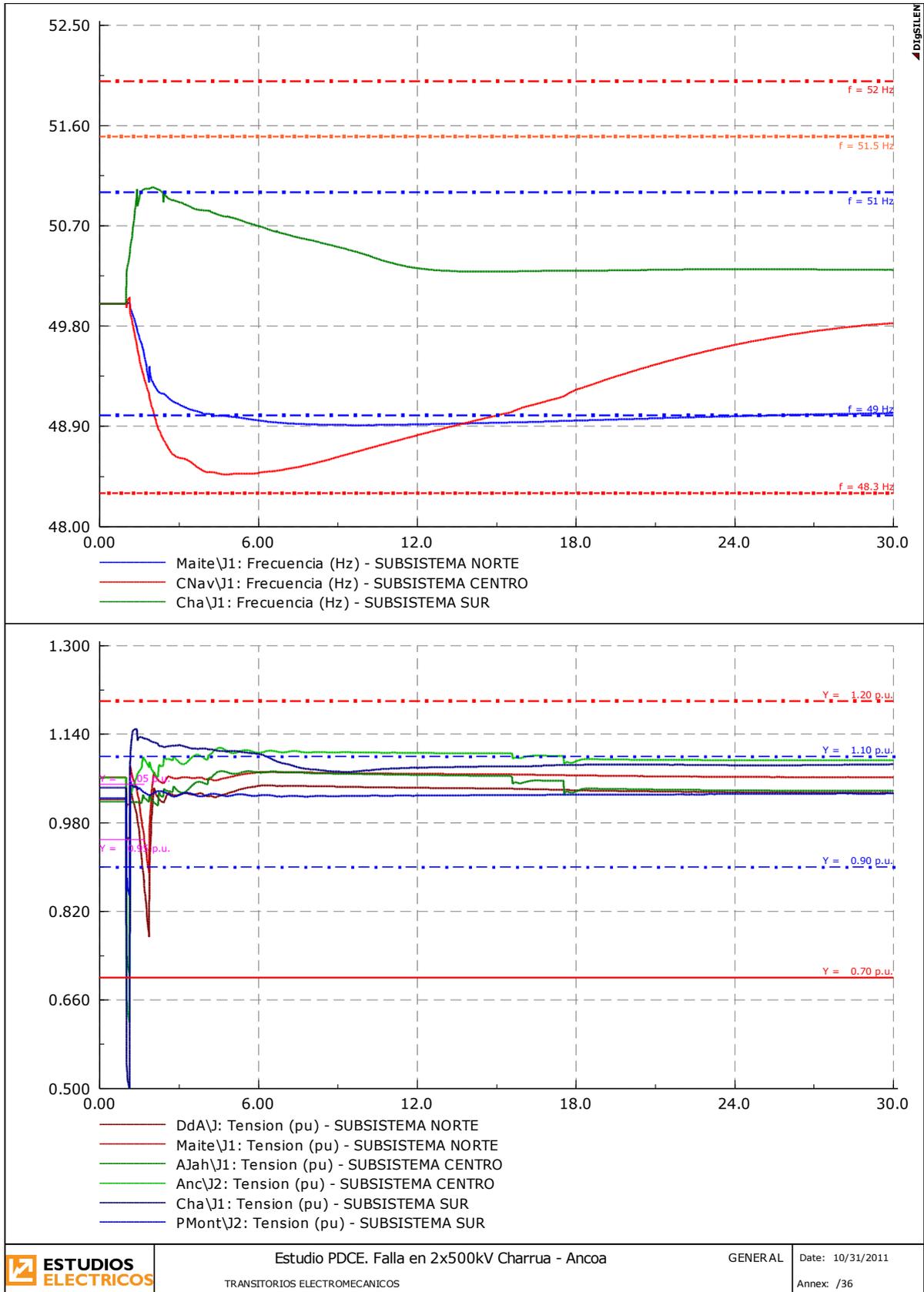


## Escenario: DM\_900MW\_4Guac+



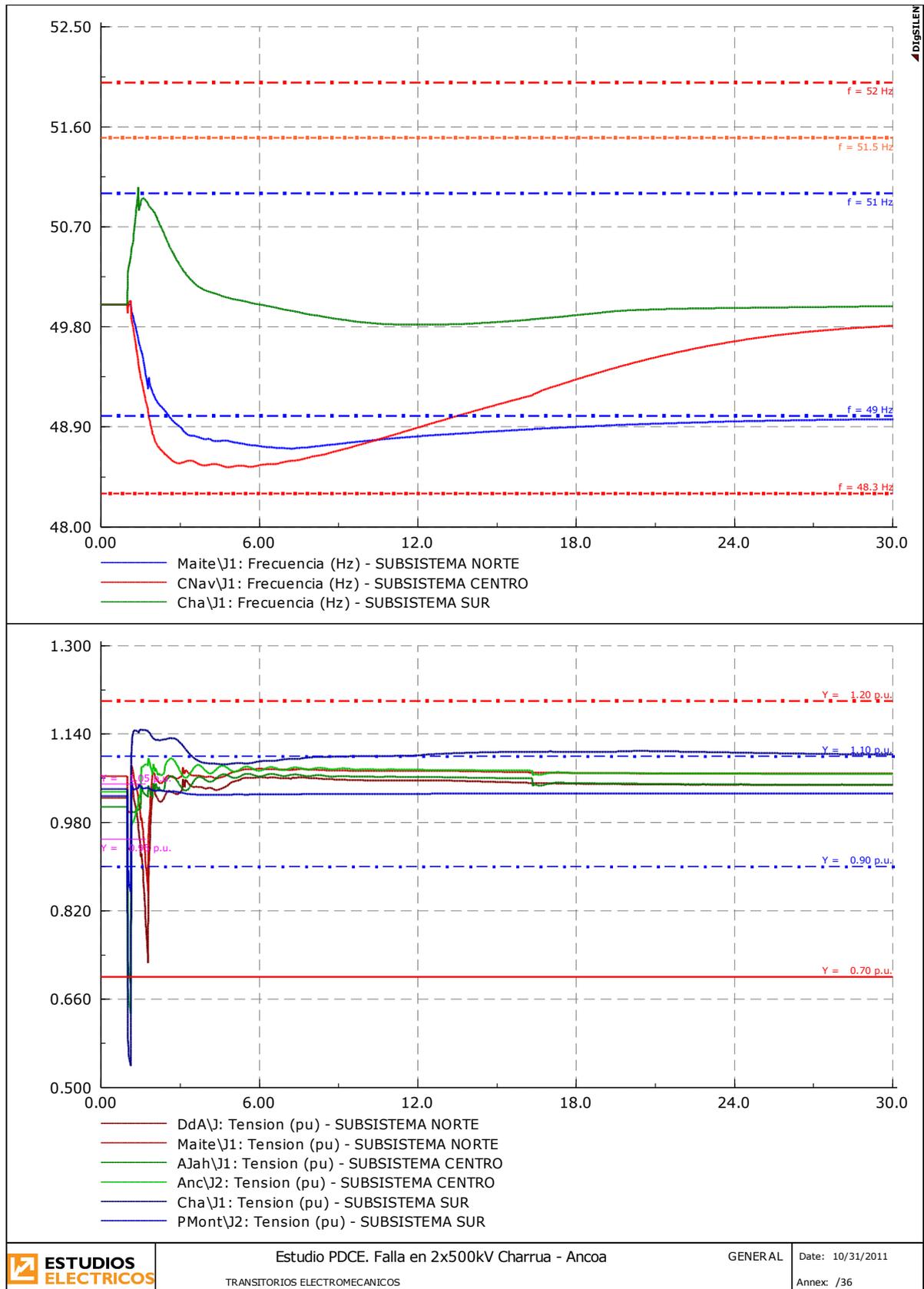


## Escenario: DM\_1100MW\_4Guac+

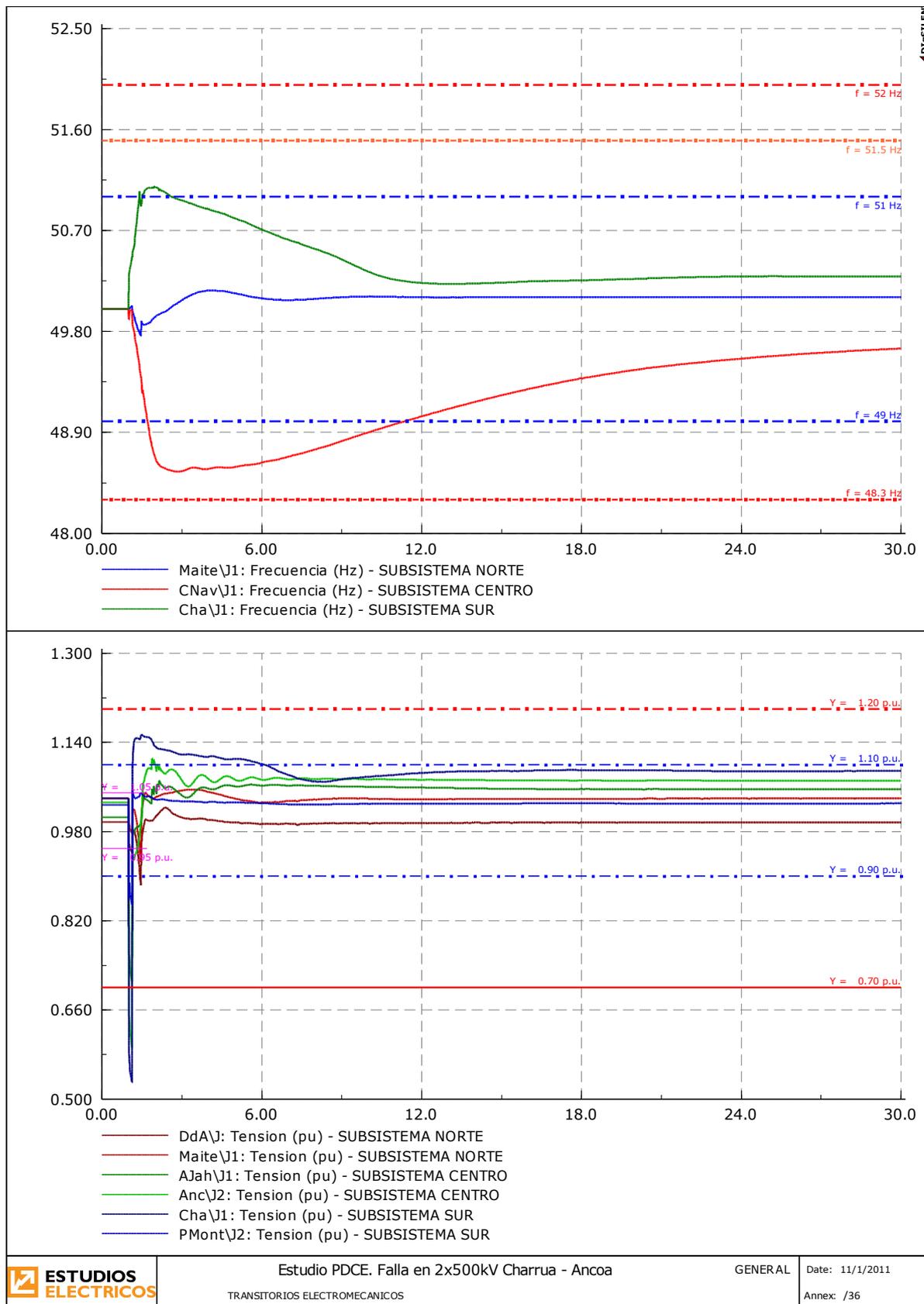




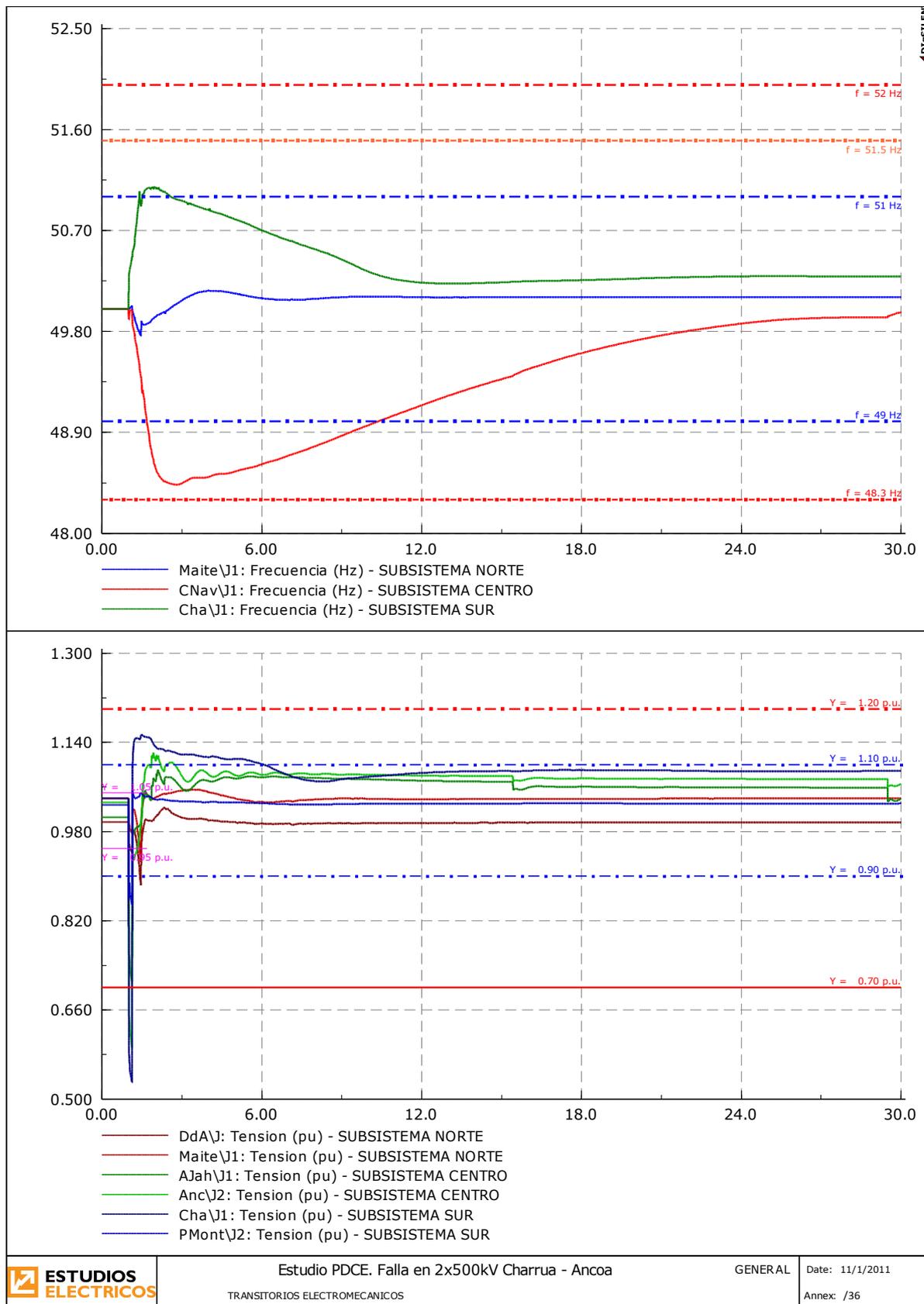
## Escenario: DM\_1360MW\_4Guac+



## Escenario: DM\_1360MW\_4Guac\_Eolicos

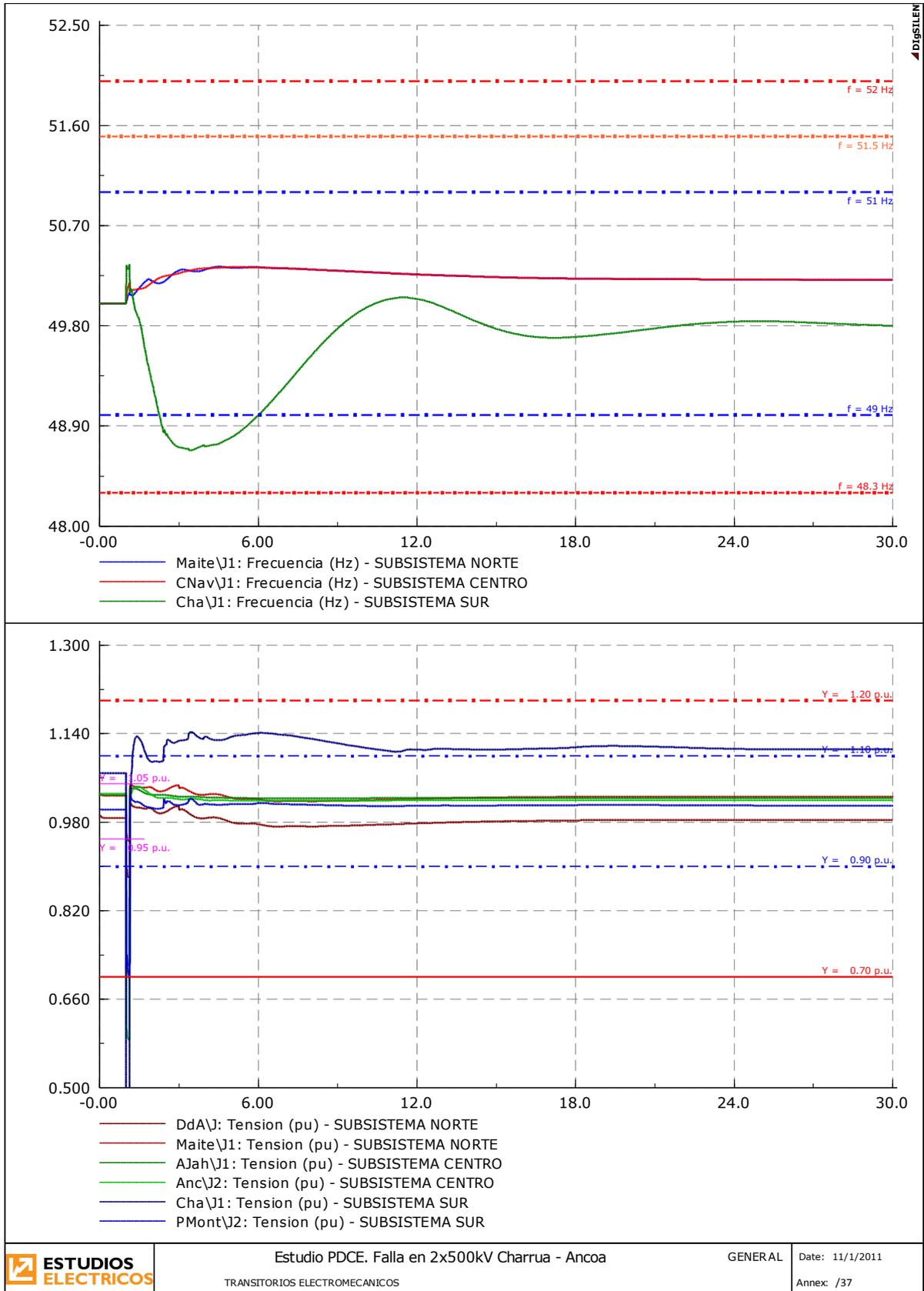


## Escenario: DM\_1360MW\_4Guac\_Eolicos\_Desconexion



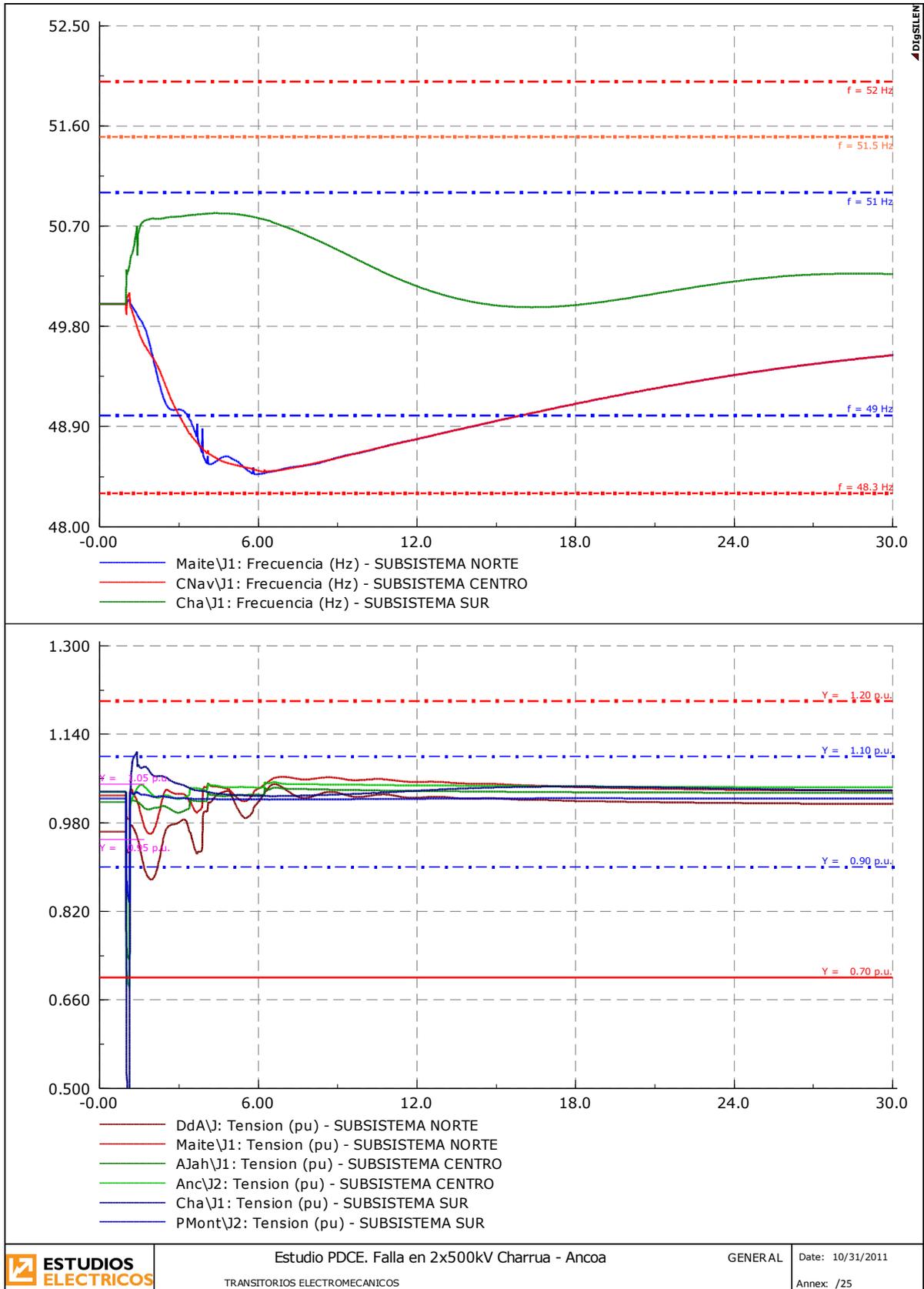


## Escenario: DB\_-240MW\_4Guac

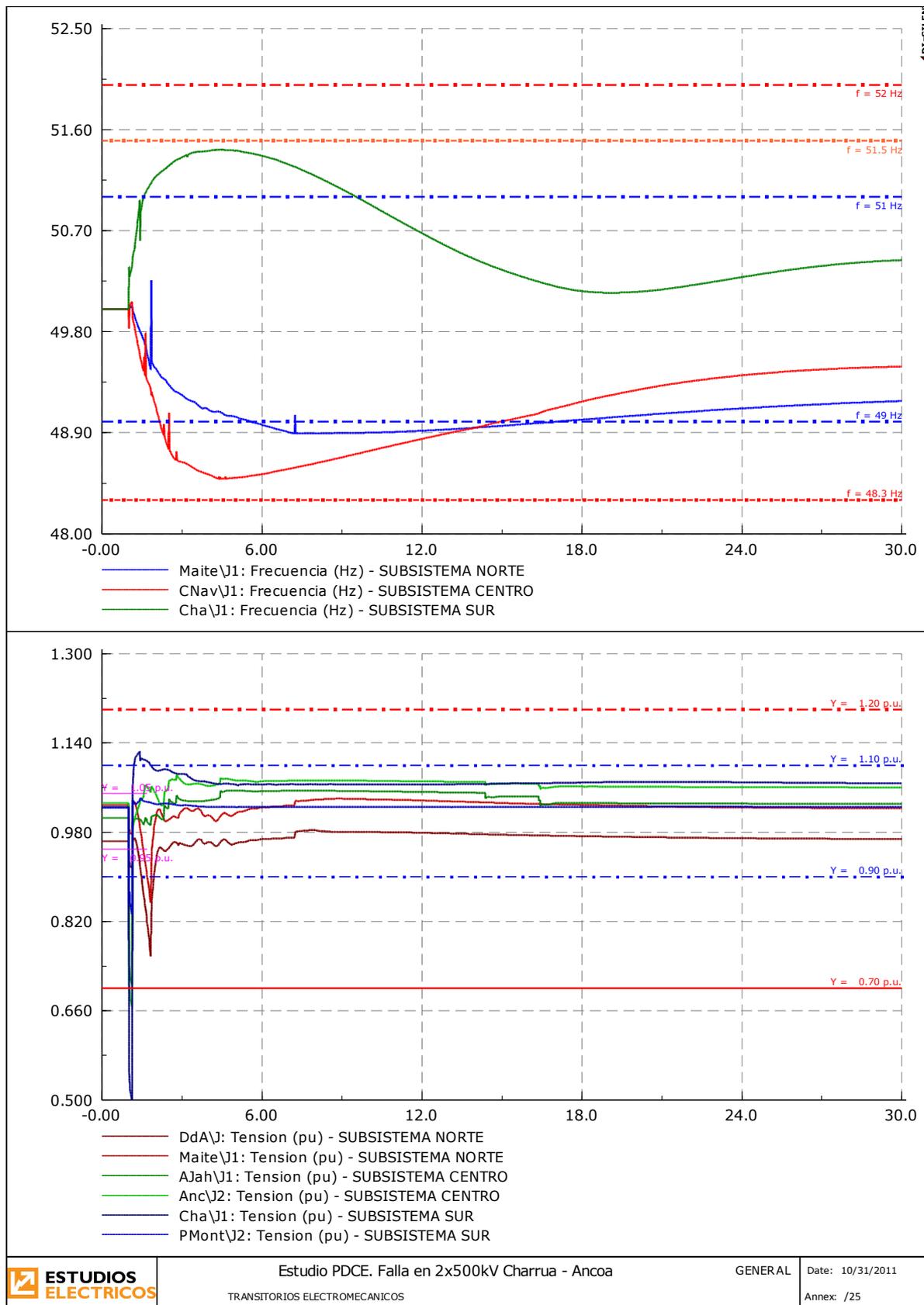


## 11.2.2 Futuros

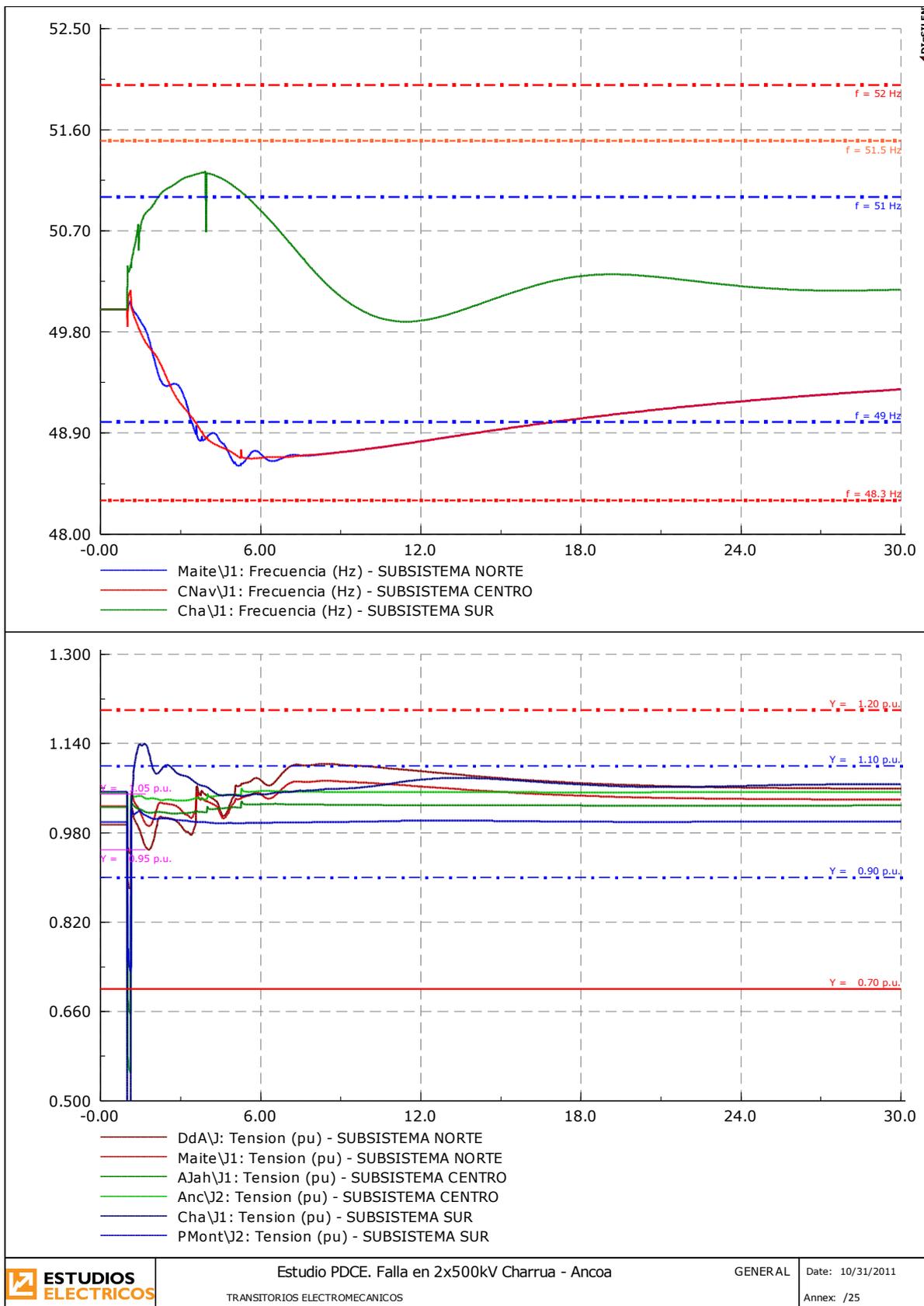
### Escenario: DA\_900MW\_4Guac\_Jul\_2013



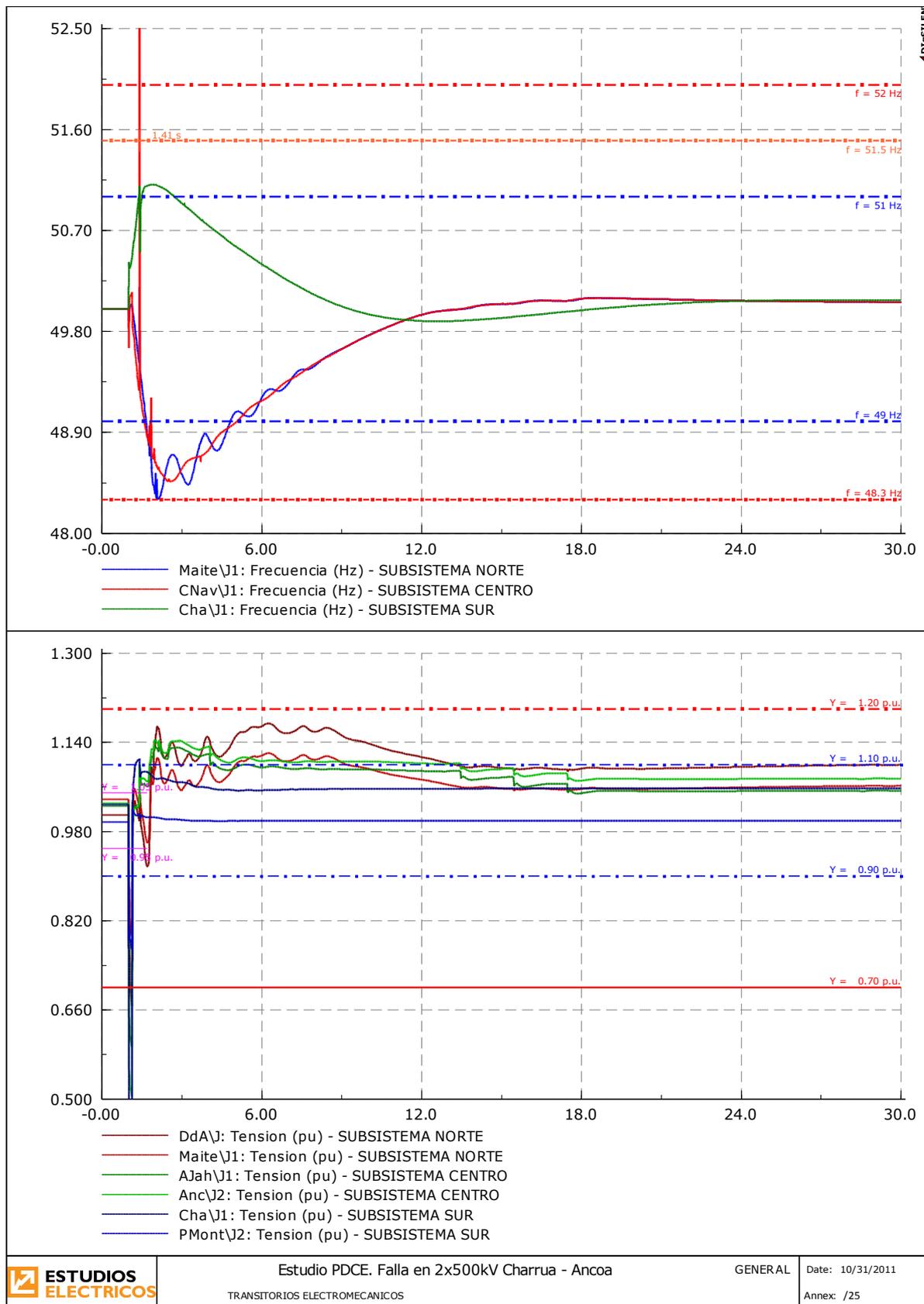
## Escenario: DA\_1360MW\_4Guac\_Jul\_2013



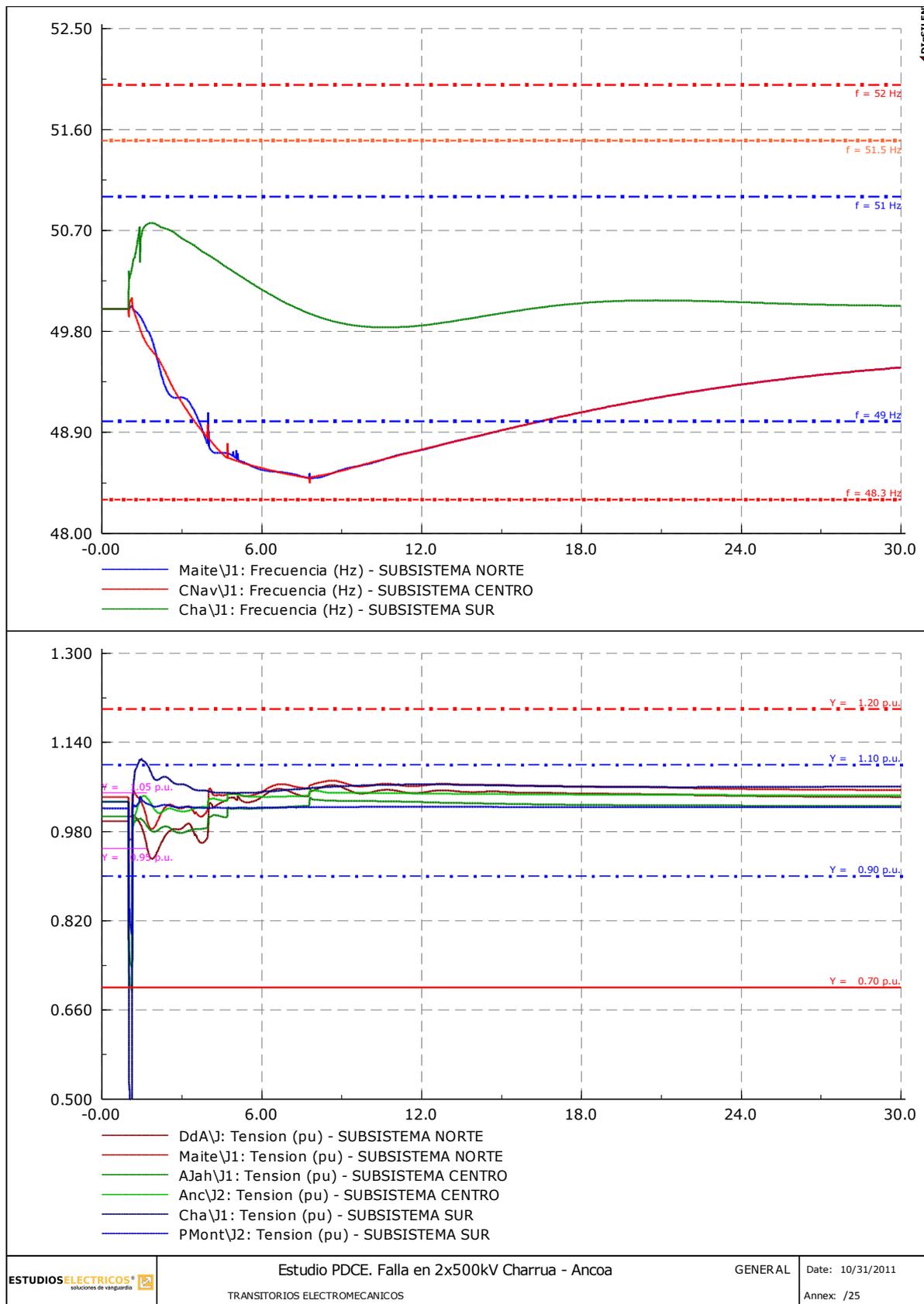
## Escenario: DB\_500MW\_4Guac\_Jul\_2013



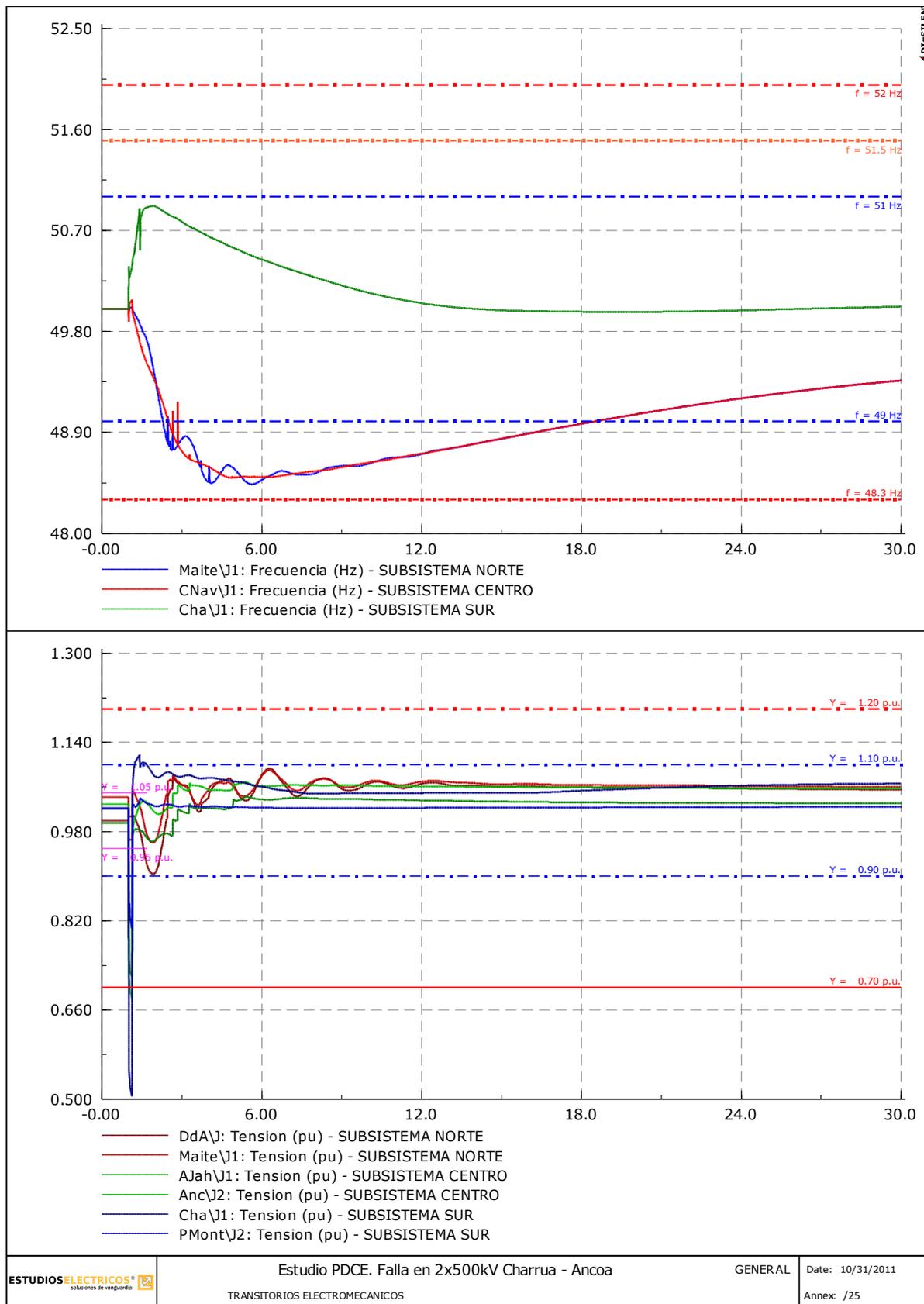
## Escenario: DB\_1360MW\_3Guac\_Jul\_2013



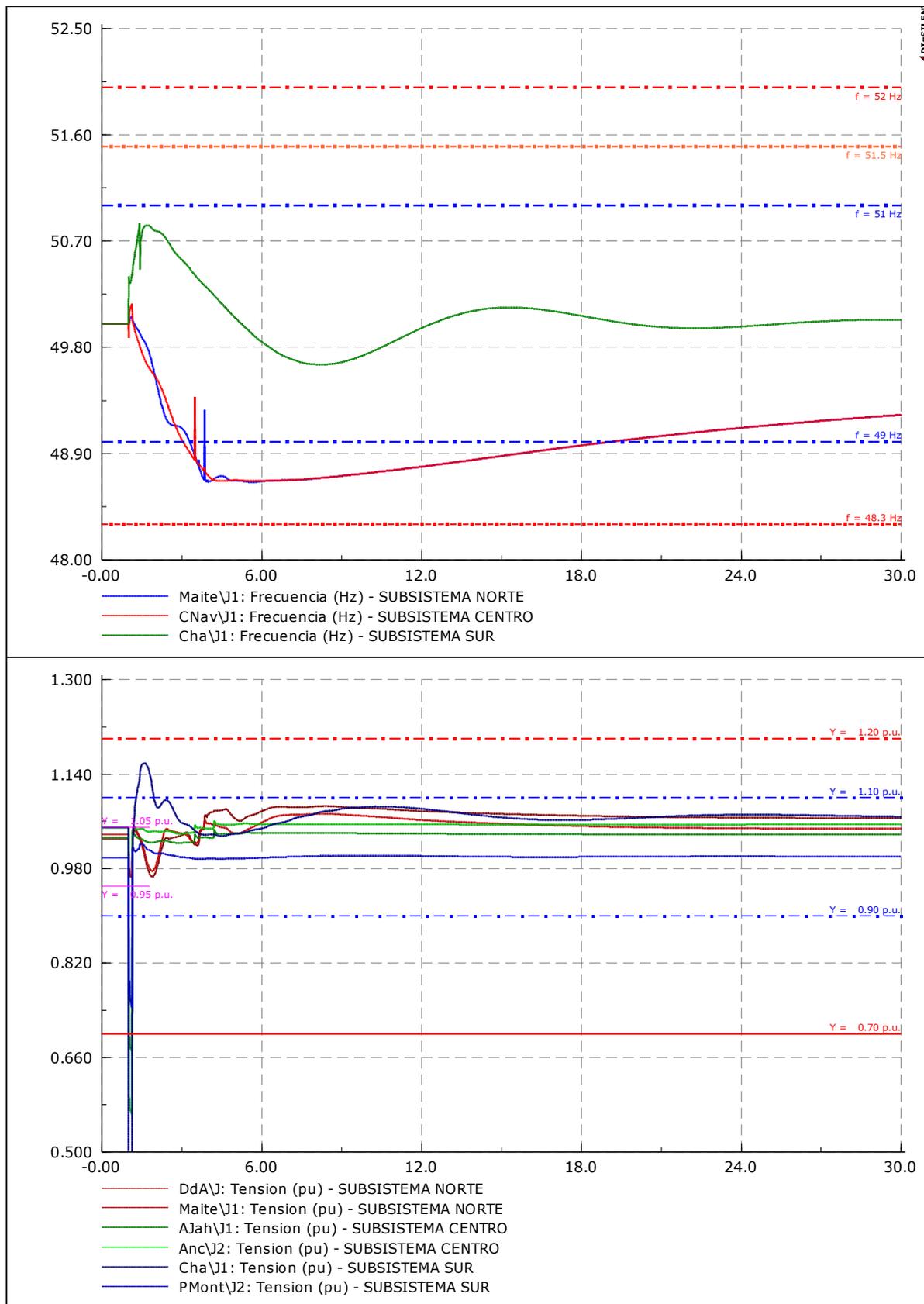
## Escenario: DA\_900MW\_4Guac\_Dic\_2015



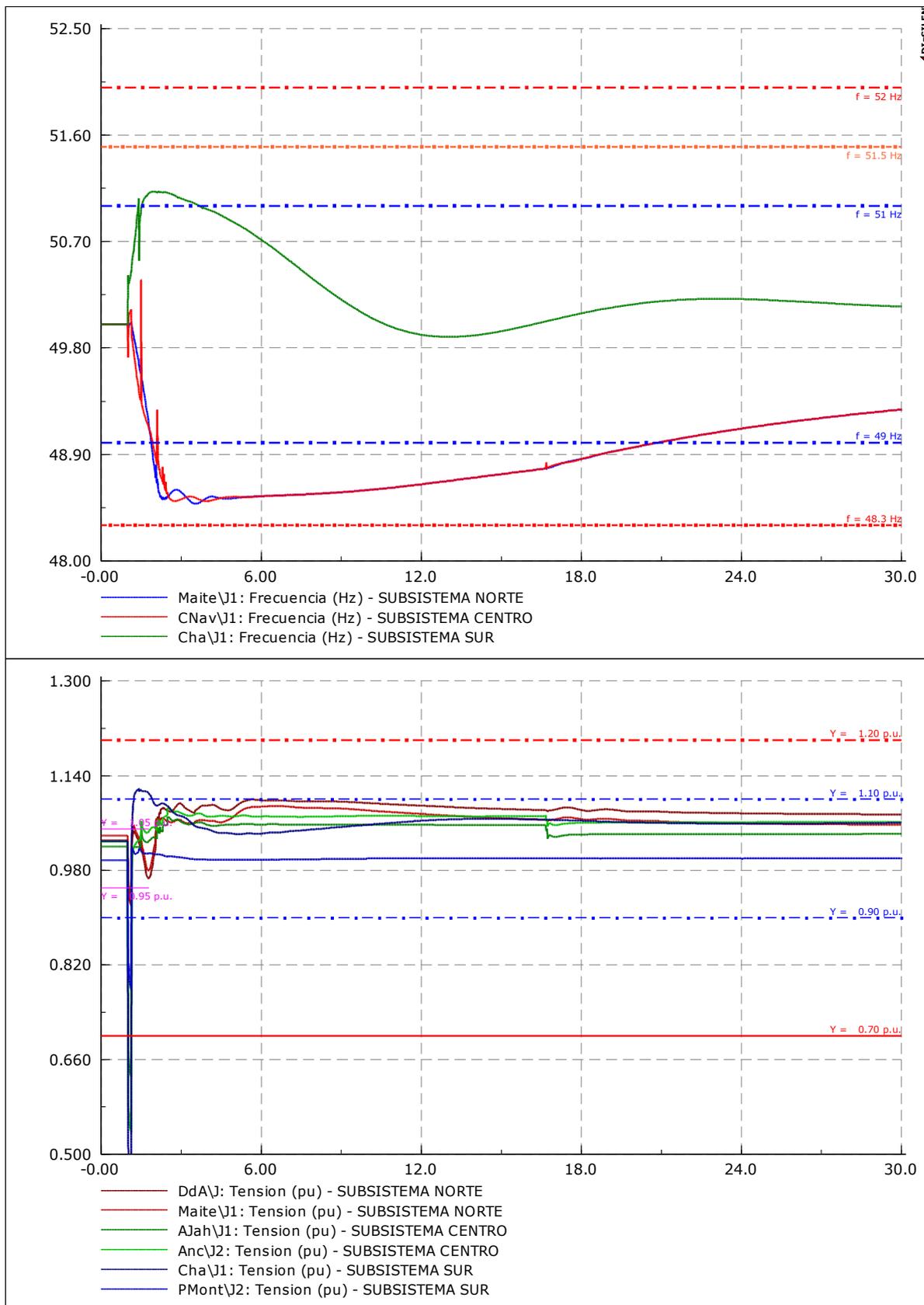
## Escenario: DA\_1360MW\_4Guac\_Dic\_2015



## Escenario: DB\_600MW\_3Guac\_Dic\_2015



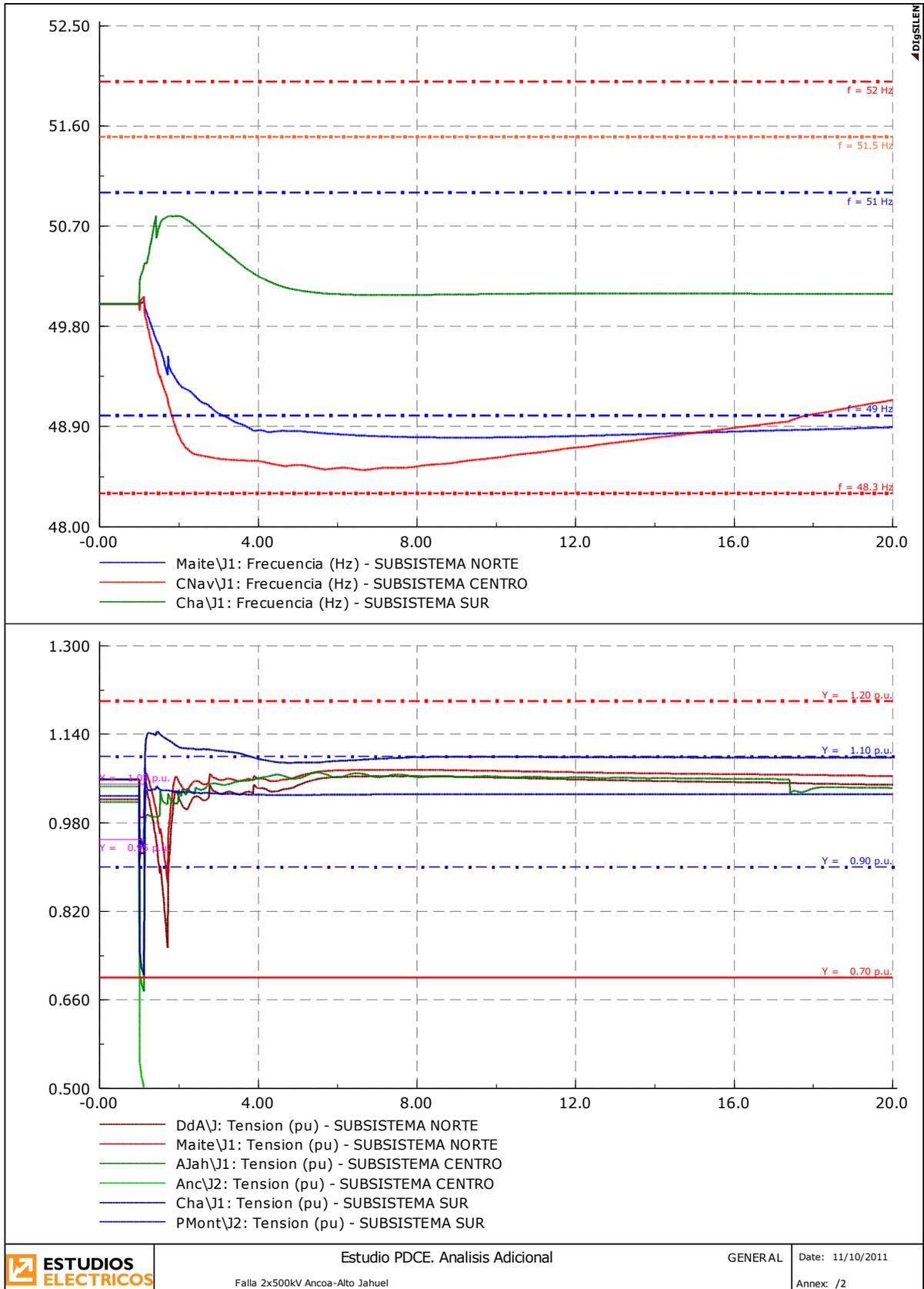
## Escenario: DB\_1360MW\_3Guac\_Dic\_2015



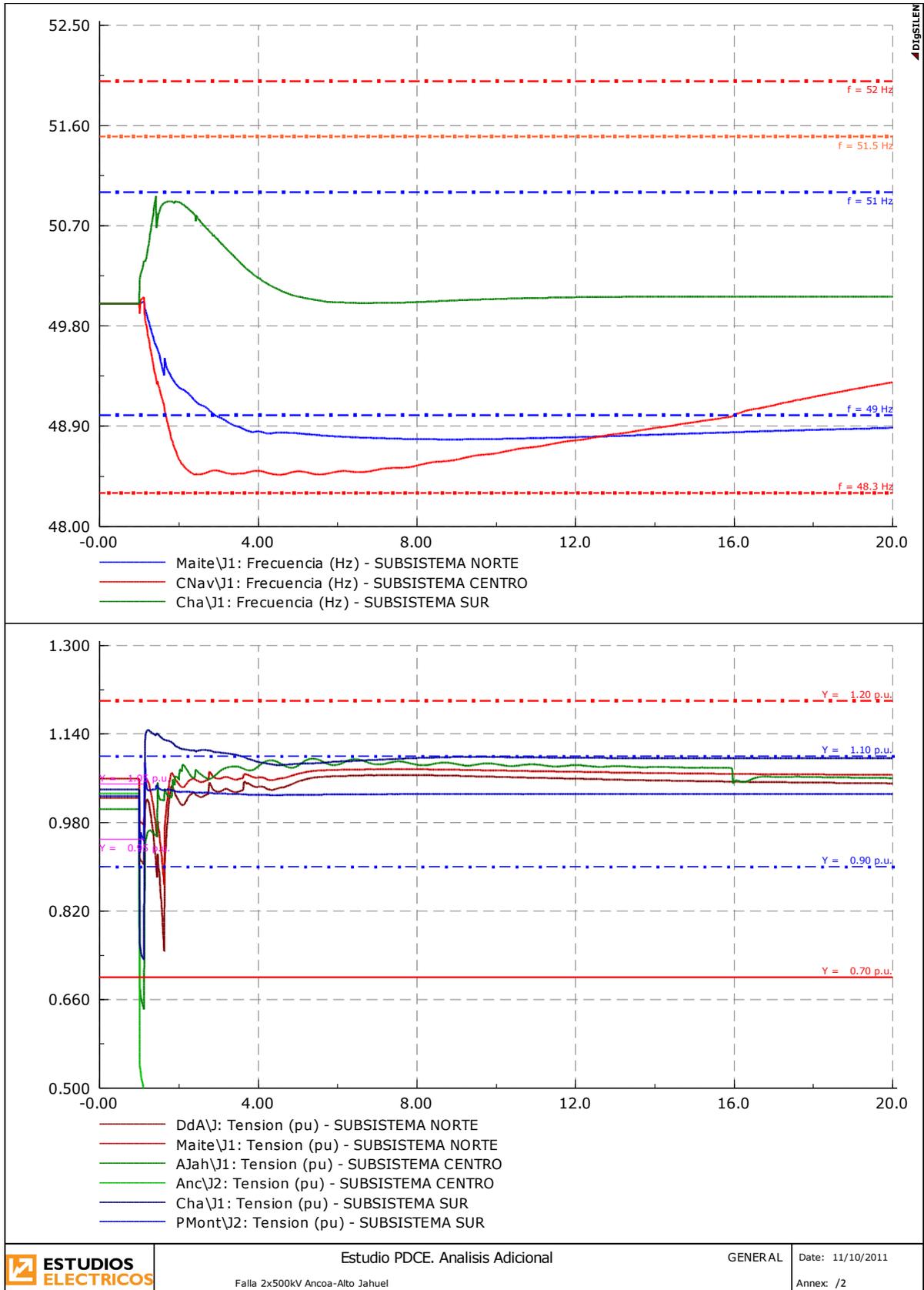


## 11.3 Falla Ancoa – Alto Jahuel 2x500kV

### DM\_1470MW\_ANC-AJAH – CS

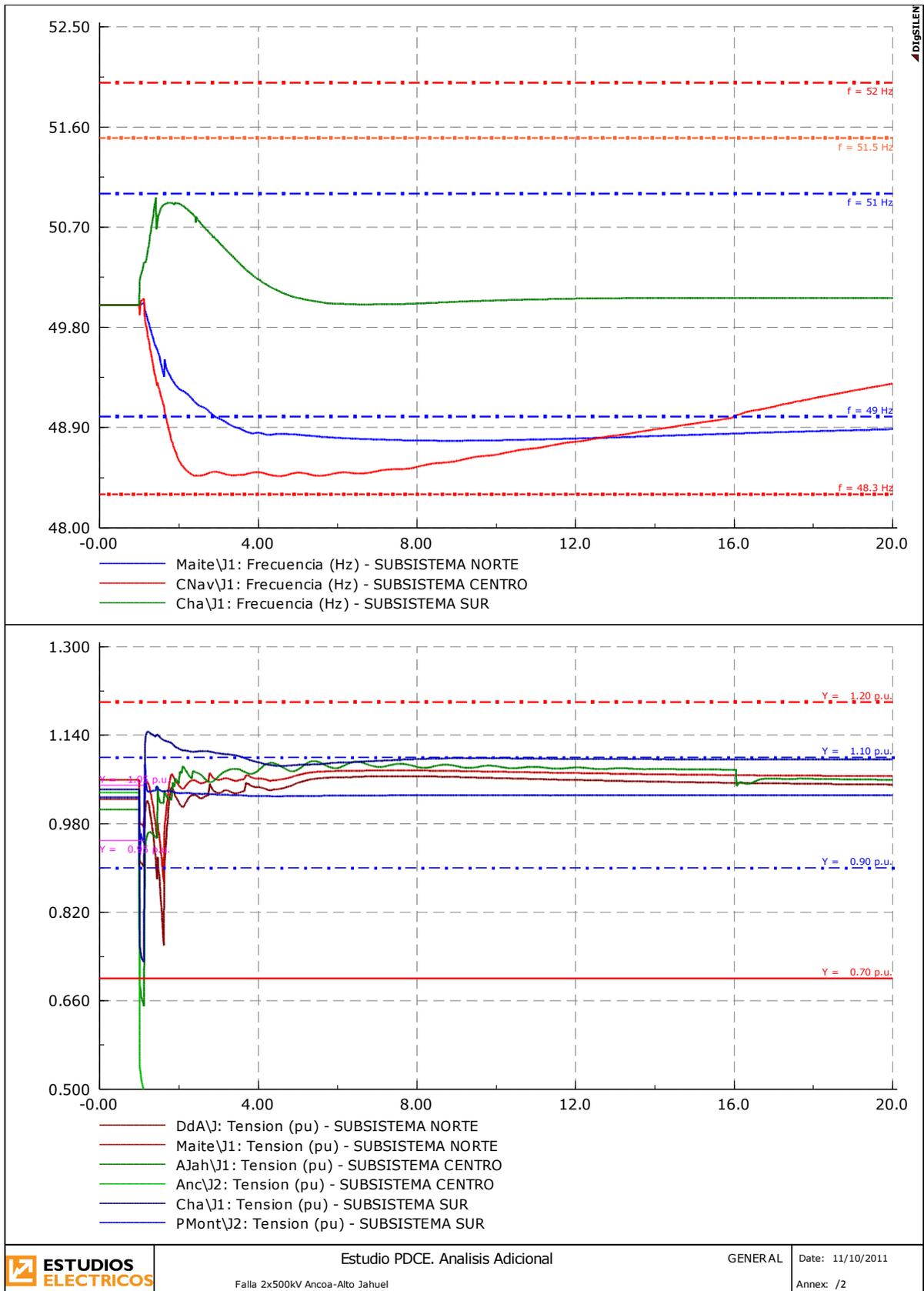


## DM\_1815MW\_ANC-AJAH - CS



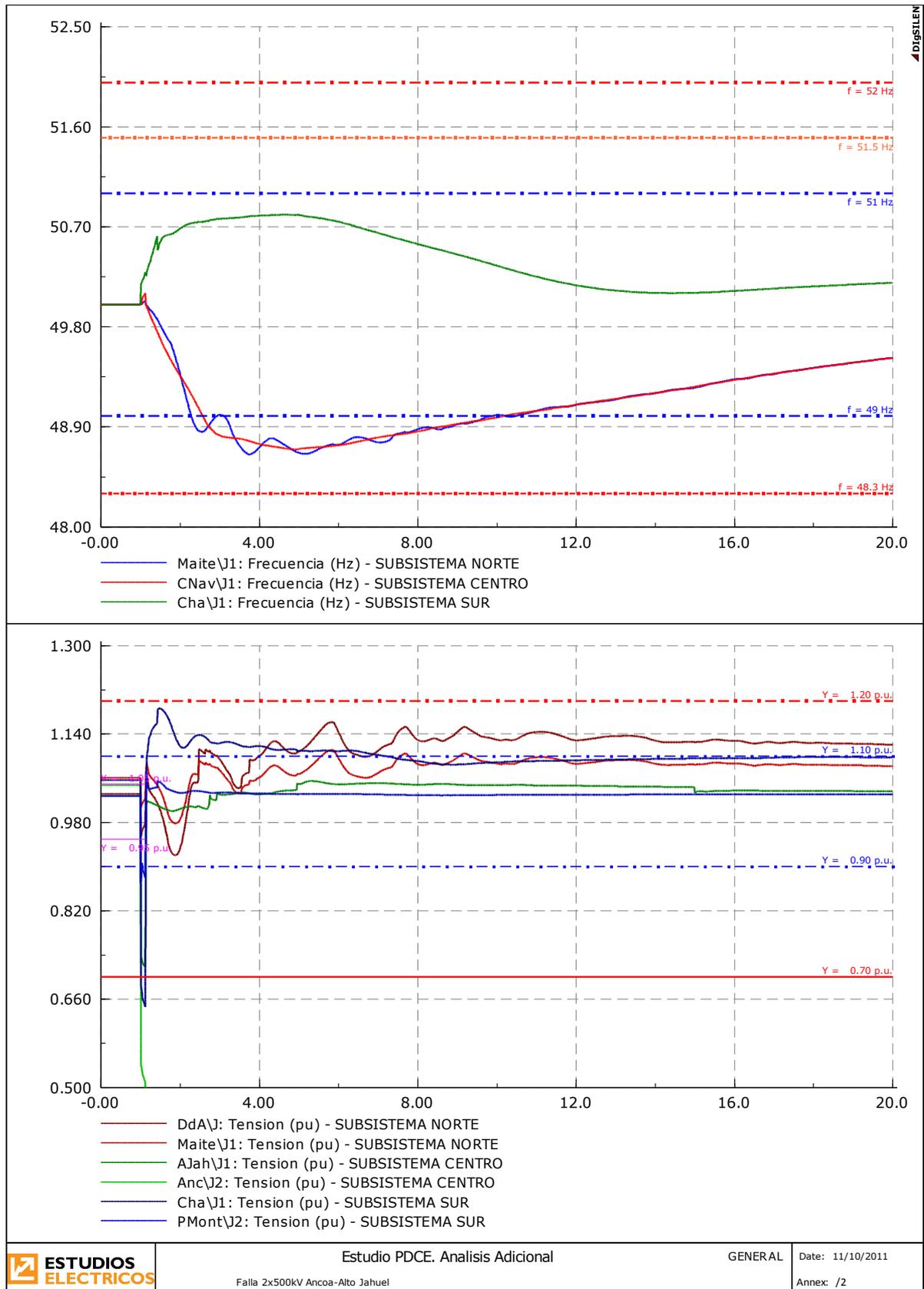


## DM\_1815MW\_ANC-AJAH - SS



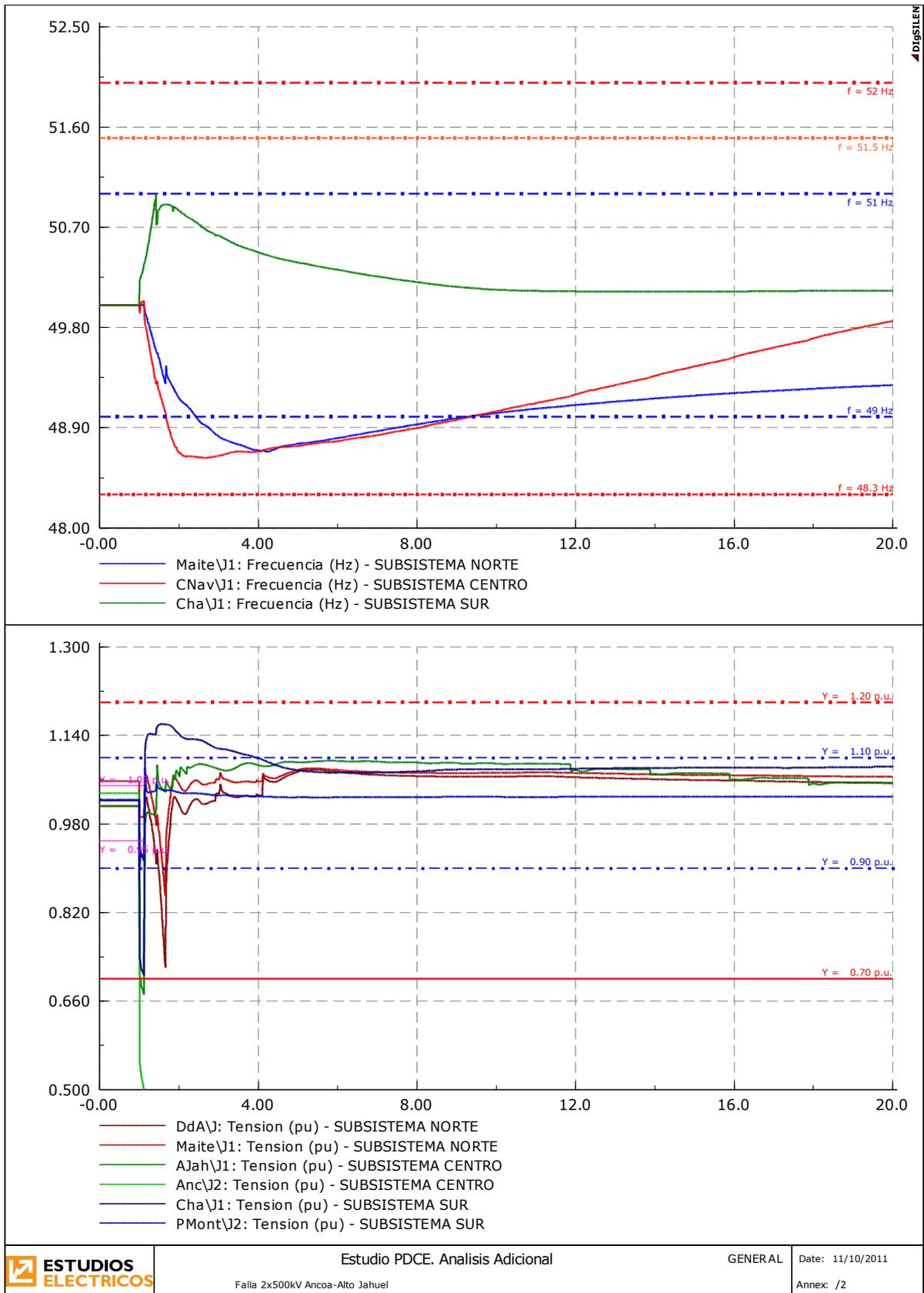


## DA\_930MW\_ANC-AJAH - CS



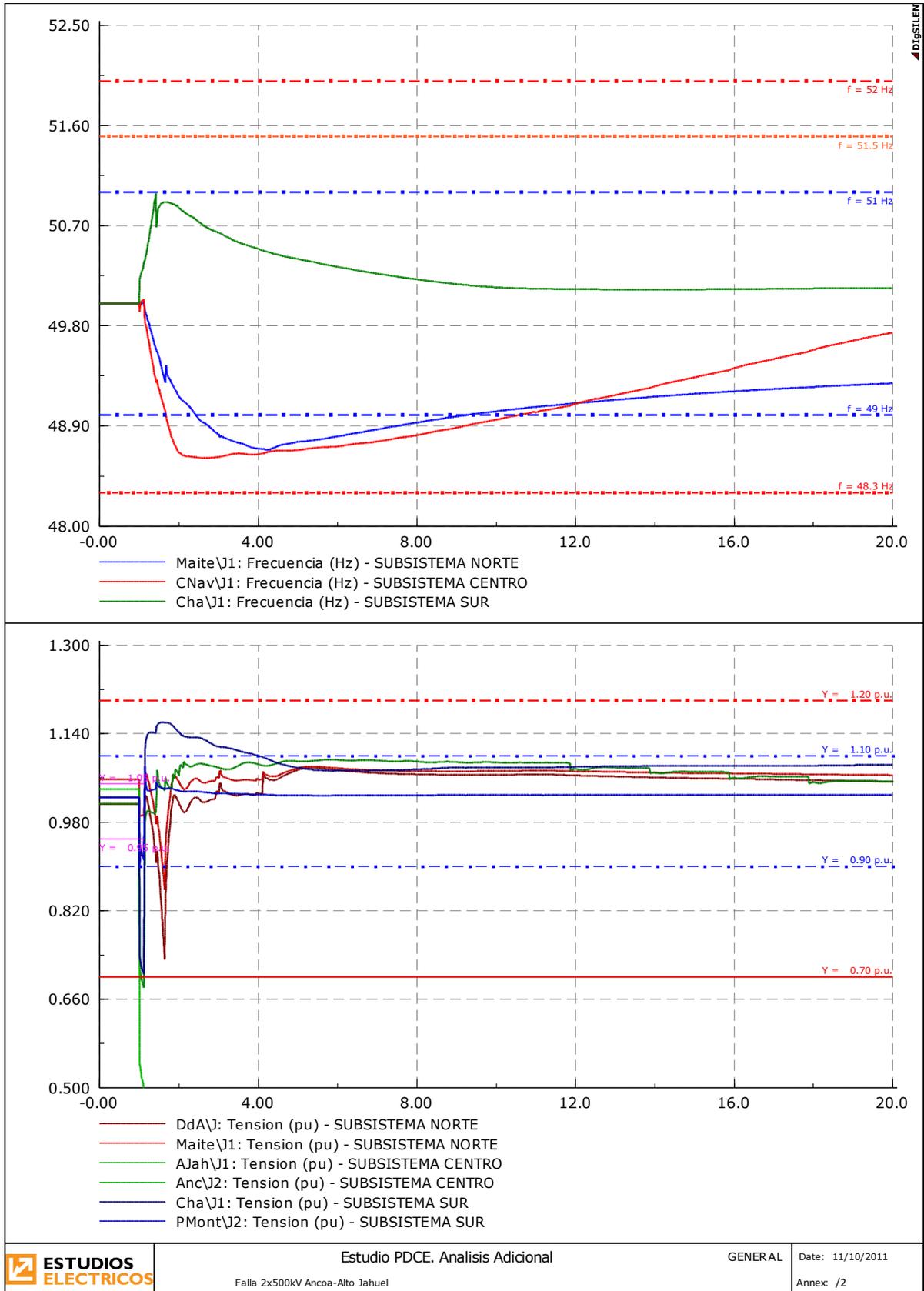


## DA\_1830MW Anc-AJAH - CS



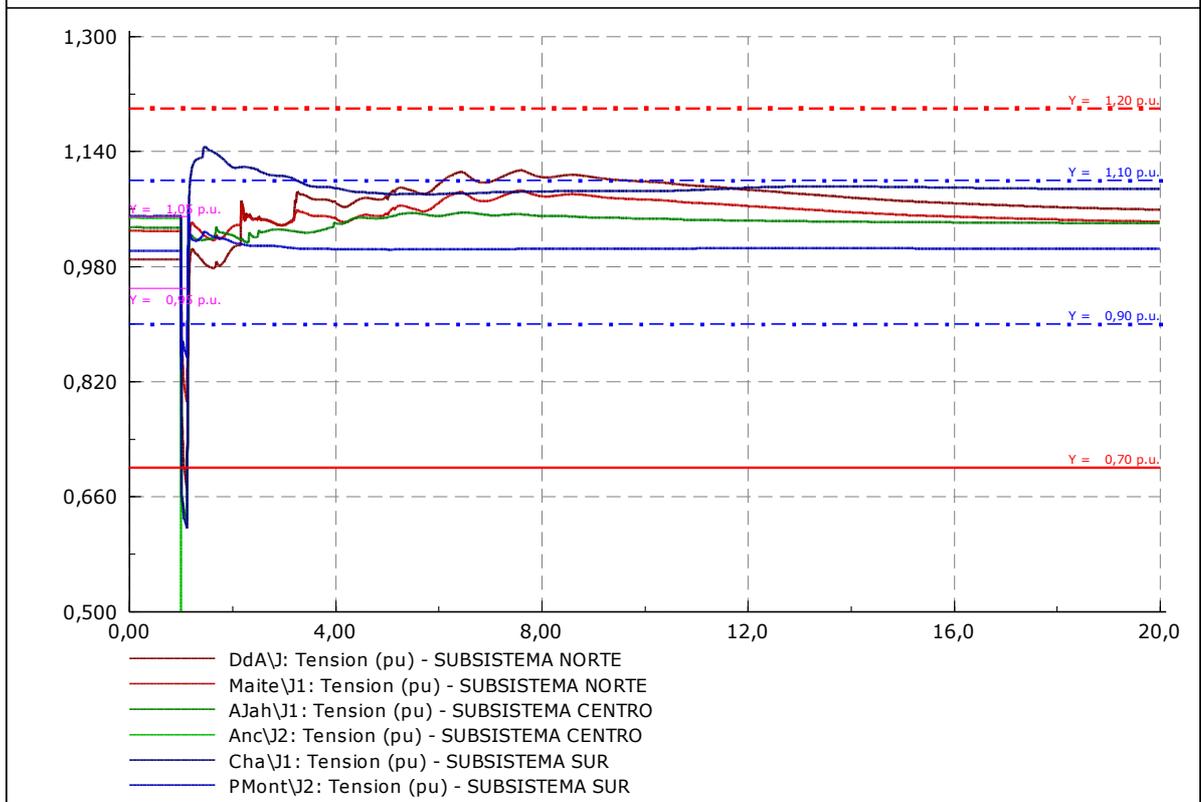
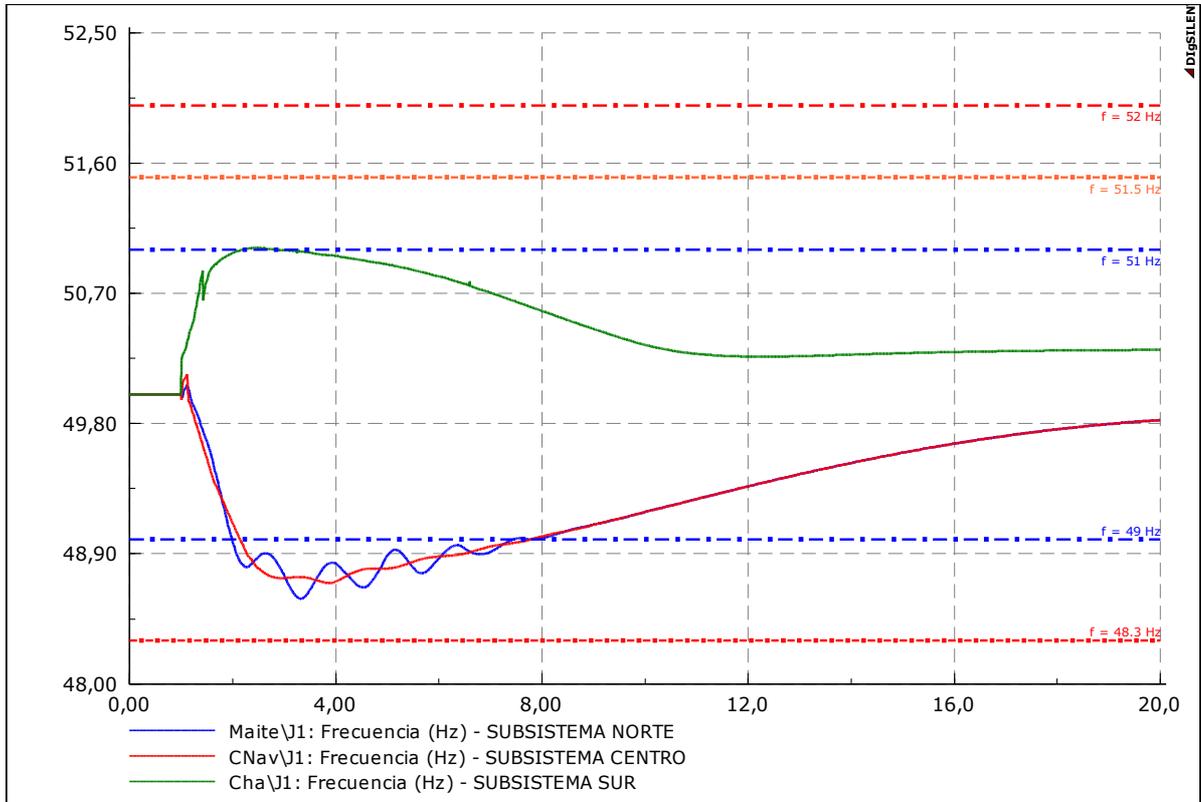


## DA\_1830MW\_ANC-AJAH - SS





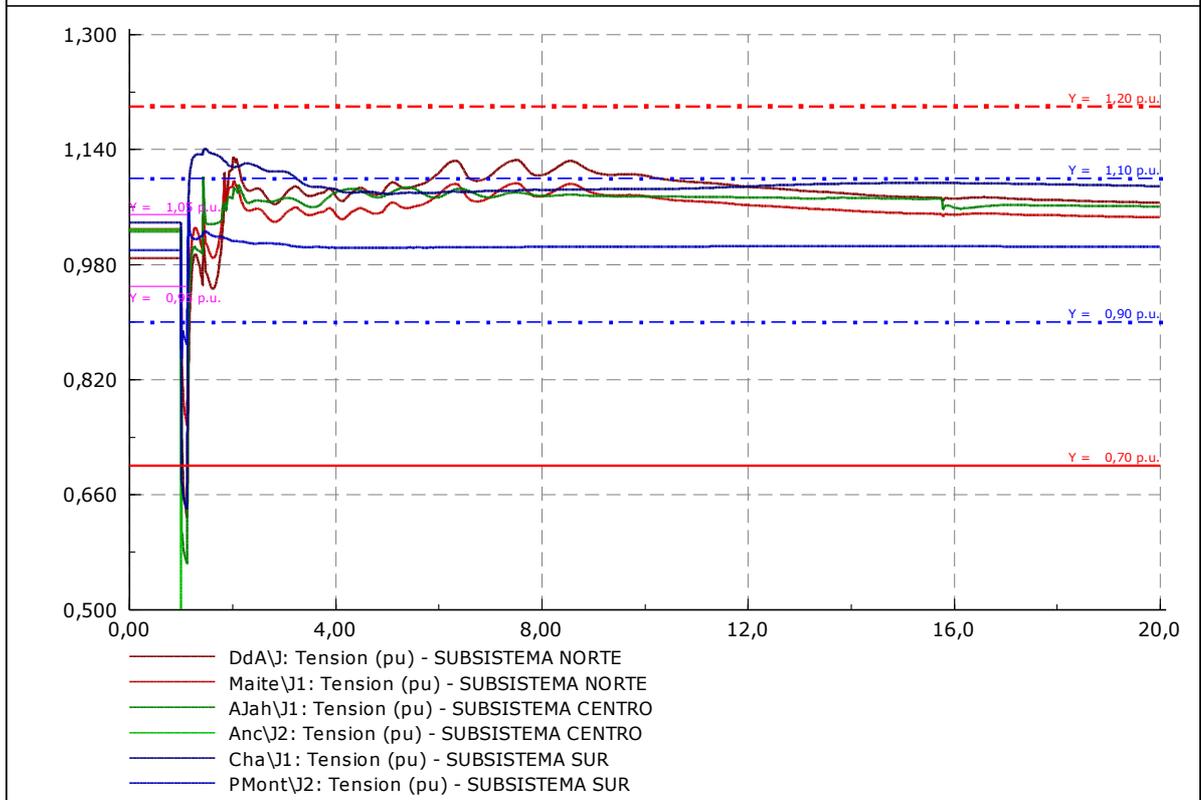
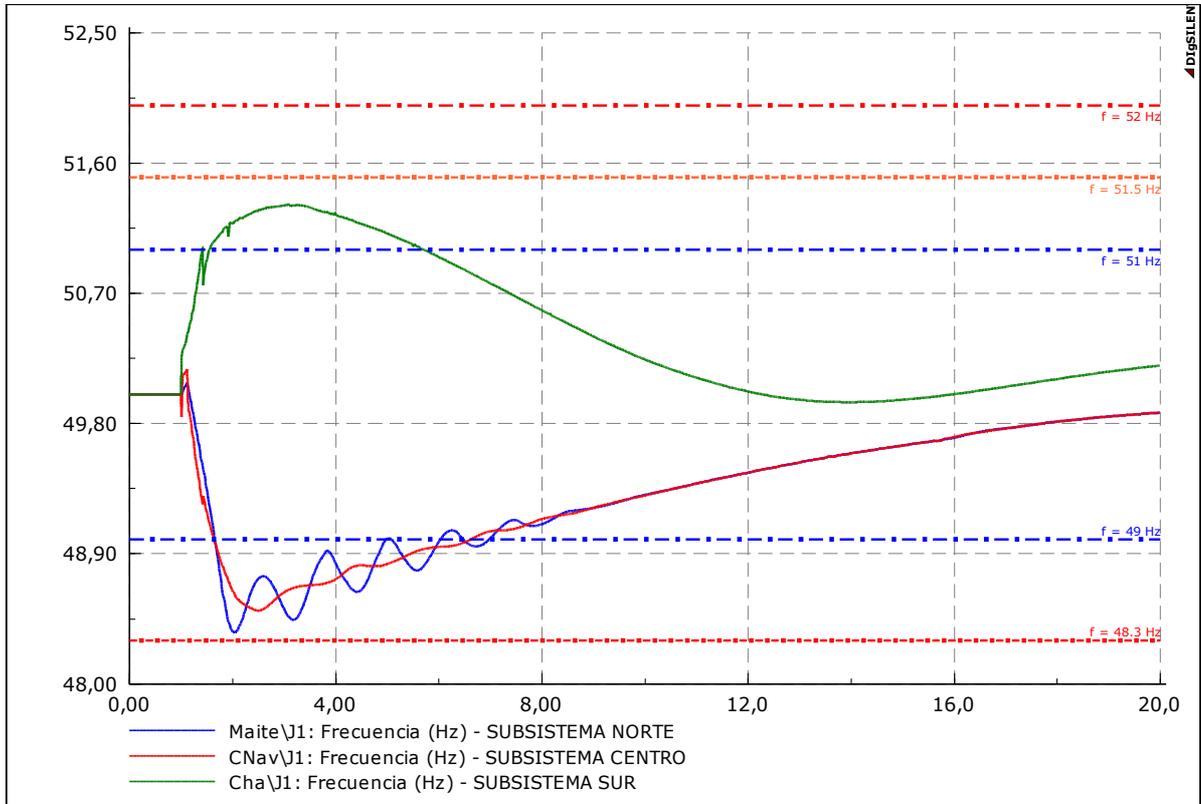
## DB\_800MW\_ANC-AJAH - CS



	Estudio PDCE. Analisis Adicional	GENERAL	Date: 11/10/2011
	Falla 2x500kV Ancoa-Alto Jahuel		Annex: /23

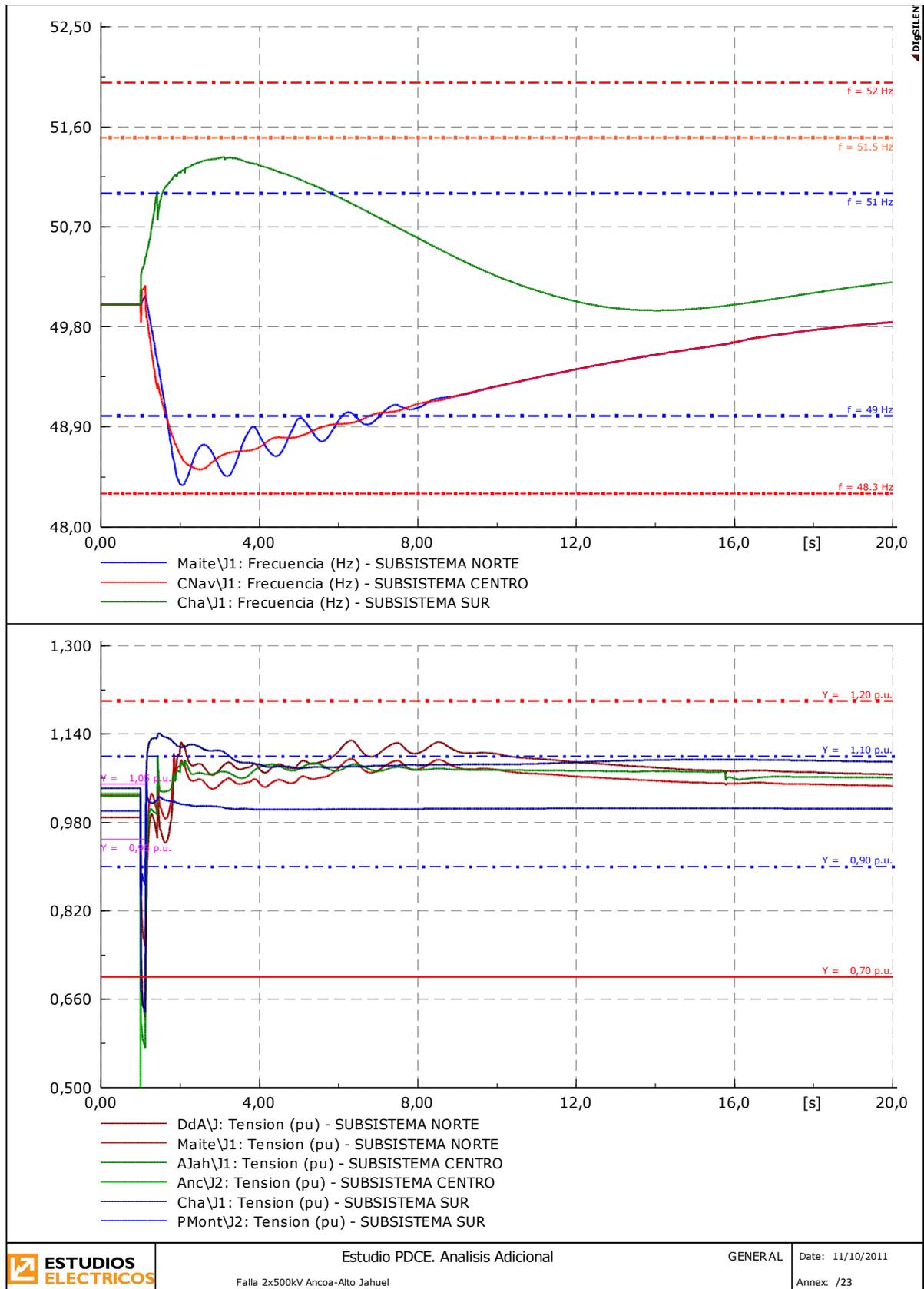


## DB\_1300MW\_ANC-AJAH - CS



	Estudio PDCE. Analisis Adicional	GENERAL	Date: 11/10/2011
	Falla 2x500kV Ancoa-Alto Jahuel		Annex: /23

## DB\_1300MW\_ANC-AJAH - SS



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco