

MERCADOS ENERGÉTICOS CONSULTORES

ESTUDIOS SISTEMAS MEDIANOS –
SISTEMA COCHAMÓ

INFORME TÉCNICO

Preparada para:



Marzo, 2014

M 1432



ESTUDIOS SISTEMAS MEDIANOS – SISTEMA COCHAMÓ

INFORME TÉCNICO

HISTÓRICO DE REVISIONES

VERSIÓN	PREPARÓ	REVISÓ	APROBÓ	FECHA	OBSERVACIONES
0	NP/FM/LP	FM	AC	20/03/2014	

CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN.....	6
1.1. Objetivos Generales	6
1.2. Alcance y metodología general	6
1.3. Descripción del sistema.....	7
2. CONTROL DE FRECUENCIA Y DETERMINACIÓN DE RESERVAS	8
2.1. Objetivo.....	8
2.2. Metodología	8
2.3. Determinación del margen de reserva óptimo	9
2.3.1. Costo de operación del sistema	9
2.3.2. Fallas consideradas.....	10
2.3.3. Costo de la Energía No Suministrada	10
2.3.4. Cálculo del costo total de operación	11
2.4. Control de frecuencia	11
2.5. Conclusiones	15
3. RESTRICCIONES DE TRANSMISIÓN.....	16
3.1. Objetivo.....	16
3.2. Metodología	16
3.3. Restricciones de transmisión por capacidad térmica.....	16
3.4. Restricciones de transmisión por Caída de tensión	17
3.5. Restricciones de transmisión por Estabilidad Transitoria	18
3.6. Resultados finales, resumen valores máximos de transmisión	18
4. ESQUEMA DE DESCONEXIÓN DE CARGA	20
4.1. Objetivo.....	20
4.2. Metodología	20
4.3. Fallas consideradas.....	20
4.4. Escenarios considerados	20
4.5. Ajustes de EDAC Y EDAG modeladas	21
4.6. Verificación del EDAC	21
4.6.1. Caso edac en puero.....	21
4.6.2. Caso edac en Cochamó.....	21
4.7. Conclusiones	21

5. ESTUDIO DE CONTINUIDAD	22
5.1. Objetivo.....	22
5.2. Metodología	22
5.3. Fallas consideradas.....	24
5.4. Tasas de falla y tiempos de reparación.....	24
5.5. Desarrollo y resultados del estudio de continuidad.....	25
5.6. Conclusiones	27
6. VERIFICACIÓN DE LA COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES	28
6.1. Objetivo.....	28
6.2. Metodología	29
6.3. Condiciones de operación	30
6.4. Verificación de la selectividad de las protecciones	30
6.3.1. ajustes de los relés.....	32
7. CONTROL DE TENSIÓN Y REQUERIMIENTOS DE POTENCIA REACTIVA	37
7.1. Objetivo.....	37
7.2. Metodología	37
7.3. Escenarios de estudio	37
7.4. Fallas consideradas.....	38
7.5. Resultados del control de tensión y requerimiento de potencia reactiva	38
7.5.1. Identificación barra más débil.....	38
7.5.2. Determinación margen de tensión para barra más débil	40
7.5.3. Requerimiento de potencia reactiva.....	41
7.6. Conclusiones	42
8. PLAN DE RECUPERACIÓN DEL SERVICIO	43
8.1. Descripción del sistema.....	43
8.2. Plan de recuperación de servicio (PRS)	43
8.2.1. Definiciones	43
8.2.2. Delegación de funciones durante PRS	43
8.2.3. consideraciones iniciales del PRS	44
8.2.4. consideraciones de partida del PRS	44
8.2.5. conceptos	44
8.3. Condiciones para aplicación de plan de recuperación de servicio (PRS)	44
9. ANEXOS.....	46
9.1. ANEXO I: RESULTADOS COMPLETOS VERIFICACIÓN DE PROTECCIONES	46
9.1.1. desconectador abierto	46
9.1.2. Desconectador cerrado	51
9.1.3. Conclusiones	56

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Estructura de los estudios realizados.	7
Figura 2. Diagrama unilíneal simplificado del sistema Cochamó.....	7
Figura 3. Salida Unidad Cochamó. Frecuencia y tensión. EDAC en Puelo.....	12
Figura 4. Salida Unidad Cochamó. Potencia. EDAC en Puelo	12
Figura 5. Salida Unidad Cochamó. Frecuencia y tensión. EDAC en Cochamó	13
Figura 6. Salida Unidad Cochamó. Frecuencia y tensión. EDAC en Cochamó	13
Figura 7. Salida mayor demanda, alim. Cochamó. Frecuencia y tensión.....	14
Figura 8. Salida mayor demanda, alim. Cochamó. Potencia.	14
Figura 9. Sistema Cochamó para análisis por inspección de curvas.	30

Figura 10. Curvas de ajuste de protecciones 52C1/C2. Comparación original/propuesto	31
Figura 10. Curvas de ajuste de protecciones para dos máquinas en servicio. Propuesto	31
Figura 11. Curvas de ajuste de protecciones para una máquina en servicio. Propuesto.....	32
Figura 12. Curvas de ajuste de relés BT Cochamó. Propuesto y originales	35
Figura 13. Respuesta angular de la central Cochamó. Falla larga duración	36
Figura 14. Sensibilidad de la tensión a variaciones de potencia reactiva. Min 2014.....	39
Figura 15. Sensibilidad de la tensión a variaciones de potencia reactiva. Max 2014.....	39
Figura 16. Sensibilidad de la tensión a variaciones de potencia reactiva. Max 2015.....	39
Figura 17. Sensibilidad de la tensión a variaciones de potencia reactiva. Max 2016.....	40
Figura 18. Sensibilidad de la tensión a variaciones de potencia reactiva. Max 2017.....	40

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Costo variable de operación considerado para los generadores.....	9
Tabla 2. Despachos de unidades generadoras para los casos analizados.....	9
Tabla 3. Fallas consideradas para la determinación de la ENS.	10
Tabla 4. Tasa de falla anual por tipo de elemento.	11
Tabla 5. Costos de operación y ENS en función de la reserva.....	11
Tabla 6. Características de conductores del sistema de transmisión.....	17
Tabla 7. Restricciones por Caída de Tensión en el sistema sin transformador regulador.	18
Tabla 8. Restricciones por Caída de Tensión en el sistema con transformador regulador.	18
Tabla 9. Resumen de límites máximos para líneas del sistema de transmisión	19
Tabla 10. Fallas consideradas para análisis de EDAC.	20
Tabla 11. Despachos para escenarios de EDAC.....	20
Tabla 12. Ajustes actuales de EDAC.	21
Tabla 13. Estados post-contingencia. Caso Máximo.	21
Tabla 14. Estados post-contingencia. Caso Máximo.	21
Tabla 15. Demanda por alimentador Bloques.....	23
Tabla 16. Fallas consideradas para Estudio de Continuidad.....	24
Tabla 17. Tasas de falla y tiempos de reparación	24
Tabla 18. Índices FMIK y TTIK sistémicos anuales	26
Tabla 19. FMIK Sistema Cochamó distribución	27
Tabla 20. FMIK Sistema Cochamó generación.....	27
Tabla 21. TTIK Sistema Cochamó distribución	27
Tabla 22. TTIK Sistema Cochamó generación	27
Tabla 23. Ajustes Relés Sistema Cochamó Originales. Dos máquinas en servicio.	33
Tabla 24. Ajustes Relés Sistema Cochamó Originales. Una máquina en servicio.....	33
Tabla 25. Ajustes Relés Sistema Cochamó propuestos. Dos máquinas en servicio.	33
Tabla 26. Ajustes Relés Sistema Cochamó propuestos. Una máquina en servicio.	33
Tabla 27. Ajustes originales protecciones BT unidades Cochamó.....	34
Tabla 28. Ajustes propuestos protecciones BT unidades Cochamó.	34
Tabla 29. Flujos de potencia. Escenarios analizados	38
Tabla 30. Margen de estabilidad de tensión.	41
Tabla 31. Requerimiento de reactiva. Min 2014.	41
Tabla 32. Requerimiento de reactiva. Max 2014.	41
Tabla 33. Requerimiento de reactiva. Max 2015.	41
Tabla 34. Requerimiento de reactiva. Max 2016.	41
Tabla 35. Requerimiento de reactiva. Max 2017.	42
Tabla 36. Procedimiento.....	45
Tabla 37. Actuación de relés de protección Falla 01 – Demanda máxima. Desconectador abierto	46
Tabla 38. Actuación de relés de protección Falla 01 – Demanda mínima. Desconectador abierto	46
Tabla 39. Actuación de relés de protección Falla 02 – Demanda máxima. Desconectador abierto	47
Tabla 40. Actuación de relés de protección Falla 02 – Demanda mínima. Desconectador abierto	47
Tabla 41. Actuación de relés de protección Falla 03 – Demanda máxima. Desconectador abierto	47
Tabla 42. Actuación de relés de protección Falla 03 – Demanda mínima. Desconectador abierto	48
Tabla 43. Actuación de relés de protección Falla 04 – Demanda máxima. Desconectador abierto	48
Tabla 44. Actuación de relés de protección Falla 04 – Demanda mínima. Desconectador abierto	49
Tabla 45. Actuación de relés de protección Falla 05 – Demanda máxima. Desconectador abierto	49
Tabla 46. Actuación de relés de protección Falla 05 – Demanda mínima. Desconectador abierto	49

Tabla 47. Actuación de relés de protección Falla 06 – Demanda máxima. Desconectador abierto	50
Tabla 48. Actuación de relés de protección Falla 06 – Demanda mínima. Desconectador abierto	50
Tabla 49. Actuación de relés de protección Falla 07 – Demanda máxima. Desconectador abierto	51
Tabla 50. Actuación de relés de protección Falla 07 – Demanda mínima. Desconectador abierto	51
Tabla 51. Actuación de relés de protección Falla 02– Demanda máxima. Desconectador cerrado	51
Tabla 52. Actuación de relés de protección Falla 02– Demanda mínima. Desconectador cerrado	52
Tabla 53. Actuación de relés de protección Falla 03– Demanda máxima. Desconectador cerrado	52
Tabla 54. Actuación de relés de protección Falla 03– Demanda mínima. Desconectador cerrado	52
Tabla 55. Actuación de relés de protección Falla 04– Demanda máxima. Desconectador cerrado	53
Tabla 56. Actuación de relés de protección Falla 04– Demanda mínima. Desconectador cerrado	53
Tabla 57. Actuación de relés de protección Falla 05– Demanda máxima. Desconectador cerrado	54
Tabla 58. Actuación de relés de protección Falla 05– Demanda mínima. Desconectador cerrado	54
Tabla 59. Actuación de relés de protección Falla 06 – Demanda máxima Desconectador cerrado	54
Tabla 60. Actuación de relés de protección Falla 06 – Demanda mínima. Desconectador cerrado	55
Tabla 61. Actuación de relés de protección Falla 07 – Demanda máxima Desconectador cerrado	55
Tabla 62. Actuación de relés de protección Falla 07 – Demanda mínima. Desconectador cerrado	56

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 mediano Cochamó consta de una central térmica compuesta por tres unidades diesel, las cuales abastecen la demanda de la zona en su totalidad. Para realizar el reparto de suministro e interconectar el sistema existe una red de distribución compuesta por dos alimentadores principales en 13,2kV: Alimentadores Cochamó y Puelo.

La única central del sistema es la Central Cochamó, ubicada en el sector de Pucheguin de la comuna de Cochamó. Está compuesta por dos unidades térmicas (motores diesel) de 800 kW y una de 825 kW, totalizando una capacidad de 2.425 kW. La generación de esta central es evacuada al sistema de distribución a través de la barra Cochamó 13,2kV.

El sistema Cochamó consta de una red de distribución compuesta por dos alimentadores principales: alimentadores Cochamó y Puelo. La tensión de operación de dichos alimentadores es de 13,2kV y su topología es radial, permitiendo de esta forma el reparto de la generación de la central térmica Cochamó entre los clientes del SM Cochamó.

En forma particular, el alimentador Cochamó, con una longitud aproximada de 48 km, está destinado a distribuir suministro a los clientes del sector Cochamó y alrededores. En forma análoga, el alimentador Puelo, con una longitud aproximada de 35 km, está destinado a distribuir suministro a los clientes ubicados en el sector Puelo y alrededores.

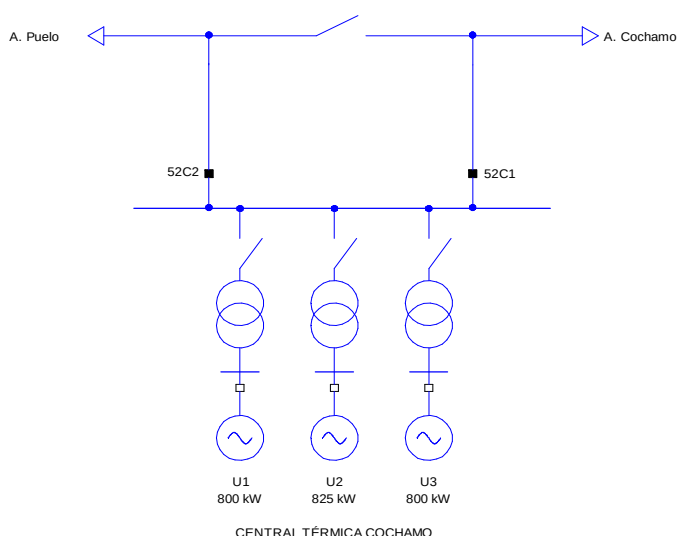


Figura 2. Diagrama unilineal simplificado del sistema Cochamó.

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 sobrecosto 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 sobrecosto 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 Cochamó.

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]
Cochamó	U1	Diesel	800	4.9	148.8
	U2	Diesel	825	4.9	148.8
	U3	Diesel	800	4.9	148.8

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
Cochamó	U1	564	376
	U2	564	376
	U3	-	376
Regulación disponible R_i [kW]		497	1272
Margen de Reserva R_i (%)		30.58	53

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. 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 CT Cochamó	Pérdida de la unidad con mayor despacho de la central, o su transformador asociado.

Tal como se aprecia en la tabla 3, dada la topología del SM Cochamó, solo se considera la pérdida de una unidad de generación, y no la salida de servicio de alimentadores, pues la pérdida de suministro debido a esto último no es dependiente del nivel de reserva

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:

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

Dónde:

$CENS_i$: 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 (Tabla 4) 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
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

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 sobre costo 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]	Sobre costo por reserva $C_i - C_1$ [USD]	$CENS_i$ [USD]	Costo Total COT_i [USD]
1	30	1.556.083,55	0,00	4.978,28	4.978,28
2	53	1.599.007,65	42.924	0,00	42.924

El estudio de margen de reserva para este sistema supone un análisis particular, dada la topología del mismo. A partir del análisis de proyección de demanda, se estableció que, para abastecer a la misma para el año base, es necesario despachar dos unidades como mínimo. Sin embargo, dada la relación entre la potencia máxima de las máquinas y el despacho de estas, la reserva es de un 30% como mínimo, con lo que se muestra que despachar una tercer maquina no conduce a una situación económica más efectiva, pues la reserva aumenta a un valor innecesariamente alto de 53%, para solo evitar el costo de ENS, el cual es muy reducido con respecto al sobre costo por reserva. Por lo tanto se concluye que el punto óptimo de operación para el año base, considerando demanda máxima, corresponde con el de dos máquinas despachadas.

2.4. Control de frecuencia

Partiendo del despacho de dos unidades, se simulo la salida de servicio de una de las máquinas de Cochamó y la salida del alimentador Cochamó, siendo que este constituye la perdida de mayor demanda. En relación a la pérdida de uno de los generadores, se analizó la posibilidad de efectuar EDAC en el alimentador Puelo o Cochamó, dado que los reconectores instalados en ambas salidas cuentan con la posibilidad de implementar esta protección.

En la figura 3 y 4 se muestra la perdida de una de las unidades de Cochamó, implementando EDAC en el alimentador Puelo. Tal como se observa, pese a que el regulador de la maquina en servicio incrementa la potencia de la misma hasta el límite máximo y se produce el desprendimiento de la carga de Puelo, la frecuencia cae inestablemente pues no se alcanza el equilibrio de generación y demanda.

En la figura 5 y 6 se muestra el caso en donde la EDAC es implementada en el alimentador Cochamó. Dado que este transporta la mayor carga del sistema, 900 kW de los 1023 kW proyectados para el año base, el sistema encuentra un punto de equilibrio estable a una

frecuencia de 50, 99 Hz (valor admitido por la NT), luego de la pérdida de esta demanda, pero también gracias a la reducción de potencia de la unidad en servicio.

En este caso, debe evaluarse cuidadosamente la utilidad de implementar la EDAC en Cochamó, pues pese a que el sistema se establece en un punto de equilibrio, se está dejando fuera de servicio casi la totalidad de la demanda del sistema.

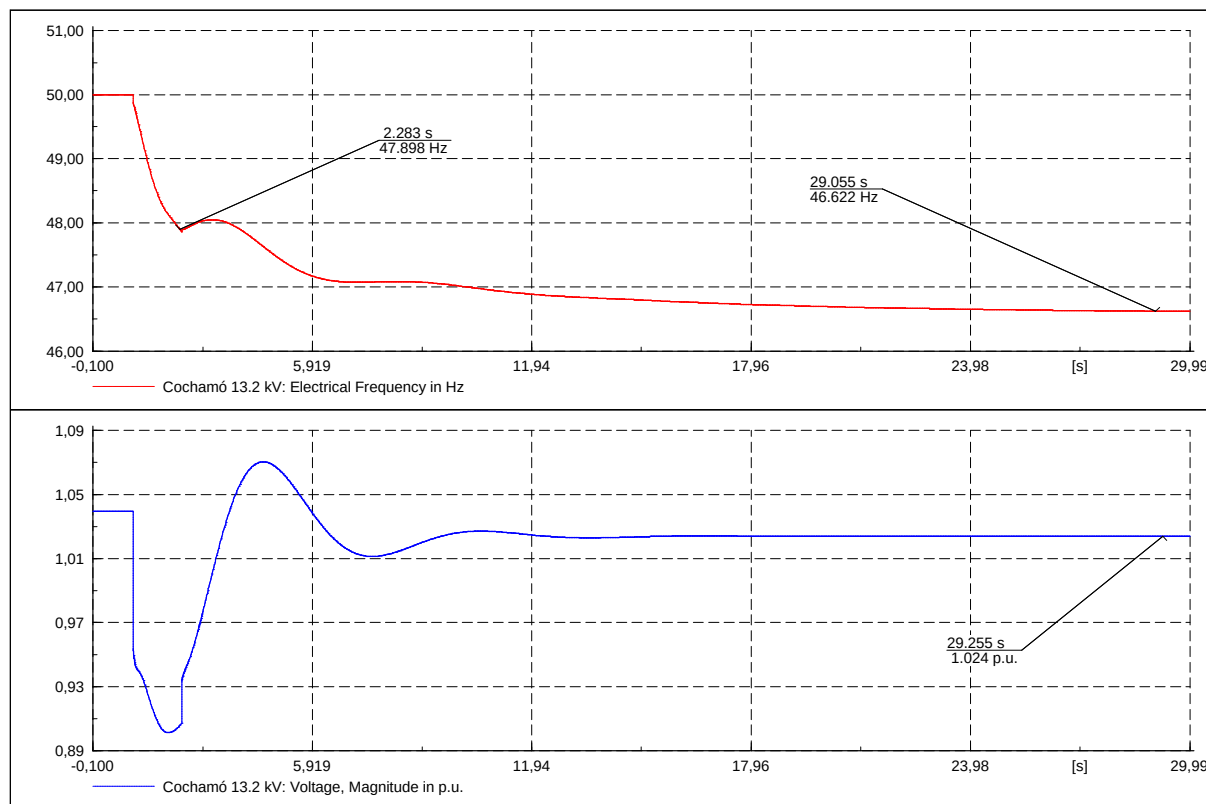


Figura 3. Salida Unidad Cochamó. Frecuencia y tensión. EDAC en Puelo

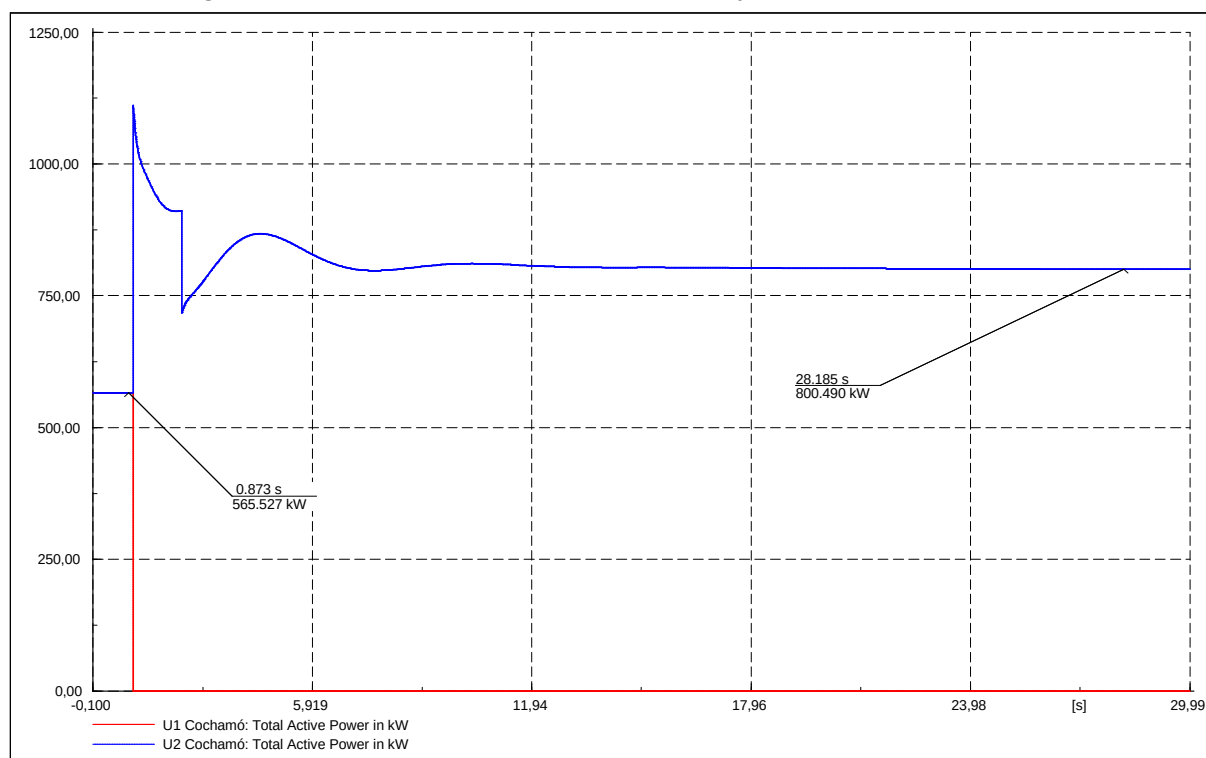


Figura 4. Salida Unidad Cochamó. Potencia. EDAC en Puelo

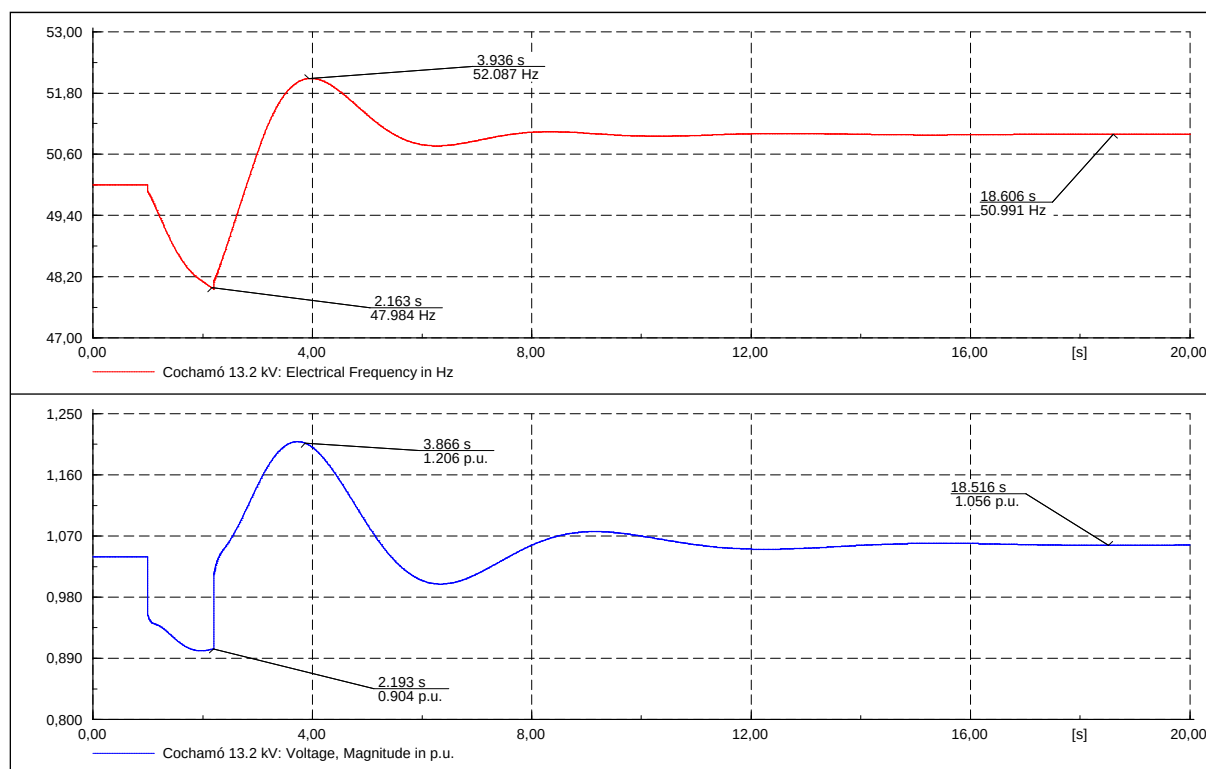


Figura 5. Salida Unidad Cochamó. Frecuencia y tensión. EDAC en Cochamó

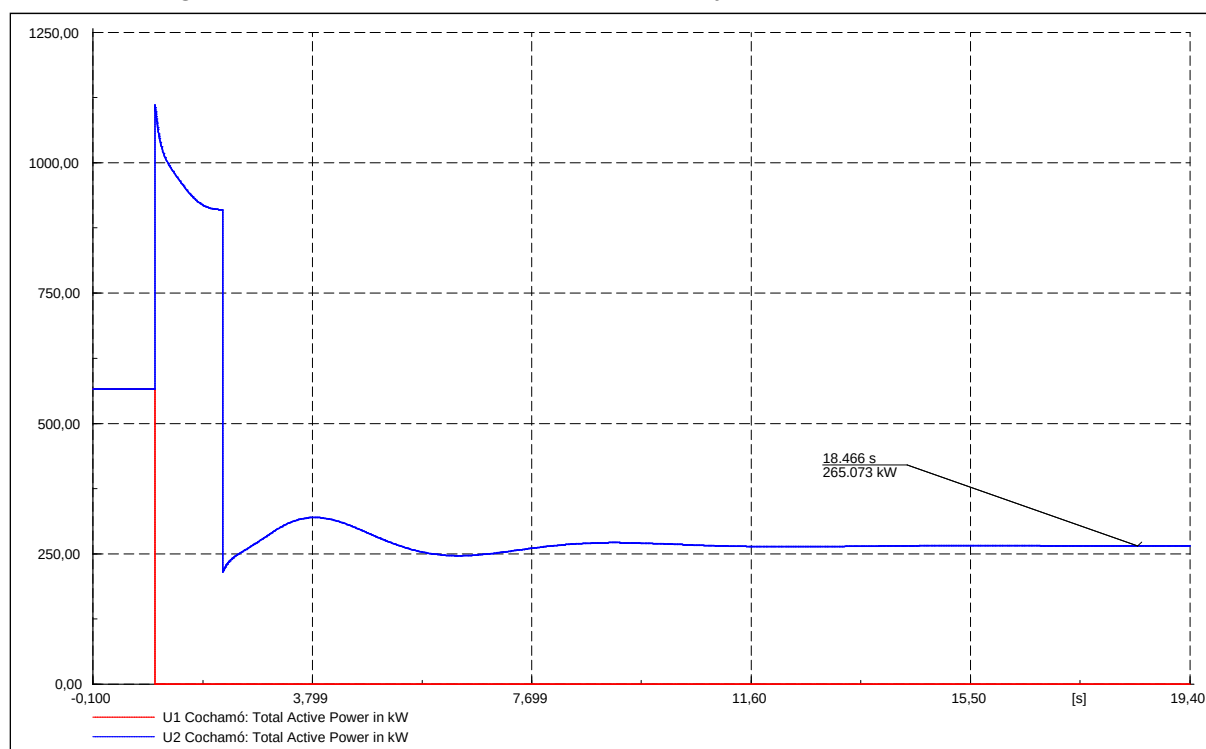


Figura 6. Salida Unidad Cochamó. Frecuencia y tensión. EDAC en Cochamó

En la figura 7 y 8 se muestra la respuesta del sistema ante la salida del alimentador Cochamó. Este caso es similar al analizado con la EDAC en Cochamó, con la diferencia que en esta situación, se tienen ambas unidades térmicas en servicio, por lo que para alcanzar el punto de equilibrio la potencia de los generadores se reduce hasta un valor de 134 kW. En este caso la frecuencia se establece en un valor de 51,39 Hz, siendo este valor tolerado por la NT, para condición de post contingencia.

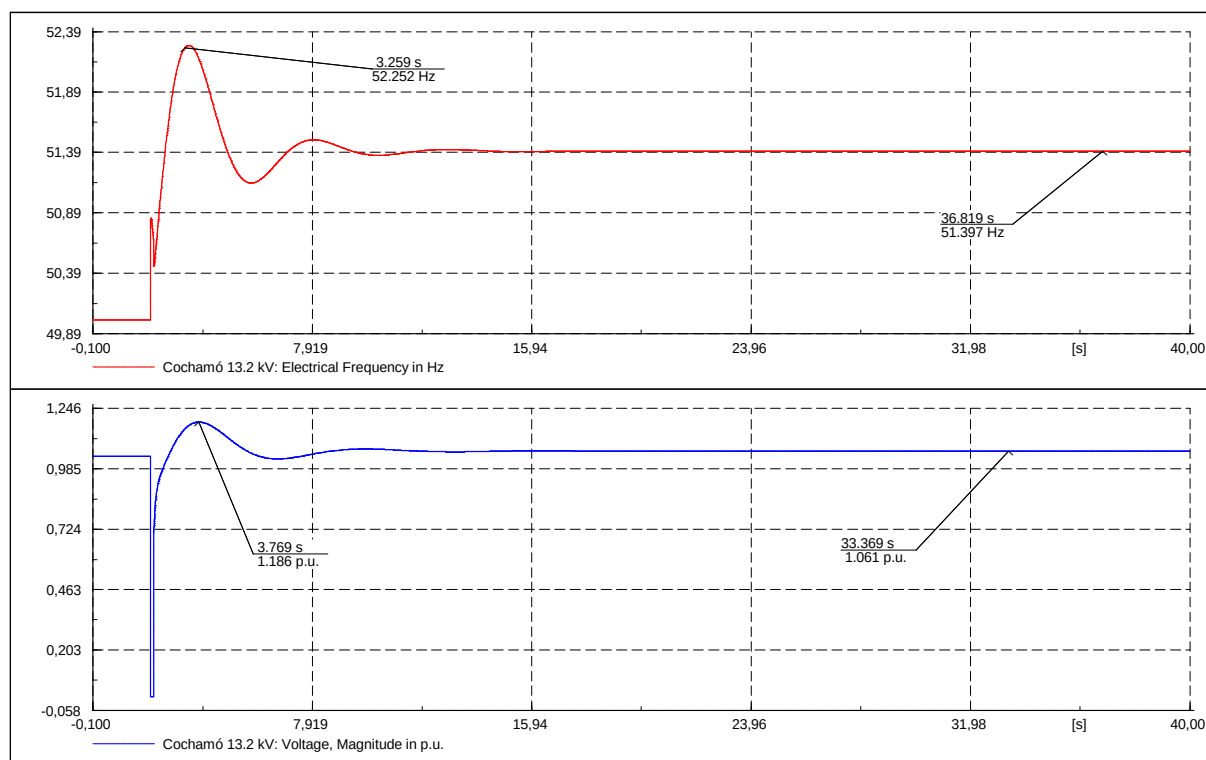


Figura 7. Salida mayor demanda, alim. Cochamó. Frecuencia y tensión

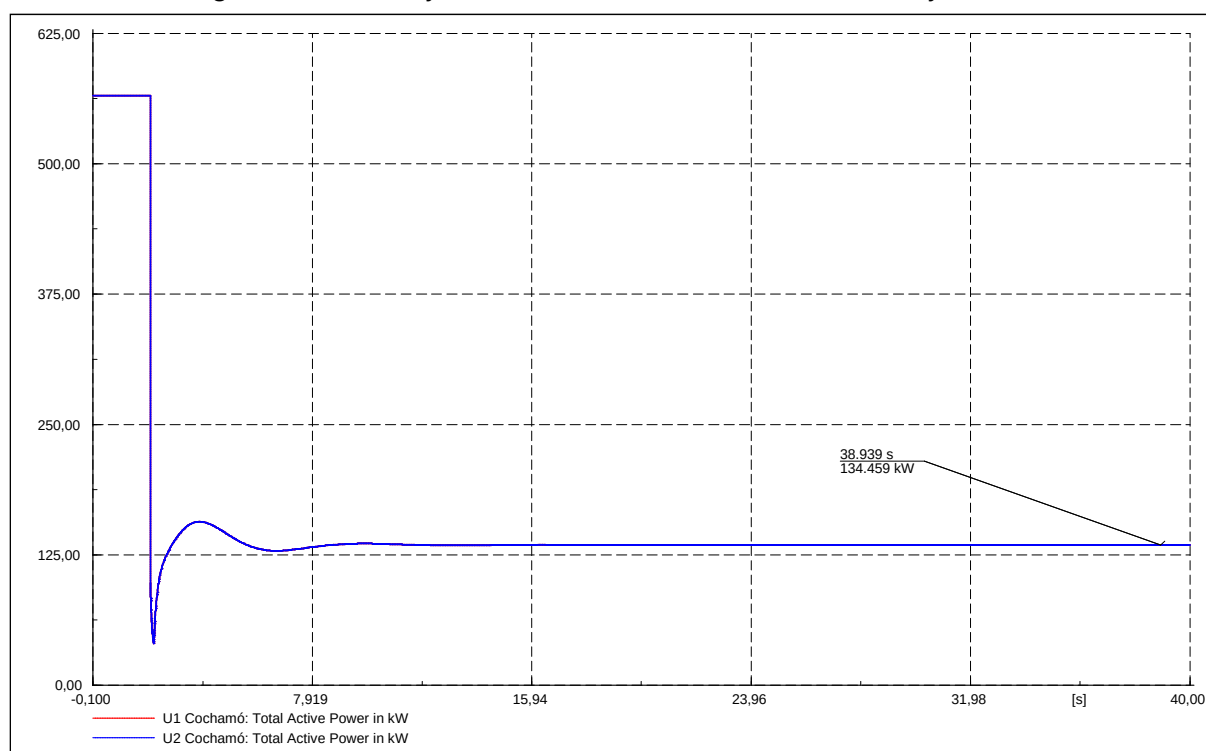


Figura 8. Salida mayor demanda, alim. Cochamó. Potencia.

2.5. Conclusiones

- **Reserva mínima adoptada de 30%.** El análisis económico determino que, para el año base, la configuración óptima corresponde a dos máquinas en servicio. Esto determina una reserva rotante de 30%.
- **Desempeño dinámico.** En el caso de la salida de servicio de una de las unidades de la CT Cochamó, el desempeño dinámico del sistema varía apreciablemente en función del alimentador en donde se aplica la EDAC. Implementando la misma en el alimentador Cochamó, el sistema se restablece en un punto de equilibrio y con un valor de frecuencia dentro de los límites admitidos por la NT. No obstante, este equilibrio se da a costa de dejar fuera de servicio casi la totalidad de la demanda de la red.

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.

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	Tensión [kV]	Tipo	Longitud [km]	Límite Térmico [A]
Alimentador Cochamó	13,2	Cu #6 AWG	77.67	113
	13,2	Cu #4 AWG	0.59	152
	13,2	Cu #2 AWG	6.75	199
	13,2	AL #1/0 AWG	2.39	220
Alimentador Puelo	13,2	Cu #6 AWG	42.85	113
	13,2	Cu #4 AWG	0.29	152
	13,2	Cu #3 AWG	0.27	171
	13,2	Cu #2 AWG	12.56	199
	13,2	AL #1/0 AWG	17.73	220

A partir de la tabla anterior, se aprecia que en ambos alimentadores la restricción térmica queda dada por los conductores Cu #6 AWG.

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.”

A partir de la topología del sistema Cochamó, el cual consta de un único punto de generación y una distribución radial de potencia, se concluye que la máxima corriente, y por ende, la máxima caída de tensión, se corresponde con el caso de máxima demanda.

Según la proyección de demanda para el año base, obtenida a partir de información entregada por SAESA, la carga máxima para dicho periodo es de 1023 kW. En este escenario, la tensión en el extremo del alimentador Cochamó es de 0,91 pu, y dicho valor se reduce de manera significativa para años subsiguientes. Ante esta situación, no admitida por la NT, incluso para sistemas menores a 10 MW, se recomienda, y así se modela en la base de datos, la implementación de un transformador regulador con control de taps, de manera de poder controlar la tensión en punta de línea a valores admitidos por la NT.

Esta situación se resume en las tablas 7 y 8 donde se muestran las tensiones en el inicio y extremo de los alimentadores Puelo y Cochamó y los flujos de potencia activa y reactiva en los mismos para la situación con y sin transformador regulador de tensión. Si se considera la operación el sistema incluyendo el transformador regulador, no se tienen límites por regulación de tensión.

Tabla 7. Restricciones por Caída de Tensión en el sistema sin transformador regulador.

Nombre	Flujo de potencia			
	Tensión inicio alimentador [pu]	Tensión extremo alimentador [pu]	P [kW]	Q [kVar]
Alimentador Cochamó	1.07	0.91	900	388
Alimentador Puelo	1.07	1.05	223	47

Tabla 8. Restricciones por Caída de Tensión en el sistema con transformador regulador.

Nombre	Flujo de potencia			
	Tensión inicio alimentador [pu]	Tensión extremo alimentador [pu]	P [kW]	Q [kVar]
Alimentador Cochamó	1.07	0.95	897	393
Alimentador Puelo	1.07	1.05	223	47

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.

En función de las características del sistema Cochamó; generación concentrada en un punto y distribución radial de potencia con circuitos simples, no es factible definir límite por contingencia en las líneas de distribución. Esto se debe a que los alimentadores están diseñados para su demanda punta, y en el caso de una falla en algunos de los mismos, esto se traduce en un desprendimiento de carga que no puede ser repuesto por otra vía de transporte.

3.6. Resultados finales, resumen valores máximos de transmisión

La NT define la capacidad de transmisión en régimen permanente como la “Máxima capacidad de transmisión de cada Elemento Serie de Instalaciones de Transmisión, y que está dada por el menor valor de corriente que surge de evaluar el Límite Térmico, el Límite por Regulación de Tensión y el Límite por Contingencias”. Luego, teniendo en cuenta que para el caso particular del SM Cochamó no corresponde definir límites por regulación de tensión ni límites por contingencia en las instalaciones del sistema, se concluye que la capacidad de transmisión de régimen está dada por el límite térmico de los conductores.

En consecuencia, en la tabla 9 se describe la capacidad de transmisión de régimen definida para los elementos del sistema.

Tabla 9. Resumen de límites máximos para líneas del sistema de transmisión

Nombre	Tensión [kV]	Tipo	Longitud [km]	Límite Térmico [A]
Alimentador Cochamó	13,2	Cu #6 AWG	77.67	113
	13,2	Cu #4 AWG	0.59	152
	13,2	Cu #2 AWG	6.75	199
	13,2	AL #1/0 AWG	2.39	220
Alimentador Puelo	13,2	Cu #6 AWG	42.85	113
	13,2	Cu #4 AWG	0.29	152
	13,2	Cu #3 AWG	0.27	171
	13,2	Cu #2 AWG	12.56	199
	13,2	AL #1/0 AWG	17.73	220

4. ESQUEMA DE DESCONEXIÓN DE CARGA

4.1. Objetivo

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 consideró únicamente la salida de servicio de una de las unidades de Cochamó, y se evaluó solo el escenario de demanda máxima, pues en el caso de mínima carga solo se tiene una única unidad en servicio y la salida de la misma, implicaría el black out del sistema. Se analizó como opción implementar EDAC en el alimentador Puelo como así también en el alimentador Cochamó. No se estudiaron esquemas de EDAG a implementar en las unidades de la CT Cochamó.

Ante la falla considerada se evaluó la frecuencia mínima/máxima y final del sistema en cada caso y la potencia desprendida por la acción de la EDAC.

4.3. Fallas consideradas

Tabla 10. Fallas consideradas para análisis de EDAC.

Falla <i>j</i>	Elemento	Observaciones / Efecto
1	Generador CT Cochamó	Pérdida de la unidad con mayor despacho de la central, o su transformador asociado.

4.4. Escenarios considerados

En la Tabla 11 se presentan los despachos para el escenario de máxima demanda.

Tabla 11. Despachos para escenarios de EDAC.

Central	Unidad <i>k</i>	Despacho <i>D_{jk}</i> [kW] según caso <i>i</i>
		Máximo
Cochamó	U1	564
	U2	564
	U3	-

4.5. Ajustes de EDAC Y EDAG modeladas

En la siguiente tabla se muestran los ajustes de las dos opciones de EDAC evaluadas. Debe tenerse en cuenta que no se utilizaron ambas de manera simultánea.

Tabla 12. Ajustes actuales de EDAC.

Nombre	Código	Frecuencia [Hz]	Tiempo [seg]
Alimentador	Rec.		
Cochamó	52C1	48,0	0,1
Puelo	52C2	48,0	0,1

4.6. Verificación del EDAC

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 en cada condición, tanto para la opción implementada en el alimentador Puelo como Cochamó el escenario de estudio correspondió con el caso de máxima demanda para el año 2014.

4.6.1. CASO EDAC EN PUELO

Tabla 13. Estados post-contingencia. Caso Máximo.

Contingencia	Frec min/máx [Hz]	Frec final [Hz]	Relé	Pot Desc [kW]
U1 Cochamó	inestable	inestable	EDAC 52C1	223

4.6.2. CASO EDAC EN COCHAMÓ

Tabla 14. Estados post-contingencia. Caso Máximo.

Contingencia	Frec min/máx [Hz]	Frec final [Hz]	Relé	Pot Desc [kW]
U1 Cochamó	47.98	50.99	EDAC 52C2	900

4.7. Conclusiones

En el caso de la salida de servicio de una de las unidades de la CT Cochamó, el desempeño dinámico del sistema varía apreciablemente en función del alimentador en donde se aplica la EDAC. Implementando la misma en el alimentador Cochamó, el sistema se restablece en un punto de equilibrio y con un valor de frecuencia dentro de los límites admitidos por la NT. No obstante, este equilibrio se da a costa de dejar fuera de servicio casi la totalidad de la demanda de la red.

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 Cochamó, 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.
- Insuficiencia de la capacidad de generación existente para abastecer la demanda.

En cada caso se contemplaron las medidas correctivas que corresponda aplicar (re-despacho de generación y/o cortes de demanda).

Se analizaron 48 escenarios operativos, a partir de la obtención de 4 bloques mensuales de demanda obtenidos a partir de la información de demanda provista por SAESA.

En la siguiente tabla se muestra la demanda por bloque para cada alimentador.

Tabla 15. Demanda por alimentador Bloques.

Mes-bloque	Duración bloque	Alimentador Cochamó	Alimentador Puelo
ene B1	92	0,720	0,198
ene B2	304	0,614	0,169
ene B3	133	0,665	0,144
ene B4	215	0,540	0,117
feb B1	87	0,683	0,188
feb B2	182	0,763	0,165
feb B3	253	0,657	0,142
feb B4	150	0,535	0,115
mar B1	113	0,673	0,185
mar B2	246	0,737	0,159
mar B3	238	0,633	0,137
mar B4	147	0,523	0,113
abr B1	112	0,733	0,202
abr B2	149	0,667	0,184
abr B3	256	0,773	0,167
abr B4	203	0,644	0,139
may B1	141	0,681	0,187
may B2	195	0,774	0,167
may B3	249	0,695	0,150
may B4	159	0,603	0,130
jun B1	142	0,717	0,197
jun B2	265	0,640	0,176
jun B3	238	0,732	0,158
jun B4	75	0,578	0,125
jul B1	165	0,683	0,188
jul B2	245	0,623	0,172
jul B3	197	0,730	0,158
jul B4	137	0,668	0,144
ago B1	141	0,730	0,201
ago B2	183	0,651	0,179
ago B3	220	0,593	0,163
ago B4	200	0,674	0,146

sep B1	113	0,742	0,204
sep B2	200	0,678	0,187
sep B3	201	0,787	0,170
sep B4	206	0,683	0,148
oct B1	74	0,750	0,207
oct B2	109	0,694	0,191
oct B3	288	0,812	0,175
oct B4	273	0,675	0,146
nov B1	69	0,737	0,203
nov B2	143	0,869	0,188
nov B3	284	0,770	0,166
nov B4	224	0,625	0,135
dic B1	77	0,756	0,208
dic B2	349	0,853	0,184
dic B3	282	0,676	0,146
dic B4	36	0,373	0,081

5.3. Fallas consideradas

Tabla 16. Fallas consideradas para Estudio de Continuidad

Falla <i>j</i>	Elemento	Observaciones / Efecto
1	Generador CT Cochamó	Pérdida de la unidad con mayor despacho de la central, o su transformador asociado.
5	Alimentador Cochamó	Desconexión del alimentador aguas abajo del reconectador Cochamó 52C1.
6	Alimentador Puelo	Desconexión del alimentador aguas abajo del reconectador Puelo 52C2.

5.4. Tasas de falla y tiempos de reparación

En este caso se considera el tiempo de reparación de líneas distinto al necesario para redespachar una máquina, pues al ser un sistema radial, la falla de una línea no se solucionará con poner en servicio un generador adicional.

Tabla 17. Tasas de falla y tiempos de reparación

Elemento	Tasa de falla [fallas/año]	Tiempo reparación [hs]	Fuente
Generador Diesel	2,79	0,5	Promedio de tasas de falla de unidades Diesel descritas en el sitio WEB del CDEC-SIC
Transformador	1,0	0,5	Tasas de falla para transformadores establecida a criterio del consultor. Se considera exagerada la descrita en la NT
Línea 23 / 33 kV	2,0	4.37	Tasas de falla para líneas descritas en la NT para SSMM

5.5. Desarrollo y resultados del estudio de continuidad

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

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

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

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.

Con el objeto de obtener índices de FMIK y TTIK sistémicos se sigue el siguiente procedimiento:

Partiendo de las tasas de falla presentadas en el punto 5.4, y considerando que el tiempo de reparación es el mismo para todas las contingencias, se define un tiempo medio de duración de falla r medio (r_{med}).

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:

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

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

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

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

$$TTIK \left[\frac{h}{año} \right] = \frac{ENS \left[\frac{MWh}{año} \right]}{P_{máx} [MW]}$$

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

Tabla 18. Índices FMIK y TTIK sistémicos anuales

AÑO	ENS [MWh]	Energía anual [MWh]	Factor de carga	Totales		r medio [h/falla]	Pmáx [MW]	FMIK [Total año 2014]	TTIK [Total año 2014]
				[f/año]	[h/año]				
2014	8.24	7477	1,103E-03	6,79	17.51	2.57	1.023	3.13	8.05

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).

Teniendo en cuenta dicho análisis se presentan las siguientes tablas donde se muestran los índices FMIK y TTIK para los puntos analizados para los doce meses del año 2014, para el sistema de distribución y generación.

Tabla 19. FMIK Sistema Cochamó distribución

FMIK	Mes												Total Año 2014
Tramo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Falla Alimentador Cochamó	0,10	0,10	0,11	0,11	0,12	0,11	0,11	0,11	0,12	0,12	0,12	0,12	1,35
Falla Alimentador Puelo	0,03	0,02	0,02	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,32
FMIK Distribución total	0,13	0,12	0,13	0,14	0,15	0,14	0,14	0,14	0,15	0,15	0,15	0,15	1,67

Tabla 20. FMIK Sistema Cochamó generación

FMIK	Mes												Total Año 2014
Tramo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Desconexión Generador Cochamó	0,16	0,14	0,16	0,17	0,17	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,17	0,18	2,06
FMIK Generación total	0,16	0,14	0,16	0,17	0,17	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,17	0,18	2,06

Tabla 21. TTIK Sistema Cochamó distribución

TTIK	Mes												Total Año 2014
Tramo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Falla Alimentador Cochamó	0,45	0,43	0,47	0,50	0,50	0,48	0,49	0,48	0,51	0,54	0,52	0,55	5,91
Falla Alimentador Puelo	0,09	0,08	0,09	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	1,17
TTIK Distribución total	0,54	0,52	0,56	0,60	0,60	0,58	0,59	0,58	0,61	0,64	0,62	0,65	7,08

Tabla 22. TTIK Sistema Cochamó generación

TTIK	Mes												Total Año 2014
Tramo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Desconexión Generador Cochamó	0,08	0,07	0,08	0,09	0,08	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	1,03
TTIK Generación total	0,08	0,07	0,08	0,09	0,08	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	1,03

5.6. Conclusiones

Los índices FMIK y TTIK sistémicos obtenidos son similares a los obtenidos en estudios anteriores para este mismo sistema. El valor FMIK total (considerando generación y distribución) es FMIK= 3,73 y el TTIK total (considerando generación y distribución) es TTIK= 8.11

En la NT no se estipula 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 Cochamó presentan resultados aceptables aunque, estrictamente, son algo más elevados que los obtenidos en los demás sistemas medianos.

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 permitir analizar todas las posibles combinaciones de disparo de los interruptores involucrados.

6.3. Condiciones de operación

El SM Cochamó no opera en anillo, es decir tanto con el DBC cerrado como con el 52C1 y 52C2 cerrado, sino que las posibles condiciones de operación son las siguientes:

- DBC abierto, 52C1 cerrado, 52C2 cerrado: Cada reconectador toma la carga de su propio alimentador tanto con una máquina en servicio (Dem. mínima) como con dos máquinas en servicio (Dem. máxima).
- DBC cerrado, 52C1 abierto o 52C2 abierto: Uno u otro reconectador debe transportar la carga de los 2 alimentadores, tanto con una máquina en servicio (Dem. mínima) como con dos máquinas en servicio (Dem. máxima).

En las tablas del anexo 1 se muestran los resultados de coordinación de protección para estos casos operativos.

6.4. Verificación de la selectividad de las protecciones

En la siguiente figura se muestran las fallas analizadas para el sistema Cochamó. 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 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.

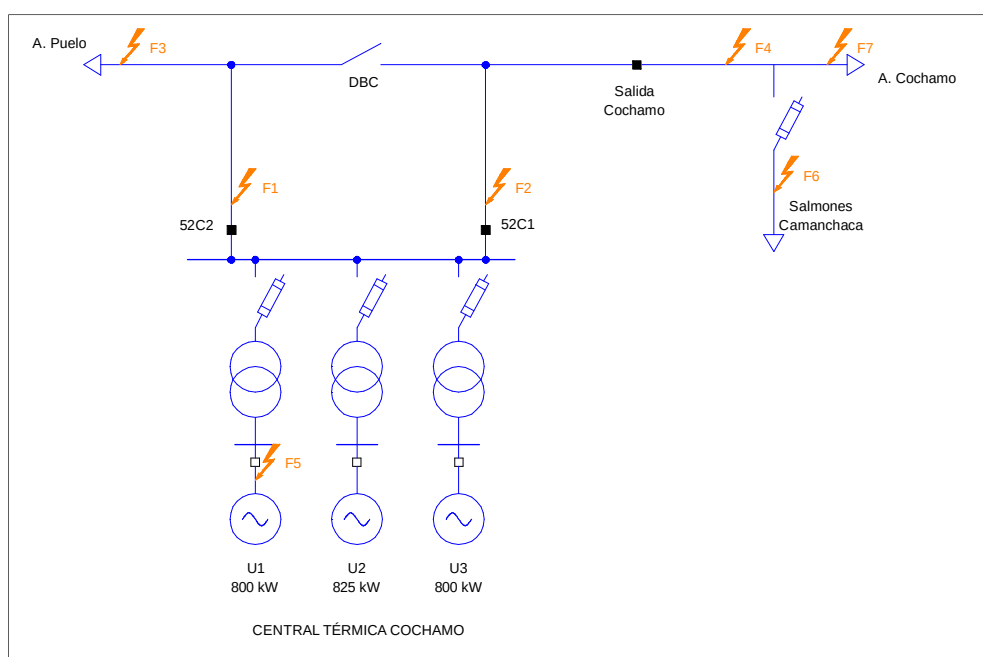


Figura 9. Sistema Cochamó para análisis por inspección de curvas.

En las siguientes figuras se muestran las curvas de fase y residuales para las protecciones involucradas en la red de 13.2 kV del sistema Cochamó, incluyendo los fusibles de las unidades de la central térmica Cochamó y la protección de baja tensión.

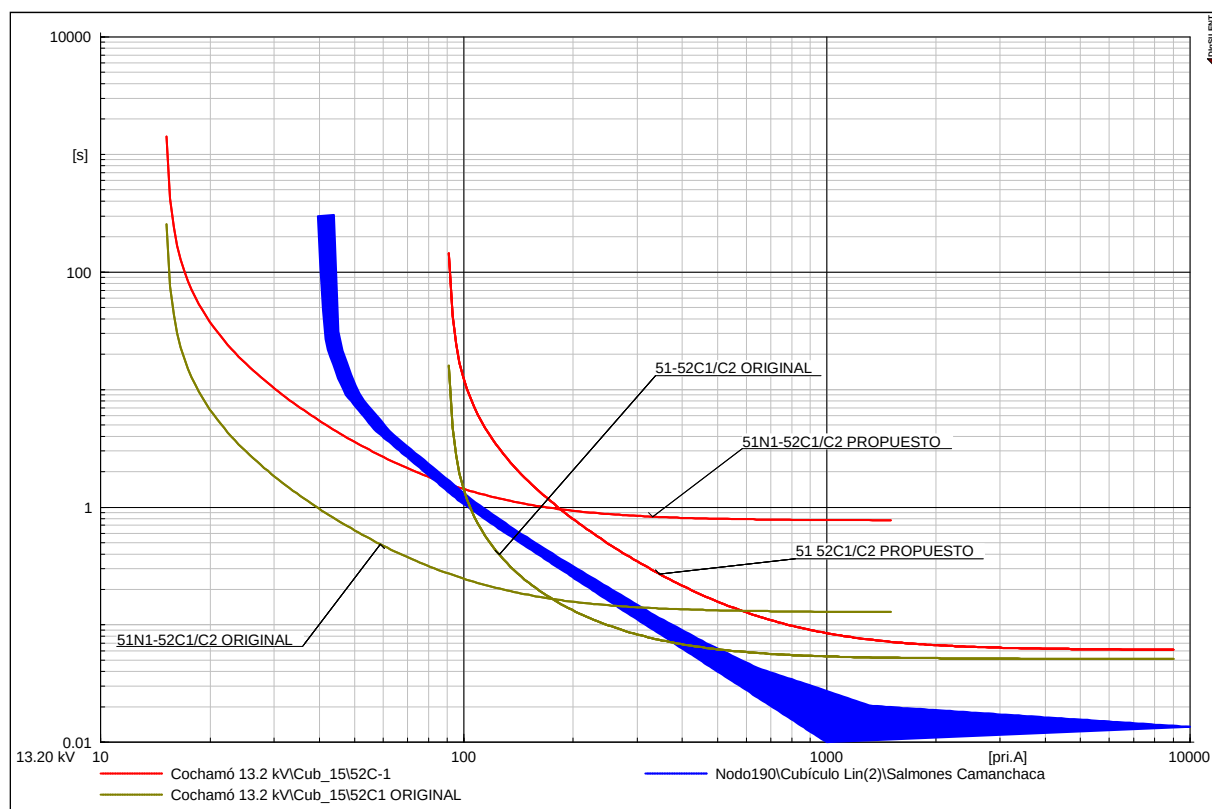


Figura 10. Curvas de ajuste de protecciones 52C1/C2. Comparación original/propuesto

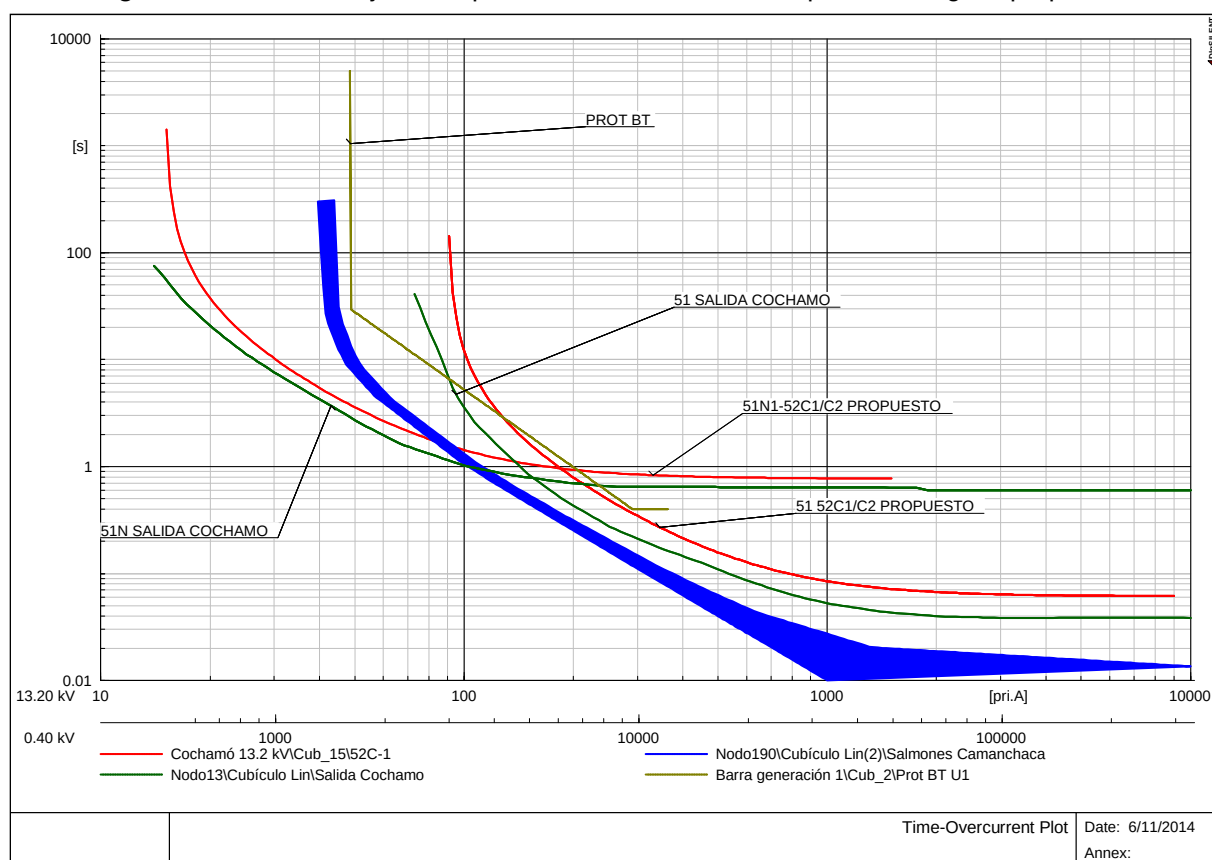


Figura 11. Curvas de ajuste de protecciones para dos máquinas en servicio. Propuesto

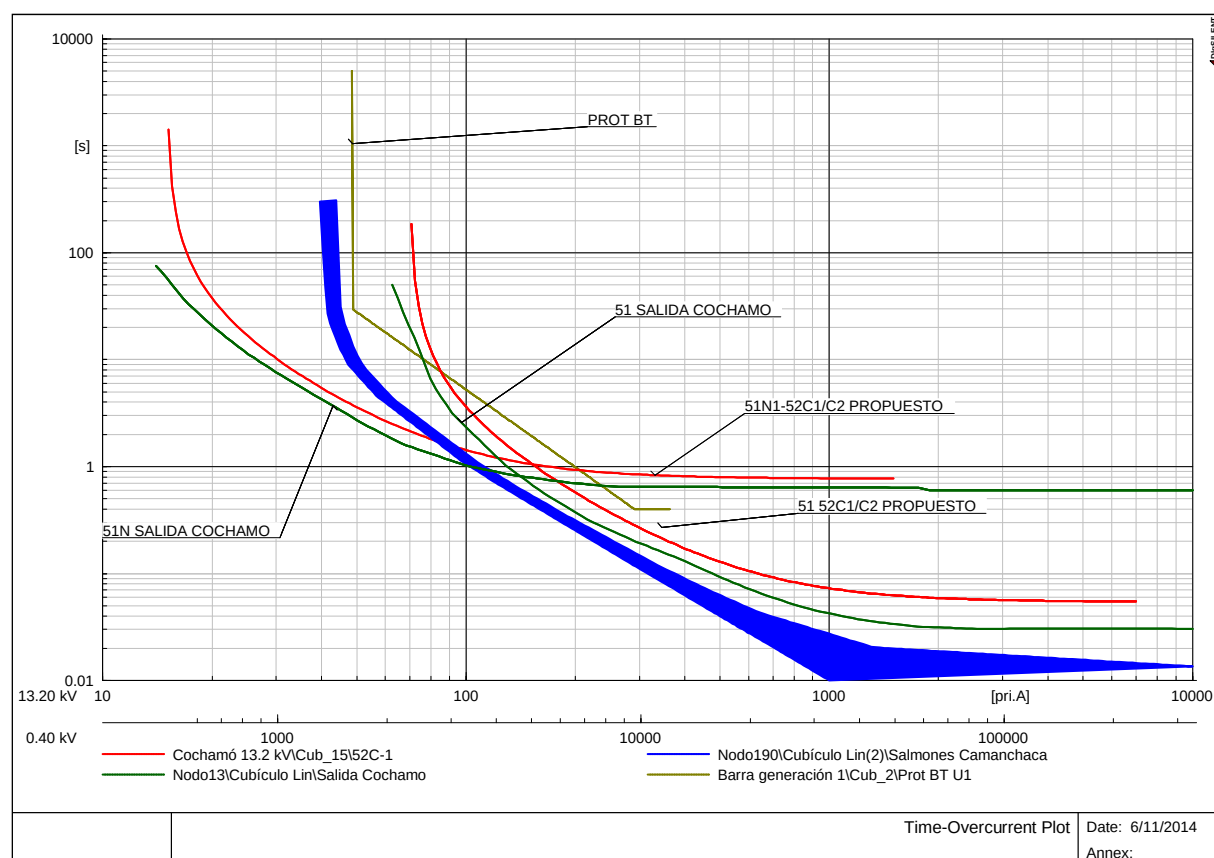


Figura 12. Curvas de ajuste de protecciones para una maquina en servicio. Propuesto

6.3.1. AJUSTES DE LOS RELÉS

En la siguiente tabla se detallan los ajustes de las protecciones del sistema Cochamó. Esencialmente las protecciones se corresponden con los reconectadores 52C1 y 52C2 de los alimentadores Cochamó y Puelo respectivamente y se ha agregado el reconectador Salida Cochamó. Por otro lado, los fusibles de MT de las unidades de la central Cochamó fueron modelados según la curva de los fusibles estándar de MT 50E y el fusible del cliente Salmones Camanchaca según la curva 20 Positrol-123-62. Se muestran los ajustes originales y propuestos tanto para la condición de dos máquinas en servicio (demanda máxima) como los ajustes para cuando solo se tiene una maquina en servicio (demanda mínima).

Estos ajustes tuvieron en cuenta la coordinación con el fusible del cliente Salmones Camanchaca, el cual esta modelado, según información provista por SAESA, de acuerdo a la curva 20 Positrol-123-62. Debido a esto, se obtienen, según lo mostrado en el anexo 1, tiempos de actuación un tanto elevados para las fallas en los extremos de los alimentadores, debido a su reducido nivel de corriente de falla. Si se desean obtener tiempos de actuación más reducidos para dichas fallas se llega a una descoordinación con el fusible ante fallas en el cliente Salmones Camanchaca (actúa antes el reconectador Salida Cochamó que dicho fusible).

Asimismo, no se registró actuación de las protecciones de BT de los generadores ante fallas monofásicas con 40Ω de R_f , debido a la reducida corriente de falla resultante. Dicha corriente de falla está en el rango de la corriente de carga por lo que no puede ajustarse el pick up para que la misma sea detectada directamente.

Tabla 23. Ajustes Relés Sistema Cochamó Originales. Dos máquinas en servicio.

Nombre Equipo	52C1	52C2
Relé	NOJA POWER	NOJA POWER
Tensión [kV]	13.2	13.2
FASE		
I pick up [A]	90	90
Curva	ANSI EI	ANSI EI
Multiplicador	0.05	0.05
Sumador [seg]	0.05	0.05
RESIDUAL		
I pick up [A]	15	15
Curva	ANSI LTVI	ANSI LTVI
Multiplicador	0.18	0.18
Sumador [seg]	0.0	0.0

Tabla 24. Ajustes Relés Sistema Cochamó Originales. Una máquina en servicio.

Nombre Equipo	52C1	52C2
Relé	NOJA POWER	NOJA POWER
Tensión [kV]	13.2	13.2
FASE		
I pick up [A]	50	50
Curva	ANSI EI	ANSI EI
Multiplicador	0.05	0.05
Sumador [seg]	0.05	0.05
RESIDUAL		
I pick up [A]	15	15
Curva	ANSI LTVI	ANSI LTVI
Multiplicador	0.18	0.18
Sumador [seg]	0.0	0.0

Tabla 25. Ajustes Relés Sistema Cochamó propuestos. Dos máquinas en servicio.

Nombre Equipo	52C1	52C2	Salida Cochamó
Relé	NOJA POWER	NOJA POWER	NOJA POWER
Tensión [kV]	13.2	13.2	13.2
FASE			
I pick up [A]	90	90	70
Curva	ANSI EI	ANSI EI	163
Multiplicador	0.45	0.45	0.71
Sumador [seg]	0.05	0.05	0.03
RESIDUAL			
I pick up [A]	15	15	14
Curva	ANSI LTVI	ANSI LTVI	151
Multiplicador	1	1	1.37
Sumador [seg]	0.06	0.06	0
TMR [seg]			0.44

Tabla 26. Ajustes Relés Sistema Cochamó propuestos. Una máquina en servicio.

Nombre Equipo	52C1	52C2	Salida Cochamó
Relé	NOJA POWER	NOJA POWER	NOJA POWER
Tensión [kV]	13.2	13.2	13.2
FASE			
I pick up [A]	70	70	60
Curva	ANSI EI	ANSI EI	163
Multiplicador	0.58	0.58	0.87

Sumador [seg]	0.04	0.04	0.02
RESIDUAL			
I pick up [A]	15	15	14
Curva	ANSI LTVI	ANSI LTVI	151
Multiplicador	1	1	1.37
Sumador [seg]	0.06	0.06	0
TMR [seg]			0.44

A continuación se muestran los ajustes actuales y propuestos de las protecciones de BT de las unidades de Cochamó. Se tomaron los modelos de las mismas en función de la última información provista por SAESA

Tabla 27. Ajustes originales protecciones BT unidades Cochamó.

Generador	5586	5587	5540
Modelo prot BT	CUTLER HAMMER	CUTLER HAMMER	TERASAKI
In [A]	1600	1600	2500
Ir	1*In	1*In	$I1=0.95*0.7*In$
Unidad de tiempo inverso:			
Long Delay Setting tr (6*Ir) [s]	10	6	20
Short Delay Setting Isd	3	3.5	$I2=2.5$
Short Delay Time i2t (10*Ir) [s]150	0.5+	0.5	0.35
Instantaneous	OFF	3	6

En la siguiente tabla se muestran los ajustes propuestos de las protecciones de BT de las unidades generadoras de Cochamó.

Tabla 28. Ajustes propuestos protecciones BT unidades Cochamó.

Generador	5586	5587	5540
Modelo prot BT	CUTLER HAMMER	CUTLER HAMMER	TERASAKI
In [A]	1600	1600	2500
Ir	1*In	1*In	$I1=0.95*0.7*In$
Unidad de tiempo inverso:			
Long Delay Setting tr (6*Ir) [s]	4	4	4
Short Delay Setting Isd	1.5	1.5	1.5
Short Delay Time i2t (10*Ir) [s]	0.3	0.3	0.3
Instantaneous	6	6	6

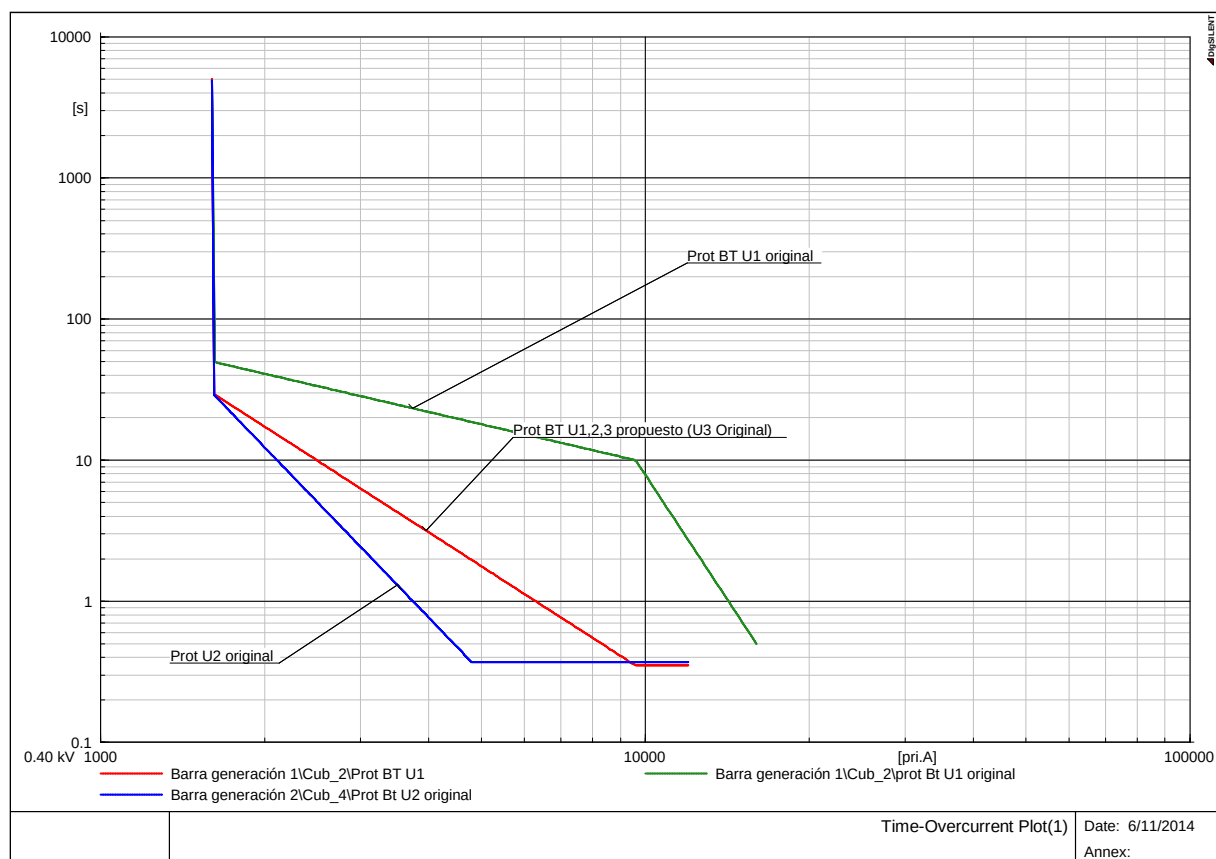


Figura 13. Curvas de ajuste de relés BT Cochamó. Propuesto y originales

En la figura 14 se observa que las unidades de Cochamó no pierden sincronismo, incluso ante fallas en el orden de los 3 segundos, por lo que se puede establecer que los tiempos de actuación de las protecciones pueden ser admisibles, si se considera que la curva de daño del equipamiento no es alcanzada.

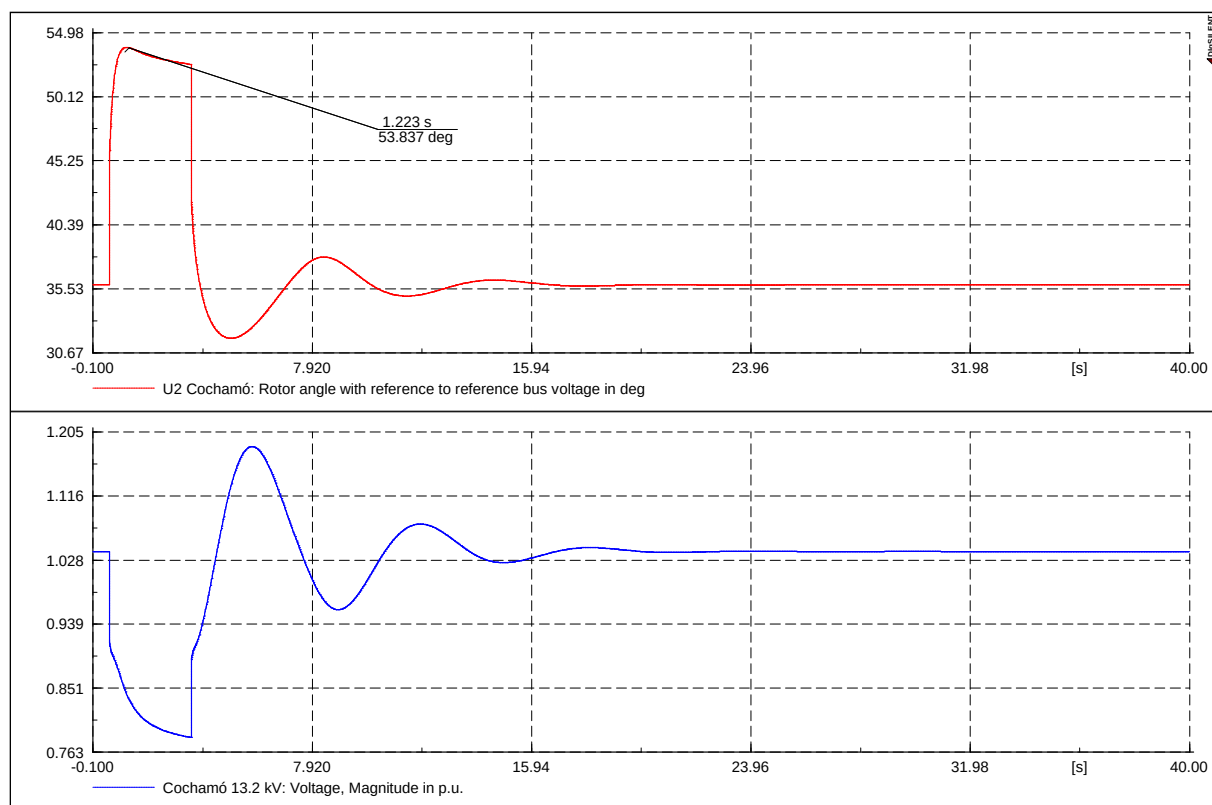


Figura 14. Respuesta angular de la central Cochamó. Falla larga duracion

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.

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 Capabilidad (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. Asimismo, se analizó un escenario de mínima demanda solo para el año base, pues se supuso que proyecciones de demanda mínima para años futuros no aportan resultados representativos.

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

En la siguiente tabla se detallan los flujos en los alimentadores Cochamó y Puelo para los escenarios analizados.

Tabla 29. Flujos de potencia. Escenarios analizados

Nombre	2014 min		2014 max		2015 max		2016 max		2017 max	
	P [kW]	Q [kVar]	P [kW]	Q [kVar]	P [kW]	Q [kVar]	P [kW]	Q [kVar]	P [kW]	Q [kVar]
Alimentador Cochamó	302	101	900	388	1064	473	1279	564	1518	688
Alimentador Puelo	80	-10	223	47	259	61	301	78	348	97

7.4. Fallas consideradas

En este análisis solo se considera el caso base para todos los escenarios. Por un lado, el tener en cuenta la salida de un alimentador se traduce en una reducción del requerimiento de potencia reactiva, por lo cual no constituye un caso de análisis de utilidad.

Asimismo, dado el perfil de carga para los distintos escenarios no es aplicable el estudio de la salida de servicio de una unidad de generación. Para el caso de demanda mínima 2014, solo se tiene un generador despachado, y considerar la salida de servicio del mismo significaría el apagón del sistema, por lo que no tiene sentido realizar un análisis de reactivos en esa condición. Para el escenario de demanda máxima 2014 y 2015 se tienen dos unidades despachadas, y el hecho de considerar la pérdida de una de estas obligaría a un redespacho de la tercer máquina. Dado que esta última tomaría la misma potencia que la maquina perdida y la ubicación eléctrica es la misma, se estaría en la misma situación que en el caso base. Finalmente para los años 2016 y 2017, donde es ese necesario el despacho de las tres unidades de Cochamó para abastecer la demanda, la perdida de una de estas tornaría inestable al sistema y en dicho caso tampoco correspondería un análisis de reactivo.

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 escenarios la barra más débil del sistema se correspondió con el extremo del alimentador Cochamó, siendo este el alimentador de mayor longitud del sistema mediano Cochamó. Esta condición se muestra gráficamente en las siguientes figuras.

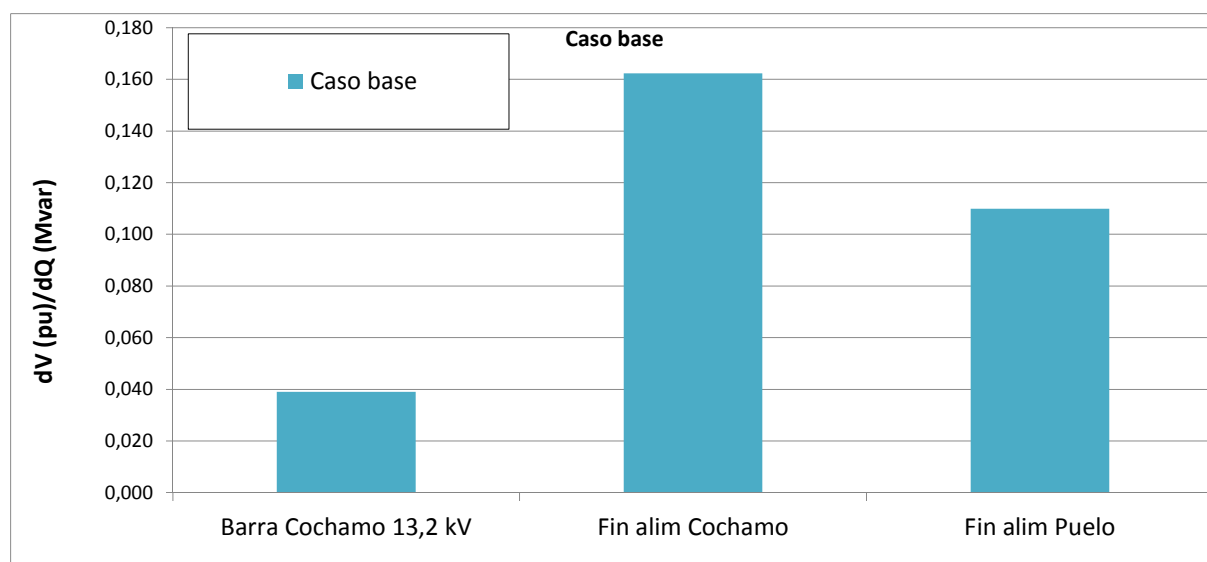


Figura 15. Sensibilidad de la tensión a variaciones de potencia reactiva. Min 2014.

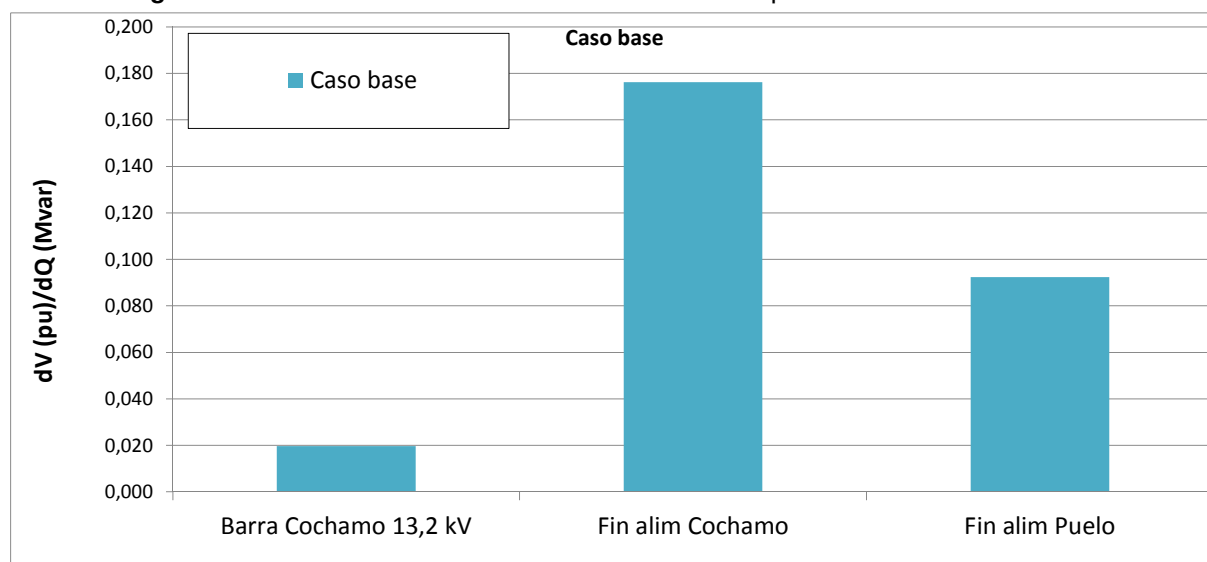


Figura 16. Sensibilidad de la tensión a variaciones de potencia reactiva. Max 2014.

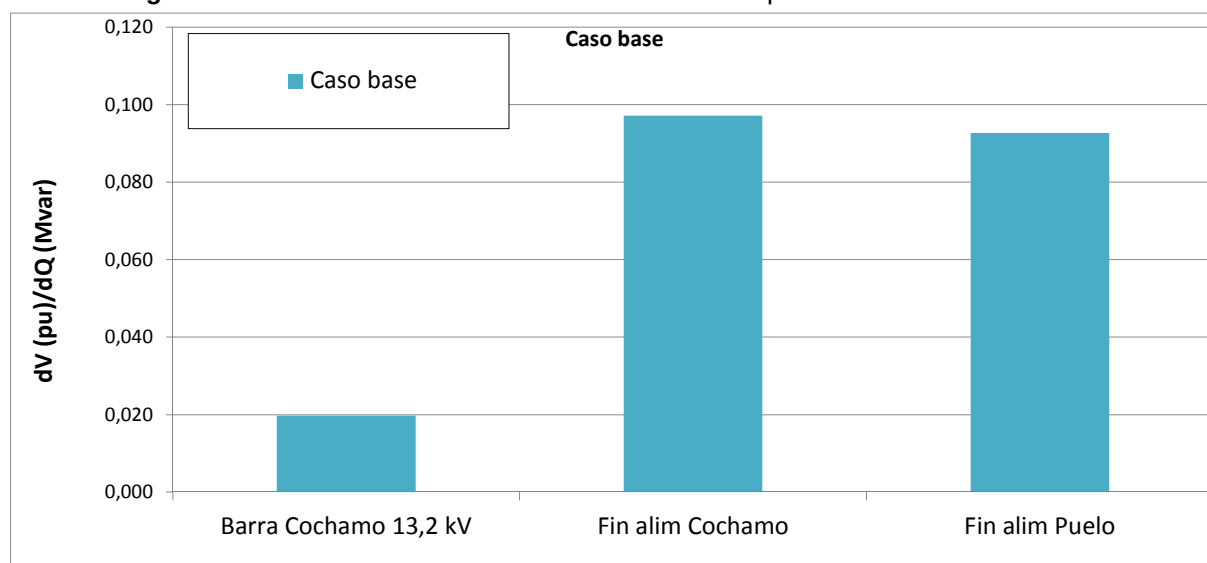


Figura 17. Sensibilidad de la tensión a variaciones de potencia reactiva. Max 2015.

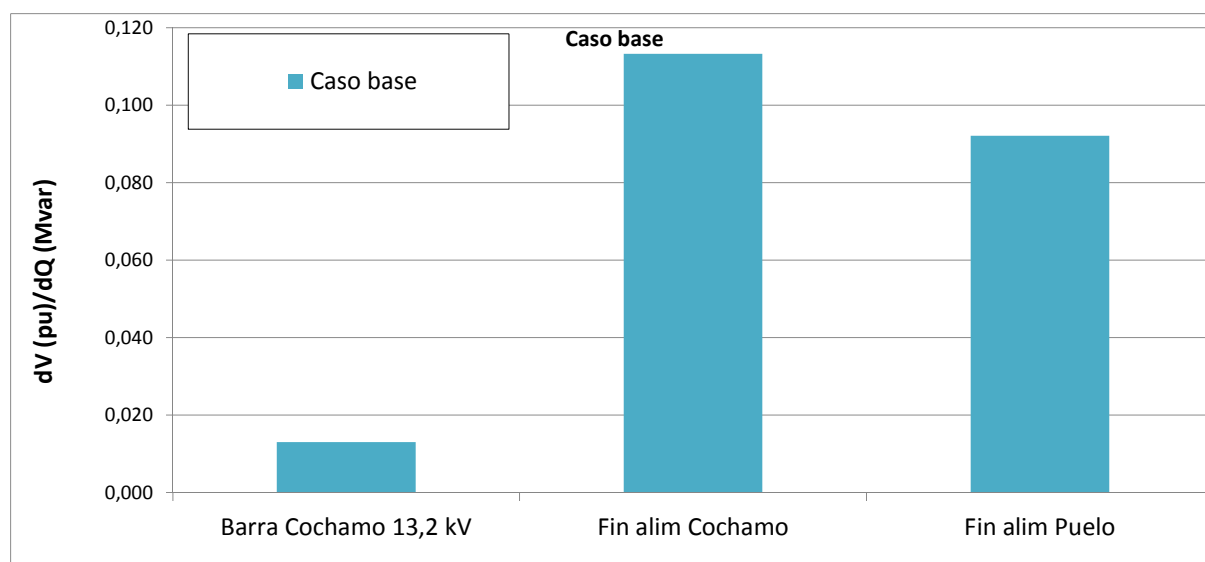


Figura 18. Sensibilidad de la tensión a variaciones de potencia reactiva. Max 2016.

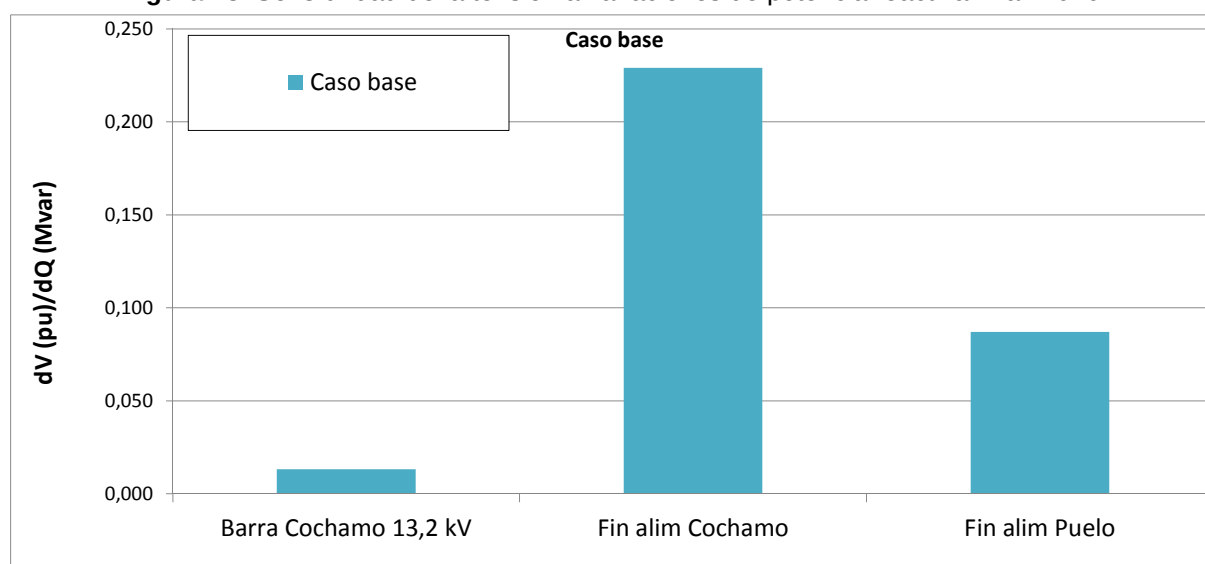


Figura 19. Sensibilidad de la tensión a variaciones de potencia reactiva. Max 2017.

7.5.2. DETERMINACIÓN MARGEN DE TENSIÓN PARA BARRA MÁS DÉBIL

Dadas las características del SM Cochamó, en el que las máquinas tienen una capacidad limitada de entregar reactivo, no es posible determinar un punto de tensión de colapso, por lo que no se puede definir el Margen de Estabilidad de Tensión (MET) a partir de la inspección de las curvas Q-V. Esta situación es independiente de considerar en servicio el transformador regulador de tensión modelado para el presente trabajo, descrito en el punto 3.4.

Por lo tanto se evalúa la estabilidad de tensión definiendo el margen de tensión obtenido entre la tensión operación y una tensión crítica. La tensión crítica de un nodo se obtiene, simulando en la posición a evaluar una carga puramente reactiva, cuya magnitud se incrementa hasta que se alcancen las restricciones de capacidad de las unidades generadoras despachadas. El voltaje en esas condiciones corresponde a la tensión crítica.

Teniendo en cuenta la definición anterior, se entiende el margen de tensión de una barra como la máxima caída de tensión permisible en p.u., de manera que el sistema pueda operar sus elementos dentro de sus capacidades de régimen permanente.

La tabla siguiente fue realizada teniendo en servicio el transformador regulador de manera que la tensión en el extremo del alimentador Cochamó se mantenga dentro de los límites permitidos por la NT.

Tabla 30. Margen de estabilidad de tensión.

Escenario de operación	Instalación más débil	Tensión de operación [p.u.]	Tensión Crítica [p.u.]	U[Operación]-U[Crítica] [p.u.]
		Estado Normal	Estado Normal	Estado Normal
Dda. Min. 2014	Extremo Alim. Cochamó	1,02	0,93	0,09
Dda. Máx. 2014	Extremo Alim. Cochamó	0,95	0,89	0,06
Dda. Máx. 2015	Extremo Alim. Cochamó	0,94	0,89	0,05
Dda. Máx. 2016	Extremo Alim. Cochamó	0,92	0,72	0,2
Dda. Máx. 2017	Extremo Alim. Cochamó	0,92	0,71	0,21

7.5.3. REQUERIMIENTO DE POTENCIA REACTIVA

En este apartado se detallan los aportes de potencia reactiva de cada una de las unidades despachadas. A partir de lo determinado en el punto 7.4 se muestran los despachos de reactiva solo para el caso base.

Tabla 31. Requerimiento de reactiva. Min 2014.

NOMBRE	BASE	
	Q[kVar]	COS FI
Cochamó U1	97	0.96
Cochamó U2	-	-
Cochamó U3	-	-

Tabla 32. Requerimiento de reactiva. Max 2014.

NOMBRE	BASE	
	Q[kVar]	COS FI
Cochamó U1	231	0.925
Cochamó U2	231	0.925
Cochamó U3	-	-

Tabla 33. Requerimiento de reactiva. Max 2015.

NOMBRE	BASE	
	Q[kVar]	COS FI
Cochamó U1	285	0.91
Cochamó U2	285	0.91
Cochamó U3	-	-

Tabla 34. Requerimiento de reactiva. Max 2016.

NOMBRE	BASE	
	Q[kVar]	COS FI
Cochamó U1	226	0.92
Cochamó U2	226	0.92
Cochamó U3	226	0.92

Tabla 35. Requerimiento de reactiva. Max 2017.

NOMBRE	BASE	
	Q[kVar]	COS FI
Cochamó U1	278	0.914
Cochamó U2	278	0.914
Cochamó U3	278	0.914

7.6. Conclusiones

- **Necesidad de aplicación de un transformador regulador.** Más allá de la determinación de la barra más sensible del sistema, extremo del alimentador Cochamó, el punto más importante a tener en cuenta es la necesidad de instalar algún sistema de aporte de reactivo que establezca las tensiones en la punta de la línea en un valor aceptable por la NT. La posibilidad de emplear capacitores conduce a valores de potencia reactiva de los mismos demasiado elevados teniendo en cuenta la demanda de este sistema, por lo que se considera como mejor opción la posibilidad de instalar un transformador regulador (booster) con control de taps.

8. PLAN DE RECUPERACIÓN DEL SERVICIO

8.1. Descripción del sistema

El sistema mediano Cochamó consta de una central térmica compuesta por tres unidades diesel, las cuales abastecen la demanda de la zona en su totalidad. Para realizar el reparto de suministro e interconectar el sistema existe una red de distribución compuesta por dos alimentadores principales en 13,2kV: Alimentadores Cochamó y Puelo.

La única central del sistema es la Central Cochamó, ubicada en el sector de Pucheguin de la comuna de Cochamó. Está compuesta por dos unidades térmicas (motores diesel) de 800 kW y una de 825 kW, totalizando una capacidad de 2.425 kW. La generación de esta central es evacuada al sistema de distribución a través de la barra Cochamó 13,2kV.

El sistema Cochamó consta de una red de distribución compuesta por dos alimentadores principales: alimentadores Cochamó y Puelo. La tensión de operación de dichos alimentadores es de 13,2kV y su topología es radial, permitiendo de esta forma el reparto de la generación de la central térmica Cochamó entre los clientes del SM Cochamó.

En forma particular, el alimentador Cochamó, con una longitud aproximada de 48 km, está destinado a distribuir suministro a los clientes del sector Cochamó y alrededores. En forma análoga, el alimentador Puelo, con una longitud aproximada de 35 km², está destinado a distribuir suministro a los clientes ubicados en el sector Puelo y alrededores.

8.2. Plan de recuperación de servicio (PRS)

Se aplicará el PRS Cochamó cuando se produzca una pérdida total o parcial de suministro en la barra de 13,2kV de la central Cochamó.

8.2.1. DEFINICIONES

CCT, Centro de Control de Transmisión: encargado del despacho de la central Cochamó. Se encuentra ciudad de Osorno, desde donde controla el despacho del SM Cochamó.

OC, Operador de Central: encargado de la operación de la central Cochamó. Se encuentra en las instalaciones de la central Cochamó, desde donde controla y comanda la operación del SM Cochamó.

Jefe de Distribución: Responsable del patrullaje, ejecución de maniobras, mantenimiento y reparaciones en la red de distribución en 13,2kV del SM Cochamó.

Brigadas: son las unidades encargadas de realizar las actuaciones correspondientes a patrullaje, ejecución de maniobras, mantenimiento y reparaciones en la red de distribución en 13,2kV. Jerárquicamente dependen de la Jefatura de Distribución de la Delegación Cochamó.

8.2.2. DELEGACIÓN DE FUNCIONES DURANTE PRS

El CCT determina y autoriza el inicio del plan particular de recuperación de servicio.

El OC queda bajo las órdenes e instrucciones del CCT durante el PRS.

Las acciones de patrullaje y maniobras en la red de transmisión serán solicitadas por el CCT al Jefe de Distribución.

Las solicitudes de autorización al Jefe de Distribución se realizan a través del CCT.

El Jefe de Distribución deberá informar al CCT respecto a inconvenientes o dificultades que surjan durante el PRS, de manera que este evalúe alternativas de recuperación.

El CCT podrá realizar modificaciones según su criterio en el PRS general, en virtud de los inconvenientes o restricciones particulares que presente el sistema.

La verificación de la condición de línea despejada en los distintos segmentos del sistema de distribución será obtenida mediante patrullaje en terreno y/o los sistemas de monitoreo y control disponibles.

8.2.3. CONSIDERACIONES INICIALES DEL PRS

El CCT identificará la componente fallada utilizando la información de pérdidas de carga y de operación de protecciones. En este último caso la información se obtendrá en forma directa para las posiciones en Cochamó 13,2kV.

El CCT verifica el estado de unidades de generación e instalaciones principales identificando posibles averías que produzcan indisponibilidades para la posterior recuperación del servicio. Además, debe identificar disponibilidad para tomar carga.

El CCT declara y comunica a operador de central y Jefe de Distribución la existencia de un Apagón Total o Parcial a partir de la información del estado operativo del sistema.

El CCT solicita al Jefe de Distribución la realización de las maniobras pertinentes en terreno.

El CCT verifica con el Jefe de Distribución la realización de las operaciones de terreno solicitadas y pide autorización para energizar redes con potencia disponible.

8.2.4. CONSIDERACIONES DE PARTIDA DEL PRS

Declaración de existencia de un Apagón Total

Disponer interruptores según esquema de Recuperación de Servicio, tal como se describe en el Procedimiento.

Central Cochamó energiza su barra de 13,2kV.

8.2.5. CONCEPTOS

Con la energía proveniente de central Cochamó y disponibilidad de las instalaciones, se recuperan los consumos alimentados desde la barra de 13,2kV de central Cochamó lo que corresponde a los alimentadores Cochamó y Puelo.

En caso de existir indisponibilidad de instalaciones de distribución que lo ameriten, y previa verificación con el Jefe de Distribución de aislación de las mismas, el OC Cochamó podrá ordenar iniciar la operación del sistema con un solo alimentador.

8.3. Condiciones para aplicación de plan de recuperación de servicio (PRS)

La aplicación de los planes dependerá del estado en que se encuentren las instalaciones, esto es, caída total o parcial de servicio, la disponibilidad operacional total o parcial de las redes asociadas a los alimentadores Cochamó y Puelo; y disponibilidad de potencia en la central Cochamó.

Tabla 36. Procedimiento

SISTEMA COCHAMÓ		
1	CCT	Da instrucciones al OC y ordena disponer de estado de interruptores de acuerdo al esquema de recuperación de servicio. Abrir equipo no operado 52C-1 ó 52C-2 ó ambos en barra Cochamó 13,2kV.
2	CCT	Da inicio de plan de recuperación de servicio.
3	CCT	Da orden al OC y solicita energizar barra 13,2kV con energía de hasta dos grupos termoelectrónicos, de acuerdo a disponibilidad de las unidades N° 586, N° 587 y N° 540 de la central Cochamó. El número de unidades a operar dependerá, además de lo anterior, de la previsión de demanda, disponibilidad de instalaciones de distribución y mínimo técnico de la Central Cochamó, de tal forma que la demanda a abastecer tras las maniobras de cierre respectivas se encuentre dentro de los límites técnicos de la central.
4	CCT	Según disponibilidad de las instalaciones de distribución se energiza alimentador Puelo. La operación la realiza el OC previa orden del CCT.
5	CCT	Según disponibilidad de las instalaciones de distribución se energiza alimentador Cochamó. En caso que previamente no se haya podido energizar el alimentador Puelo, se debe verificar antes del cierre de interruptores 52C-1 que la previsión de demanda para el alimentador Cochamó sea mayor al mínimo técnico de la Central Cochamó. La operación la realiza el OC previa orden del CCT.

9. ANEXOS

9.1. ANEXO I: RESULTADOS COMPLETOS VERIFICACIÓN DE PROTECCIONES

En este anexo se incluyen los resultados de la verificación de la actuación de las protecciones para las distintas fallas detalladas en el cuerpo del informe. 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 para el año base, y asimismo teniendo en cuenta el desconectador abierto y cerrado, verificando que se cumpla la coordinación en ambas condiciones.

Además, para cada una de las tablas se indica con color verde claro los elementos que debían operar para despejar la falla en forma selectiva y coordinada.

Los interruptores de baja tensión para las unidades de la central Cochamó son denominados “Prot BT U1”, “Prot BT U2”, “Prot BT U3”, y los fusibles de MT de dicha central fueron designados “Fusible U1 MT”, “Fusible U2 MT” y “Fusible Cochamó U3 MT”.

Tal como se muestra en las tablas se obtuvo una actuación coordinada de las protecciones para todos los casos, notando que dado el ajuste de la unidad de sobrecorriente residual, esta actuó de manera casi instantánea en la mayoría de las faltas con un tiempo de 50 mseg.

9.1.1. DESCONECTADOR ABIERTO

Tabla 37. Actuación de relés de protección Falla 01 – Demanda máxima. Desconectador abierto

Falla Trifásica		Falla Monofásica		Falla Bifásica		Falla Bifásica a Tierra		Falla Monofásica Rf=40Ω	
Elemento actuante	Tiempo de disparo	Elemento Actuante	Tiempo de disparo	Elemento actuante	Tiempo de disparo	Elemento actuante	Tiempo de disparo	Elemento Actuante	Tiempo de disparo
52C-2	0,184	52C-2	0,137	52C-2	0,255	52C-2	0,123	52C-2	0,878
Prot BT U1	0,347	Prot BT U1	0,738	Prot BT U1	0,455	Prot BT U1	0,372	Prot BT U2	13,701
Prot BT U2	0,347	Prot BT U2	0,738	Prot BT U2	0,455	Prot BT U2	0,372	Prot BT U1	13,732
Fusible U1 MT	5,688	Fusible U1 MT	0,994	Fusible U2 MT	24,331	Fusible U1 MT	0,606	Fusible U2 MT	599,467
Fusible U2 MT	5,688	Fusible U2 MT	0,994	Fusible U1 MT	24,357	Fusible U2 MT	0,606	Fusible U1 MT	600,34
52C1-DEM MINIMA	-	52C1-DEM MINIMA	-	52C1-DEM MINIMA	-	52C-1	3,297	52C-1	-
52C-1	-	52C-1	-	52C-1	-	52C1-DEM MINIMA	-	52C1-DEM MINIMA	-
52C2-DEM MINIMA	-	52C2-DEM MINIMA	-	52C2-DEM MINIMA	-	52C2-DEM MINIMA	-	52C2-DEM MINIMA	-

Tabla 38. Actuación de relés de protección Falla 01 – Demanda mínima. Desconectador abierto

Falla Trifásica		Falla Monofásica		Falla Bifásica		Falla Bifásica a Tierra		Falla Monofásica Rf=40Ω	
Elemento actuante	Tiempo de disparo	Elemento Actuante	Tiempo de disparo	Elemento actuante	Tiempo de disparo	Elemento actuante	Tiempo de disparo	Elemento Actuante	Tiempo de disparo
52C2-DEM MINIMA	0,428	52C2-DEM MINIMA	0,26	52C2-DEM MINIMA	0,68	52C2-DEM MINIMA	0,202	52C2-DEM MINIMA	0,811
Prot BT U1	0,598	Prot BT U1	1,098	Prot BT U1	0,761	Prot BT U1	0,62	Prot BT U1	4,423
Fusible U1 MT	6,876	Fusible U1 MT	3,195	Fusible U1 MT	35,114	Fusible U1 MT	1,519	Fusible U1 MT	188,749
52C-2	-	52C-2	-	52C-2	-	52C-2	-	52C-2	-
52C-1	-	52C-1	-	52C-1	-	52C-1	-	52C-1	-

52C1-DEM MINIMA	-	52C1-DEM MINIMA	-	52C1-DEM MINIMA	-	52C1-DEM MINIMA	-	52C1-DEM MINIMA	-
Fusible U2 MT	-	Fusible U2 MT	-	Fusible U2 MT	-	Fusible U2 MT	-	Fusible U2 MT	-
Fusible U3 MT	-	Fusible U3 MT	-	Fusible U3 MT	-	Fusible U3 MT	-	Fusible U3 MT	-

Tabla 39. Actuación de relés de protección Falla 02 – Demanda máxima. Desconectador abierto

Falla Trifásica		Falla Monofásica		Falla Bifásica		Falla Bifásica a Tierra		Falla Monofásica Rf=40Ω	
Elemento actuante	Tiempo de disparo	Elemento Actuante	Tiempo de disparo	Elemento actuante	Tiempo de disparo	Elemento actuante	Tiempo de disparo	Elemento Actuante	Tiempo de disparo
52C-1	0,184	52C-1	0,137	52C-1	0,24	52C-1	0,123	52C-1	0,66
Prot BT U1	0,347	Prot BT U1	0,738	Prot BT U1	0,455	Prot BT U1	0,372	Prot BT U2	13,704
Prot BT U2	0,347	Prot BT U2	0,738	Prot BT U2	0,455	Prot BT U2	0,372	Prot BT U1	13,735
Fusible U1 MT	5,688	Fusible U1 MT	0,994	Fusible U2 MT	24,331	Fusible U1 MT	0,606	Fusible U2 MT	599,68
Fusible U2 MT	5,688	Fusible U2 MT	0,994	Fusible U1 MT	24,357	Fusible U2 MT	0,606	Fusible U1 MT	600,553
52C1-DEM MINIMA	-	52C1-DEM MINIMA	-	52C1-DEM MINIMA	-	52C1-DEM MINIMA	-	52C1-DEM MINIMA	-
52C-2	-	52C-2	-	52C-2	-	52C-2	-	52C-2	-
52C2-DEM MINIMA	-	52C2-DEM MINIMA	-	52C2-DEM MINIMA	-	52C2-DEM MINIMA	-	52C2-DEM MINIMA	-

Tabla 40. Actuación de relés de protección Falla 02 – Demanda mínima. Desconectador abierto

Falla Trifásica		Falla Monofásica		Falla Bifásica		Falla Bifásica a Tierra		Falla Monofásica Rf=40Ω	
Elemento actuante	Tiempo de disparo	Elemento Actuante	Tiempo de disparo	Elemento actuante	Tiempo de disparo	Elemento actuante	Tiempo de disparo	Elemento Actuante	Tiempo de disparo
52C1-DEM MINIMA	0,428	52C1-DEM MINIMA	0,26	52C1-DEM MINIMA	0,642	52C1-DEM MINIMA	0,202	52C1-DEM MINIMA	0,736
Prot BT U1	0,598	Prot BT U1	1,098	Prot BT U1	0,761	Prot BT U1	0,62	Prot BT U1	4,424
Fusible U1 MT	6,876	Fusible U1 MT	3,195	Fusible U1 MT	35,114	Fusible U1 MT	1,519	Fusible U1 MT	188,776
52C-2	-	52C-2	-	52C-2	-	52C-2	-	52C-2	-
52C2-DEM MINIMA	-	52C2-DEM MINIMA	-	52C2-DEM MINIMA	-	52C2-DEM MINIMA	-	52C2-DEM MINIMA	-
52C-1	-	52C-1	-	52C-1	-	52C-1	-	52C-1	-
Fusible U2 MT	-	Fusible U2 MT	-	Fusible U2 MT	-	Fusible U2 MT	-	Fusible U2 MT	-
Fusible U3 MT	-	Fusible U3 MT	-	Fusible U3 MT	-	Fusible U3 MT	-	Fusible U3 MT	-

Tabla 41. Actuación de relés de protección Falla 03 – Demanda máxima. Desconectador abierto

Falla Trifásica		Falla Monofásica		Falla Bifásica		Falla Bifásica a Tierra		Falla Monofásica Rf=40Ω	
Elemento actuante	Tiempo de disparo	Elemento Actuante	Tiempo de disparo	Elemento actuante	Tiempo de disparo	Elemento actuante	Tiempo de disparo	Elemento Actuante	Tiempo de disparo
52C-2	0,788	52C-2	1,024	52C-2	1,164	52C-2	0,856	52C-2	1,45
Prot BT U2	2,851	Prot BT U2	17,543	Prot BT U2	3,215	Prot BT U2	3,113	52C-1	-
Prot BT U1	2,853	Prot BT U1	17,578	Prot BT U1	3,218	Prot BT U1	3,115	52C1-	-

								DEM MINIMA	
Fusible U2 MT	573,871	52C1-DEM MINIMA	-	Fusible U2 MT	903,083	Fusible U2 MT	721,471	52C2-DEM MINIMA	-
Fusible U1 MT	574,416	52C-1	-	Fusible U1 MT	904,648	Fusible U1 MT	722,1	Fusible U1 MT	-
52C1-DEM MINIMA	-	52C2-DEM MINIMA	-	52C1-DEM MINIMA	-	52C1-DEM MINIMA	-	Fusible U2 MT	-
52C-1	-	Fusible U1 MT	-	52C-1	-	52C-1	-	Fusible U3 MT	-
52C2-DEM MINIMA	-	Fusible U2 MT	-	52C2-DEM MINIMA	-	52C2-DEM MINIMA	-	Prot BT U1	-

Tabla 42. Actuación de relés de protección Falla 03 – Demanda mínima. Desconectador abierto

Falla Trifásica		Falla Monofásica		Falla Bifásica		Falla Bifásica a Tierra		Falla Monofásica Rf=40Ω	
Elemento actuante	Tiempo de disparo	Elemento Actuante	Tiempo de disparo	Elemento actuante	Tiempo de disparo	Elemento actuante	Tiempo de disparo	Elemento Actuante	Tiempo de disparo
52C2-DEM MINIMA	1,098	52C2-DEM MINIMA	1,104	52C2-DEM MINIMA	1,815	52C2-DEM MINIMA	1,082	52C2-DEM MINIMA	1,515
Prot BT U1	1,681	Prot BT U1	7,899	Prot BT U1	1,945	Prot BT U1	1,856	Prot BT U1	18,838
Fusible U1 MT	160,786	Fusible U1 MT	519,384	Fusible U1 MT	349,319	Fusible U1 MT	253,599	52C-2	-
52C-2	-	52C-2	-	52C-2	-	52C-2	-	52C-1	-
52C-1	-	52C-1	-	52C-1	-	52C-1	-	52C1-DEM MINIMA	-
52C1-DEM MINIMA	-	52C1-DEM MINIMA	-	52C1-DEM MINIMA	-	52C1-DEM MINIMA	-	Fusible U1 MT	-
Fusible U2 MT	-	Fusible U2 MT	-	Fusible U2 MT	-	Fusible U2 MT	-	Fusible U2 MT	-
Fusible U3 MT	-	Fusible U3 MT	-	Fusible U3 MT	-	Fusible U3 MT	-	Fusible U3 MT	-

Tabla 43. Actuación de relés de protección Falla 04 – Demanda máxima. Desconectador abierto

Falla Trifásica		Falla Monofásica		Falla Bifásica		Falla Bifásica a Tierra		Falla Monofásica Rf=40Ω	
Elemento actuante	Tiempo de disparo	Elemento Actuante	Tiempo de disparo	Elemento actuante	Tiempo de disparo	Elemento actuante	Tiempo de disparo	Elemento Actuante	Tiempo de disparo
Salida Cochamó	0,177	Salida Cochamó	0,181	Salida Cochamó	0,233	Salida Cochamó	0,171	Salida Cochamó	0,713
52C-1	0,275	52C-1	0,282	52C-1	0,359	52C-1	0,274	52C-1	1,14
Prot BT U1	0,762	Prot BT U2	2,994	Prot BT U1	0,925	Prot BT U1	0,861	Prot BT U2	25,796
Prot BT U2	0,762	Prot BT U1	2,997	Prot BT U2	0,925	Prot BT U2	0,861	Prot BT U1	25,864
Fusible U2 MT	50,922	Fusible U2 MT	57,542	Fusible U2 MT	146,895	Fusible U2 MT	40,258	52C1-DEM MINIMA	-
Fusible U1 MT	50,958	Fusible U1 MT	57,585	Fusible U1 MT	147,107	Fusible U1 MT	40,283	52C-2	-
52C1-DEM MINIMA	-	52C1-DEM MINIMA	-	52C1-DEM MINIMA	-	52C1-DEM MINIMA	-	52C2-DEM MINIMA	-
52C-2	-	52C-2	-	52C-2	-	52C-2	-	Fusible U1 MT	-

Tabla 44. Actuación de relés de protección Falla 04 – Demanda mínima. Desconectador abierto

Falla Trifásica		Falla Monofásica		Falla Bifásica		Falla Bifásica a Tierra		Falla Monofásica Rf=40Ω	
Elemento actuante	Tiempo de disparo	Elemento Actuante	Tiempo de disparo	Elemento actuante	Tiempo de disparo	Elemento actuante	Tiempo de disparo	Elemento Actuante	Tiempo de disparo
SALIDA COCHAMÓ MIN	0,411	SALIDA COCHAMÓ MIN	0,331	SALIDA COCHAMÓ MIN	0,611	SALIDA COCHAMÓ MIN	0,299	SALIDA COCHAMÓ MIN	0,874
52C1-DEM MINIMA	0,553	52C1-DEM MINIMA	0,441	52C1-DEM MINIMA	0,826	52C1-DEM MINIMA	0,396	52C1-DEM MINIMA	1,131
Prot BT U1	0,833	Prot BT U1	2,222	Prot BT U1	1,024	Prot BT U1	0,922	Prot BT U1	8,072
Fusible U1 MT	20,303	Fusible U1 MT	35,69	Fusible U1 MT	85,417	Fusible U1 MT	15,694	Fusible U1 MT	489,605
52C-2	-	52C-2	-	52C-2	-	52C-2	-	52C-2	-
52C2-DEM MINIMA	-	52C2-DEM MINIMA	-	52C2-DEM MINIMA	-	52C2-DEM MINIMA	-	52C2-DEM MINIMA	-
52C-1	-	52C-1	-	52C-1	-	52C-1	-	52C-1	-
Fusible U2 MT	-	Fusible U2 MT	-	Fusible U2 MT	-	Fusible U2 MT	-	Fusible U2 MT	-

Tabla 45. Actuación de relés de protección Falla 05 – Demanda máxima. Desconectador abierto

Falla Trifásica		Falla Monofásica		Falla Bifásica		Falla Bifásica a Tierra		Falla Monofásica Rf=40Ω	
Elemento actuante	Tiempo de disparo	Elemento Actuante	Tiempo de disparo	Elemento actuante	Tiempo de disparo	Elemento actuante	Tiempo de disparo	Elemento Actuante	Tiempo de disparo
Prot BT U1	0,381	Prot BT U1	0,35	Prot BT U1	0,607	Prot BT U1	0,35	52C-1	-
Prot BT U2	0,585	Prot BT U2	1,079	Prot BT U2	0,913	Prot BT U2	0,768	Prot BT U2	-
Fusible U2 MT	24,733	Fusible U2 MT	179,899	Fusible U2 MT	46,629	Fusible U2 MT	31,038	Prot BT U1	-
Fusible U1 MT	29,514	Fusible U1 MT	214,127	Fusible U1 MT	55,155	Fusible U1 MT	36,947	Fusible U2 MT	-
52C1-DEM MINIMA	-	52C1-DEM MINIMA	-	52C1-DEM MINIMA	-	52C1-DEM MINIMA	-	Fusible U1 MT	-
52C-1	-	52C-1	-	52C-1	-	52C-1	-	52C1-DEM MINIMA	-
52C-2	-	52C-2	-	52C-2	-	52C-2	-	52C-2	-
52C2-DEM MINIMA	-	52C2-DEM MINIMA	-	52C2-DEM MINIMA	-	52C2-DEM MINIMA	-	52C2-DEM MINIMA	-

Tabla 46. Actuación de relés de protección Falla 05 – Demanda mínima. Desconectador abierto

Falla Trifásica		Falla Monofásica		Falla Bifásica		Falla Bifásica a Tierra		Falla Monofásica Rf=40Ω	
Elemento actuante	Tiempo de disparo	Elemento Actuante	Tiempo de disparo	Elemento actuante	Tiempo de disparo	Elemento actuante	Tiempo de disparo	Elemento Actuante	Tiempo de disparo
Prot BT U1	0,403	Prot BT U1	0,35	Prot BT U1	0,684	Prot BT U1	0,35	52C-1	-
52C-2	-	52C-2	-	52C-2	-	52C-2	-	Prot BT U2	-
52C2-DEM MINIMA	-	52C2-DEM MINIMA	-	52C2-DEM MINIMA	-	52C2-DEM MINIMA	-	Prot BT U1	-
52C-1	-	52C-1	-	52C-1	-	52C-1	-	Fusible U2 MT	-

52C1-DEM MINIMA	-	52C1-DEM MINIMA	-	52C1-DEM MINIMA	-	52C1-DEM MINIMA	-	Fusible U1 MT	-
Fusible U1 MT	-	Fusible U1 MT	-	Fusible U1 MT	-	Fusible U1 MT	-	52C1-DEM MINIMA	-
Fusible U2 MT	-	Fusible U2 MT	-	Fusible U2 MT	-	Fusible U2 MT	-	52C-2	-
Fusible U3 MT	-	Fusible U3 MT	-	Fusible U3 MT	-	Fusible U3 MT	-	52C2-DEM MINIMA	-

Tabla 47. Actuación de relés de protección Falla 06 – Demanda máxima. Desconectador abierto

Falla Trifásica		Falla Monofásica		Falla Bifásica		Falla Bifásica a Tierra		Falla Monofásica Rf=40Ω	
Elemento actuante	Tiempo de dispar	Elemento Actuante	Tiempo de dispar	Elemento actuante	Tiempo de dispar	Elemento actuante	Tiempo de dispar	Elemento Actuante	Tiempo de dispar
Salmones Camanchaca	0,209	Salmones Camanchaca	0,253	Salmones Camanchaca	0,298	Salmones Camanchaca	0,222	Salmones Camanchaca	0,973
Salida Cochamó	0,388	Salida Cochamó	0,329	Salida Cochamó	0,517	Salida Cochamó	0,33	Salida Cochamó	1,333
52C-1	0,611	52C-1	0,401	52C-1	0,817	52C-1	0,407	52C-1	1,675
Prot BT U2	2,69	Prot BT U2	13,503	Prot BT U2	3,009	Prot BT U2	2,907	52C-2	-
Prot BT U1	2,692	Prot BT U1	13,53	Prot BT U1	3,012	Prot BT U1	2,909	52C2-DEM MINIMA	-
Fusible U2 MT	537,72	Fusible U2 MT	775,52	Fusible U2 MT	871,80	Fusible U2 MT	628,05	52C1-DEM MINIMA	-
Fusible U1 MT	538,29	Fusible U1 MT	776,42	Fusible U1 MT	873,36	Fusible U1 MT	628,695	Fusible U1 MT	-
52C1-DEM MINIMA	-	52C1-DEM MINIMA	-	52C1-DEM MINIMA	-	52C1-DEM MINIMA	-	Fusible U2 MT	-

Tabla 48. Actuación de relés de protección Falla 06 – Demanda mínima. Desconectador abierto

Falla Trifásica		Falla Monofásica		Falla Bifásica		Falla Bifásica a Tierra		Falla Monofásica Rf=40Ω	
Elemento actuante	Tiempo de dispar	Elemento Actuante	Tiempo de dispar	Elemento actuante	Tiempo de dispar	Elemento actuante	Tiempo de dispar	Elemento Actuante	Tiempo de dispar
Salmones Camanchaca	0,435	Salmones Camanchaca	0,436	Salmones Camanchaca	0,652	Salmones Camanchaca	0,399	Salmones Camanchaca	1,11
SALIDA COCHAMÓ MIN	0,659	SALIDA COCHAMÓ MIN	0,663	SALIDA COCHAMÓ MIN	0,979	SALIDA COCHAMÓ MIN	0,599	SALIDA COCHAMÓ MIN	1,127
52C1-DEM MINIMA	0,9	52C1-DEM MINIMA	0,905	52C1-DEM MINIMA	1,356	52C1-DEM MINIMA	0,809	52C1-DEM MINIMA	1,5
Prot BT U1	1,475	Prot BT U1	5,52	Prot BT U1	1,712	Prot BT U1	1,622	Prot BT U1	17,546
Fusible U1 MT	115,401	Fusible U1 MT	311,951	Fusible U1 MT	284,924	Fusible U1 MT	150,06	52C-2	-
52C-2	-	52C-2	-	52C-2	-	52C-2	-	52C2-DEM MINIMA	-
52C2-DEM MINIMA	-	52C2-DEM MINIMA	-	52C2-DEM MINIMA	-	52C2-DEM MINIMA	-	52C-1	-
52C-1	-	52C-1	-	52C-1	-	52C-1	-	Fusible U1 MT	-

Tabla 49. Actuación de relés de protección Falla 07 – Demanda máxima. Desconectador abierto

Falla Trifásica		Falla Monofásica		Falla Bifásica		Falla Bifásica a Tierra		Falla Monofásica Rf=40Ω	
Elemento actuante	Tiempo de disparo	Elemento Actuante	Tiempo de disparo	Elemento actuante	Tiempo de disparo	Elemento actuante	Tiempo de disparo	Elemento Actuante	Tiempo de disparo
Salida Cochamó	1,757	Salida Cochamó	1,667	Salida Cochamó	2,667	Salida Cochamó	1,718	Salida Cochamó	2,908
52C-1	3,286	52C-1	2,123	52C-1	5,771	52C-1	2,436	52C-1	3,803
Prot BT U2	19,973	52C-2	-	Prot BT U2	20,747	Prot BT U2	20,483	52C-2	-
Prot BT U1	20,014	52C2-DEM MINIMA	-	Prot BT U1	20,79	Prot BT U1	20,525	52C2-DEM MINIMA	-
52C1-DEM MINIMA	-	52C1-DEM MINIMA	-	52C1-DEM MINIMA	-	52C-2	-	52C1-DEM MINIMA	-
52C-2	-	Fusible U1 MT	-	52C-2	-	52C2-DEM MINIMA	-	Fusible U1 MT	-
52C2-DEM MINIMA	-	Fusible U2 MT	-	52C2-DEM MINIMA	-	52C1-DEM MINIMA	-	Fusible U2 MT	-
Fusible U1 MT	-	Fusible U3 MT	-	Fusible U1 MT	-	Fusible U1 MT	-	Fusible U3 MT	-

Tabla 50. Actuación de relés de protección Falla 07 – Demanda mínima. Desconectador abierto

Falla Trifásica		Falla Monofásica		Falla Bifásica		Falla Bifásica a Tierra		Falla Monofásica Rf=40Ω	
Elemento actuante	Tiempo de disparo	Elemento Actuante	Tiempo de disparo	Elemento actuante	Tiempo de disparo	Elemento actuante	Tiempo de disparo	Elemento Actuante	Tiempo de disparo
SALIDA COCHAMÓ MIN	2,224	SALIDA COCHAMÓ MIN	1,348	SALIDA COCHAMÓ MIN	3,746	SALIDA COCHAMÓ MIN	1,403	SALIDA COCHAMÓ MIN	2,01
52C1-DEM MINIMA	3,461	52C1-DEM MINIMA	1,823	Prot BT U1	5,773	52C1-DEM MINIMA	1,903	52C1-DEM MINIMA	2,795
Prot BT U1	5,289	Prot BT U1	25,999	52C1-DEM MINIMA	6,698	Prot BT U1	5,614	52C-2	-
Fusible U1 MT	982,378	52C-2	-	52C-2	-	52C-2	-	52C2-DEM MINIMA	-
52C-2	-	52C2-DEM MINIMA	-	52C2-DEM MINIMA	-	52C2-DEM MINIMA	-	52C-1	-
52C2-DEM MINIMA	-	52C-1	-	52C-1	-	52C-1	-	Fusible U1 MT	-
52C-1	-	Fusible U1 MT	-	Fusible U1 MT	-	Fusible U1 MT	-	Fusible U2 MT	-
Fusible U2 MT	-	Fusible U2 MT	-	Fusible U2 MT	-	Fusible U2 MT	-	Fusible U3 MT	-

9.1.2. DESCONECTADOR CERRADO

Tabla 51. Actuación de relés de protección Falla 02– Demanda máxima. Desconectador cerrado

Falla Trifásica		Falla Monofásica		Falla Bifásica		Falla Bifásica a Tierra		Falla Monofásica Rf=40Ω	
Elemento actuante	Tiempo de disparo	Elemento Actuante	Tiempo de disparo	Elemento actuante	Tiempo de disparo	Elemento actuante	Tiempo de disparo	Elemento Actuante	Tiempo de disparo
52C-1	0.184	52C-1	0.137	52C-1	0.235	52C-1	0.123	52C-1	0.608
Prot BT U1	0.347	Prot BT U1	0.738	Prot BT U1	0.455	Prot BT U1	0.372	Prot BT U2	13.704
Prot BT U2	0.347	Prot BT U2	0.738	Prot BT U2	0.455	Prot BT U2	0.372	Prot BT U1	13.736
Fusible U1 MT	5.687	Fusible U1 MT	0.994	Fusible U2 MT	24.328	Fusible U1 MT	0.606	Fusible U2 MT	599.699
Fusible U2 MT	5.687	Fusible U2 MT	0.994	Fusible U1 MT	24.355	Fusible U2 MT	0.606	Fusible U1 MT	600.62

52C-2	-	52C-2	-	52C-2	-	52C-2	-	52C-2	-
52C2-DEM MINIMA	-	52C2-DEM MINIMA	-	52C2-DEM MINIMA	-	52C2-DEM MINIMA	-	52C2-DEM MINIMA	-
52C1-DEM MINIMA	-	52C1-DEM MINIMA	-	52C1-DEM MINIMA	-	52C1-DEM MINIMA	-	52C1-DEM MINIMA	-

Tabla 52. Actuación de relés de protección Falla 02– Demanda mínima. Desconectador cerrado

Falla Trifásica		Falla Monofásica		Falla Bifásica		Falla Bifásica a Tierra		Falla Monofásica Rf=40Ω	
Elemento actuante	Tiempo de disparo	Elemento Actuante	Tiempo de disparo	Elemento actuante	Tiempo de disparo	Elemento actuante	Tiempo de disparo	Elemento Actuante	Tiempo de disparo
52C1-DEM MINIMA	0,428	52C1-DEM MINIMA	0,261	52C1-DEM MINIMA	0,628	52C1-DEM MINIMA	0,203	52C1-DEM MINIMA	0,736
Prot BT U1	0,598	Prot BT U1	1,098	Prot BT U1	0,761	Prot BT U1	0,62	Prot BT U1	4,424
Fusible U1 MT	6,876	Fusible U1 MT	3,195	Fusible U1 MT	35,112	Fusible U1 MT	1,519	Fusible U1 MT	188,776
52C-2	-	52C-2	-	52C-2	-	52C-2	-	52C-2	-
52C2-DEM MINIMA	-	52C2-DEM MINIMA	-	52C2-DEM MINIMA	-	52C2-DEM MINIMA	-	52C2-DEM MINIMA	-
52C-1	-	52C-1	-	52C-1	-	52C-1	-	52C-1	-
Fusible U2 MT	-	Fusible U2 MT	-	Fusible U2 MT	-	Fusible U2 MT	-	Fusible U2 MT	-
Fusible U3 MT	-	Fusible U3 MT	-	Fusible U3 MT	-	Fusible U3 MT	-	Fusible U3 MT	-

Tabla 53. Actuación de relés de protección Falla 03– Demanda máxima. Desconectador cerrado

Falla Trifásica		Falla Monofásica		Falla Bifásica		Falla Bifásica a Tierra		Falla Monofásica Rf=40Ω	
Elemento actuante	Tiempo de disparo	Elemento Actuante	Tiempo de disparo	Elemento actuante	Tiempo de disparo	Elemento actuante	Tiempo de disparo	Elemento Actuante	Tiempo de disparo
52C-1	0.594	52C-1	1.267	52C-1	0.754	52C-1	0.856	52C-1	1.465
Prot BT U2	2.852	Prot BT U2	17.549	Prot BT U2	3.216	Prot BT U2	3.114	52C-2	-
Prot BT U1	2.855	Prot BT U1	17.586	Prot BT U1	3.219	Prot BT U1	3.117	52C1-DEM MINIMA	-
Fusible U2 MT	574.172	52C-2	-	Fusible U2 MT	903.545	Fusible U2 MT	721.81	52C2-DEM MINIMA	-
Fusible U1 MT	574.748	52C2-DEM MINIMA	-	Fusible U1 MT	905.198	Fusible U1 MT	722.474	Fusible U1 MT	-
52C-2	-	52C1-DEM MINIMA	-	52C-2	-	52C-2	-	Fusible U2 MT	-
52C2-DEM MINIMA	-	Fusible U1 MT	-	52C2-DEM MINIMA	-	52C2-DEM MINIMA	-	Fusible U3 MT	-
52C1-DEM MINIMA	-	Fusible U2 MT	-	52C1-DEM MINIMA	-	52C1-DEM MINIMA	-	Prot BT U1	-

Tabla 54. Actuación de relés de protección Falla 03– Demanda mínima. Desconectador cerrado

Falla Trifásica		Falla Monofásica		Falla Bifásica		Falla Bifásica a Tierra		Falla Monofásica Rf=40Ω	
Elemento actuante	Tiempo de disparo	Elemento Actuante	Tiempo de disparo	Elemento actuante	Tiempo de disparo	Elemento actuante	Tiempo de disparo	Elemento Actuante	Tiempo de disparo
52C1-DEM MINIMA	0,989	52C1-DEM MINIMA	1,107	52C1-DEM MINIMA	1,441	52C1-DEM MINIMA	1,027	52C2-DEM MINIMA	1,515
Prot BT U1	1,681	Prot BT U1	7,9	Prot BT U1	1,946	Prot BT U1	1,856	Prot BT U1	18,838

Fusible U1 MT	160,819	Fusible U1 MT	519,488	Fusible U1 MT	349,365	Fusible U1 MT	253,664	52C-2	-
52C-2	-	52C-2	-	52C-2	-	52C-2	-	52C-1	-
52C2-DEM MINIMA	-	52C2-DEM MINIMA	-	52C2-DEM MINIMA	-	52C2-DEM MINIMA	-	52C1-DEM MINIMA	-
52C-1	-	52C-1	-	52C-1	-	52C-1	-	Fusible U1 MT	-
Fusible U2 MT	-	Fusible U2 MT	-	Fusible U2 MT	-	Fusible U2 MT	-	Fusible U2 MT	-
Fusible U3 MT	-	Fusible U3 MT	-	Fusible U3 MT	-	Fusible U3 MT	-	Fusible U3 MT	-

Tabla 55. Actuación de relés de protección Falla 04– Demanda máxima. Desconectador cerrado

Falla Trifásica		Falla Monofásica		Falla Bifásica		Falla Bifásica a Tierra		Falla Monofásica Rf=40Ω	
Elemento actuante	Tiempo de disparo	Elemento Actuante	Tiempo de disparo	Elemento actuante	Tiempo de disparo	Elemento actuante	Tiempo de disparo	Elemento Actuante	Tiempo de disparo
Salida Cochamó	0.177	Salida Cochamó	0.181	Salida Cochamó	0.233	Salida Cochamó	0.171	Salida Cochamó	0.713
52C-1	0.27	52C-1	0.277	52C-1	0.345	52C-1	0.258	52C-1	1.022
Prot BT U1	0.762	Prot BT U2	2.994	Prot BT U1	0.925	Prot BT U1	0.861	Prot BT U2	25.796
Prot BT U2	0.762	Prot BT U1	2.998	Prot BT U2	0.925	Prot BT U2	0.861	Prot BT U1	25.868
Fusible U2 MT	50.927	Fusible U2 MT	57.555	Fusible U2 MT	146.898	Fusible U2 MT	40.271	52C-2	-
Fusible U1 MT	50.965	Fusible U1 MT	57.6	Fusible U1 MT	147.122	Fusible U1 MT	40.296	52C2-DEM MINIMA	-
52C-2	-	52C-2	-	52C-2	-	52C-2	-	52C1-DEM MINIMA	-
52C2-DEM MINIMA	-	52C2-DEM MINIMA	-	52C2-DEM MINIMA	-	52C2-DEM MINIMA	-	Fusible U1 MT	-

Tabla 56. Actuación de relés de protección Falla 04– Demanda mínima. Desconectador cerrado

Falla Trifásica		Falla Monofásica		Falla Bifásica		Falla Bifásica a Tierra		Falla Monofásica Rf=40Ω	
Elemento actuante	Tiempo de disparo	Elemento Actuante	Tiempo de disparo	Elemento actuante	Tiempo de disparo	Elemento actuante	Tiempo de disparo	Elemento Actuante	Tiempo de disparo
SALIDA COCHAMÓ MIN	0,411	SALIDA COCHAMÓ MIN	0,331	SALIDA COCHAMÓ MIN	0,611	SALIDA COCHAMÓ MIN	0,299	SALIDA COCHAMÓ MIN	0,874
52C1-DEM MINIMA	0,549	52C1-DEM MINIMA	0,439	52C1-DEM MINIMA	0,801	52C1-DEM MINIMA	0,393	52C1-DEM MINIMA	1,131
Prot BT U1	0,833	Prot BT U1	2,222	Prot BT U1	1,024	Prot BT U1	0,922	Prot BT U1	8,072
Fusible U1 MT	20,303	Fusible U1 MT	35,691	Fusible U1 MT	85,417	Fusible U1 MT	15,695	Fusible U1 MT	489,605
52C-2	-	52C-2	-	52C-2	-	52C-2	-	52C-2	-
52C2-DEM MINIMA	-	52C2-DEM MINIMA	-	52C2-DEM MINIMA	-	52C2-DEM MINIMA	-	52C2-DEM MINIMA	-
52C-1	-	52C-1	-	52C-1	-	52C-1	-	52C-1	-
Fusible U2 MT	-	Fusible U2 MT	-	Fusible U2 MT	-	Fusible U2 MT	-	Fusible U2 MT	-

Tabla 57. Actuación de relés de protección Falla 05– Demanda máxima. Desconectador cerrado

Falla Trifásica		Falla Monofásica		Falla Bifásica		Falla Bifásica a Tierra		Falla Monofásica Rf=40Ω	
Elemento actuante	Tiempo de disparo	Elemento Actuante	Tiempo de disparo	Elemento actuante	Tiempo de disparo	Elemento actuante	Tiempo de disparo	Elemento Actuante	Tiempo de disparo
Prot BT U1	0,381	Prot BT U1	0,35	Prot BT U1	0,607	Prot BT U1	0,35	52C-1	-
Prot BT U2	0,585	Prot BT U2	1,079	Prot BT U2	0,913	Prot BT U2	0,768	Prot BT U2	-
Fusible U2 MT	24,733	Fusible U2 MT	179,899	Fusible U2 MT	46,629	Fusible U2 MT	31,038	Prot BT U1	-
Fusible U1 MT	29,514	Fusible U1 MT	214,127	Fusible U1 MT	55,155	Fusible U1 MT	36,947	Fusible U2 MT	-
52C1-DEM MINIMA	-	52C1-DEM MINIMA	-	52C1-DEM MINIMA	-	52C1-DEM MINIMA	-	Fusible U1 MT	-
52C-1	-	52C-1	-	52C-1	-	52C-1	-	52C1-DEM MINIMA	-
52C-2	-	52C-2	-	52C-2	-	52C-2	-	52C-2	-
52C2-DEM MINIMA	-	52C2-DEM MINIMA	-	52C2-DEM MINIMA	-	52C2-DEM MINIMA	-	52C2-DEM MINIMA	-

Tabla 58. Actuación de relés de protección Falla 05– Demanda mínima. Desconectador cerrado

Falla Trifásica		Falla Monofásica		Falla Bifásica		Falla Bifásica a Tierra		Falla Monofásica Rf=40Ω	
Elemento actuante	Tiempo de disparo	Elemento Actuante	Tiempo de disparo	Elemento actuante	Tiempo de disparo	Elemento actuante	Tiempo de disparo	Elemento Actuante	Tiempo de disparo
Prot BT U1	0,403	Prot BT U1	0,35	Prot BT U1	0,684	Prot BT U1	0,35	52C-1	-
Prot BT U2	-	Prot BT U2	-	Prot BT U2	-	Prot BT U2	-	Prot BT U2	-
Fusible U2 MT	-	Fusible U2 MT	-	Fusible U2 MT	-	Fusible U2 MT	-	Prot BT U1	-
Fusible U1 MT	-	Fusible U1 MT	-	Fusible U1 MT	-	Fusible U1 MT	-	Fusible U2 MT	-
52C1-DEM MINIMA	-	52C1-DEM MINIMA	-	52C1-DEM MINIMA	-	52C1-DEM MINIMA	-	Fusible U1 MT	-
52C-1	-	52C-1	-	52C-1	-	52C-1	-	52C1-DEM MINIMA	-
52C-2	-	52C-2	-	52C-2	-	52C-2	-	52C-2	-
52C2-DEM MINIMA	-	52C2-DEM MINIMA	-	52C2-DEM MINIMA	-	52C2-DEM MINIMA	-	52C2-DEM MINIMA	-

Tabla 59. Actuación de relés de protección Falla 06 – Demanda máxima Desconectador cerrado

Falla Trifásica		Falla Monofásica		Falla Bifásica		Falla Bifásica a Tierra		Falla Monofásica Rf=40Ω	
Elemento actuante	Tiempo de disparo	Elemento Actuante	Tiempo de disparo	Elemento actuante	Tiempo de disparo	Elemento actuante	Tiempo de disparo	Elemento Actuante	Tiempo de disparo
Salmones Camanchaca	0.209	Salmones Camanchaca	0.253	Salmones Camanchaca	0.298	Salmones Camanchaca	0.222	Salmones Camanchaca	0.973
Salida Cochamó	0.388	Salida Cochamó	0.329	Salida Cochamó	0.517	Salida Cochamó	0.413	Salida Cochamó	1.33
52C-1	0.574	52C-1	0.402	52C-1	0.741	52C-1	0.658	52C-1	1.675
Prot BT U2	2.69	Prot BT U2	13.503	Prot BT U2	3.009	Prot BT U2	2.907	52C1-DEM MINIMA	-

Prot BT U1	2.693	Prot BT U1	13.532	Prot BT U1	3.012	Prot BT U1	2.909	52C-2	-
Fusible U2 MT	537.77	Fusible U2 MT	775.62	Fusible U2 MT	871.87	Fusible U2 MT	628.05	52C2-DEM MINIMA	-
Fusible U1 MT	538.37	Fusible U1 MT	776.57	Fusible U1 MT	873.51	Fusible U1 MT	628.69	Fusible U1 MT	-
52C-2	-	52C-2	-	52C-2	-	52C-2	-	Fusible U2 MT	-

Tabla 60. Actuación de relés de protección Falla 06 – Demanda mínima. Desconectador cerrado

Falla Trifásica		Falla Monofásica		Falla Bifásica		Falla Bifásica a Tierra		Falla Monofásica Rf=40Ω	
Elemento actuante	Tiempo de dispar	Elemento Actuante	Tiempo de dispar	Elemento actuante	Tiempo de dispar	Elemento actuante	Tiempo de dispar	Elemento Actuante	Tiempo de dispar
Salmones Camanchaca	0,435	Salmones Camanchaca	0,436	Salmones Camanchaca	0,652	Salmones Camanchaca	0,399	Salmones Camanchaca	1,11
SALIDA COCHAMÓ MIN	0,659	SALIDA COCHAMÓ MIN	0,663	SALIDA COCHAMÓ MIN	0,979	SALIDA COCHAMÓ MIN	0,599	SALIDA COCHAMÓ MIN	1,127
52C1-DEM MINIMA	0,9	52C1-DEM MINIMA	0,915	52C1-DEM MINIMA	1,356	52C1-DEM MINIMA	0,809	52C1-DEM MINIMA	1,5
Prot BT U1	1,475	Prot BT U1	5,52	Prot BT U1	1,712	Prot BT U1	1,622	Prot BT U1	17,546
Fusible U1 MT	115,40	Fusible U1 MT	311,95	Fusible U1 MT	284,92	Fusible U1 MT	150,06	52C-2	-
52C-2	-	52C-2	-	52C-2	-	52C-2	-	52C2-DEM MINIMA	-
52C2-DEM MINIMA	-	52C2-DEM MINIMA	-	52C2-DEM MINIMA	-	52C2-DEM MINIMA	-	52C-1	-
52C-1	-	52C-1	-	52C-1	-	52C-1	-	Fusible U1 MT	-

Tabla 61. Actuación de relés de protección Falla 07 – Demanda máxima Desconectador cerrado

Falla Trifásica		Falla Monofásica		Falla Bifásica		Falla Bifásica a Tierra		Falla Monofásica Rf=40Ω	
Elemento actuante	Tiempo de disparo	Elemento Actuante	Tiempo de disparo	Elemento actuante	Tiempo de disparo	Elemento actuante	Tiempo de disparo	Elemento Actuante	Tiempo de disparo
Salida Cochamó	1,757	Salida Cochamó	1,668	Salida Cochamó	2,668	Salida Cochamó	1,718	Salida Cochamó	2,908
52C-1	2,546	52C-1	2,129	52C-1	3,817	52C-1	2,444	52C-1	3,818
Prot BT U2	19,974	52C-2	-	Prot BT U2	20,748	Prot BT U2	20,483	52C-2	-
Prot BT U1	20,017	52C2-DEM MINIMA	-	Prot BT U1	20,793	Prot BT U1	20,528	52C2-DEM MINIMA	-
52C-2	-	52C1-DEM MINIMA	-	52C-2	-	52C-2	-	52C1-DEM MINIMA	-
52C2-DEM MINIMA	-	Fusible U1 MT	-	52C2-DEM MINIMA	-	52C2-DEM MINIMA	-	Fusible U1 MT	-
52C1-DEM MINIMA	-	Fusible U2 MT	-	52C1-DEM MINIMA	-	52C1-DEM MINIMA	-	Fusible U2 MT	-
Fusible U1 MT	-	Fusible U3 MT	-	Fusible U1 MT	-	Fusible U1 MT	-	Fusible U3 MT	-

Tabla 62. Actuación de relés de protección Falla 07 – Demanda mínima. Desconectador cerrado

Falla Trifásica		Falla Monofásica		Falla Bifásica		Falla Bifásica a Tierra		Falla Monofásica $R_f=40\Omega$	
Elemento actuante	Tiempo de dispar	Elemento Actuante	Tiempo de dispar	Elemento actuante	Tiempo de dispar	Elemento actuante	Tiempo de dispar	Elemento Actuante	Tiempo de dispar
SALIDA COCHAMÓ MIN	2,224	SALIDA COCHAMÓ MIN	1,348	SALIDA COCHAMÓ MIN	3,746	SALIDA COCHAMÓ MIN	1,403	SALIDA COCHAMÓ MIN	2,01
52C1-DEM MINIMA	3,156	52C1-DEM MINIMA	1,824	52C1-DEM MINIMA	5,431	52C1-DEM MINIMA	1,905	52C1-DEM MINIMA	2,795
Prot BT U1	5,289	Prot BT U1	25,999	Prot BT U1	5,773	Prot BT U1	5,614	52C-2	-
Fusible U1 MT	982,42	52C-2	-	52C-2	-	52C-2	-	52C2-DEM MINIMA	-
52C-2	-	52C2-DEM MINIMA	-	52C2-DEM MINIMA	-	52C2-DEM MINIMA	-	52C-1	-

9.1.3. CONCLUSIONES

Los tiempos de actuación fueron un tanto elevados para las fallas en los extremos de los alimentadores, debido a su reducido nivel de corriente de falla. Si se desean obtener tiempos de actuación más reducidos para dichas fallas se llega a una descoordinación con el fusible ante fallas en el cliente Salmones Camanchaca (actúa antes el reconectador Salida Cochamó que dicho fusible).

Asimismo, no se registró actuación de las protecciones de BT de los generadores ante fallas monofásicas con 40Ω de R_f , debido a la reducida corriente de falla resultante. Dicha corriente de falla está en el rango de la corriente de carga por lo que no puede ajustarse el pick up para que la misma sea detectada directamente.