

MERCADOS ENERGÉTICOS CONSULTORES

**ESTUDIOS SISTEMAS MEDIANOS –
SISTEMA CARRERA**

INFORME TÉCNICO

Preparada para:



Mayo, 2014

M 1432



ESTUDIOS SISTEMAS MEDIANOS – SISTEMA CARRERA

INFORME TÉCNICO

HISTÓRICO DE REVISIONES

VERSIÓN	PREPARÓ	REVISÓ	APROBÓ	FECHA	OBSERVACIONES
0	NP/FM/LP	FM	AC	07/02/2014	
1	NP/FM/LP	FM	AC	16/05/2014	

CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN.....	7
1.1. Objetivos Generales	7
1.2. Alcance y metodología general	7
1.3. Descripción del sistema.....	8
2. CONTROL DE FRECUENCIA Y DETERMINACIÓN DE RESERVAS	10
2.1. Objetivo.....	10
2.2. Metodología	10
2.3. Determinación del margen de reserva óptimo	11
2.3.1. Costo de operación del sistema	11
2.3.2. Fallas consideradas.....	12
2.3.3. Costo de la Energía No Suministrada	12
2.3.4. Cálculo del costo total de operación	14
2.4. Control de frecuencia	15
2.5. Conclusiones	17
3. RESTRICCIONES DE TRANSMISIÓN.....	18
3.1. Objetivo.....	18
3.2. Metodología	18
3.3. Restricciones de transmisión por capacidad térmica.....	18
3.4. Restricciones de transmisión por Caída de tensión.....	19
3.5. Restricciones de transmisión por Estabilidad Transitoria	21
3.5.1 Máxima generación Chile Chico.....	21
3.5.1.1. Pérdida mayor máquina de Chile Chico (unidad 5622)	21
3.5.1.2. Pérdida mayor demanda Chile Chico Internacional.....	23
3.5.1.3. Pérdida máquina U1 Hidráulica El Traro.....	24
3.5.1.4. Falla tramo Chile Chico – El Traro	25
3.5.2. Máxima Generación El Traro	26
3.5.2.1. Pérdida mayor máquina de Chile Chico (unidad 5622)	26
3.5.2.2. Pérdida mayor demanda Chile Chico Internacional.....	27
3.5.2.3. Pérdida máquina U1 Hidráulica El Traro.....	28
3.5.2.4. Falla tramo Chile Chico – El Traro	30
3.6. Resultados finales, resumen valores máximos de transmisión	31
4. ESQUEMA DE DESCONEJIÓN DE CARGA	32

4.1.	Objetivo.....	32
4.2.	Metodología.....	32
4.3.	Fallas consideradas.....	32
4.4.	Escenarios considerados.....	33
4.5.	Ajustes de EDAC Y EDAG modeladas.....	33
4.6.	Verificación del EDAC y EDAG.....	33
4.6.1.	<i>Caso máximo</i>	34
4.6.2.	<i>Caso mínimo</i>	34
4.7.	Conclusiones.....	34
5.	ESTUDIO DE CONTINUIDAD.....	36
5.1.	Objetivo.....	36
5.2.	Metodología.....	36
5.3.	Fallas consideradas.....	37
5.4.	Tasas de falla y tiempos de reparación.....	37
5.5.	Despachos para cada bloque.....	37
5.6.	Desarrollo y resultados del estudio de continuidad.....	38
5.7.	Conclusiones.....	42
6.	VERIFICACIÓN DE LA COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES.....	43
6.1.	Objetivo.....	43
6.2.	Metodología.....	45
6.3.	Verificación de la selectividad de las protecciones.....	45
6.3.1.	<i>Ajustes originales de los relés</i>	46
6.3.2.	<i>Ajustes modificados de los relés</i>	50
7.	CONTROL DE TENSIÓN Y REQUERIMIENTOS DE POTENCIA REACTIVA.....	55
7.1.	Objetivo.....	55
7.2.	Metodología.....	55
7.3.	Escenarios de estudio.....	55
7.4.	Fallas consideradas.....	56
7.5.	Resultados del control de tensión y requerimiento de potencia reactiva.....	56
7.5.1.	<i>Identificación barra más débil</i>	56
7.5.2.	<i>Determinación margen de tensión para barra más débil- Curvas Q-V</i>	57
7.5.3.	<i>Requerimiento de potencia reactiva para contingencias evaluadas</i>	58
7.6.	Conclusiones.....	59
8.	PLAN DE RECUPERACIÓN DEL SERVICIO.....	60
8.1.	Descripción General.....	60
8.1.1.	<i>Centrales Sistemas Carrera</i>	60
8.1.2.	<i>Líneas de Transmisión</i>	60
8.2.	PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO SISTEMA CARRERA.....	60
8.2.1.	<i>CARACTERÍSTICAS</i>	60
8.2.2.	<i>CONDICIONES DE PARTIDA</i>	60
8.2.3.	<i>CONCEPTOS</i>	60
1.	ANEXOS.....	63
1.1.	ANEXO I: RESULTADOS COMPLETOS REGULACIÓN DE TENSIÓN.....	63
9.1.1.	<i>Identificación barra más débil</i>	63
9.1.2.	<i>Determinación margen de tensión para barra más débil- Curvas Q-V</i>	65
9.1.3.	<i>Requerimiento de potencia reactiva para contingencia más crítica</i>	67
1.2.	ANEXO II: RESULTADOS COMPLETOS VERIFICACIÓN DE PROTECCIONES.....	69

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Estructura de los estudios realizados.	8
Figura 2. Diagrama unilineal simplificado del sistema Carrera.	9
Figura 3. Costos de operación y ENS en función de la reserva operativa.	14
Figura 4. Salida Unidad 5622 Chile Chico. Ángulo y potencia activa de generadores.	15
Figura 5. Salida Unidad 5622 Chile Chico. Frecuencia y tensiones.	16
Figura 6. Salida mayor demanda Chile Chico Intern. Ángulo y potencia activa de generadores.	16
Figura 7. Salida mayor demanda Chile Chico Intern. (0% de reserva). Frecuencia y tensiones.	17
Figura 8. Pérdida mayor unidad central Chile Chico (unidad 5622). Potencias y ángulos.	22
Figura 9. Pérdida mayor unidad central Chile Chico (unidad 5622). Frecuencias y tensiones.	22
Figura 10. Pérdida mayor demanda Chile Chico Internacional. Potencias y ángulos.	23
Figura 11. Pérdida mayor demanda Chile Chico Internacional. Frecuencias y tensiones.	23
Figura 12. Pérdida máquina Hidráulica U1 - El Traro. Potencias y ángulos.	24
Figura 13. Pérdida máquina Hidráulica U1 - El Traro. Frecuencias y tensiones.	25
Figura 14. Falla tramo Chile Chico – El Traro. Frecuencias y tensiones.	25
Figura 15. Falla tramo Chile Chico – El Traro. Frecuencias y tensiones.	26
Figura 16. Pérdida mayor unidad central Chile Chico (unidad 5622). Potencias y ángulos.	26
Figura 17. Pérdida mayor unidad central Chile Chico (unidad 5622). Frecuencias y tensiones.	27
Figura 18. Pérdida mayor demanda Chile Chico Internacional. Potencias y ángulos.	27
Figura 19. Pérdida mayor demanda Chile Chico Internacional. Frecuencias y tensiones.	28
Figura 20. Pérdida máquina Hidráulica U1 – El Traro. Potencias y ángulos.	29
Figura 21. Pérdida máquina Hidráulica U1 – El Traro. Frecuencias y tensiones.	29
Figura 22. Falla tramo Chile Chico – El Traro. Potencias y ángulos.	30
Figura 23. Falla tramo Chile Chico – El Traro. Frecuencias y tensiones.	31
Figura 24. Sistema Carrera para análisis por inspección de curvas.	45
Figura 25. Simulación dinámica Falla trifásica aguas abajo R5.	46
Figura 26. Curvas de ajuste originales de relés principales (fase).	48
Figura 27. Curvas de ajuste originales de relés principales (residual).	48
Figura 28. Curvas de ajuste originales de relés alimentador Chile Chico (fase).	49
Figura 29. Curvas de ajuste originales de relés alimentador Chile Chico (residual).	49
Figura 30. Curvas de ajuste modificados de relés principales (fase).	51
Figura 31. Curvas de ajuste modificados de relés principales (neutro).	52
Figura 32. Curvas de ajuste modificados de relés alimentador Chile Chico (fase).	52
Figura 33. Curvas de ajuste modificados de relés alimentador Chile Chico (neutro).	53
Figura 34. Curvas de ajuste de relés BT Central Chile Chico.	53
Figura 35. Curvas de ajuste de relés BT Central El Traro.	54
Figura 36. Sensibilidad de la tensión a variaciones de potencia reactiva. Max 2014.	56
Figura 37. Sensibilidad de la tensión a variaciones de potencia reactiva. Min 2014.	57
Figura 38. Curva Q-V Arranque El Maitén para contingencias críticas. Max 2014.	57
Figura 39. Curva Q-V Arranque El Maitén para contingencias críticas. Min 2014.	58
Figura 40. Sensibilidad de la tensión a variaciones de potencia reactiva. Min 2014.	63
Figura 41. Sensibilidad de la tensión a variaciones de potencia reactiva. Max 2014.	63
Figura 42. Sensibilidad de la tensión a variaciones de potencia reactiva. Max 2015.	64
Figura 43. Sensibilidad de la tensión a variaciones de potencia reactiva. Max 2016.	64
Figura 44. Sensibilidad de la tensión a variaciones de potencia reactiva. Max 2017.	64
Figura 45. Curva Q-V Arranque El Maitén para contingencias críticas. Min 2014.	65
Figura 46. Curva Q-V Arranque El Maitén para contingencias críticas. Max 2014.	65
Figura 47. Curva Q-V Arranque El Maitén para contingencias críticas. Max 2015.	66
Figura 48. Curva Q-V Arranque El Maitén para contingencias críticas. Max 2016.	66
Figura 49. Curva Q-V Arranque El Maitén para contingencias críticas. Max 2017.	67

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Costo variable de operación considerado para los generadores.	11
Tabla 2. Despachos de unidades generadoras para los casos analizados.	12

Tabla 3. Fallas consideradas para la determinación de la ENS.	12
Tabla 4. Tasa de falla anual por tipo de elemento.	13
Tabla 5. Costos de operación y ENS en función de la reserva.....	14
Tabla 6. Características de conductores del sistema de transmisión.	19
Tabla 7. Características de transformadores del sistema de transmisión.	19
Tabla 8. Restricciones por Caída de Tensión en el sistema de transmisión.	19
Tabla 9. Máxima Generación Chile Chico.....	20
Tabla 10. Máxima Generación El Traro.	20
Tabla 11. Resumen de límites máximos para líneas del sistema de transmisión.	31
Tabla 12. Fallas consideradas para análisis de EDAC.	32
Tabla 13. Despachos para escenarios de EDAC.....	33
Tabla 14. Ajustes de EDAC.....	33
Tabla 15. Ajustes actuales de EDAG.	33
Tabla 16. Estados post-contingencia. Caso Máximo.....	34
Tabla 17. Estados post-contingencia. Caso Mínimo.....	34
Tabla 18. Fallas consideradas para Estudio de Continuidad.....	37
Tabla 19. Tasas de falla y tiempos de reparación	37
Tabla 20. Despachos según bloque anual de operación	38
Tabla 21. Potencia y duración de los bloques.....	38
Tabla 22. ENS para cada bloque	40
Tabla 23. Índices FMIK y TTIK sistémicos anuales	40
Tabla 24. PNS / P instalada para cada bloque (FMIK)	41
Tabla 25. TTIK para cada bloque.....	41
Tabla 26. Ajustes originales Relés Sistema Carrera.....	47
Tabla 27. Ajustes modificados Relés Sistema Carrera.....	50
Tabla 28. Fallas consideradas para estudio de control de tensión	56
Tabla 29. Aporte de reactiva de unidades. Max 2014.....	58
Tabla 30. Aporte de reactiva de unidades. Min 2014.....	58
Tabla 31. Procedimiento.....	61
Tabla 32. Aporte de reactiva de unidades. Min 2014.....	67
Tabla 33. Aporte de reactiva de unidades. Max 2014.....	67
Tabla 34. Aporte de reactiva de unidades. Max 2015.....	68
Tabla 35. Aporte de reactiva de unidades. Max 2016.....	68
Tabla 36. Aporte de reactiva de unidades. Max 2017.....	68
Tabla 61. Actuación de relés de protección Falla 01 – Demanda máxima. Ajustes modificados.....	69
Tabla 61. Actuación de relés de protección Falla 01 – Demanda mínima. Ajustes modificados	69
Tabla 62. Actuación de relés de protección Falla 02– Demanda máxima. Ajustes modificados.....	70
Tabla 62. Actuación de relés de protección Falla 02– Demanda mínima. Ajustes modificados	70
Tabla 63. Actuación de relés de protección Falla 03 – Demanda máxima. Ajustes modificados.....	70
Tabla 63. Actuación de relés de protección Falla 03 – Demanda mínima. Ajustes modificados	71
Tabla 64. Actuación de relés de protección Falla 04 – Demanda máxima. Ajustes modificados.....	71
Tabla 64. Actuación de relés de protección Falla 04 – Demanda mínima. Ajustes modificados	71
Tabla 65. Actuación de relés de protección Falla 05 – Demanda máxima. Ajustes modificados.....	71
Tabla 65. Actuación de relés de protección Falla 05 – Demanda mínima. Ajustes modificados	72
Tabla 66. Actuación de relés de protección Falla 06 – Demanda máxima. Ajustes modificados.....	72
Tabla 66. Actuación de relés de protección Falla 06 – Demanda mínima. Ajustes modificados	72
Tabla 67. Actuación de relés de protección Falla 07 – Demanda máxima. Ajustes modificados.....	73
Tabla 68. Actuación de relés de protección Falla 08 – Demanda máxima. Ajustes modificados.....	73
Tabla 68. Actuación de relés de protección Falla 08 – Demanda mínima. Ajustes modificados	74
Tabla 68. Actuación de relés de protección Falla 11 – Demanda máxima. Ajustes modificados.....	74
Tabla 68. Actuación de relés de protección Falla 11 – Demanda mínima. Ajustes modificados	74
Tabla 59. Actuación de relés de protección Falla en U 5120 – Demanda máxima.	75
Tabla 60. Actuación de relés de protección Falla en U Hidro 1 – Demanda máxima.	75
Tabla 61. Actuación de relés de protección Falla 01 – Demanda máxima. Ajustes originales	75
Tabla 62. Actuación de relés de protección Falla 02– Demanda máxima. Ajustes originales	76
Tabla 63. Actuación de relés de protección Falla 03 – Demanda máxima. Ajustes originales	76
Tabla 64. Actuación de relés de protección Falla 04 – Demanda máxima. Ajustes originales	76
Tabla 65. Actuación de relés de protección Falla 05 – Demanda máxima. Ajustes originales	77
Tabla 66. Actuación de relés de protección Falla 06 – Demanda máxima. Ajustes originales	77

Tabla 67. Actuación de relés de protección Falla 07 – Demanda máxima. Ajustes originales	77
Tabla 68. Actuación de relés de protección Falla 08 – Demanda máxima. Ajustes originales	78

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Objetivos Generales

El presente estudio tiene como objeto dar cumplimiento con lo establecido en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para Sistemas Medianos (en adelante la NT), mediante la realización de los estudios técnicos requeridos para todos los Sistemas Medianos del Grupo SAESA.

1.2. Alcance y metodología general

Los estudios desarrollados permitieron el análisis de las condiciones de aplicación de las exigencias que establece la Norma Técnica en su Título 6-2:

a) Estudio de Continuidad: Debe determinar los índices de continuidad FMIK y TTIK del SM, para un horizonte de operación de 12 meses.

b) Restricciones en Instalaciones de Transmisión: Se identificará las potencias máximas que se pueden transmitir por las líneas de transmisión que la Empresa identifique como críticas para garantizar frente a la ocurrencia de las contingencias indicadas que se establecen en el Artículo 5-36 de la presente NT.

d) Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva: se deberá efectuar una verificación del cumplimiento de los estándares de SyCS establecidos en el Capítulo N° 5, además de determinar el perfil óptimo de tensiones y los requerimientos de potencia reactiva para las Instalaciones Transmisión, con resolución semestral para un horizonte de operación de 48 meses

e) Control de Frecuencia y Determinación de Reservas: tiene por objeto efectuar una verificación del cumplimiento de los estándares SyCS establecidos en el Capítulo N° 5. En particular debe determinarse un porcentaje de reserva óptimo que se utilizará para efectuar la asignación de la reserva entre las unidades generadoras participantes del CPF y del CSF.

f) EDAC: Deberá determinar el nivel óptimo y localización de desconexión de carga. El objetivo es evitar colapso por frecuencia y tensión con la activación de esquemas de desconexión para estados de operación distinto del Estado Normal.

g) Estudio de PRS: El objetivo del PRS es que con posterioridad a un Apagón Total o Apagón Parcial, sea posible establecer los mecanismos que permitan de una manera segura y organizada, restablecer el suministro eléctrico en todas las Islas Eléctricas afectadas en el menor tiempo posible, considerando las Cargas Críticas.



Figura 1. Estructura de los estudios realizados.

1.3. Descripción del sistema

El sistema Carrera consta de 2 centrales las cuales abastecen la demanda de la zona en su totalidad. El parque de generación se divide en unidades hidráulicas y térmicas y consta de una potencia total instalada de generación de aproximadamente 2,99 MW, que se divide en 0,64 MW (21,37%) de generación hidroeléctrica (dos unidades en la Central El Traro), y 2,35 MW (78,6%) de generación térmica entre las centrales El Traro (1 unidad) y Chile Chico (6 unidades).

El sistema Carrera consta de una línea que interconecta el sistema, denominada El Traro – Chile Chico; es una línea que interconecta Central El Traro con Central Térmica Chile Chico, la cual está alimentada en 23 kV. Esta línea tiene una longitud de 160 km, abasteciendo las localidades de Pto. Bertrand, Pto. Guadal, Mallín Grande, Fachinal, Bahía Jara y Chile Chico, localidades ubicadas en el sector sur del lago General Carrera, en el km 80 aproximadamente. En el km 65 de esta línea existe un arranque denominado El Maitén – Pto. Sánchez de 90 km de longitud en 23 kV que abastece a las localidades de Lago Negro, El Desagüe, El León, Pto. Tranquilo, Bahía Murta y Pto. Sánchez. En el km 7 de esta línea existe un Reconector denominado R-3 Línea El Maitén – Pto. Sánchez. Finalmente, desde la S/E El Traro existe una de 5 km en 23 kV que alimenta la ciudad de Cochran.

2. CONTROL DE FRECUENCIA Y DETERMINACIÓN DE RESERVAS

2.1. Objetivo

El objetivo de este estudio fue el de verificar el cumplimiento de los estándares de SyCS establecidos en el Capítulo N°5 de la NT, y en particular el de determinar el porcentaje de reserva óptimo para efectuar la asignación de la reserva entre las unidades generadoras participantes del Control Primario de Frecuencia (CPF) y del Control Secundario de Frecuencia (CSF).

Esta evaluación se realizó, de acuerdo a lo establecido por la NT, mediante una optimización clásica en la que se determinó el nivel de reserva para el que se produce el Costo Total mínimo resultante de la suma de:

- El costo de operación del sistema para cada nivel de reserva considerado.
- El costo de falla de corta duración asociado a la ENS determinado según el nivel de reserva.

El análisis se complementó con la verificación del desempeño dinámico del sistema ante las contingencias más críticas, realizadas sobre escenarios extremos de demanda (máxima y mínima), y considerando en el estado pre-falla el porcentaje de reserva óptimo determinado.

2.2. Metodología

Para determinar el valor de reserva óptimo a mantener durante la operación normal del sistema, se calcularon el sobre costo de generación producto del aumento en la reserva rotante y el costo de la energía no suministrada (ENS) para las fallas en el sistema que produzcan posibles pérdidas de generación de manera tal que esta ENS sea dependiente del nivel de reserva primaria.

Debido a que el sobre costo de generación es típicamente una función creciente con el valor de reserva y la ENS una función decreciente, el costo total en función de la reserva presentará un valor mínimo (óptimo). Por otro lado, la normativa vigente exige un mínimo de 10% de reserva regulante (sobre la máxima potencia de las unidades despachadas). En este contexto, es posible realizar un análisis simplificado asumiendo condiciones conservadoras; si el resultado del análisis indica un valor de reserva óptima inferior al 10%, se adoptará finalmente el valor indicado en la norma, en caso contrario se deberá realizar un análisis más detallado para definir el valor de reserva. Las condiciones conservadoras deben ser tales que sobreestimen la ENS y subestimen los costos de generación para lograr el mayor valor posible de reserva óptima en los cálculos.

Las simplificaciones adoptadas y sus efectos son:

- **Solo escenarios de demanda máxima:** son los más exigentes para el sistema, por lo que la ENS será mayor. Se consideró al sistema operando las 8760 horas del año a máxima potencia.
- **Despacho económico:** se despachó la generación del sistema siguiendo el orden de mérito en base al costo variable de la energía, minimizándose así el costo de operación.
- **Fallas con pérdida de generación:** se analizaron sólo aquellas fallas que produjeron pérdida de generación o formación de islas con déficit generación. Quedaron descartadas fallas en alimentadores exclusivos de demanda, ya que esa ENS no es dependiente del margen de reserva y por lo tanto no modifica el valor óptimo de la misma.
- **Resolución estática:** partiendo del escenario base se analizó el monto de potencia activa se pierde para cada falla, y en el caso de formarse islas, qué pérdida de potencia percibió el subsistema deficitario en generación. No se tuvo en cuenta la sensibilidad de la carga con la frecuencia.

- **Tiempos de arranque de 15 min:** se asumió que posteriormente a una contingencia se demora un tiempo promedio de 15 minutos en arrancar un nuevo generador (térmico) para restituir la demanda cortada/no alimentada.

2.3. Determinación del margen de reserva óptimo

2.3.1. COSTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA

En base a las simplificaciones adoptadas se crearon escenarios de operación del sistema con distintos valores de margen de reserva. El costo de operación del sistema para cada caso i se calculó según:

$$C_i = T \sum_k (CF_k + CV_k D_{ik})$$

Dónde:

C_i : Costo de operación del sistema para el caso i [USD].

T : Tiempo de operación del sistema (8.760 h).

CF_k : Costo fijo de operación del generador k [USD/h].

CV_k : Costo variable de operación del generador k [USD/MWh].

D_{ik} : Despacho del generador k en el caso i [MW].

En la Tabla 1 se detallan las potencias máximas y los costos de operación variable suministrados por SAESA para las distintas unidades generadoras del sistema Carrera.

Tabla 1. Costo variable de operación considerado para los generadores.

Central	Unidad k	Tipo	Potencia máxima [kW]	Costo Fijo CF_k [USD/h]	Costo Variable CV_k [USD/MWh]
El Traro	U1	Hidro	320	5,12	0
	U2	Hidro	320	5,12	0
	U3	Diesel	292	5,12	0
Chile Chico	5542	Diesel	292	5,12	188,79
	5144	Diesel	400	5,12	188,79
	5518	Diesel	288	5,12	188,79
	5622	Diesel	400	5,12	188,79
	5121	Diesel	400	5,12	188,79
	5120	Diesel	282	5,12	188,79

Los despachos de cada unidad generadora para cada caso estudiado se detallan en la tabla 2.

Tabla 2. Despachos de unidades generadoras para los casos analizados.

Central	Unidad k	Despacho D_{jk} [kW] según caso i			
		1	2	3	4
El Traro	U1	320	320	320	320
	U2	320	320	320	320
	U3	286	244	171	131
Chile Chico	5542	-	232	163	120
	5518	-	242	163	120
	5622	395	-	284	245
	5121	-	-	-	250
	5120	277	232	163	120
	5144	-	-	-	-
Regulación disponible R_i [MW]		0,016	0,204	0,601	0,968
Margen de Reserva R_i (%)		0,991	11,37	27,39	37,32

De acuerdo a lo estipulado en la NT, el margen de reserva porcentual se calculó respecto a la suma de las potencias máximas de las unidades despachadas.

2.3.2. FALLAS CONSIDERADAS

Para la determinación de la energía no suministrada se consideraron fallas simples (1 elemento) que provocaron la pérdida de generación en el sistema o formaron islas con déficit de generación. En la Tabla 3 se listan las contingencias analizadas.

Tabla 3. Fallas consideradas para la determinación de la ENS.

Falla j	Elemento	Observaciones / Efecto
1	Generador CH El Traro	Pérdida de la unidad con mayor despacho de la central, o su transformador asociado.
2	Generador CT El Traro	Pérdida del generador de la central, o su transformador asociado.
3	Generador CT Chile Chico	Pérdida de la unidad con mayor despacho de la central, o su transformador asociado.
4	Línea 23 kV El Traro – Arranque El Maitén	Disminución de potencia en el extremo importador.
5	Línea 23 kV Arranque El Maitén – Chile Chico	Disminución de potencia en el extremo importador.

2.3.3. COSTO DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA

Adoptando un costo de falla $CF = 14.408,42$ USD/MWh, el costo de la ENS se calculó integrando la potencia perdida por la contingencia menos la reserva en las máquinas restantes:

$$CENS_i = CF \sum_j [P_{ij} - (R_i - PR_{ij})] t_{ij} FA_{ij}$$

Donde:

$CENS_i$: Costo de la energía no suministrada para en el caso i [MWh].

P_{ij} : Potencia perdida durante la contingencia j en el caso i [MW].

R_i : Reserva para el caso i [MW].

PR_{ij} : Pérdida de reserva debido a la contingencia j en el caso i [MW].

t_{ij} : Tiempo de recuperación del sistema para la contingencia j en el caso i [MW].

FA_{ij} : Fallas anuales para la contingencia j en el caso i .

En todos los casos la potencia perdida P_{ij} y reserva remanente $(R_i - PR_{ij})$ se obtuvo de la condición de operación prefalla. El tiempo de recuperación del sistema t_{ij} representa el tiempo que se demoraría en arrancar y llevar un o varios generadores a máxima potencia para suplir la pérdida ocurrida debido a la contingencia; se asumió un tiempo de puesta en marcha de 15 minutos por máquina, y la cantidad de máquinas a despachar dependiente de la potencia requerida.

Para determinar la cantidad de ocurrencias anuales FA_{ij} para cada falla se tomaron como referencia las tasas de falla para cada tipo de elemento y posteriormente se sumaron estas tasas en función de la cantidad de elementos que contribuyen a cada contingencia.

Tabla 4. Tasa de falla anual por tipo de elemento.

Elemento	Tasa de falla [fallas/año]	Fuente
Generador Diesel	2,79	Promedio de tasas de falla de unidades Diesel descritas en el sitio WEB del CDEC-SIC
Generador Hidroeléctrico	1,11	Promedio de tasas de falla de unidades Hidro descritas en el sitio WEB del CDEC-SIC
Transformador	1,00	Tasas de falla para transformadores establecida a criterio del consultor. Se considera exagerada la descrita en la NT
Línea 23 kV	2,00	Tasas de falla para líneas descritas en la NT para SSMM

Para aclarar este concepto, se detallan dos casos de interés:

- **Falla 3:** la cantidad de fallas anuales será la suma de la tasa de fallas correspondiente a una unidad generadora tipo diésel, más la tasa de falla de un transformador, multiplicado por la cantidad de unidades en servicio en cada caso. Por ejemplo, para 5 unidades en servicio en la CT Chile Chico se obtuvo: $(2,79 \text{ fallas/año} + 1 \text{ falla/año}) \cdot 5 \text{ unidades} = 18,95 \text{ fallas/año}$.
- **Falla 5:** la vinculación entre la barra de 23 kV de la CT Chicle Chico y El Maitén 23 kV es a través de un tramo de línea de 35 km en 23 kV, un autotransformador 23/23 kV y un

tramo de línea de 52 km en 23 kV. La tasa de fallas total para estos elementos en serie resultó: 2 fallas/año + 1 falla/año + 2 fallas/año = 5 fallas/año.

2.3.4. CÁLCULO DEL COSTO TOTAL DE OPERACIÓN

El costo total de operación del sistema en función del margen de reserva (caso i) se calculó como el sobrecosto de operación debido al incremento de la reserva (respecto al caso sin reserva, caso 1) más el costo de la energía no suministrada:

$$COT_i = C_i - C_1 + CENS_i$$

Tabla 5. Costos de operación y ENS en función de la reserva

Caso i	Margen de reserva (%)	Costo operación C_i [USD]	Sobrecosto por reserva $C_i - C_1$ [USD]	$CENS_i$ [USD]	Costo Total COT_i [USD]
1	0,990	1.808.597	0	21.473	21.473
2	11,37	1.929.919	121.323	6.155	127.478
3	27,39	1.934.881	126.284	0,00	126.284
4	37,32	1.989.456	180.860	0,00	180.860

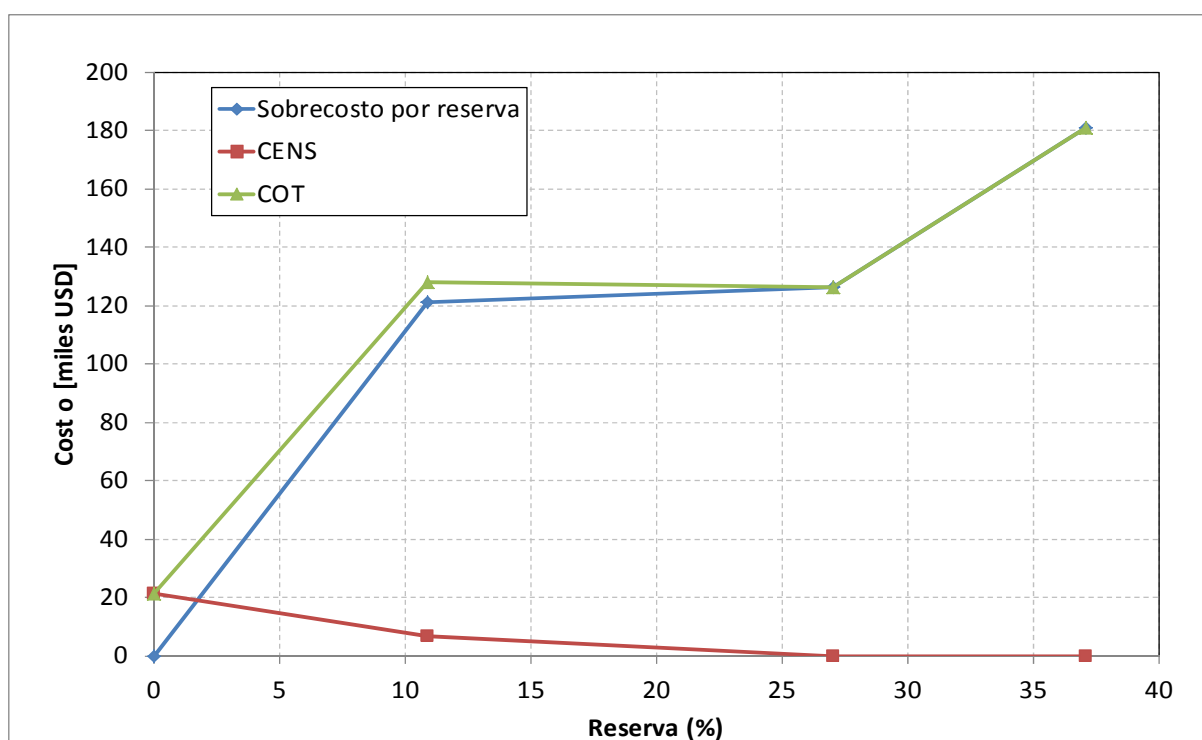


Figura 3. Costos de operación y ENS en función de la reserva operativa.

A partir de los resultados obtenidos se aprecia que el punto de operación más económico corresponde a una reserva de 0%. En relación a esto, la NT establece una reserva mínima de 10%, sin embargo permite reducir dichas exigencias para sistemas menores a 10 MW, mientras esto pueda justificarse técnicamente. Tal como se detallará en el análisis dinámico posterior, se establece que el sistema puede operar con un margen de reserva de 0%.

2.4. Control de frecuencia

Partiendo de los escenarios base con 0% de margen de reserva operativa, se simularon las fallas de mayor exigencia para el sistema, tanto para la condición de pérdida de generación (subfrecuencia) como para pérdida de carga (sobrefrecuencia), para evaluar el desempeño del control de frecuencia y los ajustes de la EDAC.

El análisis realizado indicó que la mayor pérdida de generación para el sistema es la desconexión de una de las unidades de 400 kW de la central Chile Chico, estando esta despachada a máxima potencia. Se simuló entonces la pérdida de la unidad 5622 de la central, a partir de una apertura intempestiva del interruptor de unidad.

En la Figura 4 y Figura 5 se observa la evolución de las variables de interés para la desconexión de la unidad 5622 de Chile Chico. La pérdida de generación provocó la actuación del esquema de desconexión de carga por subfrecuencia en los reconectores R3 y RE6 (52E6), lo que permitió que la frecuencia converja a un valor cercano a los 50 Hz.

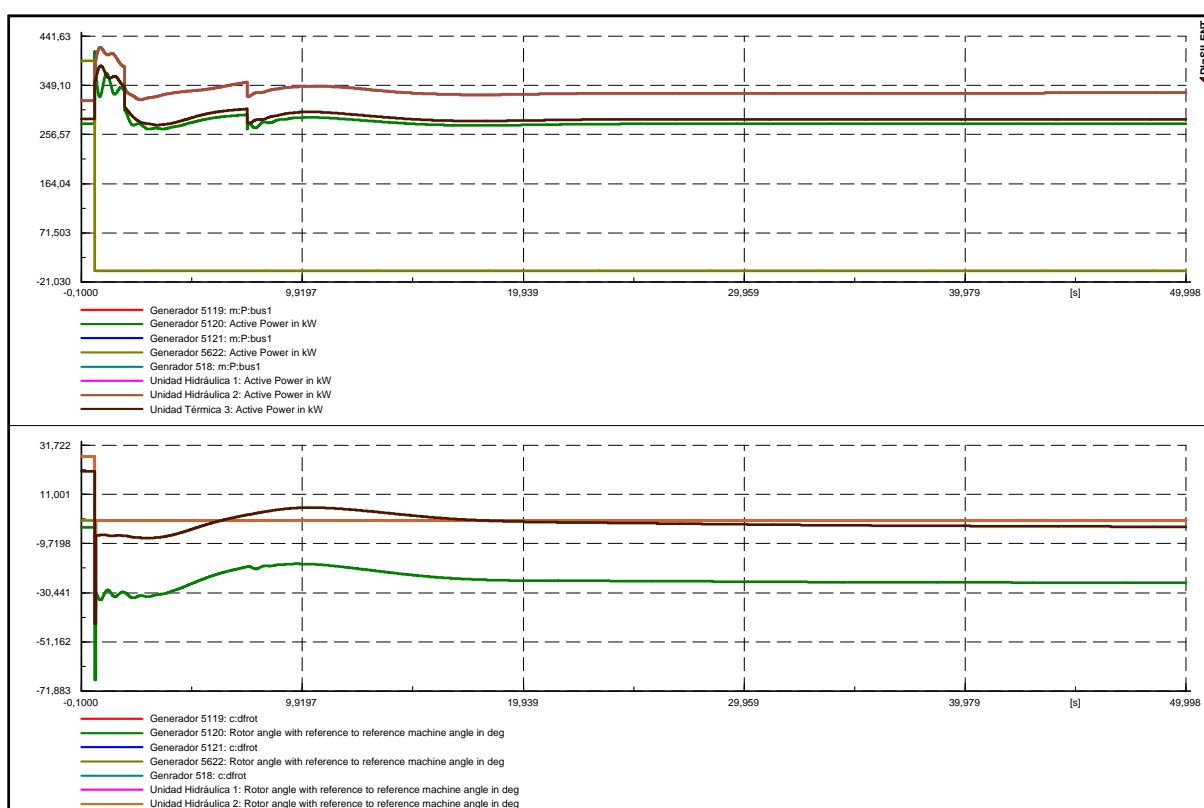


Figura 4. Salida Unidad 5622 Chile Chico. Ángulo y potencia activa de generadores.

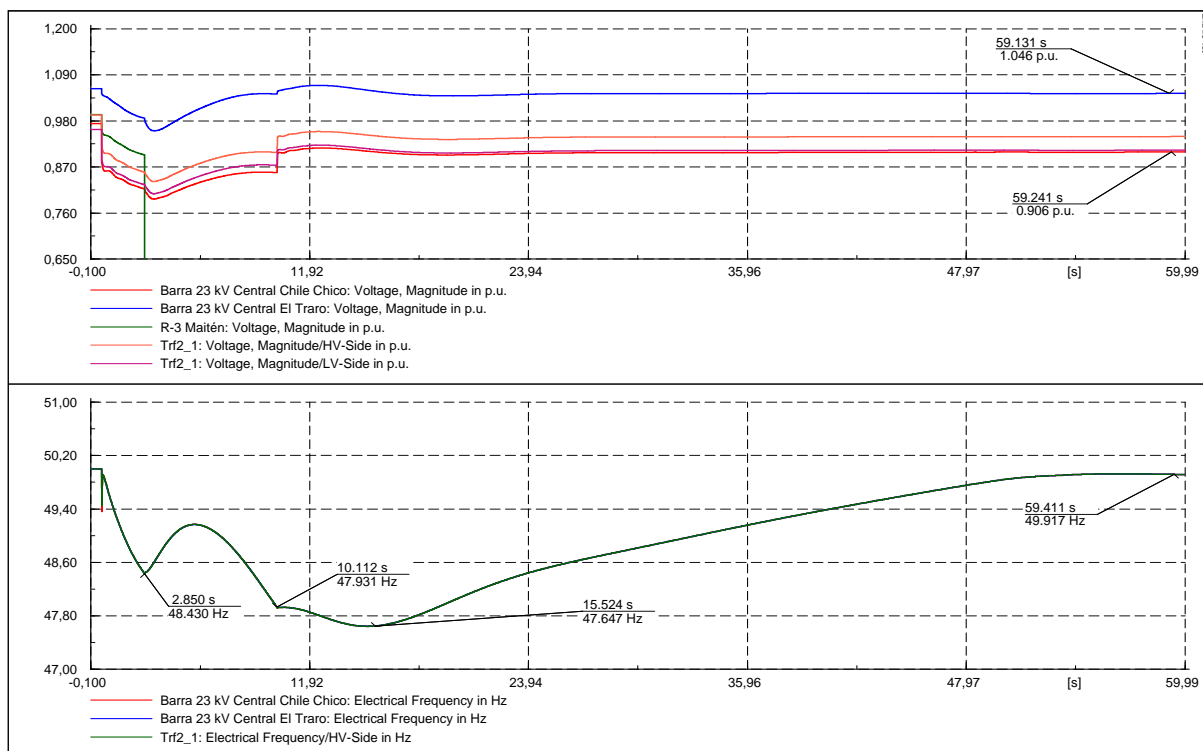


Figura 5. Salida Unidad 5622 Chile Chico. Frecuencia y tensiones.

Por otro lado, la contingencia que presentó el mayor desprendimiento de carga del sistema resultó la apertura del alimentador Chile Chico Internacional, totalizando una pérdida de 504 kW. En este caso, luego de la actuación de la EDAG, implementada en la U1 de la central El Traro, el sistema converge a una frecuencia en el rango de los 50,37 Hz. No obstante debe apreciarse que el sistema queda en condición de emergencia en relación a las tensiones de postcontingencia. El peor caso corresponde a la barra de Chile Chico donde se llega a una tensión de 1,18 pu.

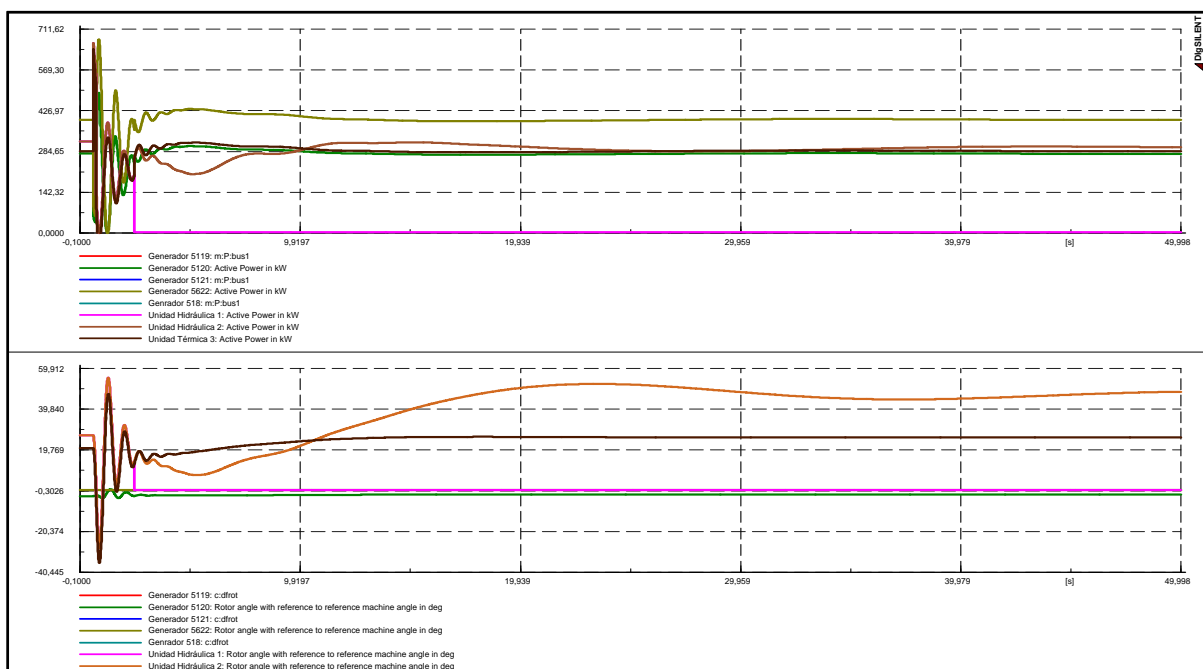


Figura 6. Salida mayor demanda Chile Chico Intern. Ángulo y potencia activa de generadores.

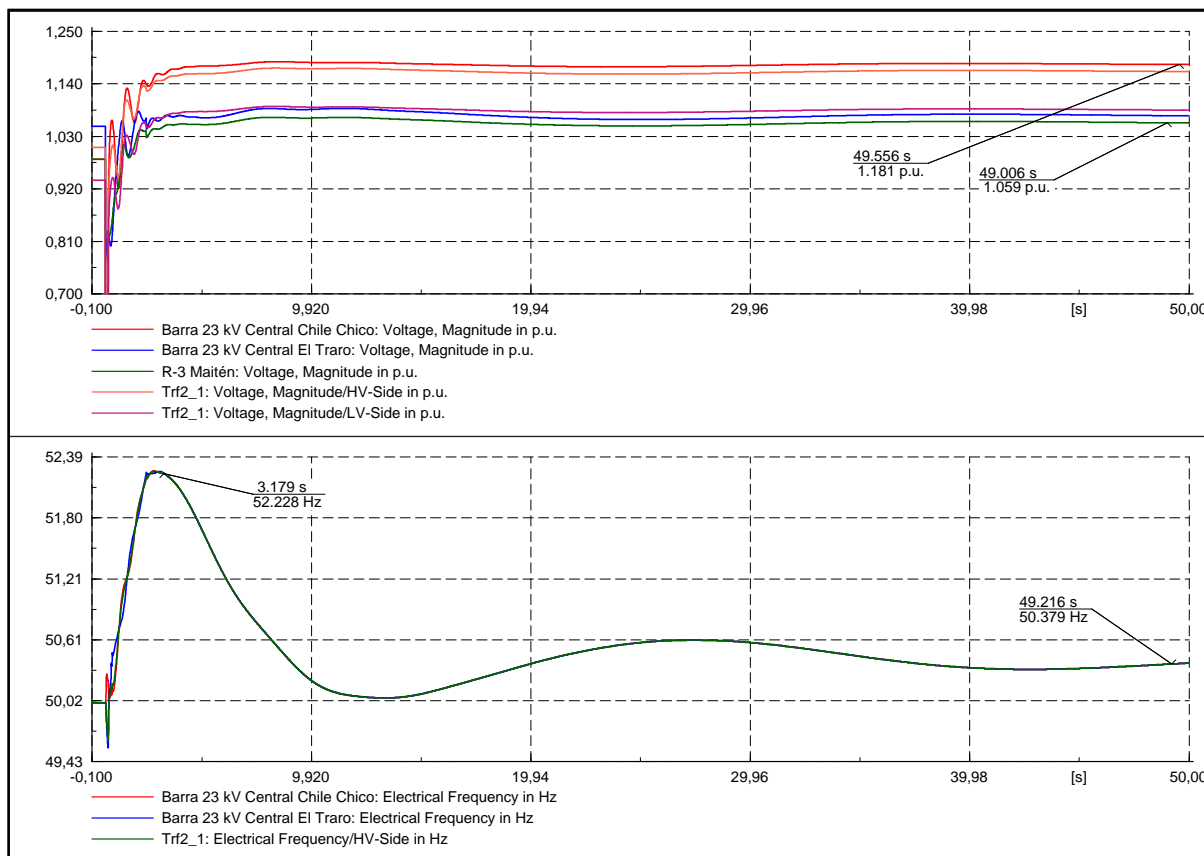


Figura 7. Salida mayor demanda Chile Chico Intern. (0% de reserva). Frecuencia y tensiones.

2.5. Conclusiones

- **Reserva mínima adoptada de 0%.** De acuerdo a los análisis realizados, la función de costo de operación total del sistema (operación + ENS) en función del porcentaje de reserva en giro resultó monótonamente creciente, por lo que la reserva óptima obtenida fue de 0%. La normativa vigente exige un mínimo de 10% de reserva, sin embargo este límite puede ser reducido, mediante justificación apropiada, para sistemas menores a 10 MW.
- **El sistema resiste adecuadamente la mayor pérdida de generación.** La simulación dinámica de la pérdida de la mayor unidad de la Central Chile Chico, en condición de máxima demanda y con 0% de margen de reserva, mostró resultados aceptables para la evolución de las distintas variables electromecánicas del sistema, estabilizándose mediante la correcta actuación de la EDAC.
- **El sistema resiste adecuadamente la mayor pérdida de carga.** La simulación dinámica de la falla trifásica y pérdida del alimentador Chile Chico Internacional en condición de máxima demanda y con 0% de margen de reserva mostró resultados aceptables para la evolución de las distintas variables electromecánicas del sistema. No obstante se obtuvieron sobretensiones en condición de post contingencia.

3. RESTRICCIONES DE TRANSMISIÓN

3.1. Objetivo

Mediante este estudio se establecieron las potencias máximas que se pueden transmitir por las líneas de transmisión críticas para garantizar un desempeño del sistema acorde a lo estipulado en la NT por los Artículos 5-29 (Estado Normal), 5-30 (Estado de Alerta) y 5-36 (Alerta con Contingencias de severidad creciente), frente a los estados indicados en dichos Artículos.

Según describe la NT en el artículo 6-3, este estudio “identificará las potencias máximas que se pueden transmitir por las líneas de transmisión que la Empresa identifique como críticas para garantizar frente a la ocurrencia de las contingencias indicadas que se establecen en el Artículo 5-36 de la presente NT”.

Adicionalmente, la NT establece en sus artículos 5-36 y 5-37 que “La Empresa determinará la Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente de cada Elemento Serie del SM a partir del Límite Térmico o máxima corriente admisible, según corresponda, el Límite por Regulación de Tensión y el Límite por Contingencias.” y “La Empresa deberá desarrollar análisis, que formarán parte del Estudio de Restricciones de las Instalaciones de Transmisión señalado en el Título 6-2, para determinar la Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente de líneas de transmisión, transformación y otros elementos serie, considerando las características de ellos y otros factores limitantes.”

3.2. Metodología

Estas evaluaciones se realizaron mediante la ejecución de estudios de flujos de carga, acompañados de algunas verificaciones mediante simulación dinámica, dado que, según lo establecido por el Artículo 5-39 de la NT, luego de ocurrida una Contingencia Simple, el SM deberá presentar una amortiguación positiva de todas las oscilaciones electromecánicas. Esto conlleva la necesidad de verificar el comportamiento amortiguado de las magnitudes significativas durante el estado transitorio posterior al despeje de la falla.

Los límites a determinar se estratifican según:

- **Límites por capacidad térmica de las instalaciones de transporte y transformación.** Son datos del problema, resultando importante la discusión de los niveles de sobrecarga temporaria que resultan admisibles a criterio de SAESA.
- **Límites por Caída de Tensión.** Estos están determinados por las prescripciones de los correspondientes Artículos de la NT.
- **Límites por Contingencia.** De acuerdo con la NT, estos límites quedarán definidos por la máxima corriente que puede circular por un Elemento Serie condicionado por el estado de operación del SM luego de ocurrida una Contingencia Simple, de modo de evitar el riesgo de salida en cascada de otros componentes por sobrecargas o por condiciones de pérdida de estabilidad de frecuencia, ángulo y/o tensión.
- **Límites por Estabilidad Transitoria y Dinámica (amortiguamiento).** Resulta factible que algún límite quede fijado por problemas de pérdida de sincronismo dentro del sistema, o por problemas de amortiguamiento inadecuado.

3.3. Restricciones de transmisión por capacidad térmica

En su Art. 1-4.35) la NT define el concepto de “Límite Térmico” como la “Máxima corriente que puede circular por un Elemento Serie, determinada por el límite o carga admisible definido para régimen permanente”.

Son datos obtenidos a partir de la información provista por SAESA. Se presentan los datos para las líneas de transmisión en la Tabla 6 y para los transformadores en la Tabla 7. Las

capacidades térmicas para las líneas son determinadas para una temperatura de conductor de 50°C y una temperatura ambiente de 15°C.

Tabla 6. Características de conductores del sistema de transmisión.

Nombre	Zona	Tensión [kV]	Tipo	Longitud [km]	Límite Térmico [A]
Alimentador Cochrane	Alimentador Cochrane	23	Cu #6 AWG	9,50	106
Alimentador El Traro-Chile Chico	El Traro - El Maitén	23	Cu #6 AWG	52,60	106
	El Maitén – Puerto Sánchez	23	Cu #6 AWG	94,70	106
	El Maitén - Chile Chico (El Maitén - Regulador)	23	Cu #6 AWG	66,00	106
	El Maitén - Chile Chico (Regulador - Chile Chico)	23	Cu #6 AWG	41,20	106
Alimentador Chile Chico	Chile Chico	23	Cu #6 AWG	3,80	106
Alimentador Chile Chico Internacional	Chile Chico Internacional	23	Cu #6 AWG	20,00	106

Tabla 7. Características de transformadores del sistema de transmisión.

Nombre	Snominal [MVA]	Tensión [kV]	Inominal [A]
Autotrafo Regulador de Voltaje	3,9	23/23	98

3.4. Restricciones de transmisión por Caída de tensión

En relación a este punto la NT en su artículo 1-4.37) define al límite por regulación de tensión como la “Máxima corriente que puede circular por un Elemento Serie debido a descensos de tensión fuera de los rangos permitidos, ya sea en las barras extremas del elemento o en otras barras del sistema eléctrico, como consecuencia de la transmisión de potencia por el Elemento Serie.”

En relación a dicho apartado se determina la corriente que se traduce en la máxima caída de tensión tolerada por la NT. Dicho valor corresponde a un rango de tensión entre 0.92 [pu] y 1.08 [pu] para operación normal. En la Tabla 8 se detallan los valores obtenidos. Se aclara que los resultados mostrados son para el caso de demanda máxima, ya que dada la topología del sistema (generación concentrada y alimentadores radiales), este escenario se corresponde con la condición más desfavorable.

Tabla 8. Restricciones por Caída de Tensión en el sistema de transmisión.

Nombre	Zona	Tensión [kV]	Tipo	Longitud [km]	Z1 [Ω]	Imáx por Caída de Tensión [A]
Alimentador Cochrane	Alimentador Cochrane	23	Cu #6 AWG	9,50	15	113
Alimentador El Traro-Chile Chico	El Traro - El Maitén	23	Cu #6 AWG	52,60	82	26
	El Maitén – Puerto Sánchez	23	Cu #6 AWG	94,70	142	15
	El Maitén - Chile Chico (El Maitén - Regulador)	23	Cu #6 AWG	66,00	103	21
	El Maitén - Chile Chico (Regulador - Chile Chico)	23	Cu #6 AWG	41,20	64	33
Alimentador Chile Chico	Chile Chico	23	Cu #6 AWG	3,80	6	113

Nombre	Zona	Tensión [kV]	Tipo	Longitud [km]	Z1 [Ω]	Imáx por Caída de Tensión [A]
Alimentador Chile Chico Internacional	Chile Chico Internacional	23	Cu #6 AWG	20,00	28	77

En la Tabla 9 y Tabla 10 se muestran las tensiones de operación en el sistema tanto para el caso que se tiene máxima generación en Chile Chico como en el Traro en ambas situaciones se aprecia que en condiciones estáticas la tensión se mantiene dentro de los límites establecidos por la NT.

Tabla 9. Máxima Generación Chile Chico.

	P [kW]	Q [kVAr]	V [pu]
El Traro H1	260	10,8	1,060
El Traro H2	260	10,8	1,060
El Traro T			
Chile Chico U1 5542	292	5,6	0,988
Chile Chico U2 5120	282	13,5	0,988
Chile Chico U3 5121			
Chile Chico U4 5622	70	15,5	0,988
Chile Chico U5 5518	288	6,6	0,988
Chile Chico U4 5144			
Cabecera A. Chile Chico	300	106,6	0,980
Cabecera A. Chile Chico Int.	504	166,1	0,980
Flujo Chile Chico-El Traro (52E3)	-206	255,0	0,990
Cabecera A. Cochrane	378	122,8	1,060
Fin alimentador R3	-	-	0,980
Cabecera A. El Traro - Chile Chico (52E2)	123	-115,0	1,060

Tabla 10. Máxima Generación El Traro.

	P [kW]	Q [kVAr]	V [pu]
El Traro H1	320	15	1,05
El Traro H2	320	15	1,05
El Traro T	292	35	1,05
Chile Chico U1 5542			
Chile Chico U2 5120	268	62	0,99
Chile Chico U3 5121			
Chile Chico U4 5622			
Chile Chico U5 5518	288	10	0,99
Chile Chico U4 5144			
Cabecera A. Chile Chico	300	108	0,98
Cabecera A. Chile Chico Int.	504	167	0,98
Flujo Chile Chico-El Traro (52E3)	159	215	0,98

	P [kW]	Q [kVAr]	V [pu]
Cabecera A. Cochrane	378	123	1,06
Fin alimentador R3	-	-	0,99
Cabecera A. El Traro - Chile Chico (52E2)	521	-90	1,06

Teniendo en cuenta que los escenarios analizados para caso de demanda máxima suponen las máximas exigencias de capacidad en cuanto a regulación de tensión se concluye que no aplica límite alguno por restricciones de tensión.

3.5. Restricciones de transmisión por Estabilidad Transitoria

A partir de este análisis se pretende hallar la máxima potencia de pre-contingencia que puede circular por las líneas de transmisión de manera que la falla y posterior salida de servicio de cada una de estas líneas no se traduzca en una pérdida de estabilidad transitoria del sistema o en funcionamiento fuera de los límites permitidos por la NT. Se consideró un escenario de máxima generación en Chile Chico y otro con máxima generación en El Traro. En ambas situaciones las contingencias analizadas correspondieron con la salida de servicio de las máquinas de mayor potencia en Chile Chico y el Traro, la desconexión de la mayor demanda del sistema y adicionalmente se analizó la condición en la que el sistema queda desmembrado en islas luego de una falla en el tramo Chile Chico-El Traro.

3.5.1 MÁXIMA GENERACIÓN CHILE CHICO

3.5.1.1. PÉRDIDA MAYOR MÁQUINA DE CHILE CHICO (UNIDAD 5622)

Tal como se observa en las figuras, para el caso de máxima generación en Chile Chico, la salida de servicio de la unidad 5622, es soportada correctamente por el sistema en cuanto a valores de frecuencia y potencia de las máquinas a partir de la actuación de los esquemas de EDAC en RE6 (52E6), y R3. No obstante, la salida de la unidad de Chile Chico se traduce en una condición de subtensión en dicha barra, tal como se observa en la Figura 8.

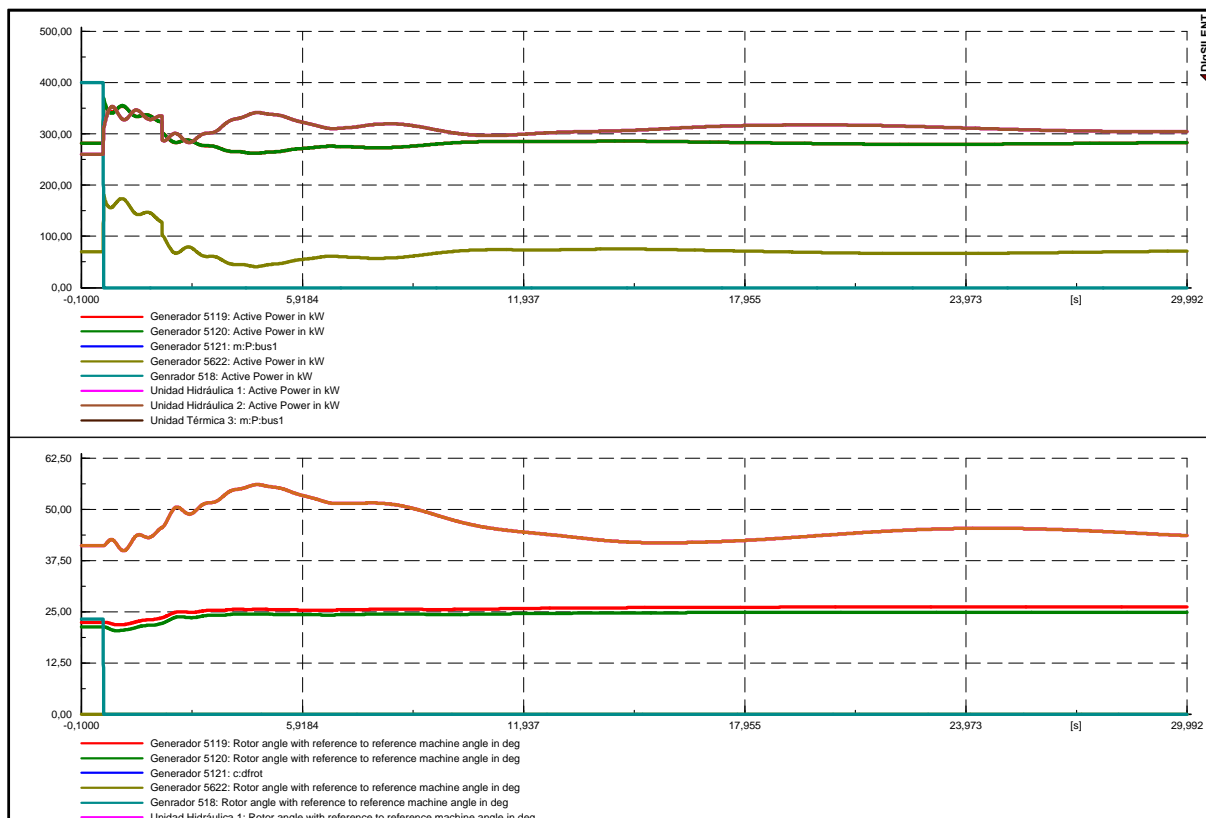


Figura 8. Pérdida mayor unidad central Chile Chico (unidad 5622). Potencias y ángulos.

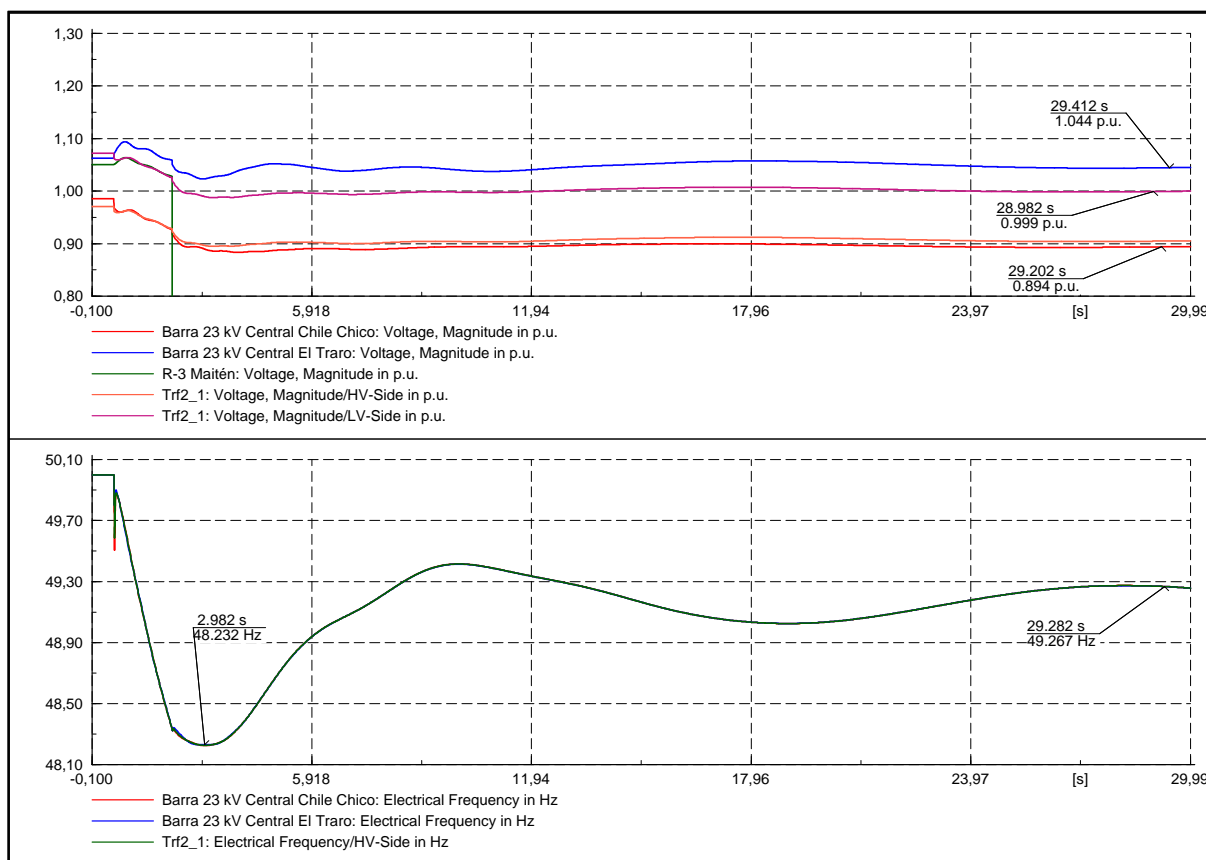


Figura 9. Pérdida mayor unidad central Chile Chico (unidad 5622). Frecuencias y tensiones.

3.5.1.2. PÉRDIDA MAYOR DEMANDA CHILE CHICO INTERNACIONAL

La pérdida del alimentador Chile Chico Internacional se traduce en una sobrefrecuencia inicial que es compensada por la actuación de EDAG en la Unidad 1 de la central El Traro, estableciéndose la frecuencia final en un valor cercano a los 50,7 Hz.

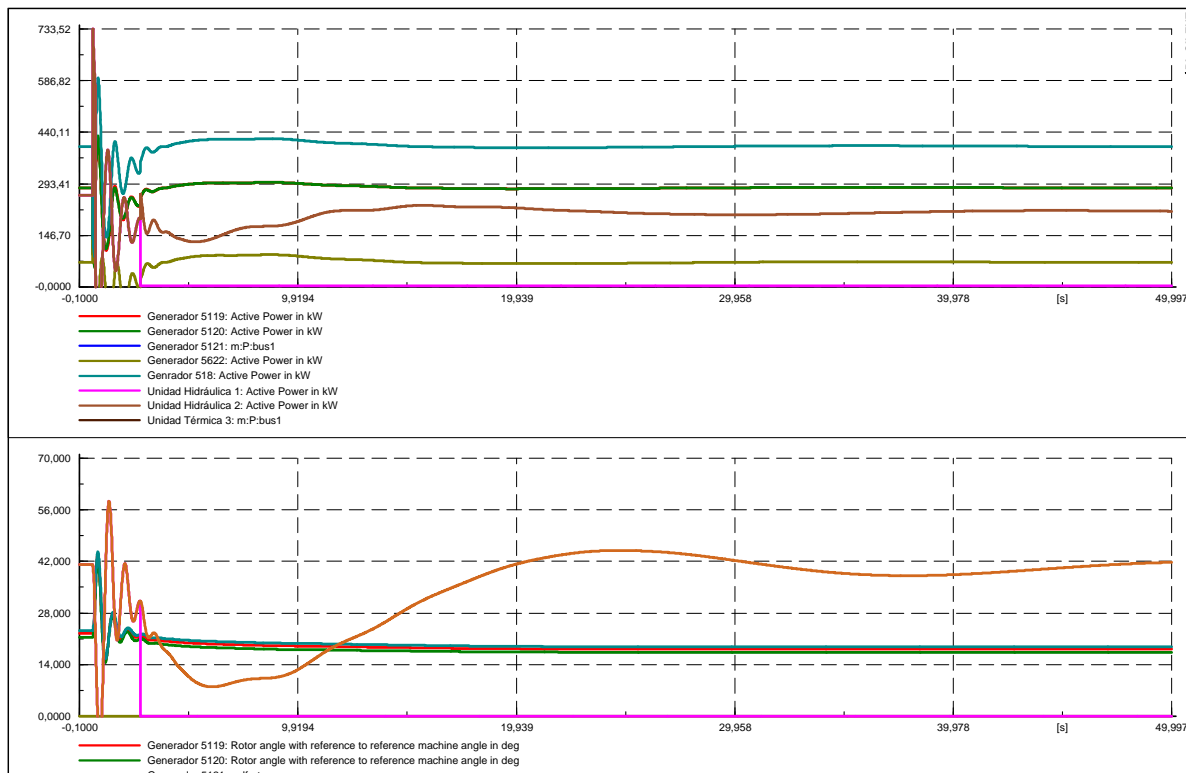


Figura 10. Pérdida mayor demanda Chile Chico Internacional. Potencias y ángulos.

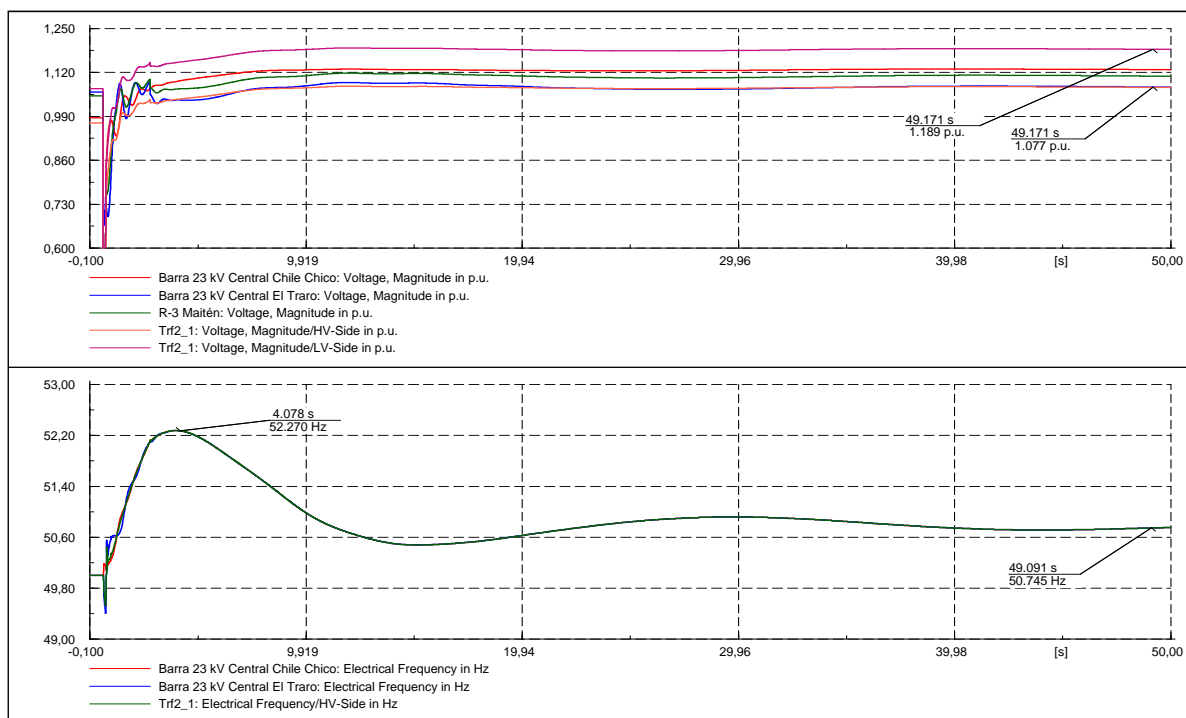


Figura 11. Pérdida mayor demanda Chile Chico Internacional. Frecuencias y tensiones.

3.5.1.3. PÉRDIDA MÁQUINA U1 HIDRÁLICA EL TRARO

En la condición de máxima generación en Chile Chico, la salida de U1 del Traro no se traduce en una condición fuera de norma del sistema en post contingencia, dada la actuación de los esquemas de EDAC y la reserva de potencia que se tiene en la central Chile Chico.

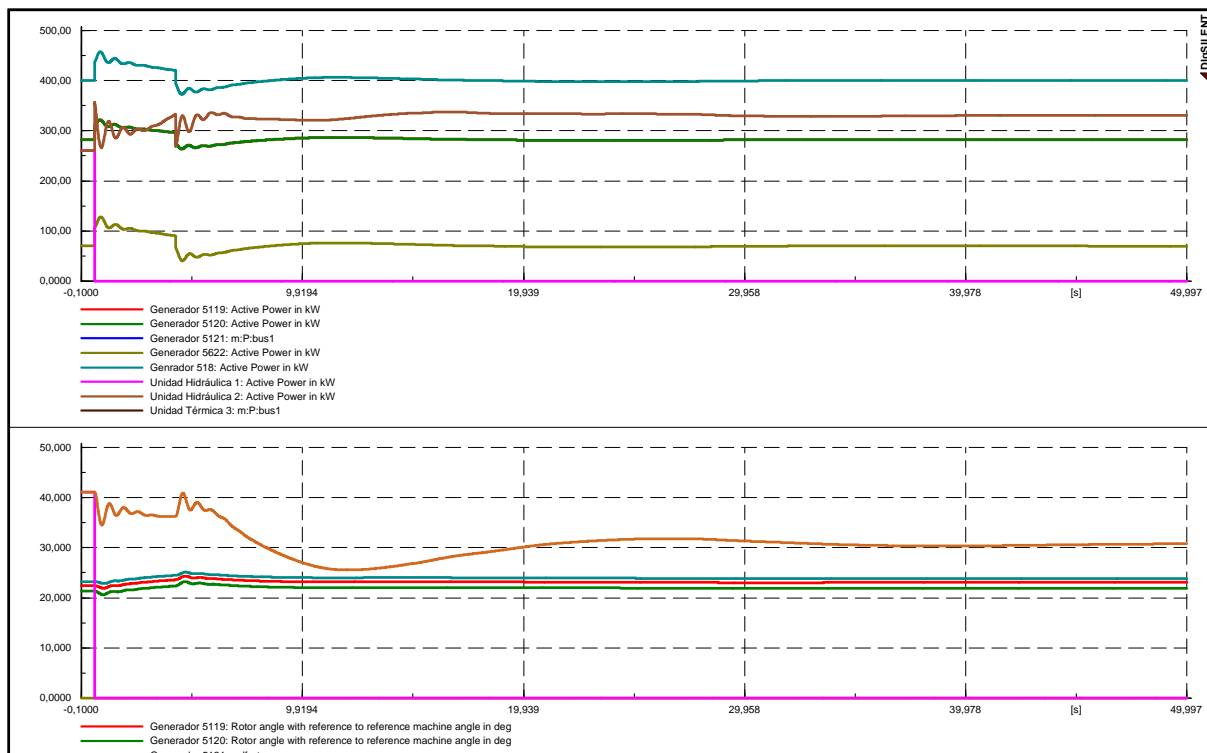


Figura 12. Pérdida máquina Hidráulica U1 - El Traro. Potencias y ángulos.

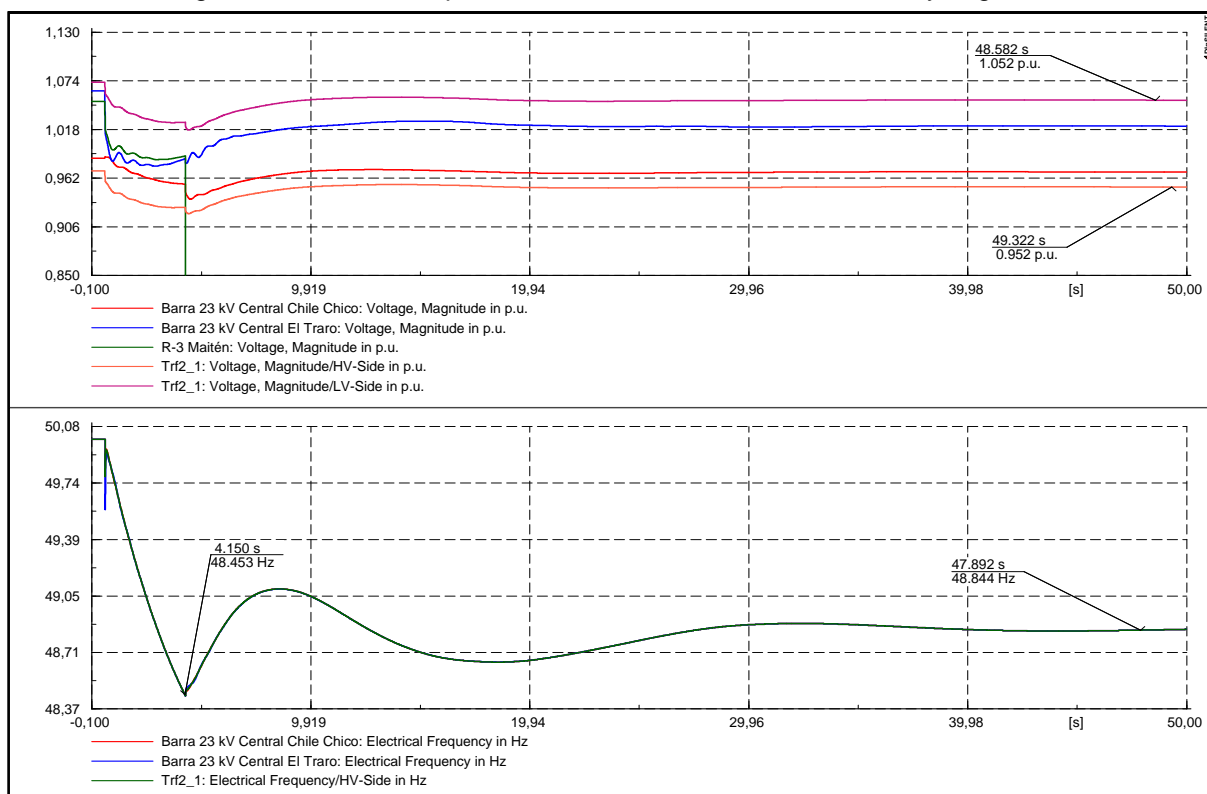


Figura 13. Pérdida máquina Hidráulica U1 - El Traro. Frecuencias y tensiones.

3.5.1.4. FALLA TRAMO CHILE CHICO – EL TRARO

En esta condición, el desmembramiento del sistema en dos islas se traduce en una inestabilización de la isla de Chile Chico, pues esta central no cuenta con un sistema de EDAG que compense el exceso de generación que se tiene luego de la apertura del tramo Chile Chico - El Traro. No obstante no corresponde definir un límite por contingencia para esta falla, pues incluso con una generación de Chile Chico mucho menor (pero no nula pues debe alimentarse la totalidad de la demanda del sistema), la frecuencia evoluciona fuera de norma de todos modos. Esto se debe, justamente, a la no existencia de un sistema que desconecte generación en la barra analizada.

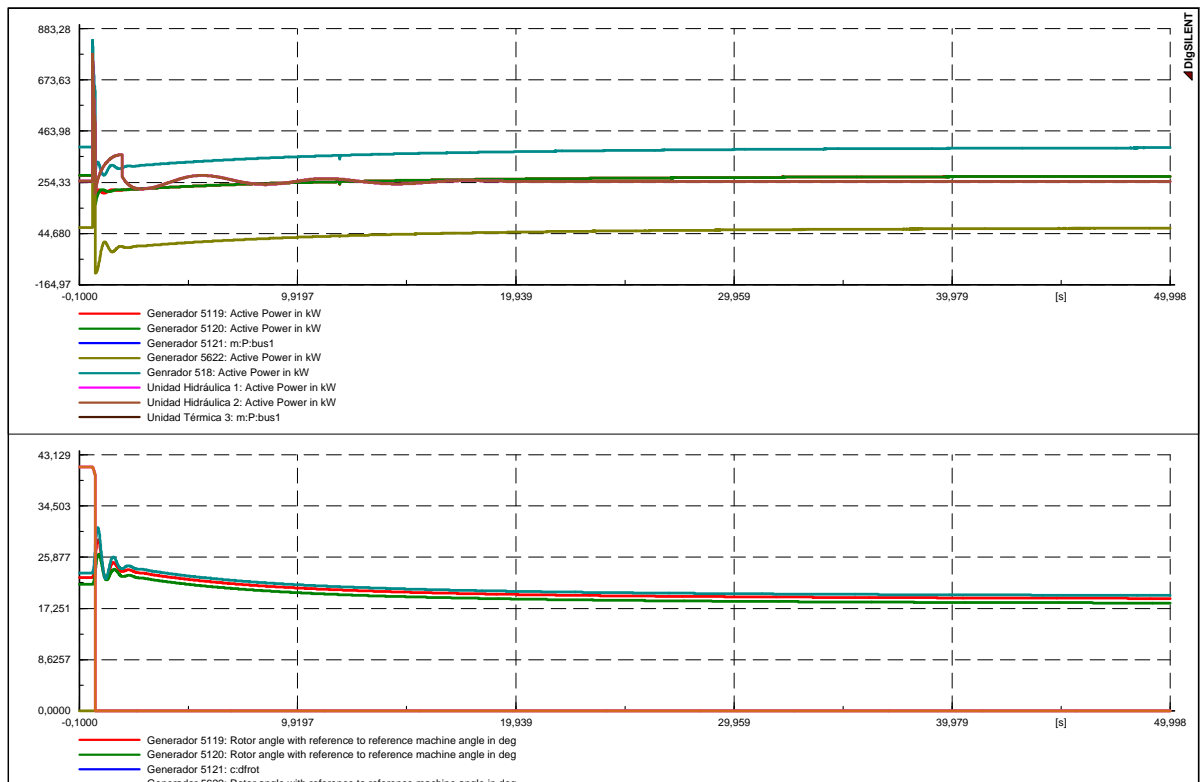


Figura 14. Falla tramo Chile Chico – El Traro. Frecuencias y tensiones.

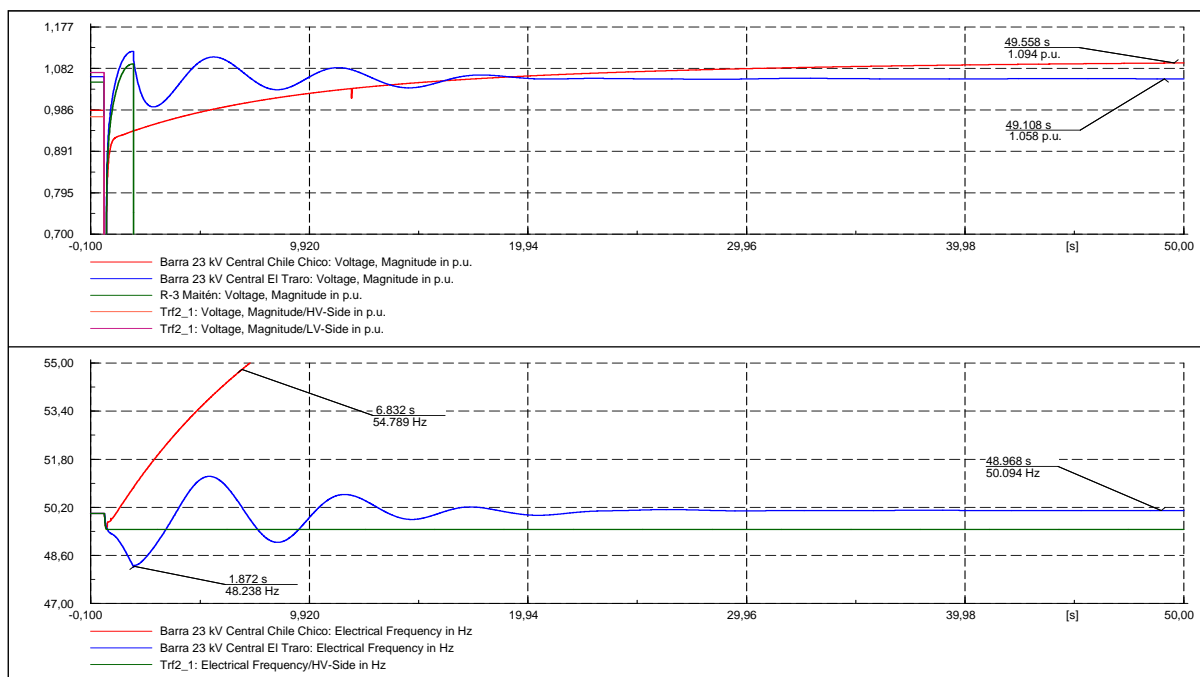


Figura 15. Falla tramo Chile Chico – El Traro. Frecuencias y tensiones.

3.5.2. MÁXIMA GENERACIÓN EL TRARO

3.5.2.1. PÉRDIDA MAYOR MÁQUINA DE CHILE CHICO (UNIDAD 5622)

Tal como se observa en las figuras, para el caso de máxima generación en central El Traro, la salida de servicio de la unidad 5622, es soportada correctamente por el sistema en cuanto a valores de frecuencia y potencia de las maquinas partir de la actuación de los esquemas de EDAC en RE6 (52E6), y R3.

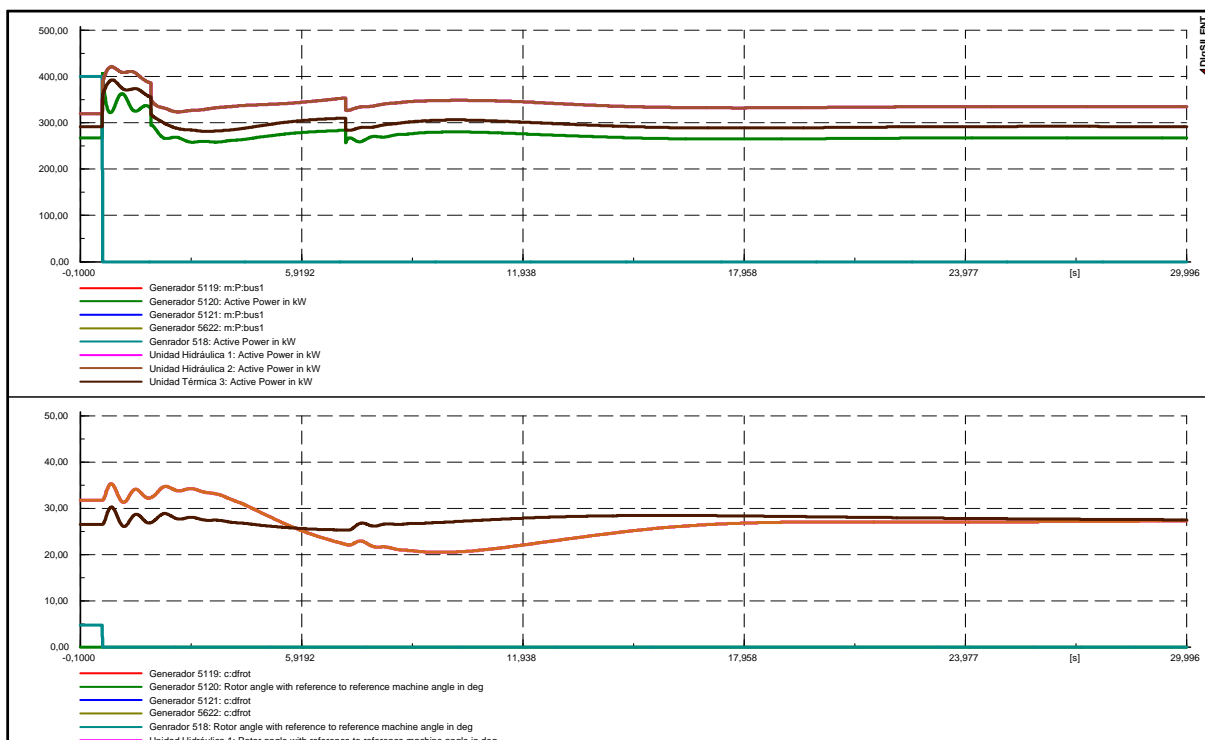


Figura 16. Pérdida mayor unidad central Chile Chico (unidad 5622). Potencias y ángulos.

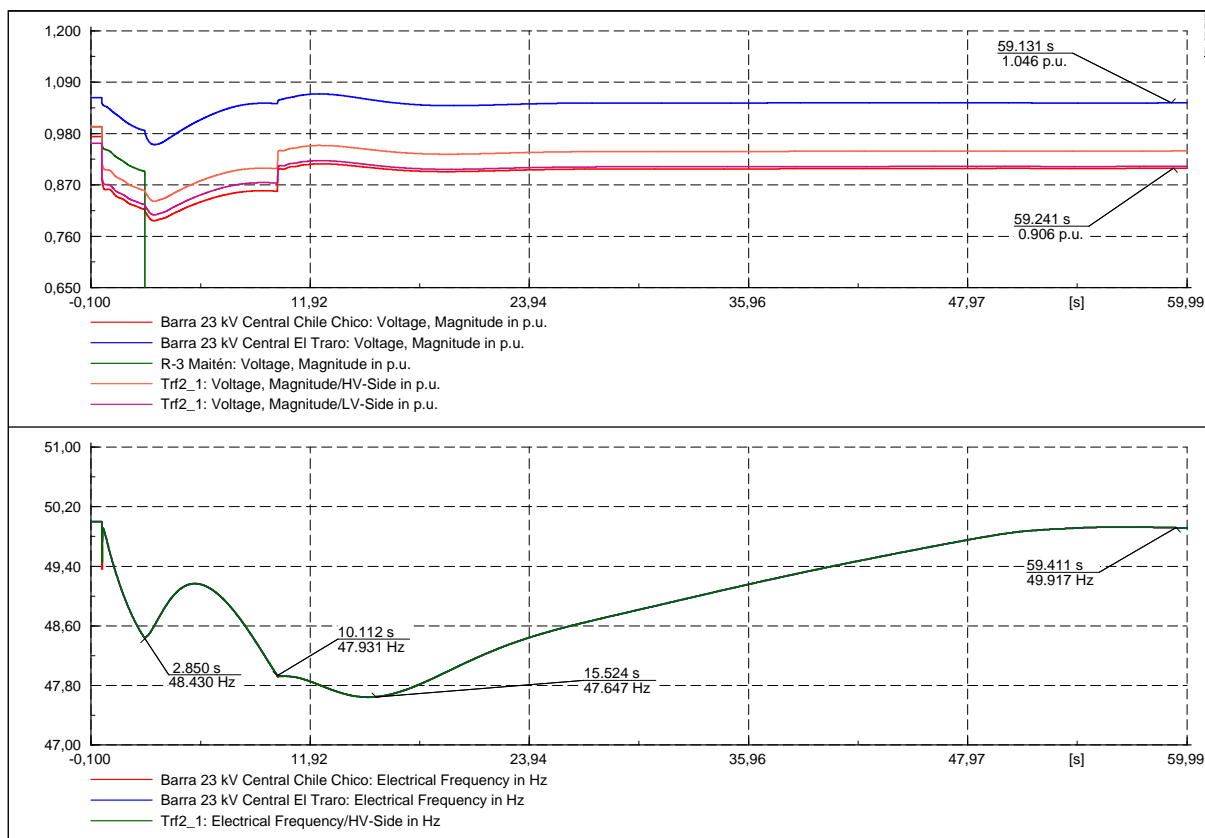


Figura 17. Pérdida mayor unidad central Chile Chico (unidad 5622). Frecuencias y tensiones.

3.5.2.2. PÉRDIDA MAYOR DEMANDA CHILE CHICO INTERNACIONAL

La pérdida del alimentador Chile Chico Internacional se traduce en una sobrefrecuencia inicial que es compensada por la actuación de EDAG en la Unidad 1 de la central El Traro, estableciéndose la frecuencia final en un valor cercano a los 50,35 Hz.

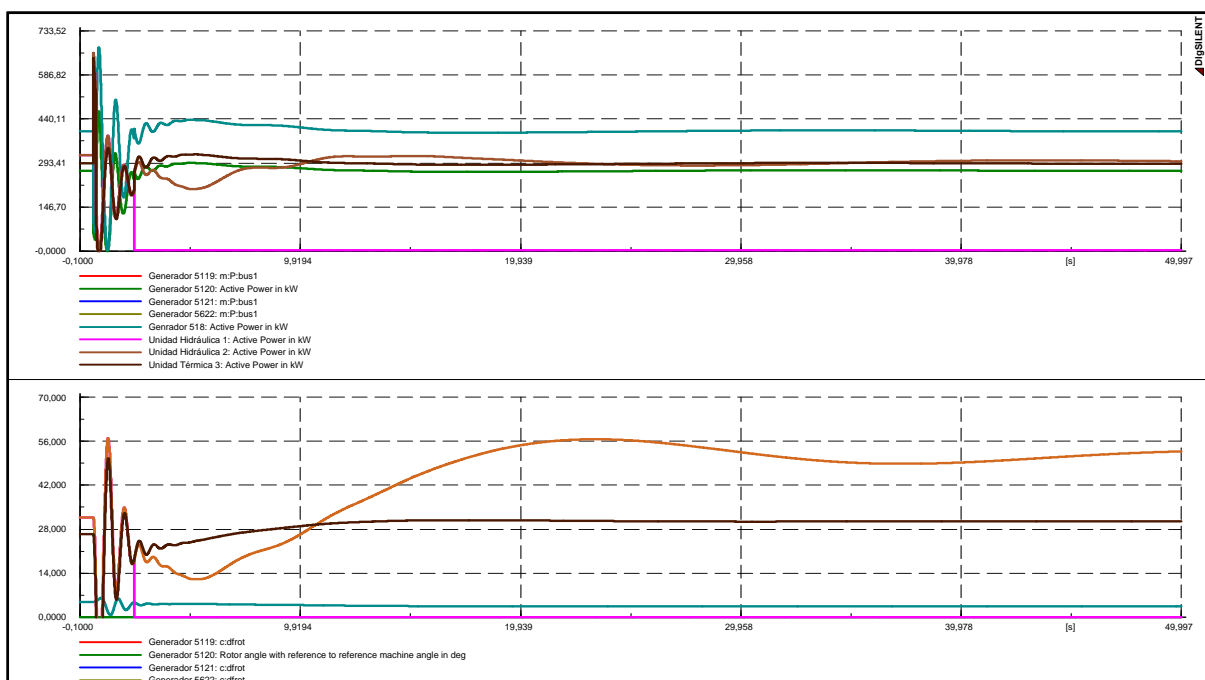


Figura 18. Pérdida mayor demanda Chile Chico Internacional. Potencias y ángulos.

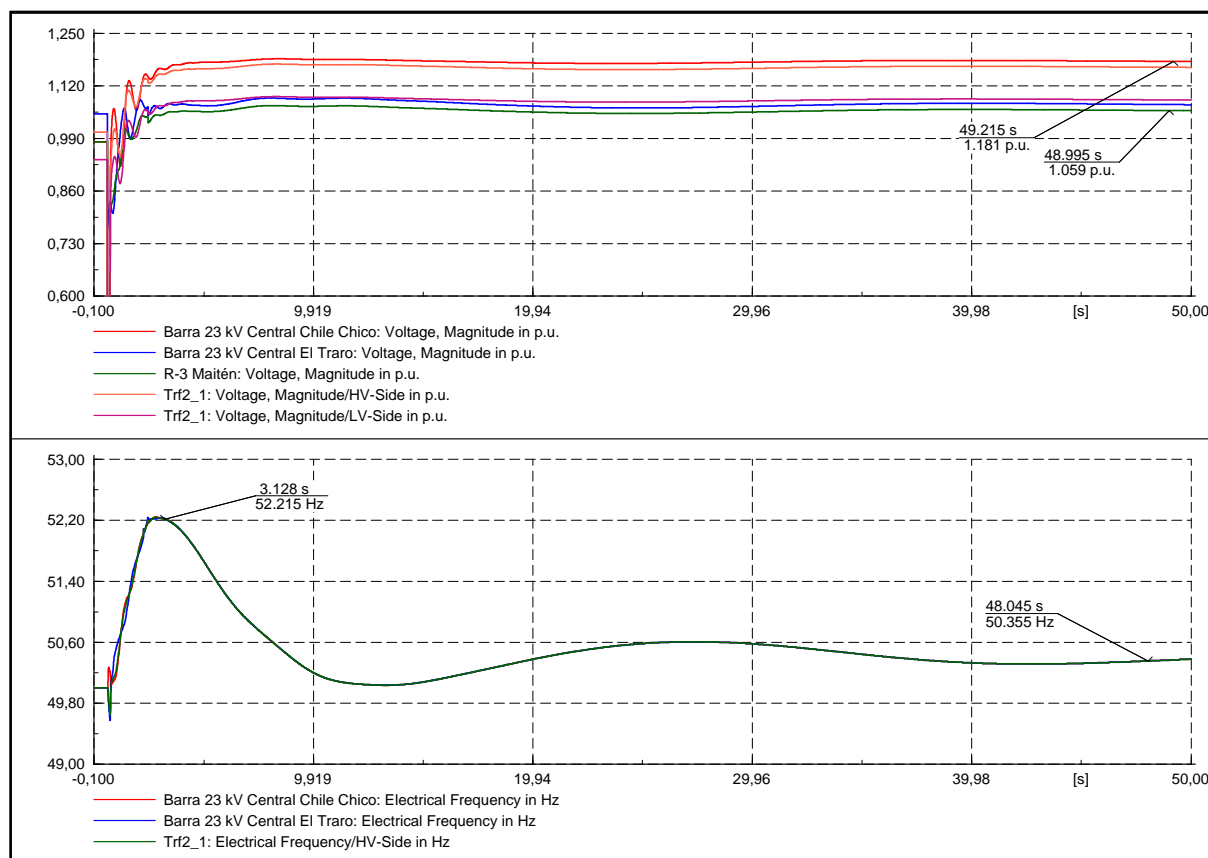


Figura 19. Pérdida mayor demanda Chile Chico Internacional. Frecuencias y tensiones.

3.5.2.3. PÉRDIDA MÁQUINA U1 HIDRÁULICA EL TRARO

En la condición de máxima generación en la central El Traro, la salida de la unidad U1 de El Traro conduce a una frecuencia de post-contingencia fuera de los límites permitidos por la NT, cayendo por debajo de los 47 Hz. Esta situación se da pues la actuación de los esquemas de EDAC implementados no es suficiente para compensar la pérdida de generación en un escenario en el cual la generación en la central Chile Chico se encuentra en un mínimo.

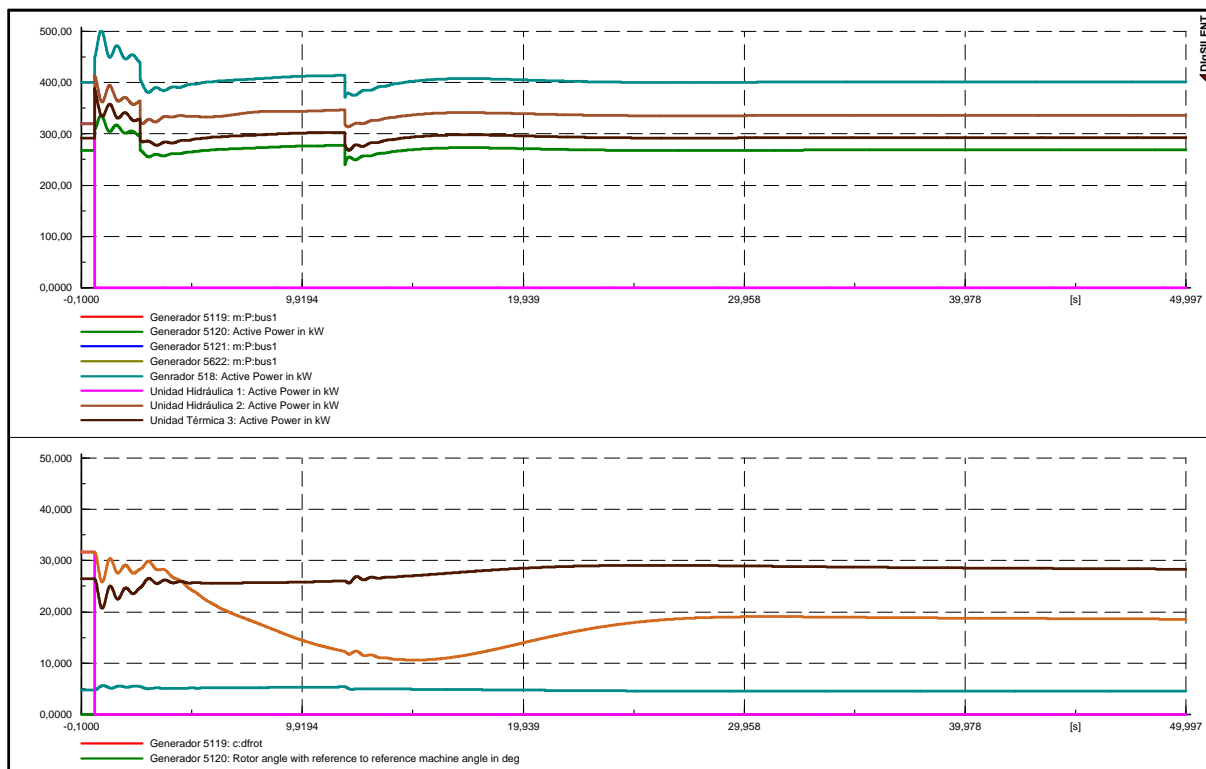


Figura 20. Pérdida máquina Hidráulica U1 – El Traro. Potencias y ángulos.

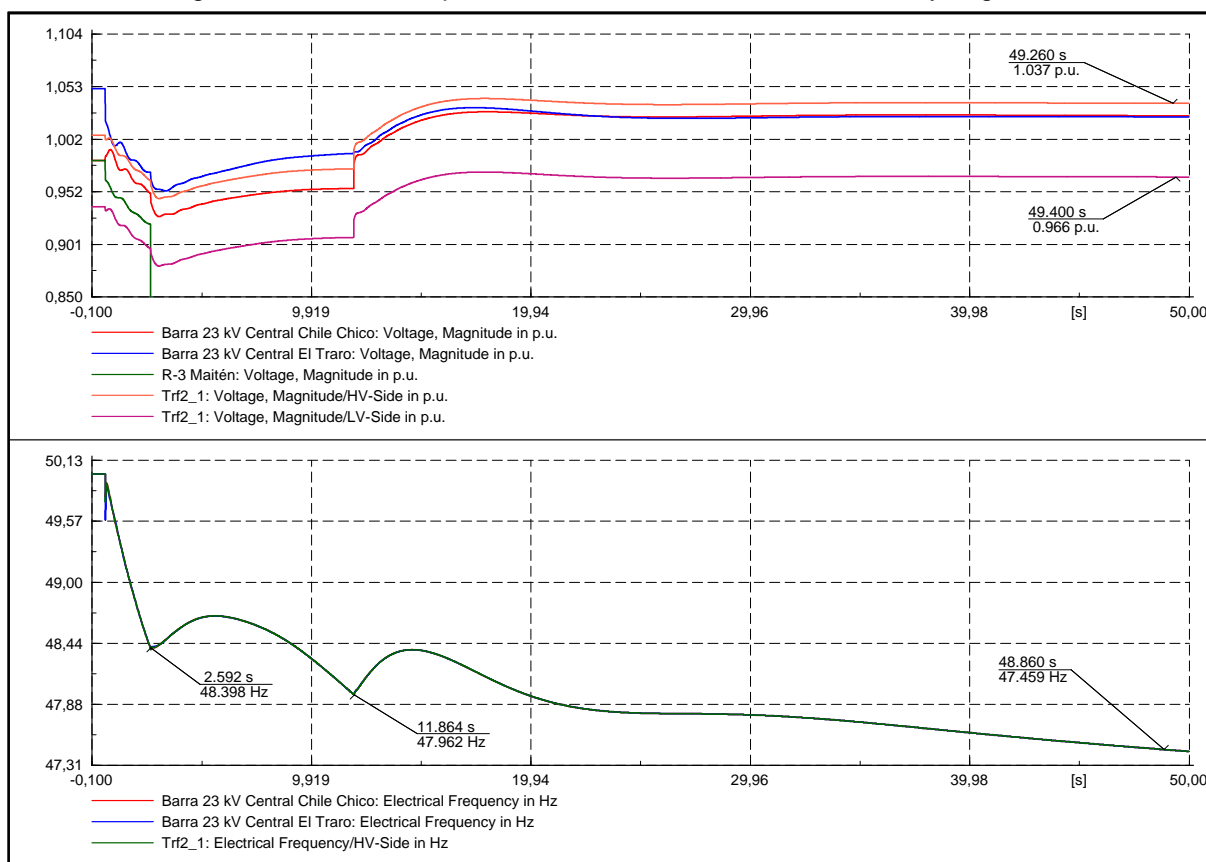


Figura 21. Pérdida máquina Hidráulica U1 – El Traro. Frecuencias y tensiones.

3.5.2.4. FALLA TRAMO CHILE CHICO – EL TRARO

Al igual que en el caso de máxima generación en Chile Chico, en esta condición (máxima generación en la central El Traro) la frecuencia de la isla de Chile Chico también se inestabiliza. Asimismo la frecuencia de la isla El Traro queda estable pero cercana al límite de 51,5 Hz establecido por la NT. Esta condición muestra que no es posible definir un límite por contingencia para esta falla, pues incluso con la mínima generación en Chile Chico necesaria para abastecer la demanda, la isla correspondiente a dicho subsistema queda inestable.

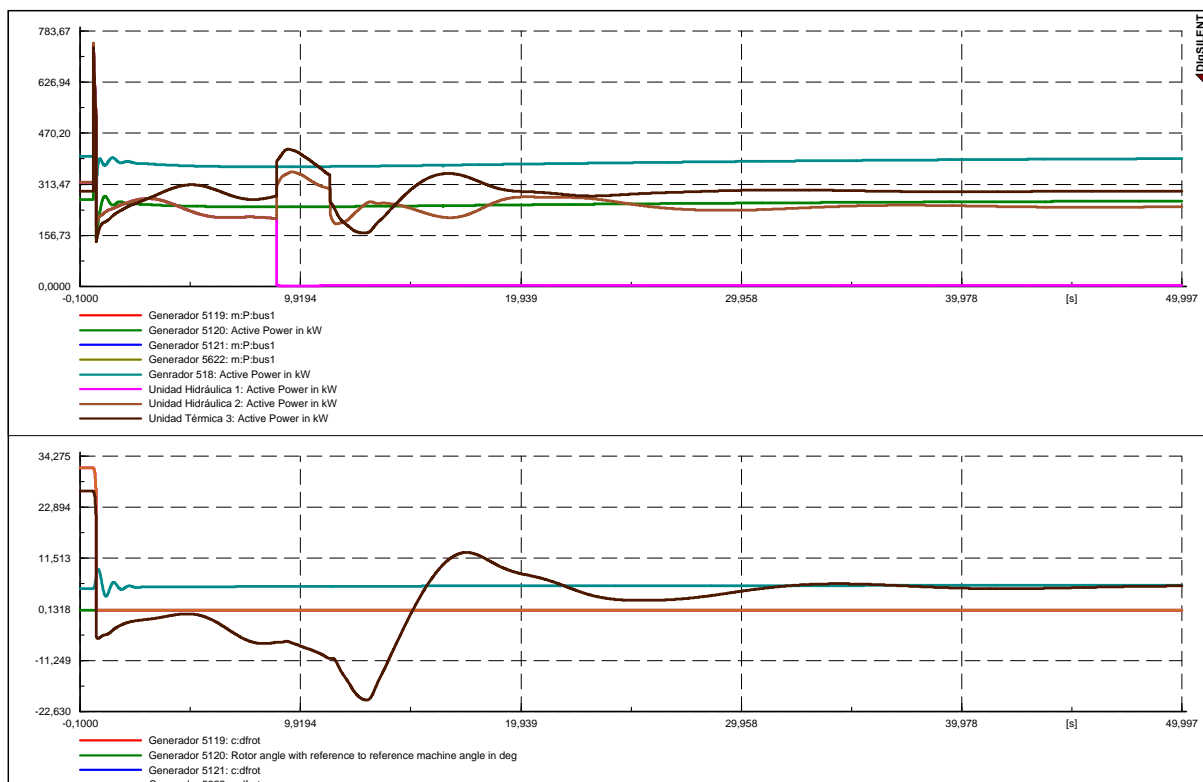


Figura 22. Falla tramo Chile Chico – El Traro. Potencias y ángulos.

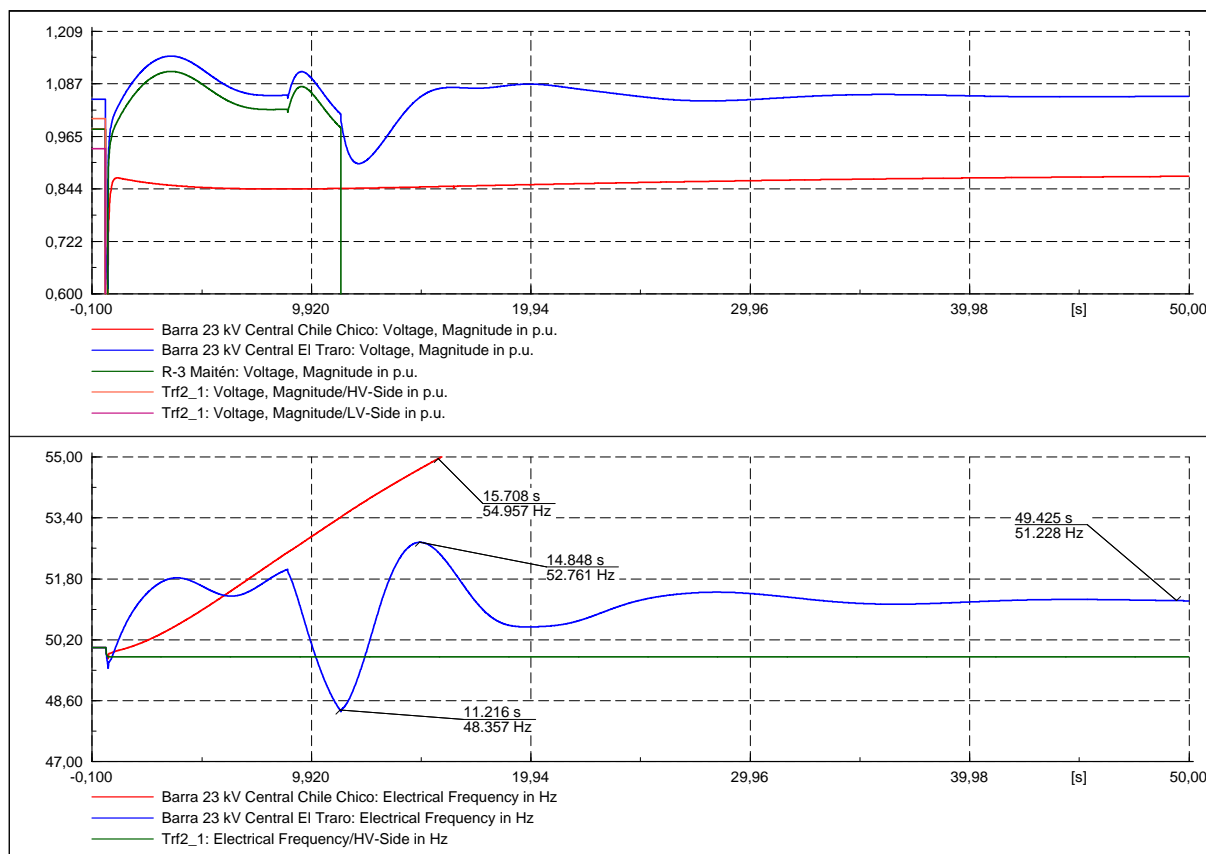


Figura 23. Falla tramo Chile Chico – El Traro. Frecuencias y tensiones.

3.6. Resultados finales, resumen valores máximos de transmisión

En la Tabla 11 se resumen los valores límites de transmisión para las líneas del Sistema Carrera, tomando para el caso de los transformadores el límite térmico mostrado en la Tabla 7. Teniendo en cuenta que no aplicaban límites por restricción de tensión ni por contingencia, el límite de transmisión queda determinado por la capacidad térmica de los conductores.

Tabla 11. Resumen de límites máximos para líneas del sistema de transmisión.

Nombre	Límite Térmico [A]	Imáx por caída de tensión [A]	I máx por est. transitoria [A]
Alimentador Cochrane	106	N/A	N/A
Alimentador El Traro-Chile Chico	106	N/A	N/A
	106	N/A	-
	106	N/A	-
	106	N/A	-
Alimentador Chile Chico	106	N/A	N/A
Alimentador Chile Chico Internacional	106	N/A	N/A

4. ESQUEMA DE DESCONEXIÓN DE CARGA

4.1. Objetivo

Dado que el sistema mediano Carrera ya cuenta con esquemas EDAC implementados, se realizó la verificación de la suficiencia y adecuación de los umbrales, temporizaciones y porcentajes asociados a cada escalón de cortes, comprobando que cada una de las contingencias fueran resueltas de conformidad con las bandas de frecuencia y tensión definidas en la NT para cada estado operativo.

En relación a este estudio la NT establece que la Empresa debe realizar un estudio denominado “EDAC” (Esquema de Desprendimiento Automático de Carga). Según describe la NT, dicho estudio “deberá determinar el nivel óptimo y localización de desconexión de carga. El objetivo es evitar el colapso por frecuencia y tensión con la activación de esquemas de desconexión para estados de operación distintos del Estado Normal.”

Asimismo, con respecto a este estudio el Artículo 3-6 establece que “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:”

- a) Indefinidamente, para frecuencias entre 48,5 [Hz] y 51,5 [Hz].
- b) Al menos 60 segundos entre 48,0 [Hz] y bajo 48,5 [Hz].
- c) Al menos 60 segundos sobre 51,5 [Hz] y hasta 52,0 [Hz].
- d) Al menos 5 segundos entre 47,5 [Hz] y bajo 48,0 [Hz].
- e) Al menos 5 segundos sobre 52,0 [Hz] y hasta 53,0 [Hz].

Para valores fuera de los rangos establecidos, las protecciones propias de las unidades podrán desconectarlas del SM para prevenir daños al equipamiento.

4.2. Metodología

Se analizaron fallas simples en generación, líneas de transmisión y alimentadores radiales manteniendo en servicio las EDAC modeladas y verificando que la actuación de las mismas se tradujo en un estado operativo de post-contingencia dentro de los límites establecidos por la NT. Se estudiaron 2 escenarios operativos, una condición con demanda máxima y otra con demanda mínima.

4.3. Fallas consideradas

Tabla 12. Fallas consideradas para análisis de EDAC.

Falla <i>j</i>	Elemento	Observaciones / Efecto
1	Generador CT Chile Chico	Pérdida de la unidad con mayor despacho de la central, o su transformador asociado.
2	Alimentador Chile Chico Internacional	Pérdida del alimentador Chile Chico Internacional.
3	Generador CH El Traro	Pérdida de la unidad con mayor despacho de la central, o su transformador asociado.
4	Línea 23 kV Arranque El Maitén – Chile Chico	Formación de isla.

4.4. Escenarios considerados

En la Tabla 13 se presentan los despachos para los escenarios de máxima y mínima demanda.

Tabla 13. Despachos para escenarios de EDAC.

Central	Unidad k	Despacho Djk [MW] según caso i	
		Máximo	Mínimo
El Traro	U1	0,320	0,250
	U2	0,320	0,250
	U3 (térmica)	0,286	0,200
Chile Chico	U1 5542	0,262	0,262
	U2 5120	0,277	0,200
	U3 5121	0,288	0,288
	U4 5622	0,388	0,388
	U5 5518	0,388	0,290

4.5. Ajustes de EDAC Y EDAG modeladas

En la base de datos suministrada por SAESA se tenían dos EDAC modeladas, en los reconectores R3 y R2. Este último (R2) actualmente no existe, por lo que se implementó una EDAC en la posición del 52E6, donde se encuentra el R6, el cual cuenta con un módulo de frecuencia capaz de implementar dicha protección. Asimismo se presenta como modelado propuesto un módulo de EDAG en la Unidad 1 de la central El Traro.

Tabla 14. Ajustes de EDAC.

Nombre	Código	Secuencia	Frecuencia [Hz]	Tiempo [seg]
Alimentador	Rec.	Apertura		
Maitén – Pto. Sanchez	R-3	1º	48,5	0,1
Chile Chico	RE6 (52E6)	2º	48,0	0,1

Tabla 15. Ajustes actuales de EDAG.

Nombre	Secuencia	Frecuencia [Hz]	Tiempo [seg]
Generador	Apertura		
Unidad U1 – El Traro	1º	52	0,1

4.6. Verificación del EDAC y EDAG

En las siguientes tablas se resumen los estados de post-contingencia del sistema ante cada una de las fallas, indicándose el desempeño de las EDAC Y EDAG en cada condición. Se

denomina lado A al subsistema conformado por al central El Traro y lado B al área correspondiente a la central Chile Chico.

4.6.1. CASO MÁXIMO.

Tabla 16. Estados post-contingencia. Caso Máximo.

Contingencia	Isla	Frec min/máx [Hz]		Frec final [Hz]		Relé	Pot Desc [kW]
		Lado A	Lado B	Lado A	Lado B		
Unidad 5622 (CT Chile Chico)	NO	49,91		49,91		EDAC Chile Chico RE6 (52E6)	170
						EDAC Maitén – Pto, Sánchez R-3	131
Alim. Chile Chico Intern.	NO	52,23		50,38		SIN EVENTOS	-
Unidad U1 (CH El Traro)	NO	47,47		46,47		EDAC Chile Chico RE6 (52E6)	170
						EDAC Maitén – Pto, Sánchez R-3	131
LT 23 kV Arranque El Maitén – Chile Chico	SI	48,25/52,62	Inestable	51,13	Inestable	EDAC Maitén – Pto, Sánchez R-3	131

4.6.2. CASO MÍNIMO

Tabla 17. Estados post-contingencia. Caso Mínimo.

Contingencia	Isla	Frec min/máx [Hz]		Frec final [Hz]		Relé	Pot Desc [kW]
		Lado A	Lado B	Lado A	Lado B		
Unidad 5622 (CT Chile Chico)	NO	47,1		49,03		EDAC Chile Chico RE6 (52E6)	77
						EDAC Maitén – Pto, Sánchez R-3	54
Alim. Chile Chico Intern.	NO	51,95		51,55		SIN EVENTOS	-
Unidad U1 (CH El Traro)	NO	45,20		49,30		EDAC Chile Chico RE6 (52E6)	77
						EDAC Maitén – Pto, Sánchez R-3	54
LT 23 kV Arranque El Maitén – Chile Chico	SI	51,90	Inestable	51,05	Inestable	SIN EVENTOS	-

4.7. Conclusiones

Luego de analizar los modelos de EDAC, se determinó que los mismos funcionan correctamente, permitiendo que el sistema opere, en condición de post-contingencia, dentro de los límites establecidos por la NT para la mayoría de los casos. Los casos simulados en los que se obtuvo una condición fuera de norma, correspondieron a la formación de isla luego de una falla en el tramo Chile Chico-El traro y ante la salida de servicio de la Unidad 1 de la central El Traro en condición de máxima demanda.

En relación a esto se recomienda implementar un esquema de EDAG en la central Chile Chico, dada la probabilidad de que el sistema sufra una falla en el tramo Chile Chico-El traro y opere con una isla excedentaria en generación en el área de Chile Chico.

5. ESTUDIO DE CONTINUIDAD

5.1. Objetivo

El estudio de continuidad permite determinar los índices de calidad de suministro FMIK y TTIK de cada Sistema Mediano (SM), para un horizonte de operación de 12 meses, dando cumplimiento a los Estándares de Calidad de Suministro en Instalaciones de Generación y de Transmisión definidos en los artículos 5- 50 y 5-51 de la NT. Estos establecen lo siguiente:

- Art. 5-50

La Calidad del Suministro del SM se evaluará a través de la frecuencia de las interrupciones, la potencia interrumpida en cada una de ellas y el tiempo total de las interrupciones.

- Art. 5-51

Las interrupciones que afecten a las Instalaciones de Generación y/o de Transmisión, y que tengan su origen en dichas instalaciones, deberán ser medidas por los índices de continuidad FMIK y TTIK.

La frecuencia de las interrupciones, la potencia interrumpida en cada una de ellas y el tiempo total de las interrupciones, necesarios para evaluar la calidad de suministro dentro del Sistema Mediano, fueron calculados de acuerdo a las definiciones de los referidos artículos mediante un análisis exhaustivo de cada uno de los modos de falla.

Como subproducto de este análisis, se obtuvo otro indicador de calidad de suministro, que es el valor de la Energía No Suministrada (ENS) esperada para el período de análisis, el cual puede ser comparado con valores límites de ENS que surgen de la experiencia internacional (10^{-4} pu respecto a la demanda anual).

5.2. Metodología

El estudio se realizó aplicando un modelo probabilístico orientado al cálculo de confiabilidad de sistemas de generación y transmisión. Las características del modelo y las condiciones generales del estudio se encuadraron en las prescripciones establecidas en la NT.

Dado el tamaño acotado del sistema Carrera, y con el fin de asegurar que se tome en cuenta la ejecución de todas las acciones correctivas que los operadores del sistema ejecutarían en la práctica (tales como re-despachos particulares de generación), se resolvió el problema mediante simulación manual, con flujos de carga, analizando en forma personalizada cada uno de los eventos de falla a considerar.

Dicho elenco de contingencias contempló las salidas de servicio de: líneas de transmisión, transformadores y/o autotransformadores y generadores. En el análisis se analizaron contingencias simples, y eventualmente múltiples sólo en casos de hipótesis de falla de modo común.

La simulación de los modos de falla del sistema de generación y transmisión se efectuó en base al método de frecuencia y duración, siguiendo una lista de contingencias establecida y resolviendo en cada caso el flujo de carga en corriente alterna. Para cada modo de falla se evaluó si existieron:

- Violaciones a los límites de tolerancia permitidos para las tensiones de la red.
- Sobrecargas en líneas de transmisión, transformadores y/o capacitores serie.

Se analizaron 4 escenarios operativos, a partir de la obtención de 4 bloques anuales de demanda, pues se consideró que este modelo de subdivisión constituía una aproximación razonable en función de la característica de la demanda y generación anual.

5.3. Fallas consideradas

En la tabla 17 se detallan las fallas consideradas. No se analizaron fallas en las líneas con doble circuito, pues se consideró que estas no incurrían en una condición de ENS.

Tabla 18. Fallas consideradas para Estudio de Continuidad.

Falla j	Elemento	Observaciones / Efecto
1	Generador CT Chile Chico	Pérdida de la unidad con mayor despacho de la central, o su transformador asociado.
2	Generador CH El Traro	Pérdida de la unidad con mayor despacho de la central, o su transformador asociado.
3	Generador CT El Traro	Pérdida de la unidad generadora o de su transformador asociado.
4	Autotrafo Regulador de Tensión	Formación de dos islas por falla en el Autotrafo Regulador de Tensión ubicado sobre la LT 23 kV Arranque El Maitén – Chile Chico.
5	Alimentador El Maitén	Desconexión del alimentador El Maitén aguas abajo del relé R3.
6	Alimentador Cocharne	Desconexión del alimentador Cocharne aguas abajo del interruptor 52E1.
7	Alimentador Chile Chico	Desconexión del alimentador Chile Chico aguas abajo del interruptor 52E4.

5.4. Tasas de falla y tiempos de reparación

Se tomaron los mismos valores de tasas de fallas y tiempos de reparación que los empleados en el estudio de reservas óptima. Se considera un tiempo de reparación de 15 minutos (0,25 hs), pues ese es el tiempo que se supone se emplea para redespachar una unidad de generación necesaria para llevar el sistema nuevamente a una operación segura y estable.

Tabla 19. Tasas de falla y tiempos de reparación

Elemento	Tasa de falla [fallas/año]	Tiempo reparación [hs]	Fuente
Generador Diesel	2,79	0,25	Promedio de tasas de falla de unidades Diesel descritas en el sitio WEB del CDEC-SIC
Generador Hidroeléctrico	1,1	0,25	Promedio de tasas de falla de unidades Hidro descritas en el sitio WEB del CDEC-SIC
Generador eólico	1,1	0,25	Se considera la misma tasa de falla que para las hidros
Transformador	1,0	0,25	Tasas de falla para transformadores establecida a criterio del consultor. Se considera exagerada la descrita en la NT
Línea 23 / 33 kV	2,0	1*	Tasas de falla para líneas descritas en la NT para SSMM

*Se considera 1 hora de tiempo de reparación para los alimentadores radiales, en cuyo caso el redespacho de generación no se traduce en una reposición del servicio.

5.5. Despachos para cada bloque

En la siguiente tabla se muestran los despachos para cada uno de los cuatro bloques anuales de operación, considerando en cada caso un despacho económico con una reserva aproximada de 10%.

Tabla 20. Despachos según bloque anual de operación

Central	Unidad k	Despacho D_{jk} [MW] según caso i			
		B1	B2	B3	B4
Chile Chico	U1 5540	-	-	-	-
	U2 5120	0,277	-	-	-
	U3 5121	-	-	-	-
	U4 5622	0,394	0,366	0,253	0,134
	U5 5518	-	-	-	-
	U6 5114	-	-	-	-
El Traro	U1	0,320	0,320	0,320	0,320
	U2	0,320	0,320	0,320	0,320
	U3 (térmica)	0,286	0,286	0,286	0,286
Regulación disponible R_i [MW]		0,017	0,040	0,153	0,272
Margen de Reserva R_r (%)		1,050	3,000	11,490	20,420

En la siguiente tabla se muestra la potencia promedio de cada bloque y la duración de los mismos:

Tabla 21. Potencia y duración de los bloques

Elemento	Potencia promedio (kW)	Duración (Hs)
Bloque 1	1478,40	1355
Bloque 2	1156,89	2463
Bloque 3	1019,54	2524
Bloque 4	871,26	2442

5.6. Desarrollo y resultados del estudio de continuidad

Los índices FMIK y TTIK se definen según las siguientes formulas:

$$FMIK = \frac{\sum_{i=1}^n kVAfs_i}{kVAinst}$$

$$TTIK = \frac{\sum_{i=1}^n kVAfs_i \cdot Tfs_i}{kVAinst}$$

Dónde:

- $kVAfs_i$: Potencia interrumpida en el Punto de Conexión, expresada en [kVA]. En los casos en que no exista equipamiento de transformación, se computará la potencia que estaba siendo transportada antes de la interrupción a través de la instalación afectada. De no resultar posible su determinación se considerará igual a la potencia máxima transportada por la instalación afectada en el período controlado.

- kVA_{inst} : Potencia instalada en el Punto de Conexión, expresada en [kVA]. En los casos en que no exista equipamiento de transformación se considerará igual a la potencia máxima transportada por la instalación afectada en el período controlado.
- Tfs_i : Tiempo de duración de cada interrupción.
- n : Número de interrupciones en el período.

Dado que por las características de este sistema no se puede establecer una relación directa entre los resultados obtenidos en el estudio y estos indicadores, para el cálculo sistémico, se realizó una aproximación mediante la aplicación conceptual de las definiciones anteriores. Para ello, mediante las tablas Excel utilizadas para el procesamiento de resultados se determinó, para cada contingencia, la cantidad de fallas al año y el tiempo total de interrupción asociado. Se determinó entonces la cantidad total de fallas en el año y el tiempo total en que el sistema se encuentra en falla durante ese período. De este modo se obtuvo un valor de r medio (r_{med}), es decir, el tiempo medio de duración de una falla.

Para realizar la aproximación propuesta, se consideró una interpretación alternativa que en algunas regulaciones se acepta para la potencia interrumpida en el punto de conexión ($kVAfs_i$), consistente en que, en los casos en que no existe equipamiento de transformación, se compute la potencia que estaba siendo transportada (o abastecida) antes de la interrupción a través de las instalaciones afectadas.

Análogamente, para la potencia instalada en el punto de conexión (kVA_{max}), se puede aceptar que, en los casos en que no existe equipamiento de transformación, se considere igual a la potencia máxima transportada (o abastecida) por las instalaciones afectadas en el período controlado.

Trabajando con los valores globales anuales calculados a partir de la suma de los 4 bloques, es posible definir un valor de potencia media interrumpida anual (P_{medf}), y considerando la cantidad total de fallas por año (n), puede expresarse $kVAfs_i$ como:

$$\sum_{i=1}^n kVAfs_i \left[\frac{MW \times fallas}{año} \right] = n \left[\frac{fallas}{año} \right] \times P_{medf} [MW]$$

A su vez, la ENS total debería surgir de considerar la cantidad de fallas totales del año, la potencia media interrumpida y la duración media de una falla:

$$ENS \left[\frac{MWh}{año} \right] = n \left[\frac{fallas}{año} \right] \times P_{medf} [MW] \times r_{med} \left[\frac{h}{falla} \right]$$

De allí surge que:

$$\sum_{i=1}^n kVAfs_i \left[\frac{MW \times fallas}{año} \right] = \frac{ENS \left[\frac{MWh}{año} \right]}{r_{med} \left[\frac{h}{falla} \right]}$$

Finalmente, la expresión para **FMIK** será:

$$FMIK \left[\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right] = \frac{ENS \left[\frac{MWh}{\text{año}} \right]}{r_{med} \left[\frac{h}{\text{falla}} \right] \times P_{m\acute{a}x} [MW]}$$

Si en la expresión de **TTIK** se considera el tiempo Tfs_j uniforme e igual al r_{med} , se puede expresar:

$$TTIK \left[\frac{h}{\text{año}} \right] = \frac{ENS \left[\frac{MWh}{\text{año}} \right]}{P_{m\acute{a}x} [MW]}$$

Estas expresiones fueron utilizadas para realizar una aproximación conceptual que permitiera relacionar los resultados de ENS obtenidos con los índices definidos.

Tabla 22. ENS para cada bloque

Falla	F/año	R	Potencia Cortada [MW]				Energía No Suministrada [MWh]					f/año	h/año
			B1	B2	B3	B4	B1	B2	B3	B4	Tot		
Generador CT Chile Chico	1,10	0,25	0,38	0,36	0,25	0,00	0,016	0,028	0,020	0,000	0,064	0,794	0,199
Generador CH El Traro	2,79	0,25	0,30	0,28	0,17	0,05	0,033	0,055	0,033	0,009	0,130	2,790	0,698
Generador CT El Traro	2,79	0,25	0,28	0,25	0,14	0,02	0,030	0,049	0,028	0,004	0,111	2,790	0,698
Autotrafo Regulador de Tensión	3,00	0,25	0,21	0,36	0,42	0,49	0,024	0,076	0,091	0,102	0,293	3,000	0,750
Alimentador El Maitén	2,00	1,00	0,12	0,09	0,00	0,07	0,036	0,052	0,000	0,038	0,126	1,425	1,425
Alimentador Cocharne	2,00	1,00	0,38	0,29	0,26	0,22	0,116	0,164	0,148	0,122	0,551	2,000	2,000
Alimentador Chile Chico	2,00	1,00	0,66	0,35	0,55	0,47	0,203	0,198	0,318	0,262	0,981	2,000	2,000

Tabla 23. Índices FMIK y TTIK sistémicos anuales

AÑO	ENS [MWh]	Energía anual [GWh]	Factor de carga	Totales		r medio [h/falla]	Pmáx [MW]	FMIK [Total año 2014]	TTIK [Total año 2014]
				[f/año]	[h/año]				
2014	2,3	9,55	2,36-04	14,8	7,8	0,52	1,6	2,686	1,410

Asimismo, con el objeto de obtener índices FMIK y TTIK en los puntos analizados (y no a nivel sistémico), mediante un proceso de calculo que refleje de una manera más directa lo establecido por las expresiones que definen a los mismos, se llevó a cabo un análisis híbrido, según el tipo de instalación que se encuentra en falla:

- Las pérdidas de generación con reserva insuficiente afectan a todo el sistema. En ese caso la potencia instalada está asociada a la de todo el SM.
- La desconexión de radiales afecta a todas las cargas alimentadas por el alimentador y la pérdida es total durante el tiempo que dure la falla. En ese caso se puede aplicar la aproximación sugerida en la NT (considerar los kVA instalados iguales a la potencia máxima transportada por la instalación afectada en el período controlado).

- La desconexión de líneas de interconexión afecta al subsistema que queda con déficit de generación, pero la pérdida queda determinada por el déficit menos la reserva del subsistema. Acá también se puede aplicar la aproximación sugerida por la NT, pero obviamente, con un corte mucho más acotado, referido a la potencia máxima de la línea en el período controlado, los resultados son de un orden de magnitud muy inferior en relación con el caso de los radiales (b).

Teniendo en cuenta dicho análisis se presentan las siguientes tablas donde se muestran los índices FMIK y TTIK para los puntos analizados para los 4 bloques de demanda anuales para el año 2014.

Tabla 24. PNS / P instalada para cada bloque (FMIK)

(FMIK)					
Elemento	B1	B2	B3	B4	Anual
Chile Chico mayor	0,041	0,069	0,049	0,000	0,159
El Traro Mayor	0,082	0,137	0,084	0,023	0,325
El Traro termica	0,074	0,123	0,070	0,010	0,277
Autotrafo	0,024	0,078	0,094	0,105	0,300
El Maitén	0,280	0,397	0,000	0,295	0,972
Cocharne	0,298	0,421	0,380	0,314	1,413
52E4	0,253	0,247	0,397	0,328	1,226

Tabla 25. TTIK para cada bloque

(TTIK)					
Elemento	B1	B2	B3	B4	Anual
Chile Chico mayor	0,010	0,017	0,012	0,000	0,040
El Traro Mayor	0,020	0,034	0,021	0,006	0,081
El Traro termica	0,018	0,031	0,017	0,002	0,069
Autotrafo	0,006	0,019	0,023	0,026	0,075
El Maitén	0,280	0,397	0,000	0,295	0,972
Cocharne	0,298	0,421	0,380	0,314	1,413
52E4	0,253	0,247	0,397	0,328	1,226

5.7. Conclusiones

Los índices FMIK y TTIK sistémicos obtenidos son similares a los obtenidos en estudios anteriores para este mismo sistema, con una mayor diferencia en el índice TTIK, pues en este caso se consideró un tiempo de reparación de 0,25 hs para todos los casos, excepto en el análisis de alimentadores radiales, en el que se tuvo en cuenta un tiempo de reparación de 1 hora.

Asimismo, los valores de FMIK y TTIK sistémicos obtenidos son similares a los obtenidos para determinados subsistemas del Sistema Eléctrico Mediano Magallanes. Con este último punto se quiere poner de manifiesto, que analizando dos sistemas de características similares (aislados y de potencia reducida) los valores de los índices de calidad de suministro obtenidos son comparables pese a las posibles diferencias procedimentales de cálculo.

En cuanto al valor numérico obtenido y su evaluación cuantitativa, no se estipula en la NT un límite máximo de estos índices, pero según lo expresado en el artículo 246 del Decreto Supremo N°327 del Ministerio de Minería de Chile, los límites máximos para instalaciones de distribución son de entre 3,5 y 5 veces al año para el FMIK y 13 a 18 horas para el TTIK, por lo que se puede asumir que los índices calidad de suministro del sistema Carrera presentan resultados aceptables.

6. VERIFICACIÓN DE LA COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES

6.1. Objetivo

Mediante este estudio se verificó que el desempeño de los relés de protección de las líneas de transmisión, transformadores de potencia y unidades generadoras cumple con las exigencias de Seguridad y Calidad de Servicio (SyCS) establecidas en la NT en los respectivos Artículos:

- Instalaciones de generación: Artículo 3-4, Artículo 3-6, Artículo 5-31 y Artículo 5-49.

Artículo 3-4

Las instalaciones y equipamientos de medios de generación que operen en el SM, deberán cumplir con las siguientes exigencias mínimas de diseño:

a) Si la potencia nominal de cualquier nueva unidad generadora que se instale en un SM, es mayor que el módulo de la mayor unidad existente, el propietario de la nueva unidad deberá realizar estudios de transitorios electromecánicos de sistemas de potencia para demostrar que su desconexión intempestiva del SM no producirá desconexiones automáticas de carga por subfrecuencia adicionales a las resultantes de aplicar la presente NT.

b) La protección de las unidades generadoras y sus conexiones con el SM debe cumplir con las exigencias mínimas especificadas a continuación:

i) El tiempo máximo para despeje de falla en ningún caso podrá exceder los valores límites resultantes del Estudio de Verificación de Coordinación de Protecciones señalado en el Título 6-2 de la presente NT, el cual será determinado por la Empresa.

ii) Para el caso de unidades generadoras que se incorporan al SM, el tiempo máximo para despeje de falla deberá ser determinado en forma previa a la conexión de la unidad generadora.

iii) Cada unidad generadora conectada al SM, deberá disponer de la protección de respaldo para fallas en Instalaciones de Transmisión, debiendo la Empresa disponer de protección para fallas que ocurran en las instalaciones de la unidad generadora. Los tiempos de despeje de fallas de estas protecciones serán coordinados por la Empresa, pero en ningún caso podrán exceder los valores límites resultantes del Estudio de Verificación de Coordinación de Protecciones señalado en el Título 6-2 de la presente NT.

iv) El ajuste de los relés y de las protecciones que afecten al área del Punto de Conexión deberá estar coordinado en forma previa a la conexión de acuerdo a lo que establezca el Estudio que desarrolle la Empresa para tal efecto.

Artículo 3-6

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:

a) Indefinidamente, para frecuencias entre 48,5 [Hz] y 51,5 [Hz].

b) Al menos 60 segundos entre 48,0 [Hz] y bajo 48,5 [Hz].

c) Al menos 60 segundos sobre 51,5 [Hz] y hasta 52,0 [Hz].

d) Al menos 5 segundos entre 47,5 [Hz] y bajo 48,0 [Hz].

e) Al menos 5 segundos sobre 52,0 [Hz] y hasta 53,0 [Hz].

Para valores fuera de los rangos establecidos, las protecciones propias de las unidades podrán desconectarlas del SM para prevenir daños al equipamiento.

Artículo 5-31

La frecuencia nominal de cada SM es 50 [Hz], ante lo cual la Empresa deberá adoptar todas las medidas posibles para que ésta permanezca constante, aceptándose en condiciones de operación normal y régimen permanente variaciones de $\pm 1,0\%$, esto es, un valor mínimo de 49,50 [Hz] y un valor máximo de 50,50 [Hz].

Artículo 5-49

El personal encargado del despacho deberá adoptar todas las medidas posibles para que la frecuencia permanezca constante, aceptándose en régimen permanente variaciones de $\pm 3,0\%$, esto es, un valor mínimo de 48,5 [Hz] y un valor máximo de 51,5 [Hz].

- Instalaciones de Transmisión: Artículo 3-13.

Artículo 3-13

Las Instalaciones de Transmisión deberán estar equipadas con protecciones eléctricas que sean capaces de aislar selectivamente el componente fallado. Los tiempos de actuación de estas protecciones deberán estar en concordancia con el Estudio de Verificación de Coordinación de Protecciones señalado en el Título 6-2 de la presente NT.

- Otros equipos eléctricos: Artículo 4-14, Artículo 5-40, Artículo 5-41 y Artículo 5-42.

Artículo 4-14

La Empresa deberá comprobar el estado de conservación y mantenimiento de las protecciones eléctricas del SM y verificar que sus ajustes y parámetros corresponden a los valores resultantes del Estudio de Verificación de Coordinación de Protecciones establecido en el Título 6-2 de la presente NT.

Artículo 5-40

Con el fin de garantizar la recuperación del SM frente a las contingencias y severidad especificadas en el Artículo 5-36 de la presente NT, los tiempos de actuación de las protecciones principales deberán asegurar el efectivo despeje de las fallas de acuerdo al Estudio de Verificación y Coordinación de las protecciones, especificado en el Título 6-2 de la presente NT.

Artículo 5-41

La compatibilidad entre los tiempos de actuación de los mecanismos de reconexión automática, con los requerimientos de estabilidad transitoria del SM y los tiempos mínimos necesarios para asegurar la extinción de la corriente de arco secundario, deberá ser verificada mediante análisis, que formarán parte del Estudio de Verificación y Coordinación de Protecciones señalado en el Título 6-2 de la presente NT, que estarán destinados a definir los parámetros, certificar el adecuado funcionamiento de la instalación y su equipamiento, y determinar la probabilidad de éxito en la reconexión de la línea.

Artículo 5-42

La Empresa deberá desarrollar los análisis para definir los parámetros mínimos de la reconexión sea esta monopolar o tripolar, considerando las contingencias y severidad especificadas en el Artículo 5-36 de la presente NT, de manera de cumplir con las exigencias de la presente NT, asegurando la minimización del Costo de Operación más el Costo de Falla de Corta Duración. Los resultados obtenidos formarán parte del Estudio de Verificación de Coordinación de Protecciones señalado en el Título 6-2 de la presente NT.

Para el desarrollo de los trabajos, se tomó como base la información de detalle, los manuales, los planos, los esquemas unilineales, y los ajustes actuales de todas las protecciones actualmente instaladas o suministradas por SAESA.

6.2. Metodología

Se verificaron los ajustes de las protecciones del modelo respecto a la documentación y estudios recibidos por SAESA. Posteriormente, se realizaron pruebas de fallas en distintos puntos de la red para evaluar el correcto desempeño de las mismas. Las fallas fueron seleccionadas para analizar las combinaciones de disparo de los interruptores involucrados.

6.3. Verificación de la selectividad de las protecciones

En la siguiente figura se muestran las fallas analizadas para el sistema Carrera. Se consideran fallas trifásicas, monofásicas, bifásicas y bifásicas a tierra. El criterio de coordinación adoptado tuvo como punto central evitar la desconexión de generación ante fallas en la línea El Traro-Chile Chico y en los alimentadores radiales. En relación a esto se ajustaron los fusibles de MT y los interruptores de unidad de baja de tensión de las unidades, de manera que actúen rápidamente solo ante fallas en bornes de las máquinas. Como contrapartida de esto, se tendrán cortes de cargas por actuación descoordinada de protecciones ante fallas en las barras de generación, no obstante, dada la baja probabilidad de este suceso, se considera admisible esta filosofía de coordinación.

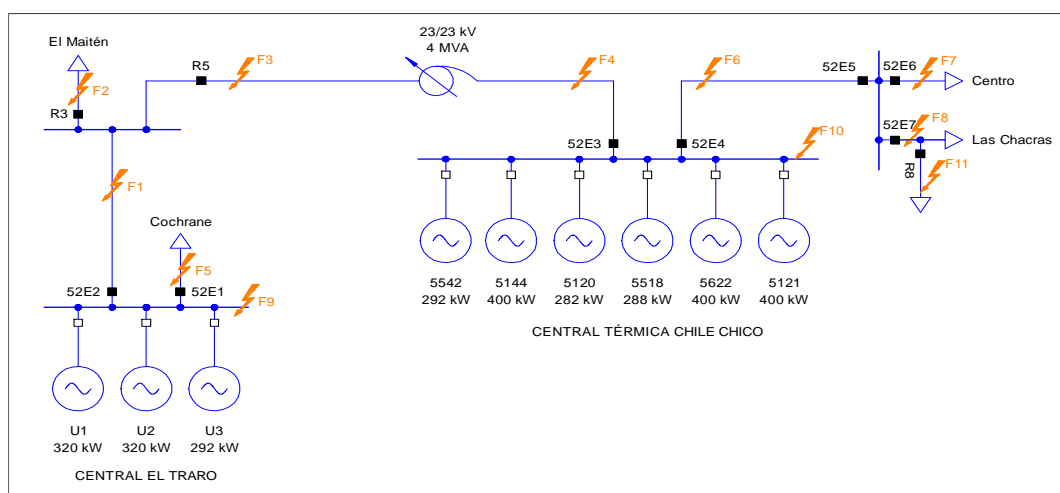


Figura 24. Sistema Carrera para análisis por inspección de curvas.

En relación a los ajustes de los relés de este sistema mediano, y como antecedente a tener en cuenta para el análisis, fue suministrado un estudio anterior en donde se mostraba, mediante simulaciones dinámicas, que en determinados puntos de la red las corrientes de falla presentaban una respuesta oscilatoria, a partir del comportamiento de los generadores y sus controladores de potencia. Según dicho estudio (*"Estudio de Protecciones Sistema Carrera Rev B (2)"*), esto determinó la aparente necesidad de aplicación de un elemento de voltaje iniciado por corriente de manera de discriminar correctamente entre condición de falla y operación normal.

No obstante, a partir de simulaciones realizadas con la base de datos suministrada por SAESA, revisada y validada por el Consultor, complementada con la adición de modelos de control adecuadamente ajustados para los generadores, no se obtuvieron respuestas de corriente de naturaleza oscilatoria ante fallas sostenidas en el tiempo. En la figura siguiente se muestra, por ejemplo, una falla aguas abajo de R5. En este caso la corriente presenta un pico inicial y luego disminuye y evoluciona en diferentes instancias de tiempo, determinadas por la actuación de distintas protecciones y esquemas de EDAG, ante la elevación de la frecuencia por el deslastre de carga. Como se observa no se tiene un comportamiento oscilatorio evidente que suponga la necesidad de un esquema respaldado por tensión. Ante esto **se realizó un ajuste clásico de protecciones, obteniéndose tiempos satisfactorios de actuación de los relés.**

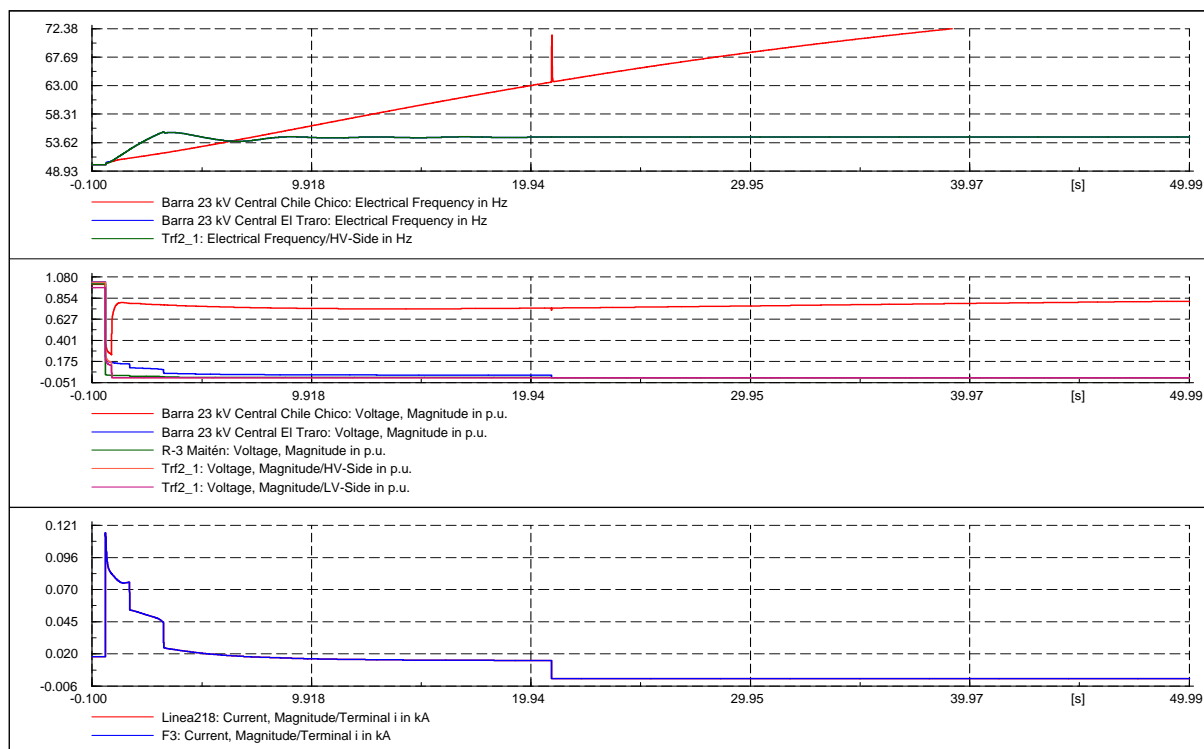


Figura 25. Simulación dinámica Falla trifásica aguas abajo R5.

Es importante destacar, en relación con el estudio previo por el que se propuso implementar una lógica de elemento de voltaje iniciado por corriente, que el comportamiento que allí se muestra parece ser el resultado de la utilización de un modelo dinámico aparentemente incompleto o no ajustado a los equipos y controladores reales del sistema analizado.

Por otra parte, en el mencionado informe se aclara que las simulaciones fueron realizadas sin considerar la actuación de las protecciones, pero de los mismos resultados (ver Figura 4.6 del mencionado informe) se deduce que, en caso de adoptar un ajuste clásico para las protecciones analizadas, con un umbral adecuado, el incremento de corriente observado determinaría la indefectible actuación de la protección en un tiempo razonable. Esto ocurriría sin llegar a la instancia en la que aparecen oscilaciones que no tienen una explicación clara, y que por otra parte parecen surgir de la utilización de un modelo cuya configuración se desconoce, y que probablemente difiera del utilizado en el presente estudio que fue complementado como ya se describió.

Si el mencionado estudio fue oportunamente realizado como consecuencia de fenómenos detectados en la operación real, es posible que los mismos hayan ocurrido por un ajuste previo desactualizado de las protecciones involucradas. Pero del estudio, y por las razones expuestas, no parece surgir la necesidad de implementar la lógica de voltaje. De todos modos, dicha lógica puede ser mantenida activa como respaldo o validación, utilizando los ajustes clásicos determinados en el presente estudio para los elementos de corriente.

6.3.1. AJUSTES ORIGINALES DE LOS RELÉS

En la siguiente tabla se muestran los últimos ajustes de los relés del sistema Carrera, según la información brindada por SAESA. Según se aprecia en el anexo 2, estos se traducen en una operación coordinada de las protecciones, pero con intervalos de coordinación muy reducidos. Ante esto, en el punto siguiente (6.3.2) se muestran otros ajustes propuestos donde se obtienen pasos de coordinación más elevados pero manteniendo un ajuste similar al original. El reconector 52E5 ha quedado solo de maniobras o con sus protecciones deshabilitadas.

Tabla 26. Ajustes originales Relés Sistema Carrera

Nombre Equipo	52E1	52E2	52E3	52E4
Relé	NOJA-1A	SEL 351R-P3	SEL 351R-P3	SEL 351 P3
Tensión [kV]	23	23	23	23
FASE				
I pick up [A]	20	25	24	-
Curva	IEC I	107	ANSI EI	-
Multiplicador	0,01	0,15	0,01	-
Sumador [seg]	-	0,20	0,33	-
Max. Tripping time [seg]	1		1	-
TMR [seg]		0,84		
Nº de reconexiones	2	-	-	2
Nº de operaciones	3	-	-	3
Tiempo definido				
I pick up [A]	20		24	32
Retardo	0,2		0,4	0,14
RESIDUAL				
I pick up [A]	10	10	10	10
Curva	ANSI EI	107	ANSI LTI	ANSI EI
Multiplicador	0,01	0,18	0,01	0,01
Sumador [seg]	0,01	0,19	0,22	0,03
TMR		0,1		
Tiempo definido				
I pick up [A]	10		10	10
Retardo	0,2		0,4	0,2

Nombre Equipo	52E6	52E7	R3	REC R5	R8
Relé	NOJA-1A	NOJA-1A	NOJA-1A	NOJA-1A	NOJA-1A
Tensión [kV]	23	23	23	23	23
FASE					
I pick up [A]	-	-	20	18	-
Curva	-	-	ANSI SI	IEC I	-
Multiplicador	-	-	0,08	0,01	-
Sumador [seg]	-	-	0,12	0,13	-
Max. Tripping time [seg]	-	-		1	
TMR [seg]				0,23	
Nº de reconexiones	2	2	1	-	1
Nº de operaciones	3	3	2	-	2
Tiempo definido					
I pick up [A]	27	27	20	18	10
Retardo	0,12	0,12	0,17	0,3	0,02
RESIDUAL					
I pick up [A]	10	10	10	10	10
Curva	ANSI EI	ANSI EI	ANSI I	IEC I	101
Multiplicador	0,01	0,01	0,06	0,01	0,14
Sumador [seg]	-	-	-	-	-
Tiempo definido					
I pick up [A]	10	10	10	10	
Retardo	0,1	0,1	0,15	0,3	
TMR [seg]				0,13	1

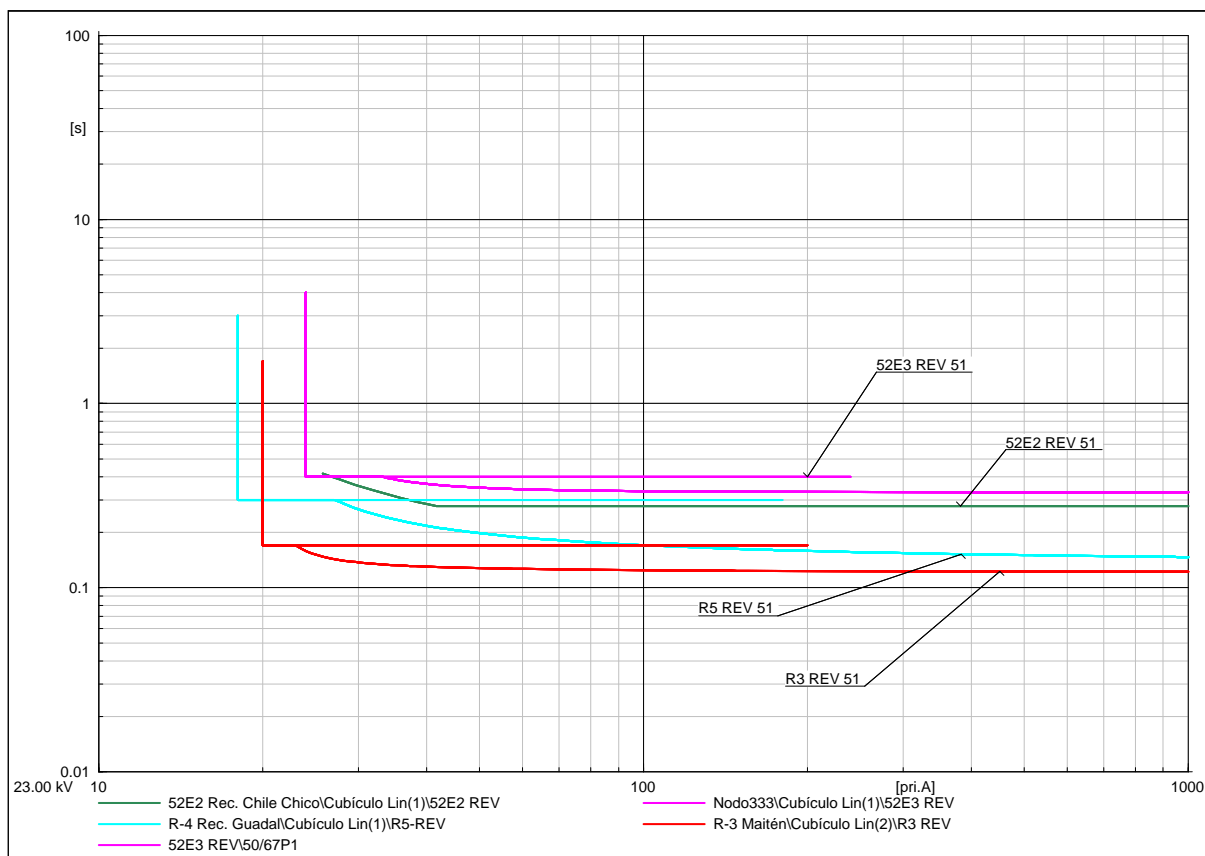


Figura 26. Curvas de ajuste originales de relés principales (fase).

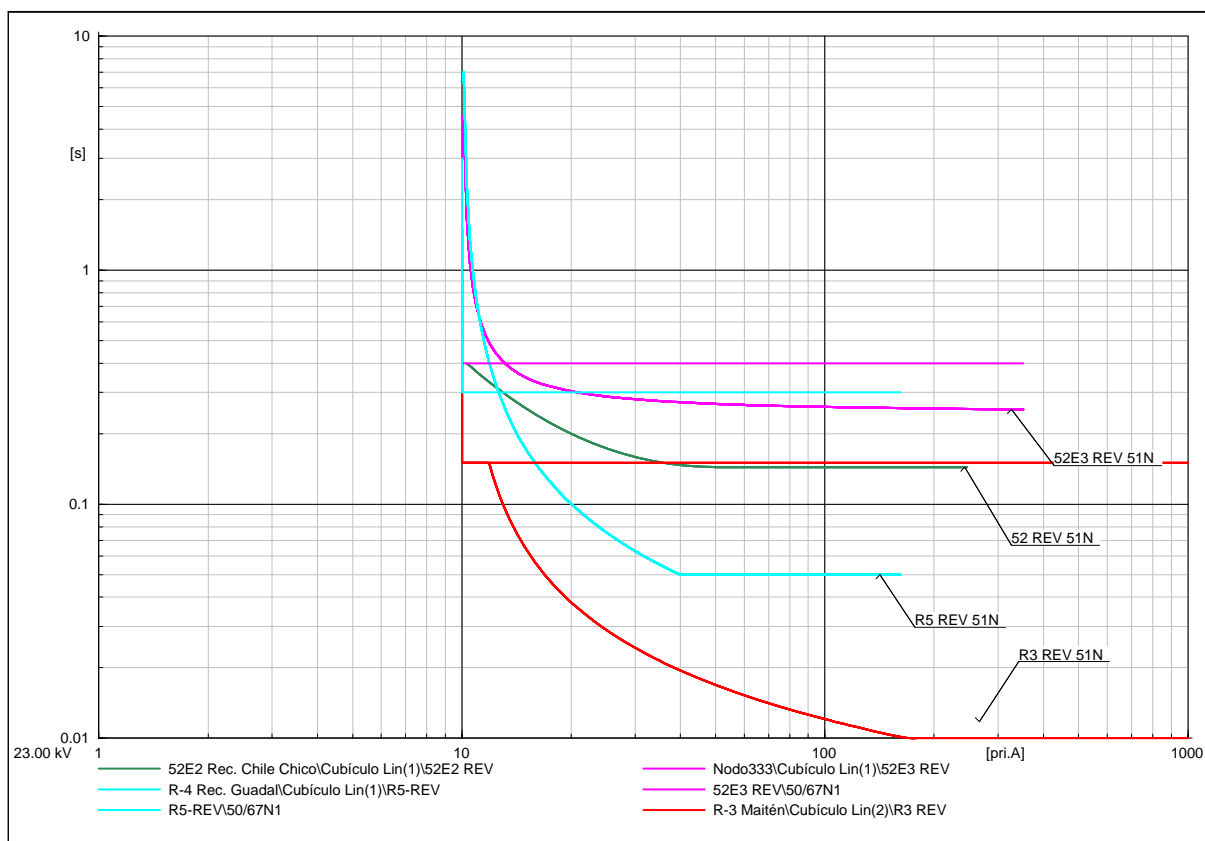


Figura 27. Curvas de ajuste originales de relés principales (residual).

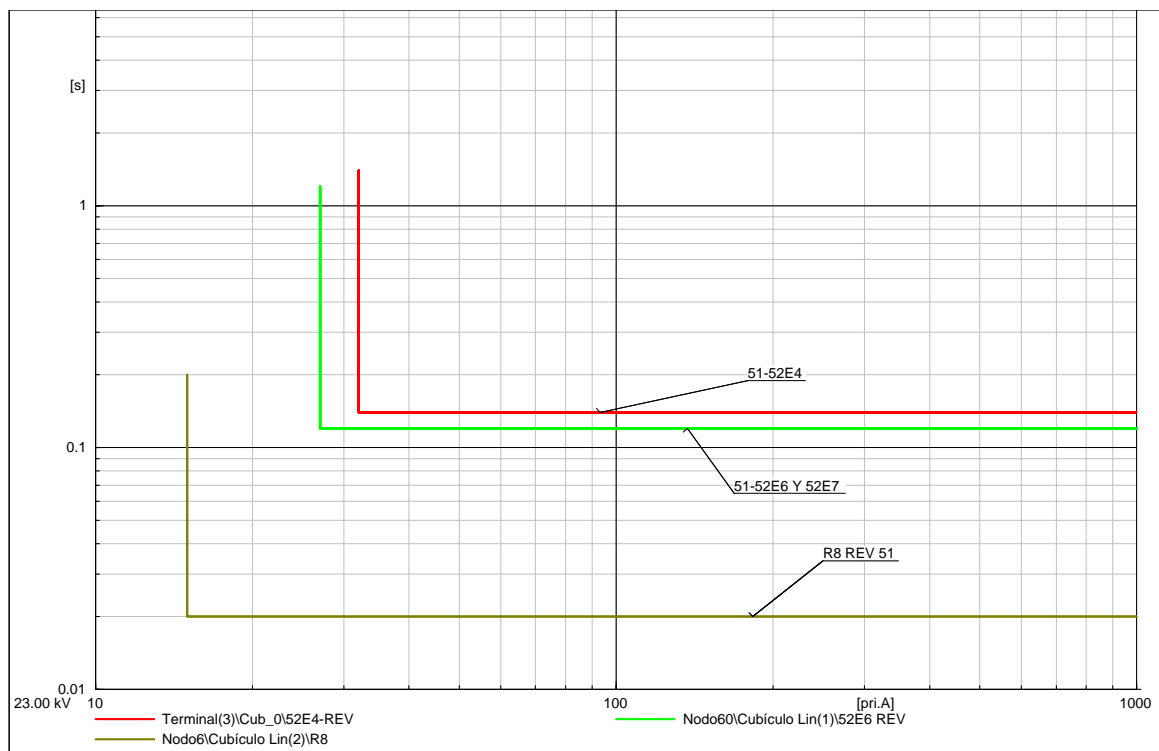


Figura 28. Curvas de ajuste originales de relés alimentador Chile Chico (fase).

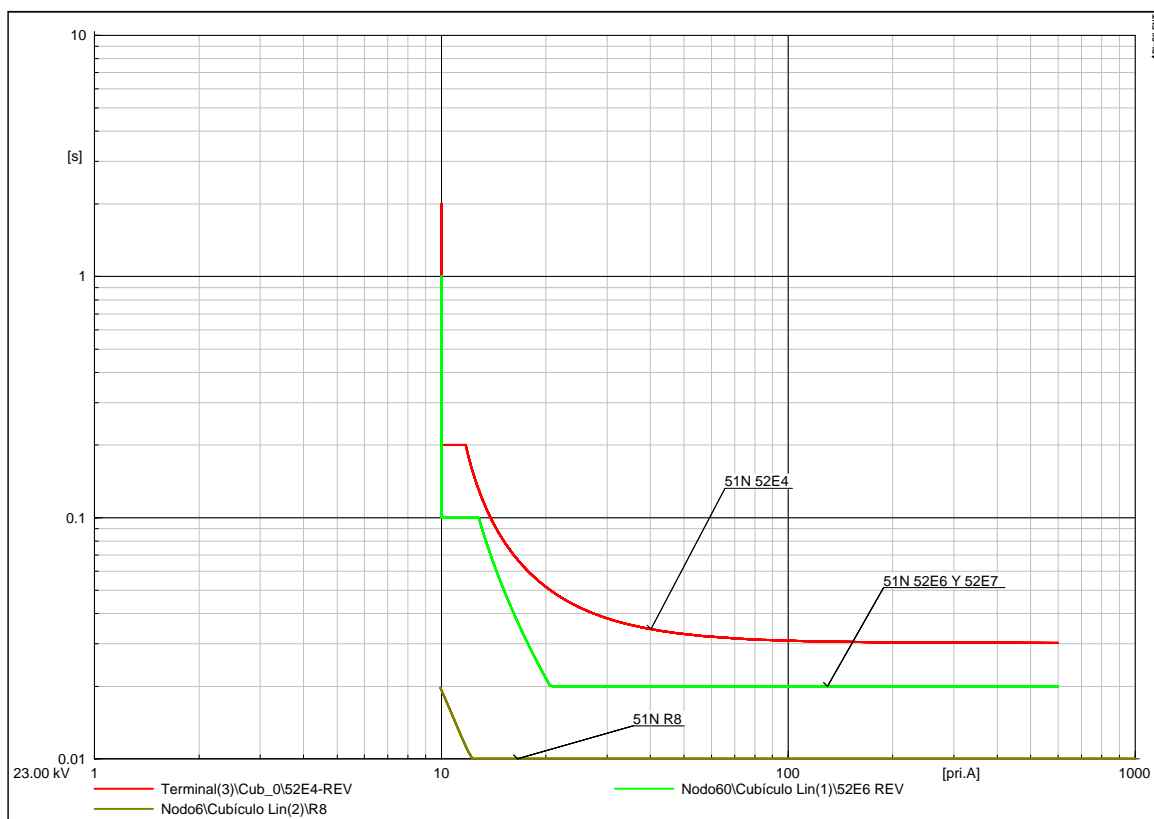


Figura 29. Curvas de ajuste originales de relés alimentador Chile Chico (residual).

6.3.2. AJUSTES MODIFICADOS DE LOS RELÉS

En la siguiente tabla se detallan los ajustes modificados de las protecciones del sistema Carrera. Por otro lado, los fusibles de MT de las unidades de El Traro fueron elegidos con un calibre de 20 A, al igual que los de las unidades 5542, 5120 y 5518 de Chile Chico. Para las maquinas 5622 y 5121 los fusibles fueron escogidos con una corriente nominal de 25 A, todo esto según lo establecido por las normas IEC 60787 y IEC 62271-105.

Tabla 27. Ajustes modificados Relés Sistema Carrera.

Nombre Equipo	52E1	52E2	52E3	52E4
Relé	NOJA-1A	SEL 351R-P3	SEL 351R-P3	SEL 351 P3
Tensión [kV]	23	23	23	23
FASE				
I pick up [A]	20	25	24	-
Curva	IEC I	107	ANSI EI	-
Multiplicador	0,01	0,15	0,01	-
Sumador [seg]	-	0,20	0,33	-
Max. Tripping time [seg]	1		1	-
TMR [seg]		0,84		
Nº de reconexiones	2	-	-	3
Nº de operaciones	3	-	-	4
Tiempo definido				
I pick up [A]	20		24	32
Retardo	0,2		0,4	0,14
RESIDUAL				
I pick up [A]	10	10	10	10
Curva	ANSI EI	107	ANSI LTI	ANSI EI
Multiplicador	0,01	0,18	0,01	0,01
Sumador [seg]	0,01	0,14	0,24	0,03
TMR		0,02		
Tiempo definido				
I pick up [A]	10		10	10
Retardo	0,2		0,4	0,2

Nombre Equipo	52E6	52E7	R3	REC R5	R8
Relé	NOJA-1A	NOJA-1A	NOJA-1A	NOJA-1A	NOJA-1A
Tensión [kV]	23	23	23	23	23
FASE					
I pick up [A]	-	-	20	18	-
Curva	-	-	ANSI SI	IEC I	-
Multiplicador	-	-	0,08	0,01	-
Sumador [seg]	-	-	0,12	0,13	-
Max. Tripping time [seg]	-	-		1	
TMR [seg]				0,23	
Nº de reconexiones	2	2	1	-	1
Nº de operaciones	3	3	2	-	2
Tiempo definido					
I pick up [A]	27	27		18	10
Retardo	0,12	0,12		0,3	0,02
RESIDUAL					
I pick up [A]	10	10	10	10	10
Curva	ANSI EI	ANSI EI	ANSI I	IEC I	101

Multiplicador	0,01	0,01	0,06	0,01	0,14
Sumador [seg]	-	-	-	-	-
Tiempo definido					
I pick up [A]	10	10		10	
Retardo	0,1	0,1		0,3	
Max. Tripping time [seg]	1	1			1
TMR [seg]				0,13	

En las figuras 30 y 31 se muestran las curvas de fase y residuales para las protecciones involucradas en el tramo Chile Chico-El traro junto con el reconectador R3. En este sentido se dispuso que el reconectador R5 fuese el de más rápida actuación luego de R3.

En las figuras 32 y 33 se muestran las curvas de fase y residuales para las protecciones involucradas en el alimentador Chile Chico, donde se incluye el reconectador R8

En las figuras 34 y 35 se muestran las curvas de los relés de protección de BT de los generadores de ambas centrales (Chile Chico y El Traro).

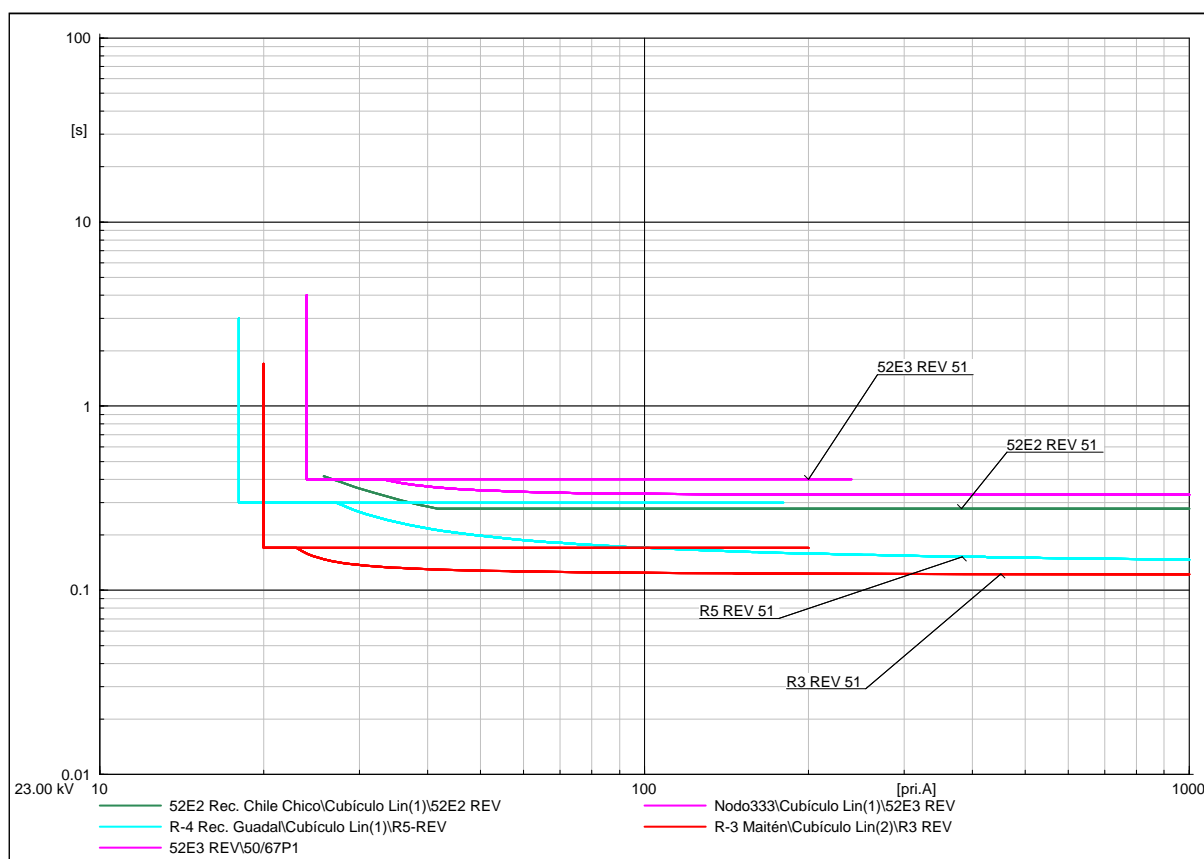


Figura 30. Curvas de ajuste modificados de relés principales (fase).

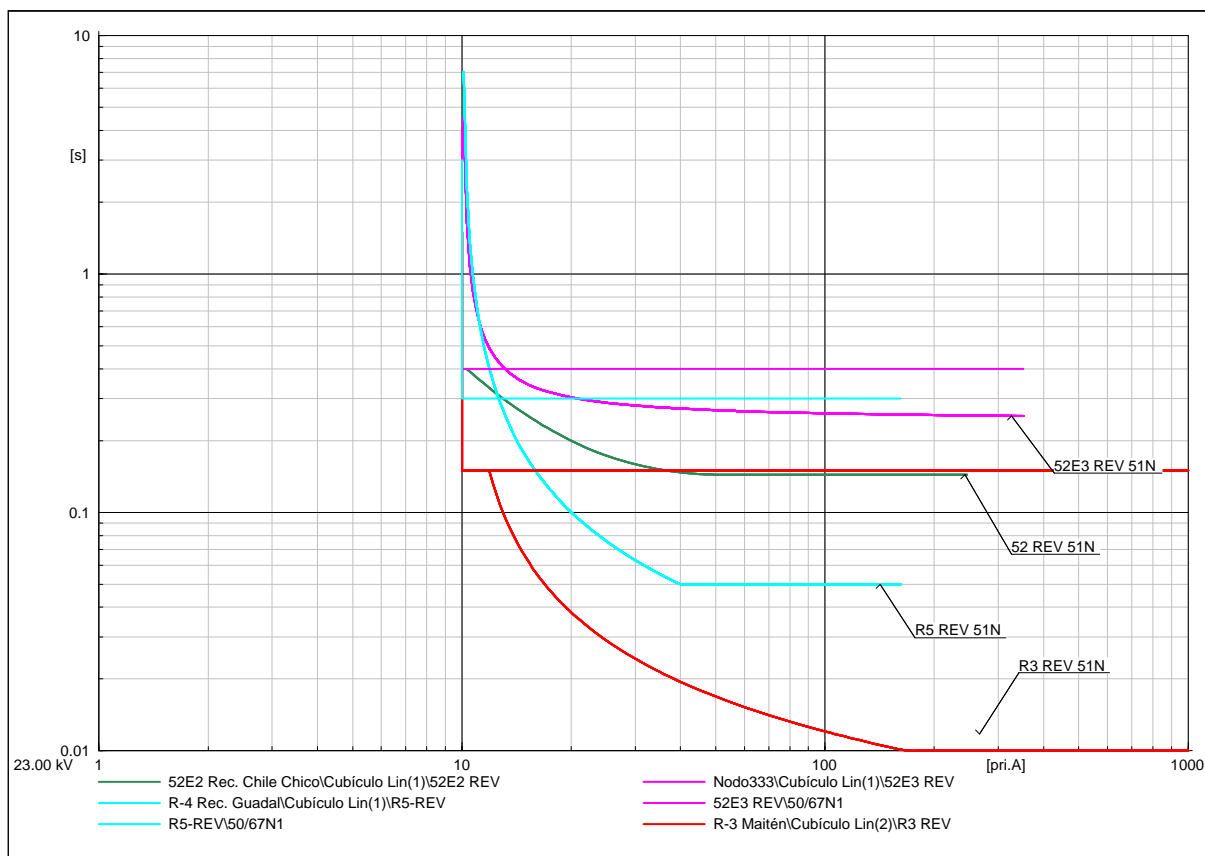


Figura 31. Curvas de ajuste modificados de relés principales (neutro).

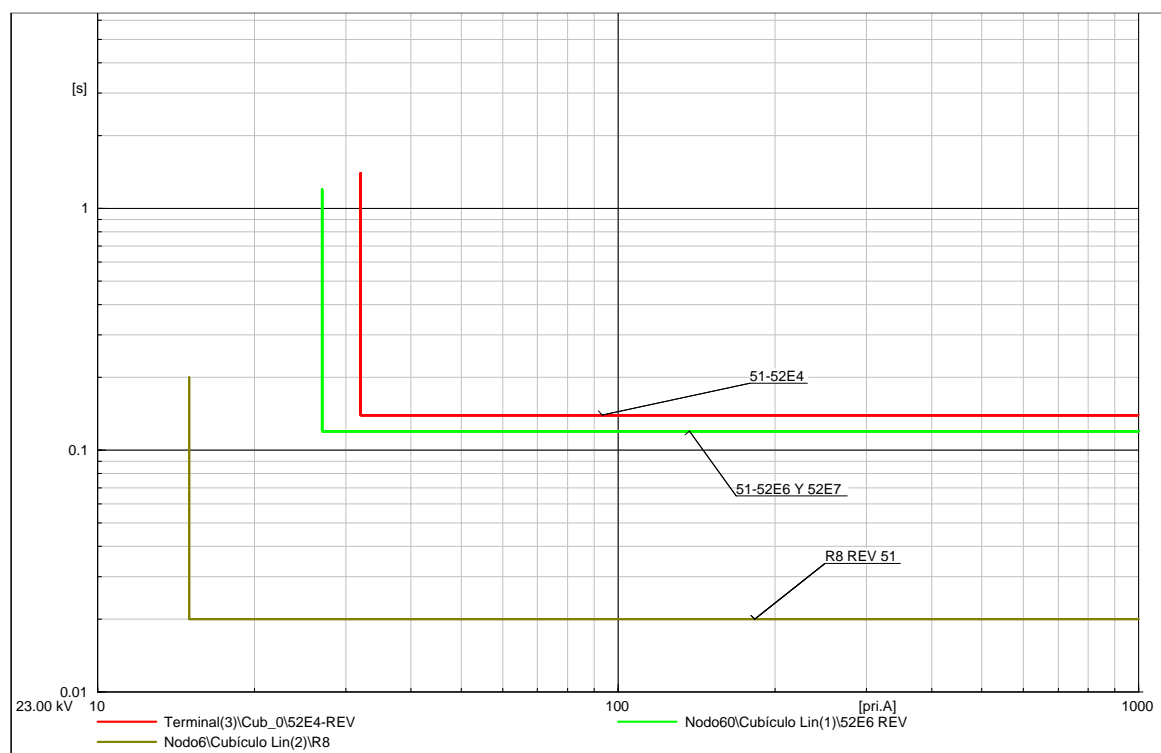


Figura 32. Curvas de ajuste modificados de relés alimentador Chile Chico (fase).

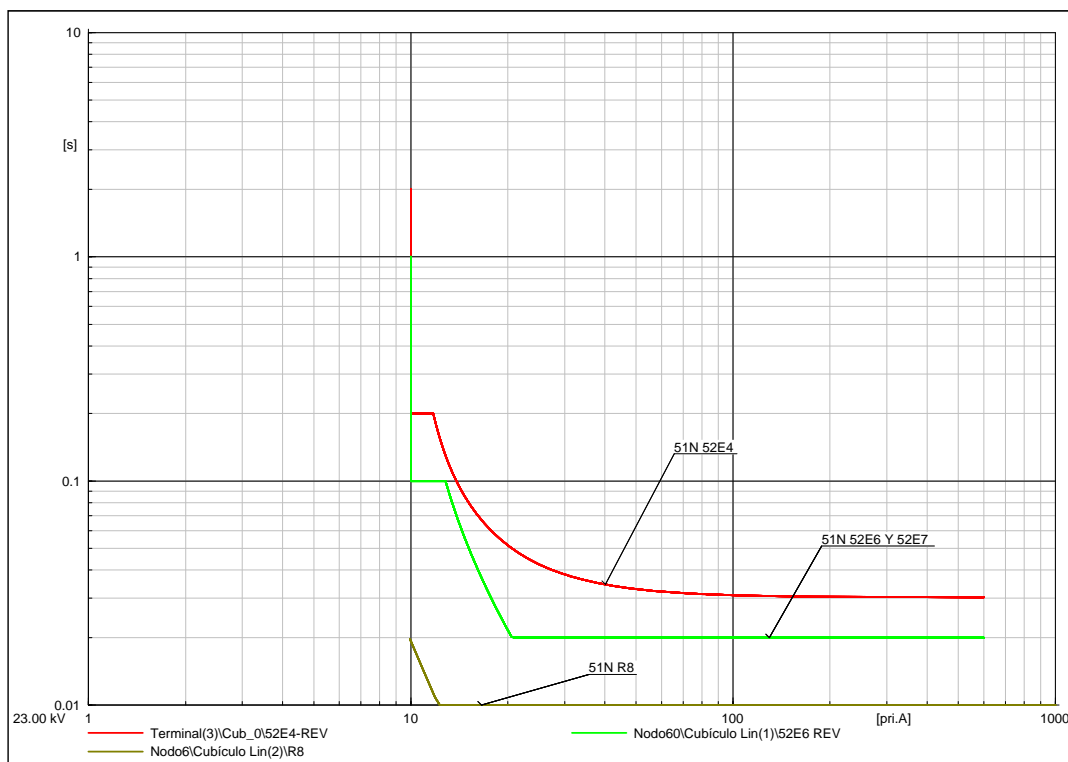


Figura 33. Curvas de ajuste modificados de relés alimentador Chile Chico (neutro).

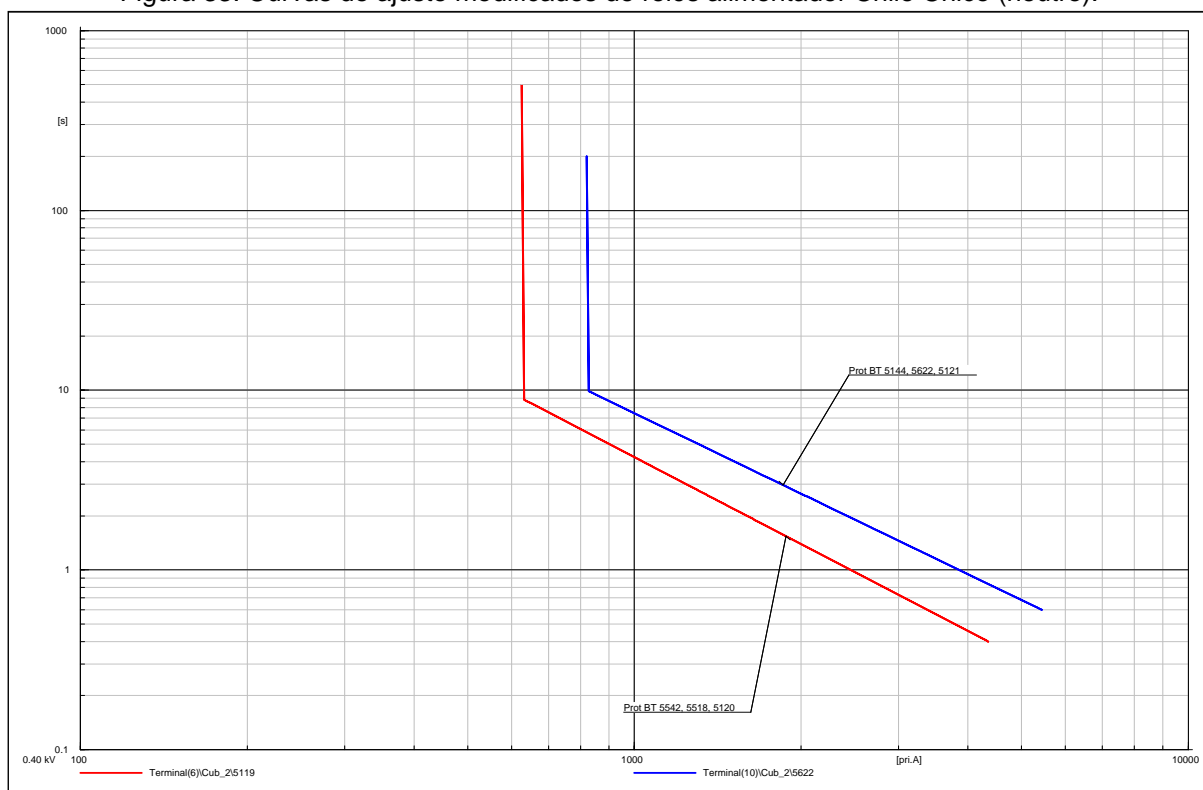


Figura 34. Curvas de ajuste de relés BT Central Chile Chico.

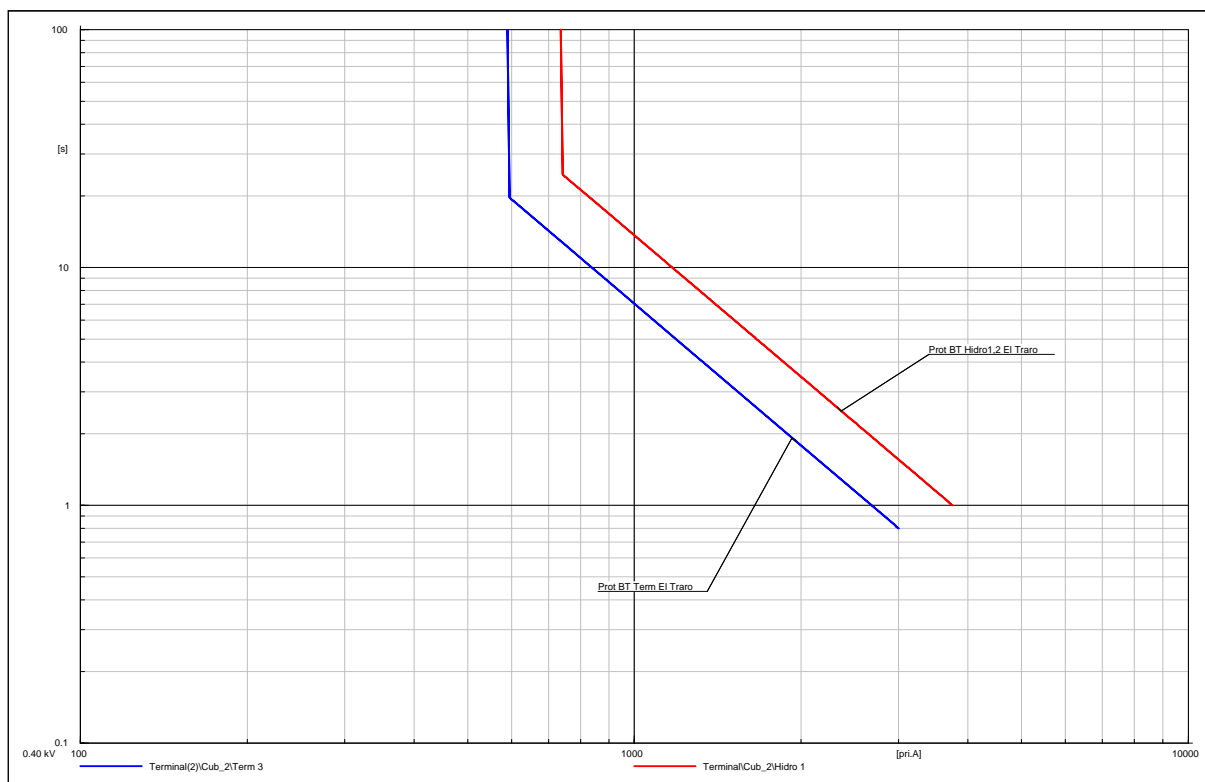


Figura 35. Curvas de ajuste de relés BT Central El Traro.

En el anexo 2 se muestran los resultados completos de actuación de las protecciones, tanto para un escenario de máxima demanda como de mínima demanda.

7. CONTROL DE TENSIÓN Y REQUERIMIENTOS DE POTENCIA REACTIVA

7.1. Objetivo

Según describe la NT en el Art. 5.3, numeral d), se establece que este estudio “deberá efectuar una verificación del cumplimiento de los estándares de SyCS establecidos en el Capítulo N° 5, además de determinar el perfil óptimo de tensiones y los requerimientos de potencia reactiva para las Instalaciones Transmisión, con resolución semestral para un horizonte de operación de 48 meses.”

Adicionalmente, la NT establece a través de su artículo 5-44 que “En Estado Normal o Estado de Alerta, los márgenes de reserva de potencia reactiva que el SM deberá mantener, serán los que se determinen de acuerdo al Estudio de Control de Tensión establecido en el Título 6-2 de la presente NT.”

En efecto, mediante este estudio se determina lo siguiente:

- La barra más débil del sistema desde el punto de vista de la sensibilidad de la tensión a las variaciones de potencia reactiva.
- Contingencia más crítica desde el punto de vista del requerimiento de potencia reactiva.
- Márgenes de estabilidad de tensión para la barra más débil del sistema eléctrico a partir de curvas Q-V.

7.2. Metodología

Los estudios se realizaron mediante análisis de flujos de carga en estado normal y en estados de contingencia, verificando el cumplimiento de las exigencias de régimen permanente establecidas en los Artículos 5-29 y 5-30 de la NT.

Adicionalmente, se verificó que en todos los estados analizados cada unidad generadora cumpla con los límites fijados por su Curva de Capacidad (diagrama PQ), según lo indicado en el Artículo 5-47 de la NT, tanto en la región de sobreexcitación como de subexcitación.

Se consideró un horizonte de 48 meses, extrapolando la demanda máxima para cada año futuro en función de los criterios de crecimiento de carga suministrados por SAESA.

7.3. Escenarios de estudio

Se considera un horizonte de 48 meses y los siguientes escenarios de demanda:

Escenario demanda máxima:

- 2014
- 2015
- 2016
- 2017

Escenario demanda mínima:

- 2014

7.4. Fallas consideradas

Tabla 28. Fallas consideradas para estudio de control de tensión

Falla <i>j</i>	Elemento	Observaciones / Efecto
1	Generador CT Chile Chico	Pérdida de la unidad con mayor despacho de la central, o su transformador asociado.
2	Generador CH El Traro	Pérdida de la unidad con mayor despacho de la central, o su transformador asociado.

7.5. Resultados del control de tensión y requerimiento de potencia reactiva

Se resumen los principales resultados obtenidos del análisis de control de tensión y requerimiento de potencia reactiva, mostrándose los resultados completos en el anexo I.

7.5.1. IDENTIFICACIÓN BARRA MÁS DÉBIL

La barra más débil del sistema se identificó a partir de determinar el nodo del sistema de transmisión que ante variaciones de potencia reactiva presentaba mayores variaciones de tensión. Esta condición se define como la sensibilidad de la tensión de la barra con respecto a la potencia reactiva (dV/dQ).

En todos los casos estudiados, con excepción del año 2014 la barra que presentó una mayor sensibilidad al cambio de potencia reactiva fue la de Arranque El Maitén.

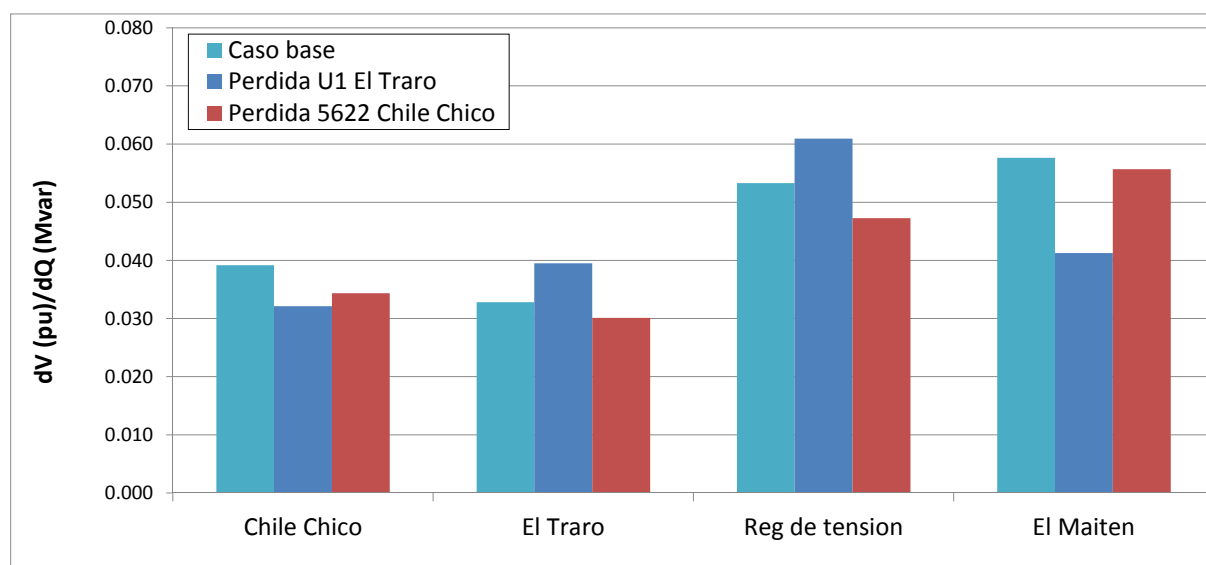


Figura 36. Sensibilidad de la tensión a variaciones de potencia reactiva. Max 2014.

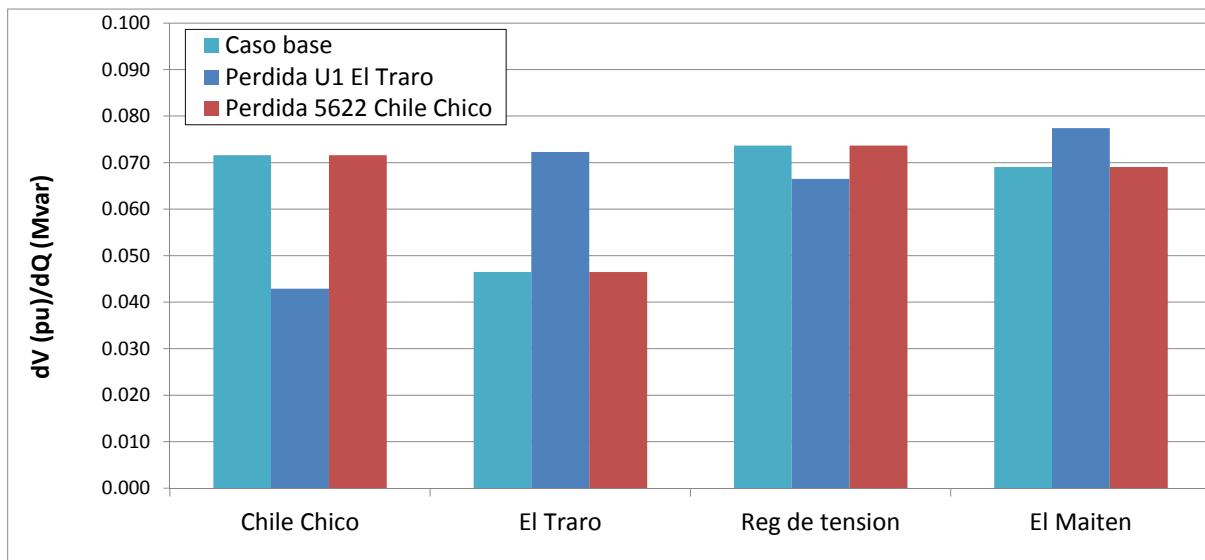


Figura 37. Sensibilidad de la tensión a variaciones de potencia reactiva. Min 2014.

7.5.2. DETERMINACIÓN MARGEN DE TENSIÓN PARA BARRA MÁS DÉBIL- CURVAS Q-V

Luego de determinar la barra Arranque El Maitén como la más débil del sistema Carrera, se calcularon las curvas Q-V para dicho nodo, tanto en condición N como en estado de contingencia, según las fallas establecidas en la tabla 27. A partir de estas curvas se establece Margen de Estabilidad de Tensión (MET), el cual se define como el porcentaje que presenta la tensión post contingencia en el punto de colapso ($dV/dQ=0$), respecto a la mínima tensión aceptable por la NT en estado de alerta.

En las figuras 29 y 30 se muestran las curvas Q-V para el caso de máxima y mínima demanda para el año 2014 respectivamente.

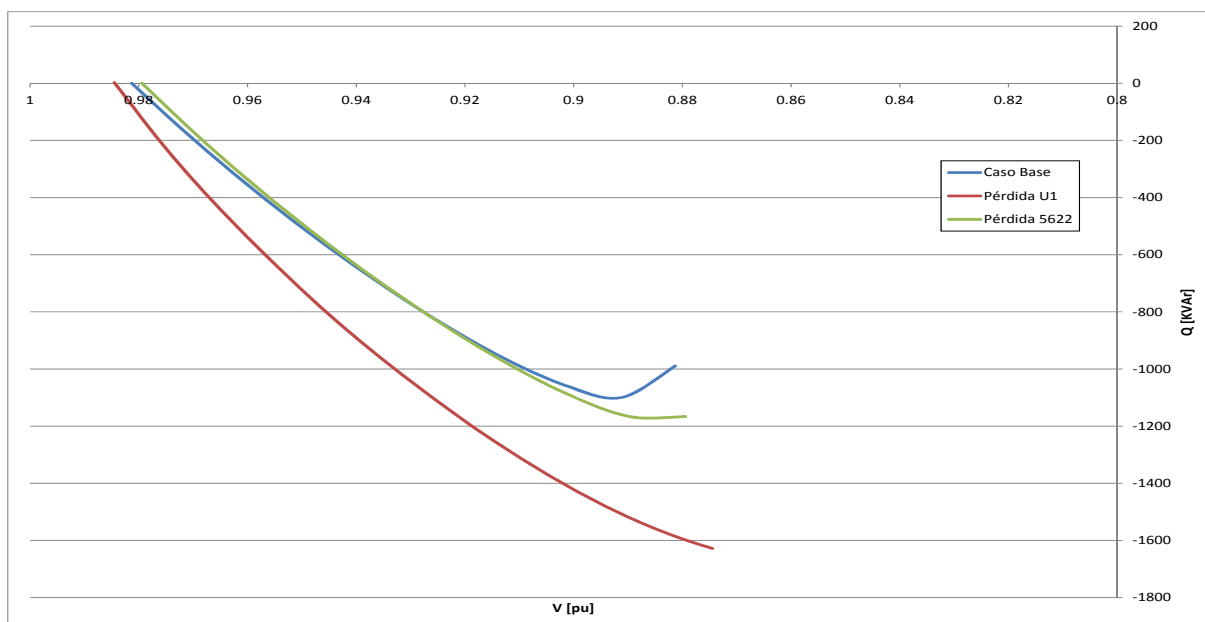


Figura 38. Curva Q-V Arranque El Maitén para contingencias críticas. Max 2014.

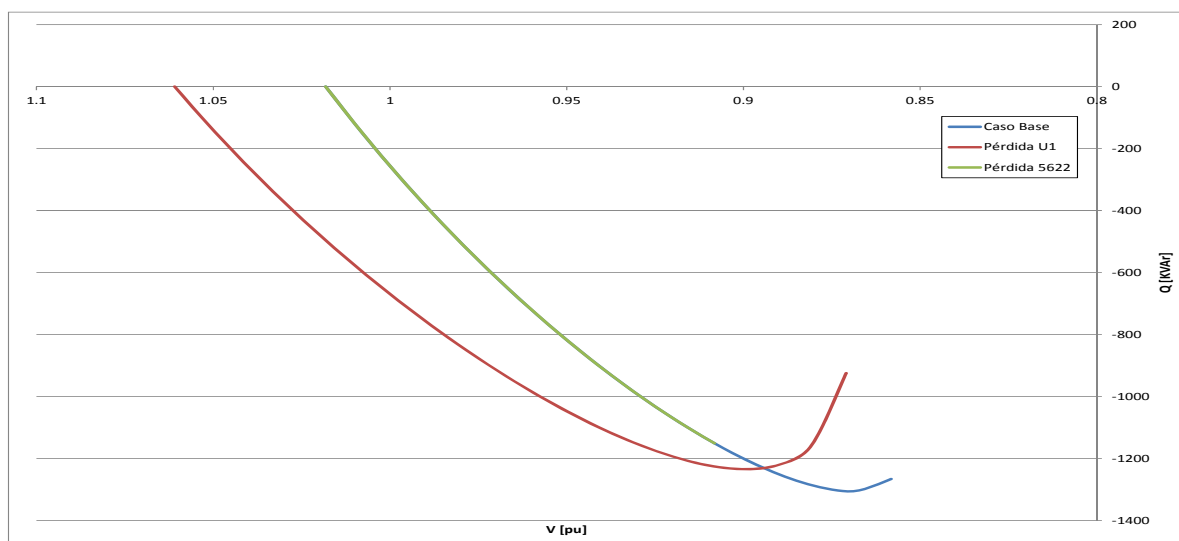


Figura 39. Curva Q-V Arranque El Maitén para contingencias críticas. Min 2014.

7.5.3. REQUERIMIENTO DE POTENCIA REACTIVA PARA CONTINGENCIAS EVALUADAS

En este apartado se detallan los aportes de potencia reactiva de cada una de las unidades despachadas en el caso base y para cada una de las contingencias analizadas. A modo de ejemplo, en este caso se muestran los resultados para el caso de máxima y mínima demanda para el año 2014. Los resultados completos se encuentran en el anexo I.

Tabla 29. Aporte de reactiva de unidades. Max 2014.

NOMBRE	00 BASE		01 PERDIDA U1		02 PERDIDA 5622	
	Q [kVAr]	COS FI	Q [kVAr]	COS FI	Q [kVAr]	COS FI
Chile Chico U1 5542						
Chile Chico U2 5120	28,40	0,99			29,19	0,99
Chile Chico U3 5121			48,10	0,98	50,45	0,89
Chile Chico U4 5622	26,51	1,00	-5,75	1,00		
Chile Chico U5 5518			132,65	0,91	26,42	1,00
Chile Chico U5 5144						
El Traro U1	19,09	1,00	-36,42	0,99	2,50	1,00
El Traro U2	19,09	1,00			2,50	1,00
El Traro U3 (térmica)	44,97	0,99	-15,41	1,00	23,72	1,00

Tabla 30. Aporte de reactiva de unidades. Min 2014.

NOMBRE	00 BASE		01 PERDIDA U1		02 PERDIDA 5622	
	Q [kVAr]	COS FI	Q [kVAr]	COS FI	Q [kVAr]	COS FI
Chile Chico U1 5542			-147,83	0,79		
Chile Chico U2 5120						
Chile Chico U3 5121						
Chile Chico U4 5622						
Chile Chico U5 5518	-98,52	0,95	-54,97	0,98	-98,52	0,95
Chile Chico U5 5144						
El Traro U1	-166,99	0,76			-166,99	0,76
El Traro U2	-113,08	0,74	-83,64	0,95	-113,08	0,74
El Traro U3 (térmica)	117,73	0,73			117,73	0,73

7.6. Conclusiones

- **Operación con margen de tensión adecuado.** Inspeccionando las curvas Q-V para el caso de la barra más débil, se advierte que el margen de tensión es adecuado teniendo en cuenta las tensiones de operación tanto en condición N como en post-contingencia.
- **Aporte de reactiva de las unidades del sistema.** Tanto en condición N, como en post-contingencia el aporte de reactiva de las unidades de generación participantes se mantuvo dentro de los márgenes permitidos de operación dado por la curva de capacidad de las máquinas.
- **Recomendación de instalación de reactores de línea para demanda mínima.** En condición de mínima demanda, el reactivo generado por las líneas debe ser consumido por los generadores, de manera que estos presentan una operación fuertemente subexcitada. Con el objeto de poder regular esto y obtener un mejor desempeño transitorio ante fallas, se recomienda la instalación de reactores shunt en la barra de la central Chile Chico totalizando una potencia aproximada de 450 kVar.

8. PLAN DE RECUPERACIÓN DEL SERVICIO

8.1. Descripción General

El sistema General Carrera consta de 2 centrales las cuales abastecen la demanda de la zona en su totalidad. El parque de generación se divide en centrales Hidráulicas y Térmicas.

Para interconectar el sistema existe 1 línea de transmisión llamada Línea El Traro – Chile Chico, en 23 kV, cuya longitud es de 160 kms.

8.1.1. CENTRALES SISTEMAS CARRERA

El sistema Carrera consta de un total de Generación disponible de 2,99 MW, lo que se divide en 0,64 MW de generación hidroeléctrica y 2,35 MW de generación Térmica.

Centrales Hidráulicas

El sistema Carrera consta de una Central Hidráulica denominada Central El Traro, ubicada a 5 km de la ciudad de Cochrane, la cual corresponde al 21,3 % del parque de generación total del sistema.

Centrales Térmicas

El sistema Carrera consta de dos Centrales Térmicas denominadas Central Térmica Chile Chico de 2,062 MW, ubicada en Chile Chico, y Central Térmica El Traro de 0,292 MW, ubicada a 5 km de la ciudad de Cochrane. El porcentaje de generación térmica en la zona es de 78,6 %.

8.1.2. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

El sistema Carrera consta de una línea de transmisión denominada El Traro – Chile Chico (52E-2) la cual interconecta la Central El Traro con la Central Térmica Chico,(52E-3) dicha línea está alimentada en 23 kV. Esta línea tiene una longitud de 160 km en 23 kV, abasteciendo las localidades de Pto. Bertrand, Pto. Guadal, Mallín Grande, Fachinal, Bahía Jara y Chile Chico, localidades ubicadas en el sector sur del lago General Carrera, en el km 80 aproximadamente, aguas abajo de la localidad de Pto. En el km 65 de esta línea existe un arranque denominado El Maitén – Pto. Sánchez de 90 km de longitud, en 23 kV que abastece a las localidades de Lago Negro, El Desague, El León, Pto. Tranquilo, Bahía Murta y Pto. Sanchez. En el km 7 de esta línea existe un Reconector denominado R-3 Línea El Maitén – Pto. Sanchez. Como antecedente desde la S/E El Traro existe una línea (52E-1), de 5 km en 23 kV, que alimenta la ciudad de Cochrane.

8.2. PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO SISTEMA CARRERA

8.2.1. CARACTERÍSTICAS

Se aplicara el PRS Carrera cuando se produzca una pérdida total de suministro en las barras de 23 kV de Centrales El Traro y Chile Chico.

8.2.2. CONDICIONES DE PARTIDA

- Disponer interruptores según esquema de Recuperación de Servicio.
- Centrales El Traro energizan su barra de 23 kV.
- Central Ch. Chico energiza su barra 23 kV.

8.2.3. CONCEPTOS

Con energía proveniente de centrales El Traro se recuperan los consumos alimentados desde la barra de 23 kV de El Traro lo que corresponde a la ciudad de Cochrane, Pto. Bertrand, Pto. Guadal, Pto. Tranquilo, Bahía Murta, Pto. Sanchez, Mallin Grande, Fachinal y Bahía Jara.

CENTRAL EL TRARO BARRA 23 KV

- Alimentador Cochrane 52E-1 (A-817)
- Alimentador Chile Chico 52E-2 (A-816)

Con energía proveniente de central Chile Chico se recuperan los consumos alimentados desde la barra de 23 Kv con lo que se alimentan los consumos de la ciudad de Chile Chico.

CENTRAL CHILE CHICO BARRA 23 KV

- Alimentador Chile Chico Centro. (A-824) DTBC-1
- Alimentador Chile Chico Camino Internacional (A-825) DTBC-2

Una vez recuperado todos los consumos se sincronizan las centrales El Traro y Chile Chico, en la Central Térmica Chile Chico por medio del Int. 52E-3

COORDINACIONES

- La dirección de la aplicación del Plan de Recuperación de Servicio la hará el CO El Traro, hasta que se disponga la habilitación correspondiente con el CCT, en la actualidad se coordinan con las respectivas brigadas de las Delegaciones de Cochrane y Chile Chico
- Las solicitudes de autorización a los Jefe de Distribución tanto de Cochrane y Chile Chico se realizan a través CO de las Centrales El Traro y Chile Chico
- El CO de Central El Traro en coordinación con Central Chile Chico Sincronizaran los subsistemas de El Traro y Chile Chico en Chile Chico.

CONDICIONES PARA APLICACIÓN DE PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO.

La aplicación de los planes dependerá del estado en que se encuentren las instalaciones, esto es, caída total o parcial de servicio, estado de interconexión El Traro – Chile Chico, disponibilidad de potencia en Central Hidroeléctrica El Traro, Térmica El Traro y Térmica Chile Chico.

Tabla 31. Procedimiento.

SISTEMA EL TRARO		
1	CO El Traro	Disponer de estado de interruptores de acuerdo al esquema de recuperación de servicio. Abrir equipos no operados 52E-2 El Traro – Ch. Chico(A-816), RE1 Cochrane (A-817).
2	CO El Traro	Autorizar a Central Ch. Chico inicio de plan particular de recuperación de servicio.
3	CO El Traro	Energizar Barra 23 kV con energía de Grupos Hidro 5122 y 5123.
4	CO El Traro	Energiza alimentador RE1 – Cochrane (A817).
5	CO El Traro	Energiza alimentador 52E-2 hasta 52E-3 Interconexión Chile Chico, este debe estar abierto.

SISTEMA CHILE CHICO		
1	Central Chile. Chico	Disponer de estado de interruptores de acuerdo al esquema de recuperación de servicio. Abrir equipos no operados 52E-3 Interconexión Chile Chico-El Traro, DTBC1 Chile Chico centro (A-824), DTBC Chile Chico camino internacional (A-825).
2	Central Chile Chico	Central Térmica Ch. Chico energiza barra 23 kV con Grupos N° 5121 Caterpillar, 5518 5542 y 5120 Cummins.
3	Central Chile Chico	Se energiza DTBC1 (A824), posteriormente se energiza DTBC2 (A825).

Una vez recuperado los consumos en Central El Traro, los que corresponden a las localidades de Cochrane, Pto. Bertrand, Pto. Guadal, Mallín Grande, Fachinal, Bahía Jara, Pto. Tranquilo, Bahía Murta y Pto. Sánchez, y los consumos de la Central Térmica Chile Chico, los que corresponden a la ciudad de Chile Chico, se deben sincronizar los subsistemas en Central Chile Chico por medio del Interruptor 52E-3. Después de haber estabilizado el sistema, se realiza el traspaso de carga desde la central Chile Chico a central El Traro, la cual existiendo disponibilidad debe quedar con 670 kW, y la regulación y fluctuaciones de carga deben ser absorbidas desde la central Chile Chico.

Se debe tener presente que la Central El Traro es hidráulica de pasada por tanto su potencia quedara sujeta al recurso disponible del momento, en caso que existe escasez del recurso natural se dispone de una unidad térmica en dicha Central (el uso de esta unidad queda sujeto solo a condiciones especiales).

1. ANEXOS

1.1. ANEXO I: RESULTADOS COMPLETOS REGULACIÓN DE TENSIÓN

En el presente anexo se muestran los resultados completos para todos los escenarios analizados del estudio de regulación de tensión.

9.1.1 IDENTIFICACIÓN BARRA MÁS DÉBIL

En las siguientes figuras se muestra la sensibilidad dV/dQ para todas las barras analizadas y escenarios futuros.

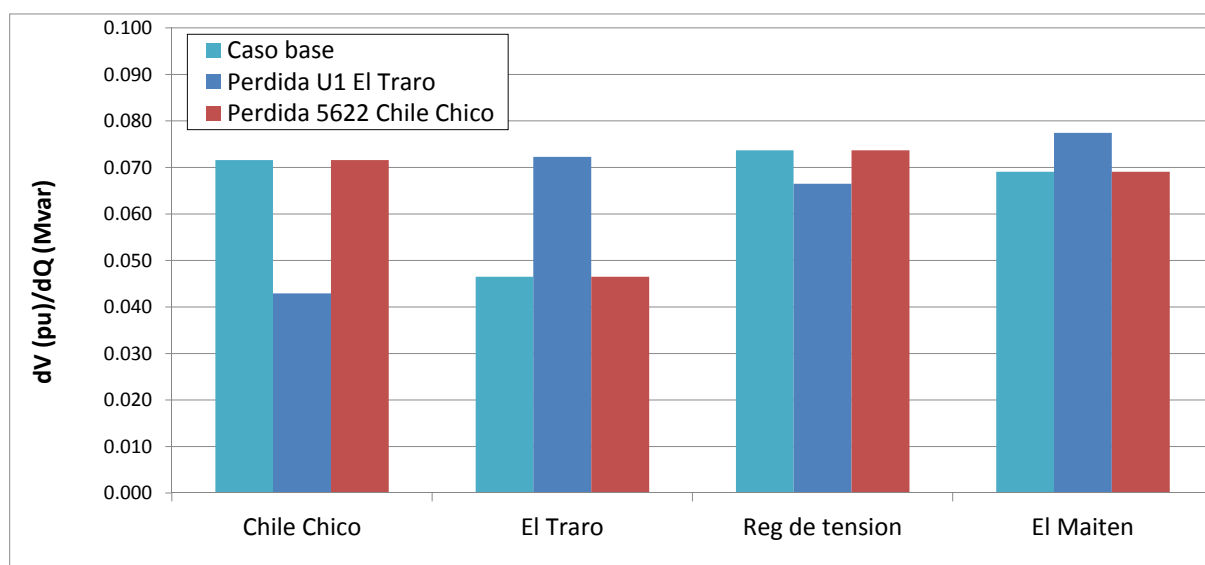


Figura 40. Sensibilidad de la tensión a variaciones de potencia reactiva. Min 2014.

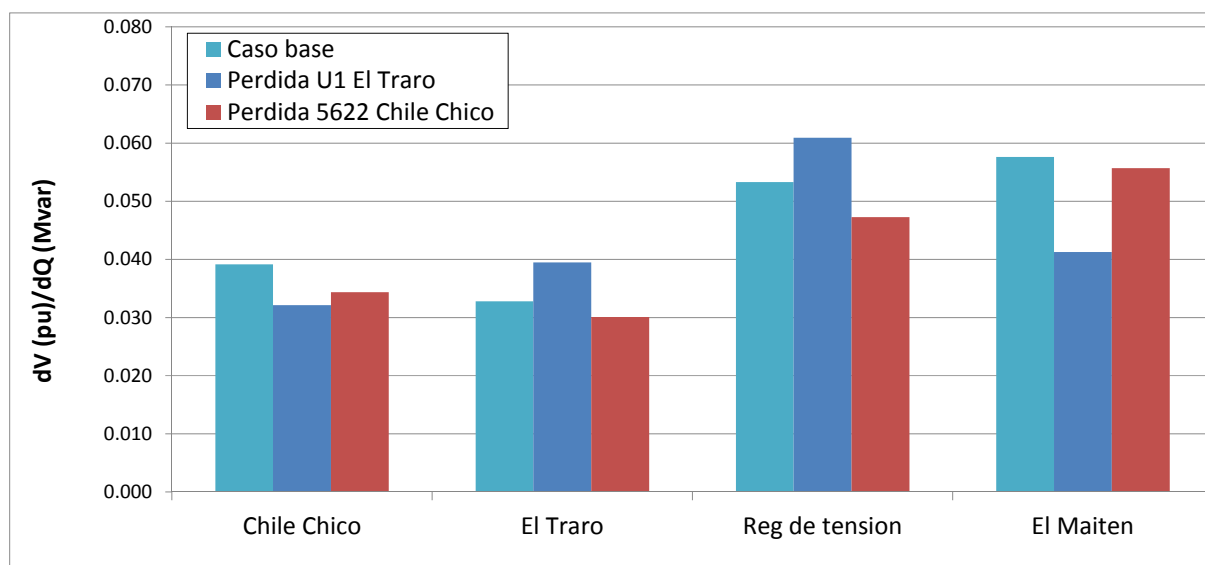


Figura 41. Sensibilidad de la tensión a variaciones de potencia reactiva. Max 2014.

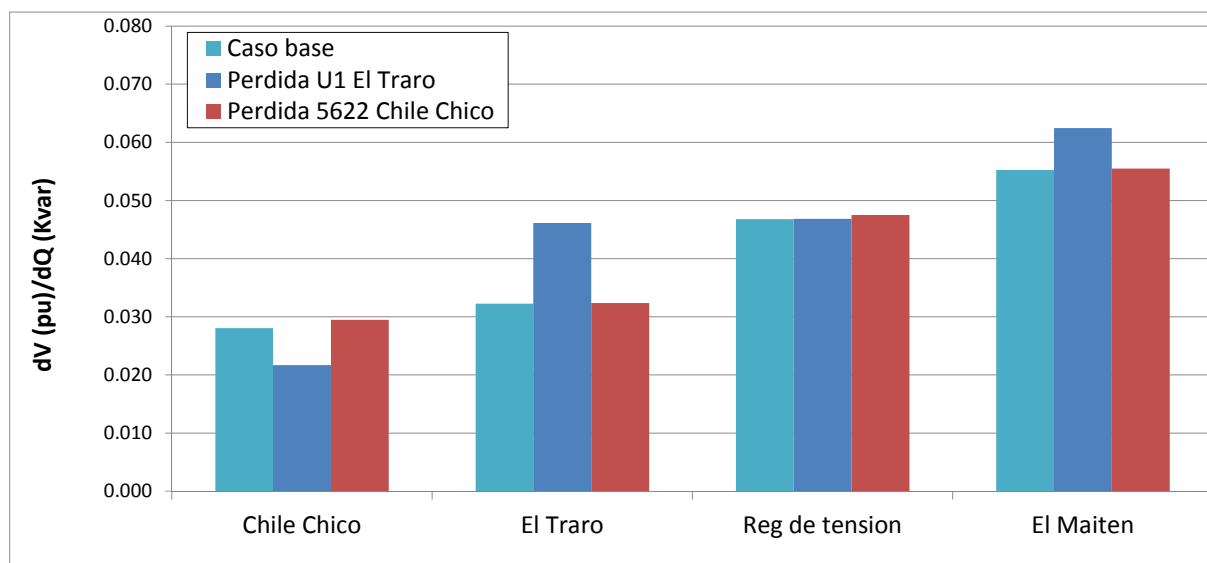


Figura 42. Sensibilidad de la tensión a variaciones de potencia reactiva. Max 2015.

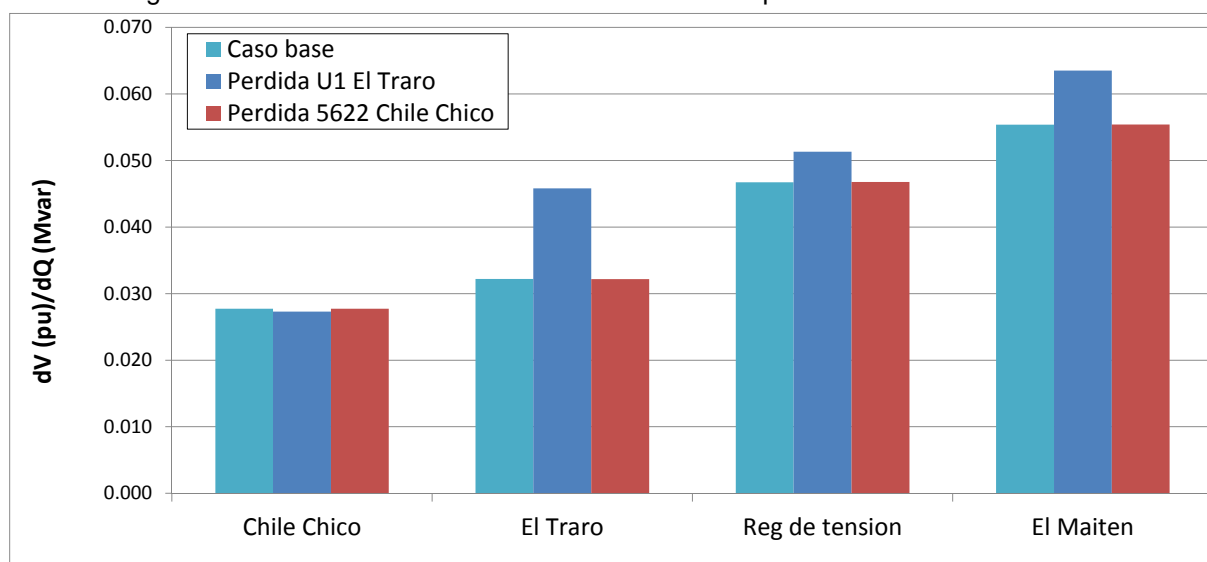


Figura 43. Sensibilidad de la tensión a variaciones de potencia reactiva. Max 2016.

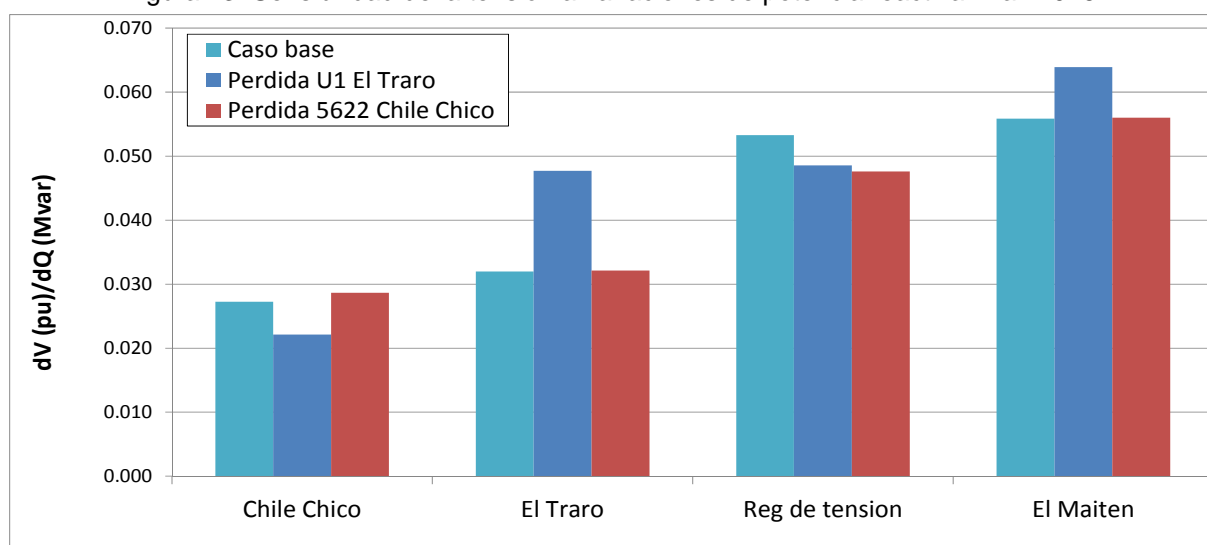


Figura 44. Sensibilidad de la tensión a variaciones de potencia reactiva. Max 2017.

9.1.2. DETERMINACIÓN MARGEN DE TENSIÓN PARA BARRA MÁS DÉBIL- CURVAS Q-V

En las figuras subsiguientes se muestran las curvas Q-V para todos los escenarios futuros analizados. Las curvas presentan un comportamiento similar en los distintos escenarios, evidenciándose un margen de tensión considerable.

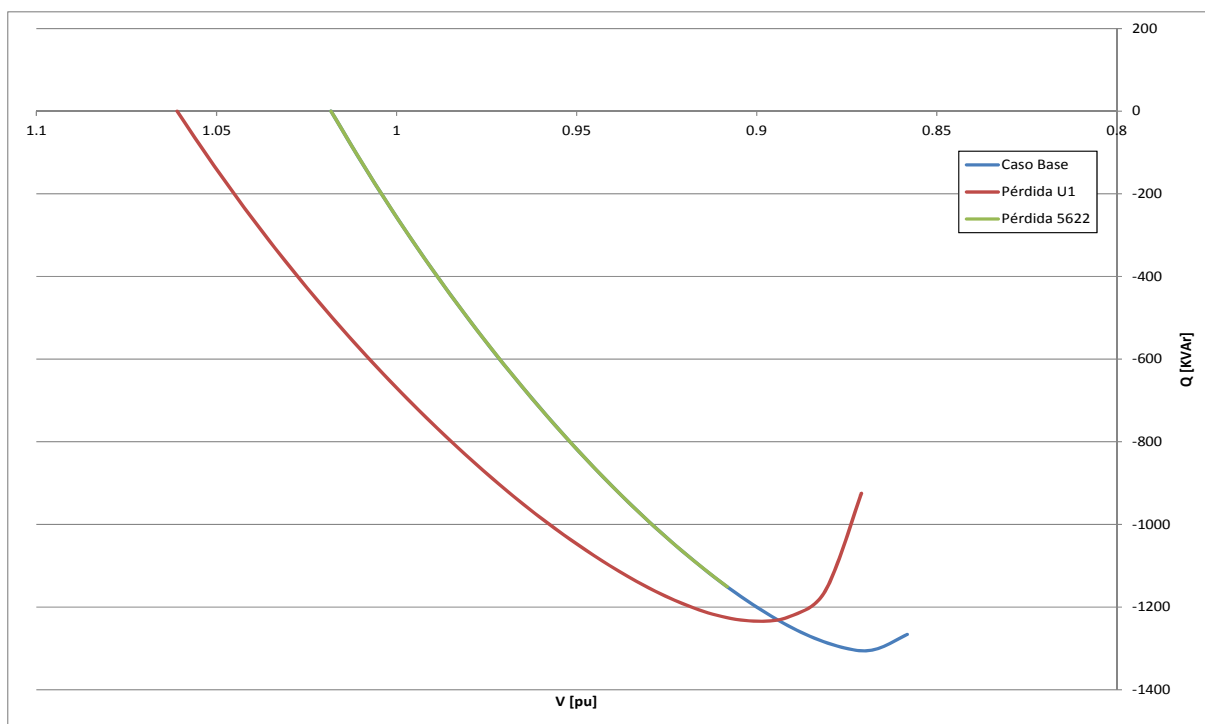


Figura 45. Curva Q-V Arranque El Maitén para contingencias críticas. Min 2014.

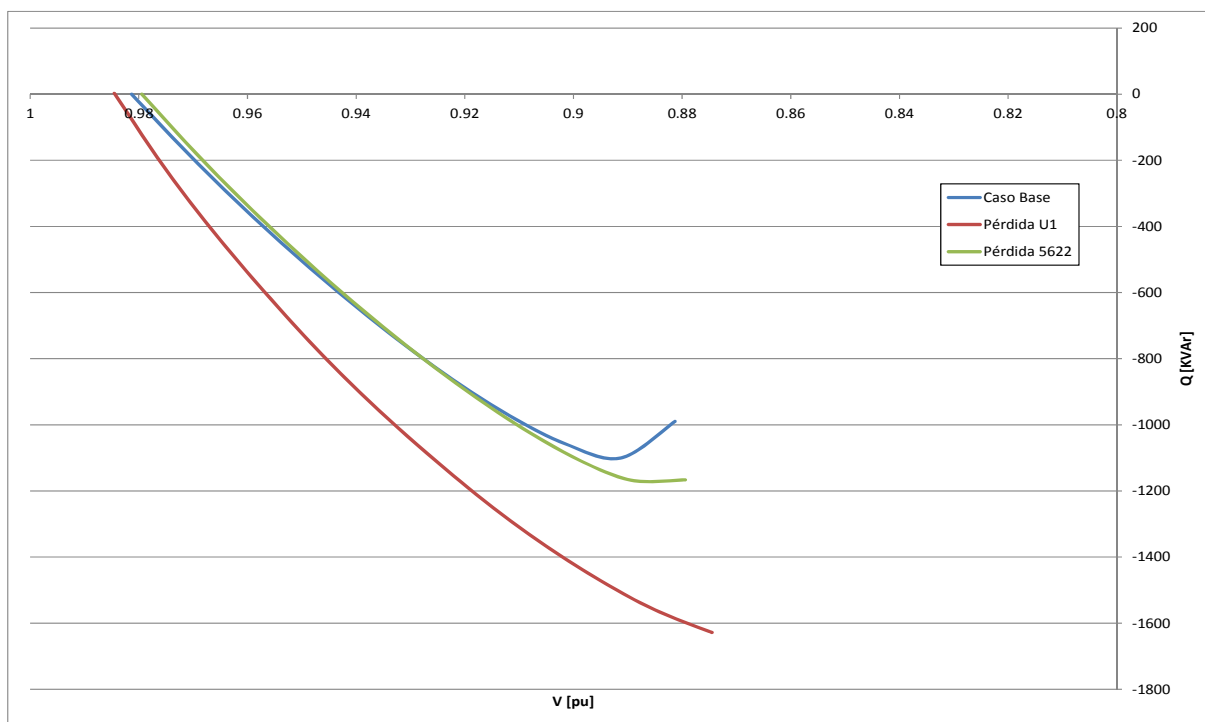


Figura 46. Curva Q-V Arranque El Maitén para contingencias críticas. Max 2014.

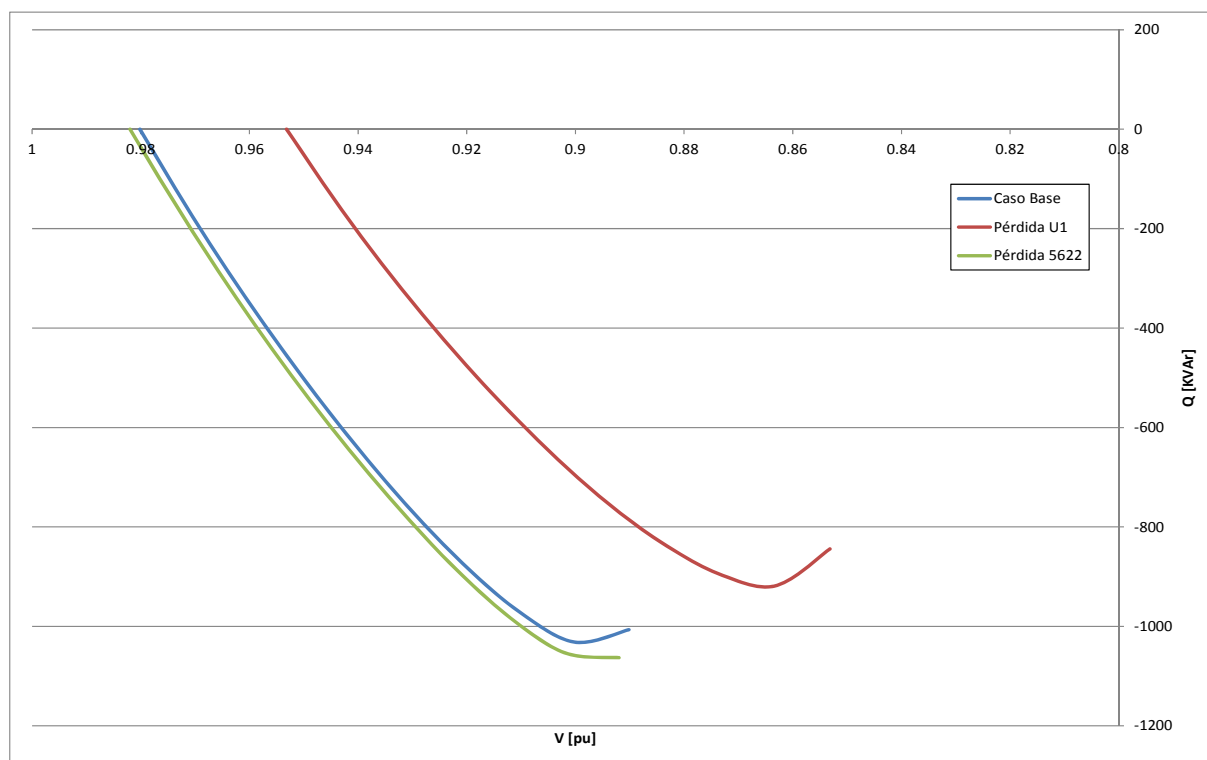


Figura 47. Curva Q-V Arranque El Maitén para contingencias críticas. Max 2015.

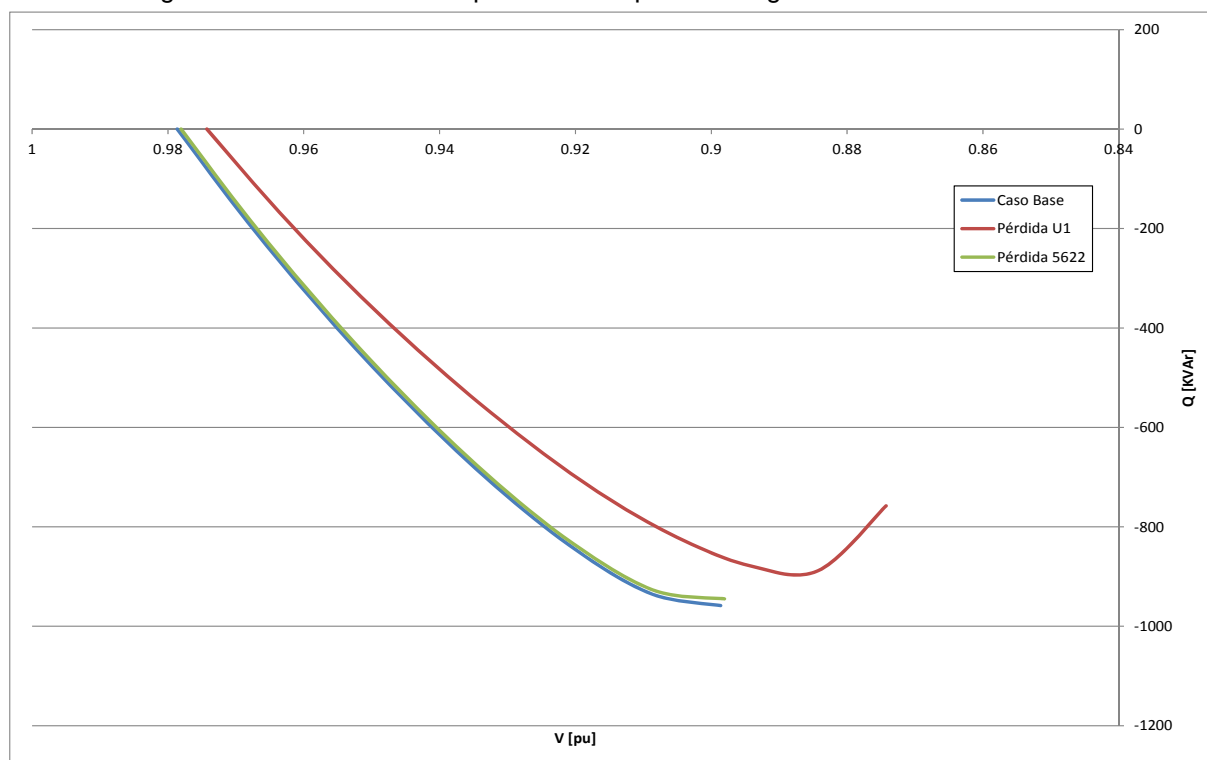


Figura 48. Curva Q-V Arranque El Maitén para contingencias críticas. Max 2016.

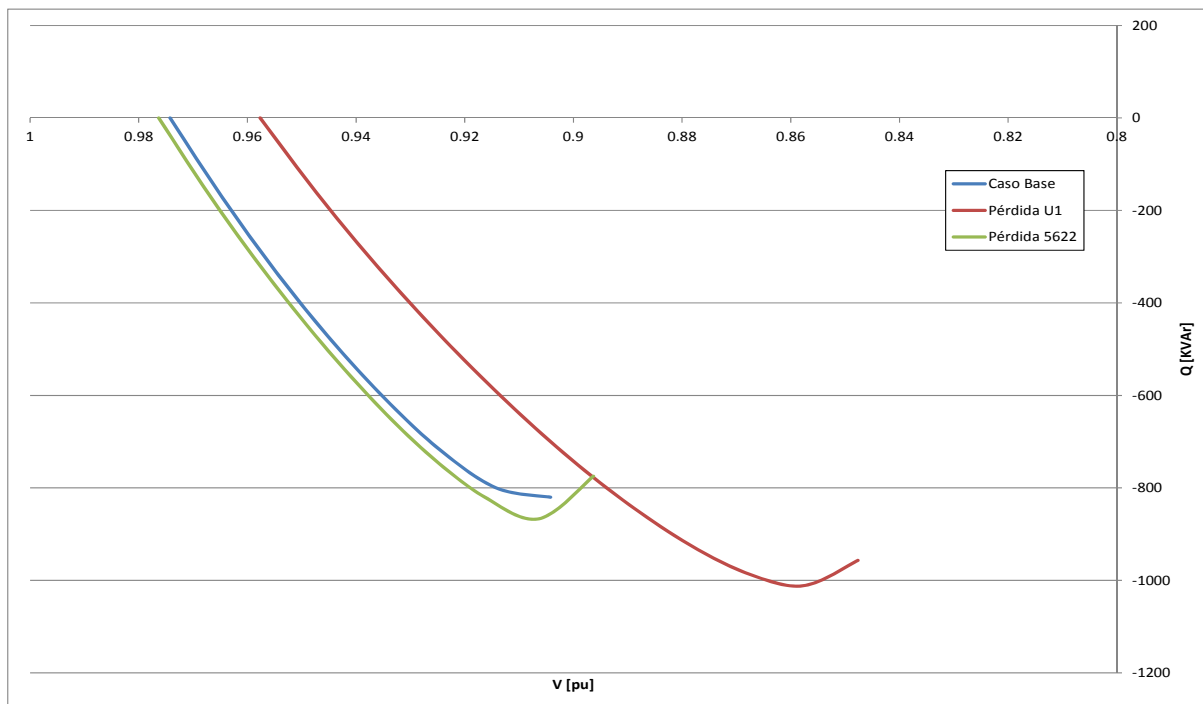


Figura 49. Curva Q-V Arranque El Maitén para contingencias críticas. Max 2017.

9.1.3. REQUERIMIENTO DE POTENCIA REACTIVA PARA CONTINGENCIA MÁS CRÍTICA

Tabla 32. Aporte de reactiva de unidades. Min 2014.

NOMBRE	00 BASE		01 PERDIDA U1		02 PERDIDA 5622	
	Q [kVAr]	COS FI	Q [kVAr]	COS FI	Q [kVAr]	COS FI
Chile Chico U1 5542			-147,83	0,79		
Chile Chico U2 5120						
Chile Chico U3 5121						
Chile Chico U4 5622						
Chile Chico U5 5518	-98,52	0,95	-54,97	0,98	-98,52	0,95
El Traro U1	-166,99	0,76			-166,99	0,76
El Traro U2	-113,08	0,74	-83,64	0,95	-113,08	0,74
El Traro U3 (térmica)	117,73	0,73			117,73	0,73

Tabla 33. Aporte de reactiva de unidades. Max 2014.

NOMBRE	00 BASE		01 PERDIDA U1		02 PERDIDA 5622	
	Q [kVAr]	COS FI	Q [kVAr]	COS FI	Q [kVAr]	COS FI
Chile Chico U1 5542						
Chile Chico U2 5120	28,40	0,99			29,19	0,99
Chile Chico U3 5121			48,10	0,98	50,45	0,89
Chile Chico U4 5622	26,51	1,00	-5,75	1,00		
Chile Chico U5 5518			132,65	0,91	26,42	1,00
El Traro U1	19,09	1,00	-36,42	0,99	2,50	1,00
El Traro U2	19,09	1,00			2,50	1,00
El Traro U3 (térmica)	44,97	0,99	-15,41	1,00	23,72	1,00

Tabla 34. Aporte de reactiva de unidades. Max 2015.

NOMBRE	00 BASE		01 PERDIDA U1		02 PERDIDA 5622	
	Q [kVAr]	COS FI	Q [kVAr]	COS FI	Q [kVAr]	COS FI
Chile Chico U1 5542	39,35	0,98			1,52	1,00
Chile Chico U2 5120	-6,23	1,00	17,92	1,00	-43,89	0,99
Chile Chico U3 5121			21,98	1,00		
Chile Chico U4 5622	-2,70	1,00	42,88	0,71		
Chile Chico U5 5518			8,53	1,00	93,17	0,94
El Traro U1	33,56	0,99			26,27	1,00
El Traro U2	33,56	0,99	28,56	1,00	26,27	1,00
El Traro U3 (térmica)	59,51	0,98	54,34	0,98	52,19	0,98

Tabla 35. Aporte de reactiva de unidades. Max 2016.

NOMBRE	00 BASE		01 PERDIDA U1		02 PERDIDA 5622	
	Q [kVAr]	COS FI	Q [kVAr]	COS FI	Q [kVAr]	COS FI
Chile Chico U1 5542	2,02	1,00			12,93	1,00
Chile Chico U2 5120	0,93	1,00			-27,81	0,99
Chile Chico U3 5121			34,15	0,99	17,57	1,00
Chile Chico U4 5622	5,29	1,00	27,28	1,00		
Chile Chico U5 5518			18,81	1,00		
El Traro U1	50,28	0,99			52,57	0,99
El Traro U2	50,28	0,99	41,08	0,99	52,57	0,99
El Traro U3 (térmica)	76,30	0,97	66,99	0,97	78,60	0,96

Tabla 36. Aporte de reactiva de unidades. Max 2017.

NOMBRE	00 BASE		01 PERDIDA U1		02 PERDIDA 5622	
	Q [kVAr]	COS FI	Q [kVAr]	COS FI	Q [kVAr]	COS FI
Chile Chico U1 5542	14,47	1,00			-23,14	1,00
Chile Chico U2 5120	-26,27	1,00	54,07	0,98	-58,11	0,96
Chile Chico U3 5121			81,81	0,64		
Chile Chico U4 5622	-31,05	1,00	56,39	0,99		
Chile Chico U5 5518			43,56	0,99	63,97	0,99
El Traro U1	79,70	0,97			70,93	0,98
El Traro U2	79,70	0,97	-14,39	1,00	70,93	0,98
El Traro U3 (térmica)	105,86	0,94	11,14	1,00	97,05	0,95

1.2. ANEXO II: RESULTADOS COMPLETOS VERIFICACIÓN DE PROTECCIONES

En este anexo se incluyen inicialmente los resultados de la verificación de la actuación de las protecciones para las distintas fallas detalladas en el cuerpo del informe, utilizando los ajustes modificados. Las tablas incluyen los elementos que actuaron y sus tiempos de disparo, discriminado por tipo de falla (trifásica, monofásica, bifásica y bifásica a tierra). La coordinación se realizó tomando un escenario de máxima demanda y otro de mínima demanda, verificando que se cumpla la coordinación en ambas condiciones. No obstante en las fallas relacionadas con el alimentador Chile Chico y R8, dado que no se tiene un intervalo selectivo suficiente, la coordinación se realiza por número de operaciones según la información entregada por SAESA.

Luego se muestran los resultados de la actuación de las protecciones de red utilizando los ajustes originales solo para una condición de máxima de demanda, donde se observa que en general los pasos de coordinación son reducidos, dado que en varios casos se tienen elementos de tiempo definidos con poco margen de separación de tiempo.

Los interruptores de baja tensión son denominados “5542”, “5120”, “5121”, “5518”, “5622” para las unidades respectivas de la central Chile Chico y “Hidro 1”, “Hidro 2” y “Term 3” para las del Traro y los fusibles de MT fueron designados “5542 MT”, “5120 MT”, “5121 MT”, “5518 MT”, “5622 MT” y “Hidro 1 MT”, “Hidro 2 MT” y “Term 3 MT”.

Tal como se muestra en las tablas se obtuvo una actuación coordinada de las protecciones excepto para el caso de las fallas 9 y 10, las cuales correspondían a las fallas en barra de generación, tal como fue descrito en el cuerpo del informe.

Adicionalmente, se muestran los resultados de actuación de las protecciones para una falla en los bornes del generador 5121. Se observa como rápidamente actúa el fusible de unidad y luego el interruptor de baja tensión.

Tabla 37. Actuación de relés de protección Falla 01 – Demanda máxima. Ajustes modificados

Falla Trifásica		Falla Monofásica		Falla Bifásica		Falla Bifásica a Tierra	
Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]
R5-REV	0.18	R5-REV	0.062	R5-REV	0.18	R5-REV	0.05
52E2 REV	0.278	52E2 REV	0.15	52E2 REV	0.278	52E2 REV	0.15
52E3 REV	0.42	52E3 REV	0.29	52E3 REV	0.42	52E3 REV	0.29
Term 3	0.878	Term 3	1.448	Term 3	0.894	Term 3	0.886
Hidro 1	1.662	Hidro 1	2.71	Hidro 1	1.693	Hidro 1	1.677
Hidro 2	1.662	Hidro 2	2.71	Hidro 2	1.693	Hidro 2	1.677
5119	3.924	5119	4.853	5119	4.082	5119	4.001
5120	4.235	5120	4.976	5120	4.412	5120	4.321
5622	4.687	5622	7.683	5622	4.863	5622	4.77

Tabla 38. Actuación de relés de protección Falla 01 – Demanda mínima. Ajustes modificados

Falla Trifásica		Falla Monofásica		Falla Bifásica		Falla Bifásica a Tierra	
Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]
R5-REV	0.18	R5-REV	0.078	R5-REV	0.182	R5-REV	0.056
52E2 REV	0.278	52E2 REV	0.15	52E2 REV	0.278	52E2 REV	0.15
52E3 REV	0.45	52E3 REV	0.306	52E3 REV	0.45	52E3 REV	0.29
Hidro 1	1.622	Hidro 1	2.692	Hidro 1	1.652	Hidro 1	1.634

Hidro 2	1.622	Hidro 2	2.692	Hidro 2	1.652	Hidro 2	1.634
5120	4.51	5120	4.662	5120	4.339	5120	4.612

Tabla 39. Actuación de relés de protección Falla 02– Demanda máxima. Ajustes modificados

Falla Trifásica		Falla Monofásica		Falla Bifásica		Falla Bifásica a Tierra	
Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]
R3 REV	0.04	R5-REV	0.062	R3 REV	0.04	R3 REV	0.012
R5-REV	0.18	52E2 REV	0.15	R5-REV	0.18	R5-REV	0.05
52E2 REV	0.278	52E3 REV	0.29	52E2 REV	0.278	52E2 REV	0.15
52E3 REV	0.389	Term 3	1.448	52E3 REV	0.4	52E3 REV	0.29
Term 3	1.412	Hidro 1	2.71	Term 3	1.43	Term 3	1.425
Hidro 1	2.705	Hidro 2	2.71	Hidro 1	2.739	Hidro 1	2.73
Hidro 2	2.705	5119	4.853	Hidro 2	2.739	Hidro 2	2.73
5119	3.432	5120	4.976	5119	3.587	5119	3.545
5120	3.691	5622	7.683	5120	3.864	5120	3.817

Tabla 40. Actuación de relés de protección Falla 02– Demanda mínima. Ajustes modificados

Falla Trifásica		Falla Monofásica		Falla Bifásica		Falla Bifásica a Tierra	
Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]
R3 REV	0.04	R3 REV	0.012	R3 REV	0.04	R3 REV	0.012
R5-REV	0.18	R5-REV	0.05	R5-REV	0.18	R5-REV	0.05
52E2 REV	0.278	52E2 REV	0.15	52E2 REV	0.278	52E2 REV	0.15
52E3 REV	0.35	52E3 REV	0.29	52E3 REV	0.35	52E3 REV	0.29
Hidro 1	2.295	Hidro 1	5.468	Hidro 1	2.326	Hidro 1	2.316
Hidro 2	2.295	Hidro 2	5.468	Hidro 2	2.326	Hidro 2	2.316
5120	3.852	5120	6.038	5120	4.08	5120	4.01
5622	4.02	5622	9.237	5622	4.234	5622	4.163

Tabla 41. Actuación de relés de protección Falla 03 – Demanda máxima. Ajustes modificados

Falla Trifásica		Falla Monofásica		Falla Bifásica		Falla Bifásica a Tierra	
Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]
R5-REV	0.18	R5-REV	0.05	R5-REV	0.18	R5-REV	0.05
52E2 REV	0.278	52E2 REV	0.15	52E2 REV	0.278	52E2 REV	0.15
52E3 REV	0.375	52E3 REV	0.29	52E3 REV	0.391	52E3 REV	0.29
Term 3	1.323	Term 3	2.934	Term 3	1.342	Term 3	1.336
Hidro 1	2.53	5119	5.342	Hidro 1	2.567	Hidro 1	2.556
Hidro 2	2.53	5120	5.475	Hidro 2	2.567	Hidro 2	2.556
5119	2.808	Hidro 1	5.552	5119	2.946	5119	2.905
5120	2.998	Hidro 2	5.552	5120	3.151	5120	3.105
5622	3.341	5622	8.653	5622	3.492	5622	3.446

Tabla 42. Actuación de relés de protección Falla 03 – Demanda mínima. Ajustes modificados

Falla Trifásica		Falla Monofásica		Falla Bifásica		Falla Bifásica a Tierra	
Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]
R5-REV	0.18	R5-REV	0.05	R5-REV	0.18	R5-REV	0.05
52E2 REV	0.278	52E2 REV	0.15	52E2 REV	0.278	52E2 REV	0.15
52E3 REV	0.35	52E3 REV	0.29	52E3 REV	0.35	52E3 REV	0.29
Hidro 1	2.168	Hidro 1	4.881	Hidro 1	2.202	Hidro 1	2.19
Hidro 2	2.168	Hidro 2	4.881	Hidro 2	2.202	Hidro 2	2.19
5120	3.176	5120	5.079	5120	3.381	5120	3.308
5622	3.368	5622	7.316	5622	3.558	5622	3.489

Tabla 43. Actuación de relés de protección Falla 04 – Demanda máxima. Ajustes modificados

Falla Trifásica		Falla Monofásica		Falla Bifásica		Falla Bifásica a Tierra	
Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]
R5-REV	0.18	R5-REV	0.18	R5-REV	0.18	R5-REV	0.136
52E2 REV	0.278	52E2 REV	0.278	52E2 REV	0.278	52E2 REV	0.237
52E3 REV	0.344	52E3 REV	0.29	52E3 REV	0.351	52E3 REV	0.29
5119	1.221	5119	1.594	5119	1.318	5119	1.246
5120	1.272	5120	1.634	5120	1.377	5120	1.3
5622	1.504	5622	2.184	5622	1.613	5622	1.532
Term 3	2.237	Term 3	2.761	Term 3	2.26	Term 3	2.243
Hidro 1	4.34	Hidro 1	5.228	Hidro 1	4.386	Hidro 1	4.352
Hidro 2	4.34	Hidro 2	5.228	Hidro 2	4.386	Hidro 2	4.352

Tabla 44. Actuación de relés de protección Falla 04 – Demanda mínima. Ajustes modificados

Falla Trifásica		Falla Monofásica		Falla Bifásica		Falla Bifásica a Tierra	
Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]
R5-REV	0.18	R5-REV	0.05	R5-REV	0.18	R5-REV	0.05
52E2 REV	0.278	52E2 REV	0.15	52E2 REV	0.278	52E2 REV	0.15
52E3 REV	0.35	52E3 REV	0.29	52E3 REV	0.35	52E3 REV	0.29
Hidro 1	2.168	Hidro 1	4.881	Hidro 1	2.202	Hidro 1	2.19
Hidro 2	2.168	Hidro 2	4.881	Hidro 2	2.202	Hidro 2	2.19
5120	3.176	5120	5.079	5120	3.381	5120	3.308
5622	3.368	5622	7.316	5622	3.558	5622	3.489

Tabla 45. Actuación de relés de protección Falla 05 – Demanda máxima. Ajustes modificados

Falla Trifásica		Falla Monofásica		Falla Bifásica		Falla Bifásica a Tierra	
Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]
52E1-REV	0.05	52E1-REV	0.03	52E1-REV	0.05	52E1-REV	0.03
R5-REV	0.18	R5-REV	0.071	R5-REV	0.18	R5-REV	0.056

52E2 REV	0.278	52E2 REV	0.165	52E2 REV	0.278	52E2 REV	0.151
52E3 REV	0.4	52E3 REV	0.298	52E3 REV	0.4	52E3 REV	0.29
Term 3	0.898	Term 3	1.505	Term 3	0.913	Term 3	0.905
Hidro 1	1.699	Hidro 1	2.817	Hidro 1	1.73	Hidro 1	1.714
Hidro 2	1.699	Hidro 2	2.817	Hidro 2	1.73	Hidro 2	1.714
5119	4.114	5119	5.109	5119	4.276	5119	4.195
5120	4.448	5120	5.235	5120	4.629	5120	4.539

Tabla 46. Actuación de relés de protección Falla 05 – Demanda mínima. Ajustes modificados

Falla Trifásica		Falla Monofásica		Falla Bifásica		Falla Bifásica a Tierra	
Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]
52E1-REV	0.05	52E1-REV	0.03	52E1-REV	0.05	52E1-REV	0.03
R5-REV	0.18	R5-REV	0.071	R5-REV	0.18	R5-REV	0.056
52E2 REV	0.278	52E2 REV	0.165	52E2 REV	0.278	52E2 REV	0.151
52E3 REV	0.4	52E3 REV	0.298	52E3 REV	0.4	52E3 REV	0.29
Term 3	0.898	Term 3	1.505	Term 3	0.913	Term 3	0.905

Tabla 47. Actuación de relés de protección Falla 06 – Demanda máxima. Ajustes modificados

Falla Trifásica		Falla Monofásica		Falla Bifásica		Falla Bifásica a Tierra	
Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]
52E4-REV	0.14	52E4-REV	0.05	52E4-REV	0.14	52E4-REV	0.05
R5-REV	0.18	R5-REV	0.18	R5-REV	0.18	R5-REV	0.18
52E2 REV	0.278	R8	0.22	R8	0.25	52E2 REV	0.278
52E3 REV	0.4	52E2 REV	0.278	52E2 REV	0.278	52E3 REV	0.304
5119	1.227	52E3 REV	0.4	52E3 REV	0.4	5119	1.253
5120	1.279	5119	1.604	5119	1.325	5120	1.307
5622	1.511	5120	1.644	5120	1.384	5622	1.54
Term 3	2.277	5622	2.199	5622	1.621	Term 3	2.283
Hidro 1	4.419	Term 3	2.808	Term 3	2.299	Hidro 1	4.431

Tabla 48. Actuación de relés de protección Falla 06 – Demanda mínima. Ajustes modificados

Falla Trifásica		Falla Monofásica		Falla Bifásica		Falla Bifásica a Tierra	
Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]
52E4-REV	0.14	52E4-REV	0.05	52E4-REV	0.14	52E4-REV	0.05
R5-REV	0.18	R5-REV	0.18	R5-REV	0.18	R5-REV	0.18
52E2 REV	0.278	R8	0.22	R8	0.25	52E2 REV	0.278
52E3 REV	0.4	52E2 REV	0.278	52E2 REV	0.278	52E3 REV	0.304
5119	1.227	52E3 REV	0.4	52E3 REV	0.4	5119	1.253
5120	1.279	5119	1.604	5119	1.325	5120	1.307
5622	1.511	5120	1.644	5120	1.384	5622	1.54

Term 3	2.277	5622	2.199	5622	1.621	Term 3	2.283
Hidro 1	4.419	Term 3	2.808	Term 3	2.299	Hidro 1	4.431

Tabla 49. Actuación de relés de protección Falla 07 – Demanda máxima. Ajustes modificados

Falla Trifásica		Falla Monofásica		Falla Bifásica		Falla Bifásica a Tierra	
Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]
52E6 REV	0.12	52E6 REV	0.02	52E6 REV	0.12	52E6 REV	0.02
52E4-REV	0.14	52E4-REV	0.05	52E4-REV	0.14	52E4-REV	0.05
R5-REV	0.18	R5-REV	0.18	R5-REV	0.18	52E5 REV	0.169
52E5 REV	0.237	52E5 REV	0.192	52E5 REV	0.253	R5-REV	0.18
52E2 REV	0.278	52E2 REV	0.278	52E2 REV	0.278	52E2 REV	0.278
52E3 REV	0.4	52E3 REV	0.4	52E3 REV	0.4	52E3 REV	0.31
5119	1.248	5119	1.668	5119	1.347	5119	1.278
5120	1.302	5120	1.711	5120	1.408	5120	1.333
5622	1.536	5622	2.289	5622	1.646	5622	1.568

Actuación de relés de protección Falla 07 – Demanda mínima. Ajustes modificados

Falla Trifásica		Falla Monofásica		Falla Bifásica		Falla Bifásica a Tierra	
Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]
52E6 REV	0.12	52E6 REV	0.02	52E6 REV	0.12	52E6 REV	0.02
52E4-REV	0.14	52E4-REV	0.05	52E4-REV	0.14	52E4-REV	0.05
R5-REV	0.18	R5-REV	0.18	R5-REV	0.18	52E5 REV	0.169
52E5 REV	0.237	52E5 REV	0.192	52E5 REV	0.253	R5-REV	0.18
52E2 REV	0.278	52E2 REV	0.278	52E2 REV	0.278	52E2 REV	0.278
52E3 REV	0.4	52E3 REV	0.4	52E3 REV	0.4	52E3 REV	0.31
5119	1.248	5119	1.668	5119	1.347	5119	1.278
5120	1.302	5120	1.711	5120	1.408	5120	1.333
5622	1.536	5622	2.289	5622	1.646	5622	1.568

Tabla 50. Actuación de relés de protección Falla 08 – Demanda máxima. Ajustes modificados

Falla Trifásica		Falla Monofásica		Falla Bifásica		Falla Bifásica a Tierra	
Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]
52E7 REV	0.12	52E7 REV	0.02	52E7 REV	0.12	52E7 REV	0.02
52E4-REV	0.14	52E4-REV	0.05	52E4-REV	0.14	52E4-REV	0.05
R5-REV	0.18	R5-REV	0.18	R5-REV	0.18	52E5 REV	0.169
52E5 REV	0.237	52E5 REV	0.192	52E5 REV	0.253	R5-REV	0.18
52E2 REV	0.278	52E2 REV	0.278	52E2 REV	0.278	52E2 REV	0.278
52E3 REV	0.4	52E3 REV	0.4	52E3 REV	0.4	52E3 REV	0.31
5119	1.247	5119	1.665	5119	1.346	5119	1.277
5120	1.301	5120	1.708	5120	1.407	5120	1.332

Tabla 51. Actuación de relés de protección Falla 08 – Demanda mínima. Ajustes modificados

Falla Trifásica		Falla Monofásica		Falla Bifásica		Falla Bifásica a Tierra	
Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]
52E7 REV	0.12	52E7 REV	0.02	52E7 REV	0.12	52E7 REV	0.02
52E4-REV	0.14	52E4-REV	0.05	52E4-REV	0.14	52E4-REV	0.05
R5-REV	0.18	R5-REV	0.18	R5-REV	0.18	52E5 REV	0.169
52E5 REV	0.237	52E5 REV	0.192	52E5 REV	0.253	R5-REV	0.18
52E2 REV	0.278	52E2 REV	0.278	52E2 REV	0.278	52E2 REV	0.278
52E3 REV	0.4	52E3 REV	0.4	52E3 REV	0.4	52E3 REV	0.31
5119	1.247	5119	1.665	5119	1.346	5119	1.277
5120	1.301	5120	1.708	5120	1.407	5120	1.332
5622	1.535	5622	2.286	5622	1.645	5622	1.567

Tabla 52. Actuación de relés de protección Falla 11 – Demanda máxima. Ajustes modificados

Falla Trifásica		Falla Monofásica		Falla Bifásica		Falla Bifásica a Tierra	
Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]
R8	0.02	R8	0.01	R8	0.02	R8	0.01
52E7 REV	0.12	52E7 REV	0.02	52E7 REV	0.12	52E7 REV	0.02
52E4-REV	0.14	52E4-REV	0.05	52E4-REV	0.14	52E4-REV	0.05
R5-REV	0.18	R5-REV	0.18	R5-REV	0.18	52E5 REV	0.169
52E5 REV	0.238	52E5 REV	0.192	52E5 REV	0.254	R5-REV	0.18
52E2 REV	0.278	52E2 REV	0.278	52E2 REV	0.278	52E2 REV	0.278
52E3 REV	0.4	52E3 REV	0.4	52E3 REV	0.4	52E3 REV	0.312
5119	1.255	5119	1.688	5119	1.354	5119	1.285
5120	1.309	5120	1.732	5120	1.415	5120	1.342

Tabla 53. Actuación de relés de protección Falla 11 – Demanda mínima. Ajustes modificados

Falla Trifásica		Falla Monofásica		Falla Bifásica		Falla Bifásica a Tierra	
Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]
R8	0.02	R8	0.01	R8	0.02	R8	0.01
52E7 REV	0.12	52E7 REV	0.02	52E7 REV	0.12	52E7 REV	0.02
52E4-REV	0.14	52E4-REV	0.05	52E4-REV	0.14	52E4-REV	0.05
R5-REV	0.18	R5-REV	0.18	R5-REV	0.18	52E5 REV	0.169
52E5 REV	0.238	52E5 REV	0.192	52E5 REV	0.254	R5-REV	0.18
52E2 REV	0.278	52E2 REV	0.278	52E2 REV	0.278	52E2 REV	0.278
52E3 REV	0.4	52E3 REV	0.4	52E3 REV	0.4	52E3 REV	0.312
5119	1.255	5119	1.688	5119	1.354	5119	1.285
5120	1.309	5120	1.732	5120	1.415	5120	1.342

Adicionalmente, en las siguientes tablas se muestra una falla en los bornes de BT de uno de los generadores de Central Chile Chico (G 5120 - tabla 58) y Central El traro (Hidro 1- tabla 59). Se aprecia que el primer elemento en despejar la falla es el fusible respectivo de MT, excepto en el caso de la falla monofásica, dada la conexión triangulo en el lado de BT del transformador de unidad.

Tabla 54. Actuación de relés de protección Falla en U 5120 – Demanda máxima.

Falla Trifásica		Falla Monofásica		Falla Bifásica		Falla Bifásica a Tierra	
Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]
5120 MV	0.065	5120	0.4	5120 MV	0.068	5120 MV	0.067
R5-REV	0.191	R5-REV	0.223	R5-REV	0.191	R5-REV	0.191
52E2 REV	0.278	52E2 REV	0.292	52E2 REV	0.278	52E2 REV	0.278
52E3 REV	0.35	52E3 REV	0.375	52E3 REV	0.35	52E3 REV	0.35
5120	0.946	5120	0.428	5120	1.11	5120	0.505
5119	3.743	5119	7.734	5119	3.515	5119	3.828
5622	4.505	Term 3	8.991	5622	5.249	5622	5.453
Term 3	5.372	Hidro 1	17.774	Term 3	5.378	Term 3	5.56
Hidro 1	10.579	Hidro 2	17.774	Hidro 1	10.229	Hidro 1	10.683

Tabla 55. Actuación de relés de protección Falla en U Hidro 1 – Demanda máxima.

Falla Trifásica		Falla Monofásica		Falla Bifásica		Falla Bifásica a Tierra	
Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]
Hidro 1 MT	0.042	R5-REV	0.3	Hidro 1 MT	0.043	Hidro 1 MT	0.042
R5-REV	0.235	52E3 REV	0.4	R5-REV	0.238	R5-REV	0.237
52E2 REV	0.312	Hidro 1	0.631	52E2 REV	0.317	52E2 REV	0.315
52E3 REV	0.4	Term 3	5.023	52E3 REV	0.4	52E3 REV	0.4
Hidro 1	1.015	Hidro 2	9.698	Hidro 1	1.223	Hidro 1	0.773
Term 3	2.396	-	-	Term 3	2.824	Term 3	2.892

A partir de las siguientes tablas se muestra la actuación de las protecciones para los ajustes originales de los relés de red (tabla 25), para un escenario de máxima demanda y solo considerando las fallas en la red. Las siglas “REV” obedecen a revisión.

Tabla 56. Actuación de relés de protección Falla 01 – Demanda máxima. Ajustes originales

Falla Trifásica		Falla Monofásica		Falla Bifásica		Falla Bifásica a Tierra	
Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]
R5-REV	0.18	R5-REV	0.062	R5-REV	0.18	R5-REV	0.05
52E2 REV	0.21	52E2 REV	0.2	52E2 REV	0.21	52E2 REV	0.2
52E3 REV	0.404	52E3 REV	0.27	52E3 REV	0.429	52E3 REV	0.27
Term 3	0.878	Term 3	1.448	Term 3	0.894	Term 3	0.886
Hidro 1	1.662	Hidro 1	2.71	Hidro 1	1.693	Hidro 1	1.677
Hidro 2	1.662	Hidro 2	2.71	Hidro 2	1.693	Hidro 2	1.677

5119	3.924	5119	4.853	5119	4.082	5119	4.001
5120	4.235	5120	4.976	5120	4.412	5120	4.321
5622	4.687	5622	7.683	5622	4.863	5622	4.77

Tabla 57. Actuación de relés de protección Falla 02– Demanda máxima. Ajustes originales

Falla Trifásica		Falla Monofásica		Falla Bifásica		Falla Bifásica a Tierra	
Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]
R3 REV	0.13	R3 REV	0.012	R3 REV	0.13	R3 REV	0.012
R5-REV	0.18	R5-REV	0.05	R5-REV	0.18	R5-REV	0.05
52E2 REV	0.21	52E2 REV	0.2	52E2 REV	0.21	52E2 REV	0.2
52E3 REV	0.389	52E3 REV	0.27	52E3 REV	0.41	52E3 REV	0.27
Term 3	1.412	Term 3	3.284	Term 3	1.43	Term 3	1.425
Hidro 1	2.705	Hidro 1	6.222	Hidro 1	2.739	Hidro 1	2.73
Hidro 2	2.705	Hidro 2	6.222	Hidro 2	2.739	Hidro 2	2.73
5119	3.432	5119	6.506	5119	3.587	5119	3.545
5120	3.691	5120	6.626	5120	3.864	5120	3.817

Tabla 58. Actuación de relés de protección Falla 03 – Demanda máxima. Ajustes originales

Falla Trifásica		Falla Monofásica		Falla Bifásica		Falla Bifásica a Tierra	
Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]
R5-REV	0.18	R5-REV	0.05	R5-REV	0.18	R5-REV	0.05
52E2 REV	0.21	52E2 REV	0.2	52E2 REV	0.21	52E2 REV	0.2
52E3 REV	0.375	52E3 REV	0.27	52E3 REV	0.391	52E3 REV	0.27
Term 3	1.323	Term 3	2.934	Term 3	1.342	Term 3	1.336
Hidro 1	2.53	5119	5.342	Hidro 1	2.567	Hidro 1	2.556
Hidro 2	2.53	5120	5.475	Hidro 2	2.567	Hidro 2	2.556
5119	2.808	Hidro 1	5.552	5119	2.946	5119	2.905
5120	2.998	Hidro 2	5.552	5120	3.151	5120	3.105
5622	3.341	5622	8.653	5622	3.492	5622	3.446

Tabla 59. Actuación de relés de protección Falla 04 – Demanda máxima. Ajustes originales

Falla Trifásica		Falla Monofásica		Falla Bifásica		Falla Bifásica a Tierra	
Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]
R5-REV	0.18	R5-REV	0.18	R5-REV	0.18	R5-REV	0.136
52E2 REV	0.21	52E2 REV	0.21	52E2 REV	0.212	52E2 REV	0.21
52E3 REV	0.344	52E3 REV	0.27	52E3 REV	0.351	52E3 REV	0.27
5119	1.221	5119	1.594	5119	1.318	5119	1.246
5120	1.272	5120	1.634	5120	1.377	5120	1.3
5622	1.504	5622	2.184	5622	1.613	5622	1.532
Term 3	2.237	Term 3	2.761	Term 3	2.26	Term 3	2.243
Hidro 1	4.34	Hidro 1	5.228	Hidro 1	4.386	Hidro 1	4.352
Hidro 2	4.34	Hidro 2	5.228	Hidro 2	4.386	Hidro 2	4.352

Tabla 60. Actuación de relés de protección Falla 05 – Demanda máxima. Ajustes originales

Falla Trifásica		Falla Monofásica		Falla Bifásica		Falla Bifásica a Tierra	
Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]
52E1-REV	0.11	52E1-REV	0.03	52E1-REV	0.11	52E1-REV	0.03
R5-REV	0.18	R5-REV	0.071	R5-REV	0.18	R5-REV	0.056
52E2 REV	0.21	52E2 REV	0.215	52E2 REV	0.213	52E2 REV	0.201
52E3 REV	0.41	52E3 REV	0.278	52E3 REV	0.436	52E3 REV	0.27
Term 3	0.898	Term 3	1.505	Term 3	0.913	Term 3	0.905
Hidro 1	1.699	Hidro 1	2.817	Hidro 1	1.73	Hidro 1	1.714
Hidro 2	1.699	Hidro 2	2.817	Hidro 2	1.73	Hidro 2	1.714
5119	4.114	5119	5.109	5119	4.276	5119	4.195
5120	4.448	5120	5.235	5120	4.629	5120	4.539

Tabla 61. Actuación de relés de protección Falla 06 – Demanda máxima. Ajustes originales

Falla Trifásica		Falla Monofásica		Falla Bifásica		Falla Bifásica a Tierra	
Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]
52E4-REV	0.14	52E4-REV	0.07	52E4-REV	0.14	52E4-REV	0.07
R5-REV	0.18	R5-REV	0.18	R5-REV	0.18	R5-REV	0.18
52E2 REV	0.21	52E2 REV	0.211	52E2 REV	0.213	52E2 REV	0.21
52E3 REV	0.401	52E3 REV	0.405	52E3 REV	0.427	52E3 REV	0.284
5119	1.227	5119	1.604	5119	1.325	5119	1.253
5120	1.279	5120	1.644	5120	1.384	5120	1.307
5622	1.511	5622	2.199	5622	1.621	5622	1.54
Term 3	2.277	Term 3	2.808	Term 3	2.299	Term 3	2.283
Hidro 1	4.419	Hidro 1	5.317	Hidro 1	4.463	Hidro 1	4.431

Tabla 62. Actuación de relés de protección Falla 07 – Demanda máxima. Ajustes originales

Falla Trifásica		Falla Monofásica		Falla Bifásica		Falla Bifásica a Tierra	
Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]
52E6 REV	0.12	52E6 REV	0.05	52E6 REV	0.12	52E6 REV	0.05
52E4-REV	0.14	52E4-REV	0.07	52E4-REV	0.14	52E4-REV	0.07
R5-REV	0.18	R5-REV	0.18	R5-REV	0.18	52E5 REV	0.169
52E2 REV	0.21	52E5 REV	0.192	52E2 REV	0.213	R5-REV	0.18
52E5 REV	0.237	52E2 REV	0.212	52E5 REV	0.253	52E2 REV	0.211
52E3 REV	0.403	52E3 REV	0.408	52E3 REV	0.428	52E3 REV	0.29
5119	1.248	5119	1.668	5119	1.347	5119	1.278
5120	1.302	5120	1.711	5120	1.408	5120	1.333
5622	1.536	5622	2.289	5622	1.646	5622	1.568

Tabla 63. Actuación de relés de protección Falla 08 – Demanda máxima. Ajustes originales

Falla Trifásica		Falla Monofásica		Falla Bifásica		Falla Bifásica a Tierra	
Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]	Elemento actuante	Tiempo de disparo [s]
52E7 REV	0.12	52E7 REV	0.02	52E7 REV	0.12	52E7 REV	0.02
52E4-REV	0.14	52E4-REV	0.07	52E4-REV	0.14	52E4-REV	0.07
R5-REV	0.18	R5-REV	0.18	R5-REV	0.18	52E5 REV	0.169
52E2 REV	0.21	52E5 REV	0.192	52E2 REV	0.213	R5-REV	0.18
52E5 REV	0.237	52E2 REV	0.212	52E5 REV	0.253	52E2 REV	0.211
52E3 REV	0.403	52E3 REV	0.408	52E3 REV	0.428	52E3 REV	0.29
5119	1.247	5119	1.665	5119	1.346	5119	1.277
5120	1.301	5120	1.708	5120	1.407	5120	1.332
5622	1.535	5622	2.286	5622	1.645	5622	1.567