PROYECTO

ESTUDIOS ELECTRICOS PARA LOS SISTEMAS MEDIANOS DEL GRUPO SAESA

SISTEMA MEDIANO COCHAMÓ

26 de Abril de 2010

ÍNDICE

1 INTRODUCCIÓN 5

1.1 ANTECEDENTES GENERALES 5

1.2 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA MEDIANO DE COCHAMÓ 6

2 ESTUDIO DE RESTRICCIONES DE TRANSMISIÓN 8

2.1 INTRODUCCIÓN 8

2.2 RESTRICCIONES DE TRANSMISIÓN POR LÍMITE TÉRMICO. 8

2.3 RESTRICCIONES DE TRANSMISIÓN POR REGULACIÓN DE TENSIÓN. 10

2.4 RESTRICCIONES DE TRANSMISIÓN POR CONTINGENCIA. 11

2.5 DETERMINACIÓN DE RESTRICCIONES DE TRANSMISIÓN. 12

3 ESTUDIO DE CONTROL DE FRECUENCIA Y DETERMINACIÓN DE RESERVAS 13

3.1 INTRODUCCIÓN 13

3.2 METODOLOGÍA 13

3.3 PREVISIÓN DE DEMANDA 13

3.4 DESPACHO DE UNIDADES GENERADORAS. 15

3.5 CÁLCULO DE COSTO ESPERADO DE OPERACIÓN PARA CADA ESCENARIO 17

3.6 DETERMINACIÓN DEL DESPACHO ÓPTIMO. 19

3.7 ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DINÁMICO DEL SISTEMA FRENTE A CONTINGENCIAS DE MAYOR RELEVANCIA EN ESCENARIOS DE DEMANDA MÁXIMA Y MÍNIMA CON RESERVA DE POTENCIA ÓPTIMA. 21

3.8 CONCLUSIONES 28

4 ESTUDIO DE ESQUEMAS DE DESCONEXIÓN AUTOMATICOS DE CARGA (EDAC) 29

4.1 INTRODUCCIÓN 29

4.2 METODOLOGÍA 30

4.3 DESCRIPCIÓN DE COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO FRENTE A LA OCURRENCIA DE CONTINGENCIAS CONSIDERADAS EN LA NTSYCS PARA SSMM. 31

4.4 CASOS ESTUDIADOS PARA DIMENSIONAMIENTO DEL EDAC Y EDAG. 32

4.5 CONCLUSIONES 36

5 ESTUDIO DE CONTINUIDAD 37

5.1 INTRODUCCIÓN 37

5.2 METODOLOGÍA 38

5.3 PREVISIÓN DE DEMANDA Y DESPACHO DE UNIDADES GENERADORAS 38

5.4 EFECTO DE INDISPONIBILIDADES FORZADAS EN DISTRIBUCIÓN Y GENERACIÓN SOBRE LA CONECTIVIDAD DEL SISTEMA 39

5.5 TASAS DE FALLA E INDISPONIBILIDADES EN INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN Y GENERACIÓN. 41

5.6 CÁLCULO DE ÍNDICES DE CONTINUIDAD DE SUMINISTRO FMIK Y TTIK. 42

5.7 CONCLUSIONES 45

6 ESTUDIO VERIFICACIÓN DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES 47

6.1 INTRODUCCIÓN 47

6.2 DETERMINACIÓN DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO 47

6.3 VERIFICACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LAS PROTECCIONES 51

7 ESTUDIO DE CONTROL DE TENSIÓN Y REQUERIMIENTO DE POTENCIA REACTIVA .. 69

7.1 INTRODUCCIÓN 69

7.2 METODOLOGÍA 69

7.3 ESCENARIOS DE ESTUDIO 70

7.4 OTRAS CONSIDERACIONES 72

7.5 RESULTADOS 74

7.6 CONCLUSIÓN 85

8 PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO PARA EL SISTEMA DE COCHAMÓ 86

8.1 INTRODUCCIÓN 86

8.2 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA MEDIANO DE COCHAMÓ 86

8.3 PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO (PRS) 87

8.4 CONDICIONES PARA APLICACIÓN DE PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO 89

9 ANEXOS 91

9.1 ANEXO Nº1: ESTIMACIÓN DE TASAS DE FALLA E INDISPONIBILIDAD FORZADA DE UNIDADES GENERADORAS DEL SM COCHAMÓ. 91

9.2 ANEXO Nº2: ANTECEDENTES PARA EL CÁLCULO DE ÍNDICES DE CALIDAD DE SUMINISTRO FMIK Y TTIK 93

9.3 ANEXO Nº3: EJEMPLO DE CÁLCULO DE FMIK Y TTIK.....95

ANEXO Nº4: COMPORTAMIENTO DINÁMICO DE SISTEMA FRENTE CONTINGENCIAS 98

1 INTRODUCCIÓN

1.1 *Antecedentes Generales*

Con el objeto de cumplir con los requerimientos técnicos descritos en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para Sistemas Medianos, en adelante NTSyCS para SSMM, la Empresa operadora del SM deberá realizar periódicamente Estudios Técnicos que permitan verificar el cumplimiento de los requerimientos de la NTSyCS para SSMM.

En este contexto, la empresa SAESA operadora del SM de Cochamó, ha encargado a Systep Ingeniería y Diseños S.A. el desarrollo de los Estudios Técnicos requeridos por la NTSyCS para SSMM en el SM Cochamó para el periodo tarifario 2010-2014.

Según describe la NTSyCS para SSMM en su Título 6-2, los aspectos a considerar en los Estudios Técnicos son:

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

b) Restricciones en Instalaciones de Transmisión: Se deben identificar 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.

c) Verificación de Coordinación de Protecciones: Actividad que tiene por objeto confirmar que el desempeño de los relés de protección de las líneas de transmisión, transformadores de potencia y unidades generadoras cumple con las exigencias de SyCS establecidas en la presente NT.

d) Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva: Se debe efectuar una verificación del cumplimiento de los estándares de SyCS establecidos en el Capítulo Nº 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 Nº 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.*

Para dar cumplimiento a lo anterior, el presente documento reúne en un sólo cuerpo los desarrollos, supuestos, resultados y conclusiones obtenidos para los siguientes estudios:

- Estudio de Continuidad.
- Restricciones en Instalaciones de Transmisión.
- Estudio de Verificación de Coordinación de Protecciones.
- Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva.
- Control de Frecuencia y Determinación de Reservas.
- EDAC.
- Estudio de PRS.

Cada uno de estos estudios es tratado por medio de un capítulo dedicado en el cual se tratan sus aspectos relevantes. A su vez, cada estudio o capítulo, posee una estructura en la cual se tratan los siguientes temas:

- Revisión y descripción de aspectos normativos relevantes.
- Descripción de metodología de análisis.
- Descripción de supuestos realizados.
- Descripción de resultados obtenidos.
- Conclusiones y recomendaciones.

De esta forma cada estudio es autocontenido en sus resultados, debiendo el lector referirse al capítulo correspondiente para obtener las conclusiones del caso.

1.2 *Descripción General del Sistema Mediano de Cochamó*

El sistema de Cochamó consta de una central compuesta únicamente por unidades térmicas, 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.

1.2.1 Central del SM Cochamó

La única central del sistema es la Central Cochamó, ubicada en el sector de Pucheguin de la comuna de Cochamó. Está compuesta por tres unidades térmicas (motores diesel) de 825 kW cada una, totalizando una capacidad de 2.475 kW. La generación de esta central es evacuada al sistema de distribución a través de la barra Cochamó 13,2kV.

1.2.2 Líneas de Distribución

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[1], 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[2], está destinado a distribuir suministro a los clientes ubicados en el sector Puelo y alrededores.

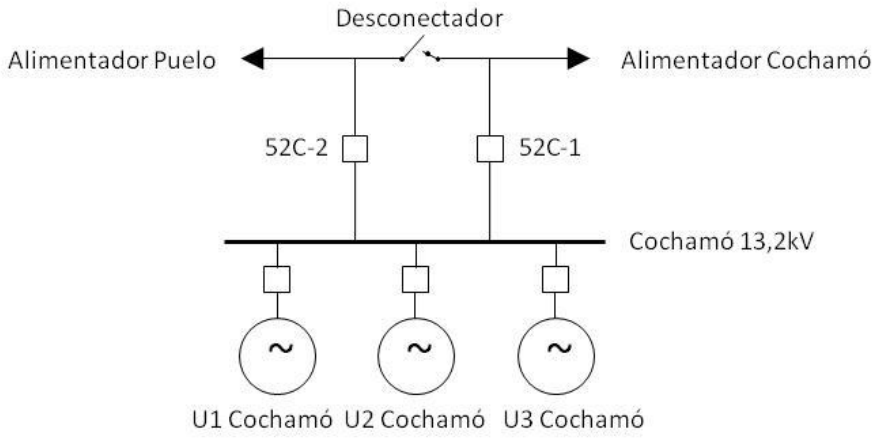

Figura 1: Diagrama unifilar simplificado SM Cochamó

[1] Longitud lineal, es decir sin considerar derivaciones radiales del conductor troncal.

[2] Longitud lineal, es decir sin considerar derivaciones radiales del conductor troncal.

2 ESTUDIO DE RESTRICCIONES DE TRANSMISIÓN

2.1 *Introducción*

El contenido de este capítulo se ha desarrollado en el contexto de la aplicación de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicios para Sistemas Medianos, en adelante NTSyCS para SSMM, la cual establece que la Empresa debe realizar un estudio denominado "Restricciones en Instalaciones de Transmisión". Según describe la NTSyCS para SSMM, dicho 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 que se establecen en el Artículo 5-36 de la presente NT"*

Adicionalmente, la NTSyCS para SSMM establece en sus artículos 5-32 y 5-33 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."*

De esta forma, el objetivo principal de este estudio es determinar la Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente que habrá de considerarse en las instalaciones de transmisión del SM Cochamó, de forma que se garanticen las condiciones establecidas en la NTSyCS para SSMM recién descritas.

Para tal efecto, mediante el estudio se determina lo siguiente:

- Límite de Térmico en instalaciones de transmisión del SM Cochamó.
- Límite por Regulación de Tensión en instalaciones de transmisión del SM Cochamó.
- Límite por Contingencias en instalaciones de transmisión del SM Cochamó.

Conforme a lo descrito en el Art. 1-4.7) de la NTSyCS la "Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente" para las instalaciones de transmisión del SM Cochamó, se determina como el mínimo de los límites de capacidad estudiados.

2.2 *Restricciones de Transmisión por Límite Térmico.*

En su Art. 1-4.35) la NTSyCS para SSMM 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"*. En efecto, de observarse un nivel de explotación superior al límite térmico en conductores, transformadores de poder u otros elementos serie, es posible que se produzca un deterioro acelerado en las propiedades de dichos elementos y que se vea reducida su vida útil.

Las capacidades térmicas para las líneas de 13,2kV del SM Cochamó, determinadas para una temperatura de conductor de 50° C expuesto al sol, temperatura ambiente de 15 °C y brisa de viento de 2 pies/segundo se presentan en la Tabla 1.

Tabla 1: Características de conductores en sistema de transmisión SM Cochamó.

Alimentador	Tensión [kV]	Tipo Conductor	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

Resta por definir cual tramo de red es el que restringe la capacidad de transmisión en cada alimentador, considerando que cada uno está compuesto por más de un tipo de conductor según se aprecia en la Tabla 1.

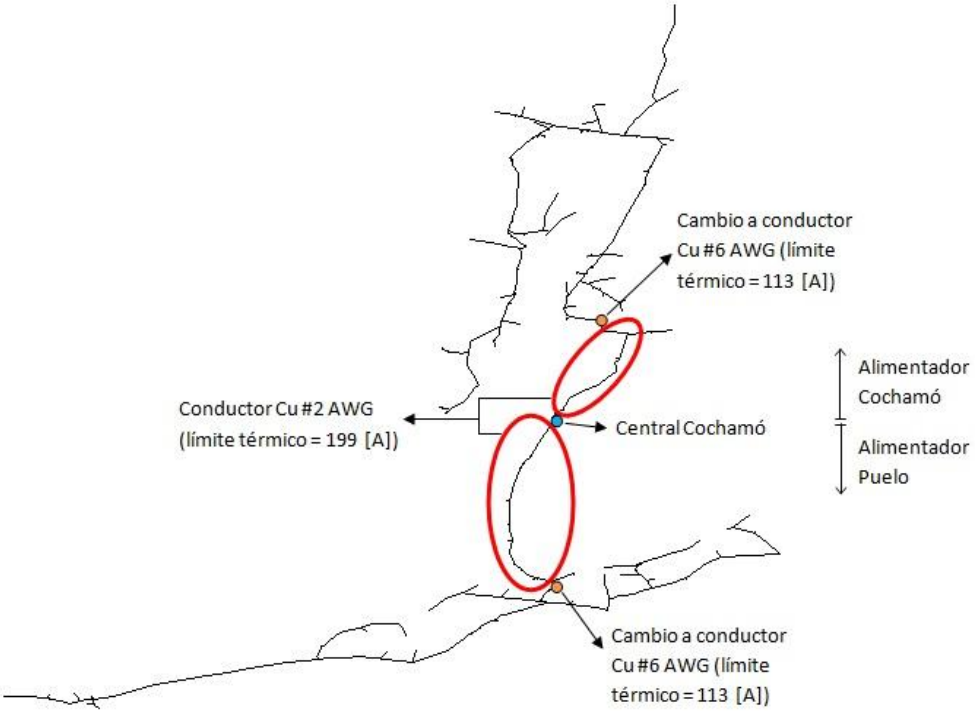

Figura 2: Principales conductores SM Cochamó

Los conductores relevantes para efectos de restricciones de transmisión son los mostrados en la Figura 2. Para el escenario de demanda máxima de 2010, las corrientes en la cabecera de cada alimentador son 24,9 [A] en el alimentador Cochamó y 6,9 [A] en el alimentador Puelo, mientras que en el punto de cambio de tipo de conductor circulan 21,9 [A] (88% del valor original para Cochamó) y 5,7 [A] (83% del valor original para Puelo), respectivamente[3]. Esto muestra que las cargas más importantes para el sistema se ubican "aguas abajo" del punto de cambio de sección de conductor en ambos casos, lo que sumado a que el cable Cu #6 AWG presenta un límite térmico bastante menor que el del cable Cu #2 AWG (alrededor de un 57%), permite concluir que el valor máximo debe fijarse de acuerdo al límite térmico del conductor Cu #6 AWG[4].

En consecuencia, en la Tabla 6 se describe la capacidad de transmisión de régimen permanente definida para los elementos del sistema.

Tabla 2: Límites Térmicos en Líneas de Alimentadores SM Cochamó.

Nombre	Tensión [kV]	Límite Térmico		
		[A]	[MVA]	Origen
Alimentador Cochamó	13,2	113	2,5	Límite Térmico Cu #6 AWG
Alimentador Puelo	13,2	113	2,5	Límite Térmico Cu #6 AWG

2.3 *Restricciones de Transmisión por Regulación de Tensión.*

En este aspecto la NTSyCS para SSMM 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."*

Al respecto se ha de considerar que el sistema de Cochamó se compone de un único punto de generación desde el cual se distribuye radialmente la potencia a los clientes a través de la redes de distribución. Dada esta situación, en la práctica la máxima corriente de régimen factible a observar en las líneas de distribución corresponderá a aquella determinada en el escenario de demanda máxima.

En función de lo anterior, y con el objeto de verificar la existencia de eventuales limitaciones de capacidad por regulación de tensión en la redes, se identifican mediante flujo de potencia las tensiones máximas y mínimas observables en la redes de distribución

[3] En términos de distancia, el punto de cambio de tipo de conductor se ubica a 8,9 [km] del punto de conexión de la Central Cochamó en el caso del Alimentador Cochamó, y a 12,6 [km] del punto de conexión de la Central Cochamó en el caso del Alimentador Puelo. Valores no consideran la acometida de la central.

[4] Cualquier tipo de conductor ubicado aguas abajo del punto de cambio de conductor, y que sea distinto al cable Cu #6 AWG, tiene un límite térmico superior al definido.

durante la operación de régimen en el escenario de demanda máxima 2010[5]. El resultado de este análisis, así como las magnitudes de demanda y generación supuestas, se muestran en la Tabla 3, la Tabla 4 y la Tabla 5.

Tabla 3: Tensiones máximas y mínimas en redes para escenario de demanda máxima 2010.

Nombre	Tensión Mínima [p.u.]	Tensión Máxima [p.u.]
Alimentador Cochamó	0,944	1,038
Alimentador Puelo	1,027	1,037

Tabla 4: Flujo de potencia en alimentadores para escenario de demanda máxima 2010.

Nombre	Flujo de Potencia		
	[kW]	[kVar]	[kVA]
Alimentador Cochamó	551	225	595
Alimentador Puelo	162	25	164
Pérdidas en Transformadores de Generación C. Cochamó	5	21	12

Tabla 5: Despacho de unidades generadoras para escenario de demanda máxima 2010.

Unidad	Potencia Despachada			Consigna de Tensión [p.u.]	Factor de Potencia
	[kW]	[kVar]	[kVA]		
U1 Cochamó	717	270	767	1,05	0,94

De la Tabla 3 se observa que en el escenario de demanda máxima la tensión en las líneas siempre se mantiene dentro de los márgenes para operación normal establecidos por la NTSyCS para SSMM, correspondientes a 0,92 [p.u.] < u < 1,08 [p.u.]. Luego, al considerar que esta operación representa la máxima exigencia de corriente de régimen permanente a la que se someterán las instalaciones del SM Cochamó, se concluye que para las líneas de distribución en MT del SM Cochamó no es necesario definir un límite de capacidad por regulación de tensión.

2.4 *Restricciones de Transmisión por Contingencia.*

La NTSyCS para SSMM en su artículo 1-4.36) define al Límite por Contingencia como la "*máxima corriente que puede circular por un Elemento Serie condicionado por el estado de operación del SM luego de ocurrida una Contingencia Simple, con el objeto de evitar la salida en cascada de otros componentes, debido a sobrecargas temporales fuera de los estándares permitidos, o a la proximidad de condiciones de pérdida de estabilidad de frecuencia, ángulo y/o tensión.*"

[5] Este escenario de demanda ha sido obtenido considerando la demanda máxima observada durante el 2008 y la proyección de demanda máxima facilitada por SAESA para el desarrollo del estudio.

Dadas las características particulares que presenta el SM Cochamó, esto es generación concentrada en la Central Cochamó desde la cual se da suministro a clientes mediante redes topológicamente radiales, se concluye que no corresponde definir algún límite por contingencia en líneas de distribución. Esto porque la capacidad de transmisión de cada alimentador en MT debe estar adaptada a su demanda máxima, y en el caso de registrarse seccionamientos en su interior, esto va acompañado de un desprendimiento de carga que no puede ser repuesto por otra vía de transporte.

2.5 *Determinación de Restricciones de Transmisión.*

Tal como fue descrito en la sección 2.1, la NTSyCS para SSMM 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, en base al análisis realizado en las secciones anteriores sobre límites térmicos, y al reconocimiento 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 6 se describe la capacidad de transmisión de régimen permanente definida para los elementos del sistema.

Tabla 6: Restricciones de Capacidad en Líneas de Alimentadores SM Cochamó.

Nombre	Tensión [kV]	Restricción de Transmisión		
		[A]	[MVA]	Origen
Alimentador Cochamó	13,2	113	2,5	Límite Térmico Cu #6 AWG
Alimentador Puelo	13,2	113	2,5	Límite Térmico Cu #6 AWG

3 ESTUDIO DE CONTROL DE FRECUENCIA Y DETERMINACIÓN DE RESERVAS

3.1 *Introducción*

El contenido de este capítulo se ha desarrollado en el contexto de la aplicación de la NTSyCS para SSMM, la cual establece que la Empresa debe realizar un estudio denominado "Control de Frecuencia y Determinación de Reservas". Según describe la NTSyCS para SSMM, dicho estudio *"tiene por objeto efectuar una verificación del cumplimiento de los estándares SyCS establecidos en el Capítulo Nº 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."*

De esta forma, el objetivo principal del estudio mostrado en este capítulo, es determinar el régimen de operación y la reserva de potencia en giro que deberá tener el SM Cochamó de forma que se cumplan las condiciones establecidas en la NTSyCS.

3.2 *Metodología*

La metodología general adoptada cuyo detalle se muestra en las secciones siguientes, requiere abordar los aspectos que se indican:

1) Definir una previsión de la demanda total del SM Cochamó y de sus cargas a través de una modulación de bloques de carga para periodo 2010.
2) Definición de parámetros relevantes de las unidades generadoras.
3) Determinar el despacho económico sin restricción de margen de reserva, considerando distintos escenarios de operación.
4) En función del despacho anterior, determinar el margen de reserva óptimo que permita minimizar el costo total de operación y energía no suministrada esperado.
5) Analizar el comportamiento dinámico del sistema frente a la contingencia más crítica en términos del monto de la pérdida de generación.

3.3 *Previsión de Demanda*

La demanda se modela con resolución mensual, por medio de una curva de duración compuesta por cuatro bloques. Para determinar las características de los bloques de carga, se utiliza como antecedente la generación histórica (resolución horaria) observada en el SM Cochamó durante el año 2008 y las proyecciones de demanda máxima estimada por SAESA para el año 2010 en el SM Cochamó.

A partir de la generación horaria del 2008 se construye una curva de duración de demanda para cada mes del año 2008 las que a su vez son utilizadas para determinar los cuatro bloques de carga mensuales para el 2008.

Luego, para proyectar la estructura de bloques de demanda mensuales del 2010 se pondera la estructura del 2008 por la razón entre la demanda máxima esperada para el 2010 (en kVA) y la demanda máxima observada el 2008 (en kVA). La estructura de demandas máximas anuales proyectadas para el periodo de análisis son las descritas en la Tabla 7. La magnitud de potencia y la duración de los bloques con que se ha representado la demanda mensual se muestran en la Tabla 8 y en la Tabla 9 respectivamente.

Tabla 7: Proyección de demandas máximas anuales en kVA C/P para el SM Cochamó.

Nombre	Año			
	2010	2011	2012	2013
Alimentador Cochamó	594	651	709	772
Alimentador Puelo	164	178	193	209
Total	758	829	902	980

Tabla 8: Estructura de bloques de demanda (en kW) proyectada para el 2010.

	ene-10	feb-10	mar-10	abr-10	may-10	jun-10	jul-10	ago-10	sep-10	oct-10	nov-10	dic-10
Bloque N°1	619	532	496	640	524	559	550	568	575	580	511	513
Bloque N°2	498	416	386	515	444	502	497	513	491	487	412	396
Bloque N°3	449	363	328	422	391	434	455	473	449	426	358	323
Bloque N°4	396	313	277	363	324	340	400	415	398	365	292	180

Tabla 9: Duración en horas de bloques de demanda proyectados para el 2010.

	ene-10	feb-10	mar-10	abr-10	may-10	jun-10	jul-10	ago-10	sep-10	oct-10	nov-10	dic-10
Bloque N°1	92	87	113	112	141	142	165	141	113	74	69	77
Bloque N°2	304	182	246	149	195	265	245	183	200	109	143	349
Bloque N°3	133	253	238	256	249	238	197	220	201	288	284	282
Bloque N°4	215	150	147	203	159	75	137	200	206	273	224	36

3.4 *Despacho de unidades generadoras.*

3.4.1 Costos Variables de operación

Para la determinación de los costos variables de operación, se utilizó como antecedente la información facilitada por SAESA. En particular, según la tecnología de generación, la estructura base considerada es:

Tabla 10: Estructura de costos variables de operación según tecnología.

Tecnología	Parámetro	Valor
Térmica (Diesel)	Capacidad Máxima de Generación Eléctrica [MW]	2,475 (3 Unidades)
	Capacidad Mínima de Generación Eléctrica [MW] (1)	0,1 (1 Unidad)
	Consumo Específico [m3/kWh]	0,281
	Costo Combustible [USD/Ton]	626,64
	Densidad Diesel [Ton/m3] (2)	0,845
	Costo Variable Combustible [USD/MWh]	148,79
	Costo Variable No Combustible [USD/MWh]	11,4
	Costo Variable [USD/MWh]	160,19

(1): Corresponde al mínimo técnico declarado por SAESA para cada unidad

(2): Antecedente obtenido de estructura de costos variables para SM Aysén de SAESA

Un aspecto relevante de la Tabla 10 es que el costo variable es el mismo para todas las unidades térmicas descritas. Al determinar el margen de reserva óptimo, una estructura de costos variables de este tipo puede llevar a concluir que para un escenario de demanda determinado, el despacho de margen de reserva mínimo[6] tendrá el mismo costo de operación que un despacho de margen de reserva máximo[7], lo que en la práctica no es efectivo ya que en ambos casos el número de unidades despachadas es distinto. Por lo tanto, para efectos de la determinación de los costos variables de operación se utilizó el siguiente método:

- Valorizar los costos variables combustibles según la generación efectivamente observada, es decir mantener su definición en [USD/MWh].
- Valorizar los costos variables no combustibles según el número de horas de operación de las unidades generadoras, es decir modificar su definición a [USD/hr].

Para determinar el valor equivalente que deberá considerarse en los costos variables no combustibles, se calcula el despacho de las unidades generadoras del sistema durante el año 2010 considerando un margen de reserva nulo. En base a este despacho se obtiene el número total de horas de operación de las centrales generadoras durante el 2010 y la

[6] Despacho que considera el número mínimo de unidades generadoras operando tal que se satisface la demanda total.

[7] Despacho que considera el número máximo de unidades generadoras (todas) tal que se satisface la demanda total.

energía generada durante el mismo año, 8760 [hrs] y 3.773 [GWh] respectivamente. Luego, dividiendo el costo total de operación no combustible proyectado para el 2010 valorizado a 11,4 [USD/MWh] (ver Tabla 10), por el número de horas de operación esperado para el 2010, se obtiene un precio de costo variable no combustible equivalente de 4,91 [USD/hr][8].

3.4.2 Probabilidad de falla de cada unidad generadora

Las probabilidades de falla para las distintas unidades se han supuesto iguales al promedio de las tasas de falla históricas (eventos/hora) de unidades de características similares a las del SM Cochamó existentes en el SIC. En dicha estimación se utilizó como antecedente la estadística de falla descrita en la sección 4.3.4 del estudio "Control de Frecuencia y Determinación de Reserva" para el año 2009 disponible en el sitio WEB del CDEC-SIC. En el Anexo Nº 1 se describe en detalle el cálculo y los supuestos realizados para determinar las probabilidades de falla.

3.4.3 Tiempo medio de indisponibilidad por falla

En forma adicional al cálculo de tasa de falla de cada unidad, es necesario estimar el tiempo medio que éstas estarán fuera de servicio tras producirse la falla. Para esto se consideró como base la tasa de indisponibilidad forzada (hr/año) descrita en el sitio WEB del CDEC-SIC de unidades con características similares a las del SM Cochamó existentes en el SIC. Luego, de dividir dicho parámetro por el número promedio de fallas por año, estimado según el procedimiento descrito en la sección 3.4.2, se obtuvo el tiempo medio que cada unidad permanece indisponible tras producirse una falla en la misma. En el Anexo Nº 1 se describe en detalle el cálculo y los supuestos realizados para determinar dichas magnitudes.

3.4.4 Operación Económica

Respecto al despacho de unidades generadoras, en una primera etapa se determina el despacho económico (sin restricción de ningún tipo) que permite satisfacer los requerimientos de demanda descritos en la sección 3.3.

Para determinar el despacho económico asociado a cada uno de los bloques de demanda, se hace necesario primero definir la potencia que podrán aportar las unidades generadoras al sistema. En este caso sólo se cuenta con unidades térmicas, para las que se ha supuesto que la capacidad de régimen permanente es la descrita en los antecedentes entregados por SAESA, esto es 825 [kW] de capacidad máxima y 100 [kW] de capacidad mínima en cada unidad.

[8] Valor por hora de operación de cada unidad generadora.

Tabla 11: Características Técnicas relevantes de unidades generadoras de Central Cochamó

	Unidad 1	Unidad 2	Unidad 3
Capacidad [MW]	0,825	0,825	0,825
Factor de Potencia	0,8	0,8	0,8
Potencia Mínima [MW]	0,1	0,1	0,1
Velocidad [r. p. m.]	1500	1500	1500
Tensión en Bornes [V]	380	380	380
Estatismo permanente	5%	5%	5%

En función de lo anterior y de la proyección de demanda, en la Tabla 7 y Tabla 8, se muestra que al menos los años 2010 y 2011 están caracterizados por la operación de sólo una unidad generadora. En contraste, y conforme a lo determinado para las proyecciones de demanda máxima facilitadas por SAESA de los años 2012 y 2013, el despacho económico en escenarios de demanda máxima considera la operación de dos unidades generadoras.

3.4.5 Margen de Reserva

Una vez definido el despacho económico (sin restricción de reserva) corresponde definir los criterios del margen de reserva que permitan al SM Cochamó satisfacer los requerimientos exigidos por la NTSyCS para SSMM frente a la ocurrencia de contingencias en generación.

Al observarse el despacho económico resultante para este sistema durante el año 2010 se concluye que no tiene sentido hablar del concepto de margen de reserva, pues si se opera con sólo una unidad, cualquier contingencia en generación implicará una caída total de servicio para el sistema.

3.4.6 Margen de Seguridad

El margen de seguridad se construye mediante el despacho de un número mínimo de generadores adicionales a los determinados para la operación económica del sistema, que permiten abastecer la demanda ante la salida intempestiva de una unidad, verificando en cada caso, que la potencia generada disponible postcontingencia sea suficiente para satisfacer la demanda tras la desconexión de una unidad. Al respecto, se observa que en caso de requerirse un margen de seguridad, se deberán despachar dos unidades durante todo el 2010 y 2011, salvo durante el bloque 4 de diciembre de 2010, donde la demanda proyectada (180 kW) es menor que la generación mínima posible (200 kW[9]), en cuyo caso simplemente no es posible operar de acuerdo a este criterio debiendo despacharse sólo una unidad.

3.5 *Cálculo de costo esperado de operación para cada escenario*

La forma de calcular el costo de operación, sin importar el escenario analizado, debe considerar tres magnitudes fundamentales:

[9] El mínimo técnico de cada unidad corresponde a 100kW.

- Costo de operación en régimen sin contingencia.
- Costo de operación en contingencia.
- Costo de operación en postcontingencia.

Dada la estructura de este sistema en particular, el costo de operación en régimen sin contingencia se calcula en forma idéntica al costo de operación en postcontingencia, por lo que ambos se agruparán en un solo ítem denominado costo de operación sin contingencia. La forma en que este se determina es la siguiente:

$$C.Op._{\text{sin contingencia , ijn}} = D_{ij} \cdot \left(t_{ij} - t_{rep} \cdot n\right) \cdot CVC + \left(t_{ij} - t_{rep} \cdot n\right) \cdot CVNC \cdot N_U \quad (3.1)$$

Donde:

- D_{ij} : Demanda proyectada en [MW] para el SM Cochamó en el bloque *i* del mes *j*.
- t_{ij} : Duración en [hr] del bloque *i* del mes *j*.
- t_{rep} : Tiempo en [hr] que se requiere para despachar una unidad adicional o reponer el servicio en el sistema (dependiendo del escenario).
- n : Número de eventos de falla considerados durante el bloque *i* del mes *j*.
- CVC : Costo variable combustible en [USD/MWh].
- $CVNC$: Costo variable no combustible en [USD/hr].
- N_U : Número de unidades despachadas.

Por otro lado, el costo en contingencia dependerá del número de unidades que se encontraban operativas antes de que ésta ocurra, pues si sólo había una unidad se deberá pagar costo de falla, mientras que en el caso de dos unidades la que se mantiene en servicio es capaz de abastecer la demanda, por lo que únicamente se deberán contabilizar los costos operativos de esta. Así, las fórmulas son las siguientes:

$$C.Op._{\text{contingencia 1 un. previa , ijn}} = D_{ij} \cdot t_{rep} \cdot n \cdot C_{falla} \quad (3.2)$$

$$C.Op._{\text{contingencia 2 un. previa , ijn}} = D_{ij} \cdot t_{rep} \cdot n \cdot CVC + t_{rep} \cdot n \cdot CVNC \cdot (N_U - 1) \quad (3.3)$$

Donde:

- C_{falla} : Costo de falla en [USD/MWh] para el SM Cochamó.

Luego, de acuerdo a las fórmulas anteriores es posible determinar el costo esperado de operación para ambos escenarios, y en función de éstos se determina cual es el despacho óptimo que minimiza los costos esperados de operación y falla del sistema.

3.5.1 Costo esperado de operación considerando despacho económico.

El despacho económico considera la operación de una unidad, por lo que cualquier contingencia en generación implica una caída total del sistema, debiendo pagarse el costo

de falla de corta duración descrito en la sección 2.3.t) de las "Bases para realización de Estudios de Sistemas Medianos 2010-2014", es decir 2.000 [USD/MWh] mientras se esté en esta situación. A criterio del Consultor, el tiempo de reposición del servicio es de 0,5 [hr], habida consideración que existen otras unidades iguales como reserva fría en Cochamó.

Para este caso, el costo de operación representativo por bloque dado que ocurren *n* fallas durante este, se calcula de acuerdo a las ecuaciones (1.1) y (1.2), es decir:

$$C.Op._{\text{ijn}} = C.Op._{\text{sin contingencia , ijn}} + C.Op._{\text{contingencia 1 un. previa , ijn}} \quad (3.4)$$

Al ponderar cada uno de los costos anteriores por la probabilidad de ocurrencia respectiva, se obtiene un costo esperado de operación bajo el supuesto de despacho económico de USD 605.441.

3.5.2 Costo esperado de operación considerando despacho con margen de seguridad.

El despacho con margen de seguridad considera la operación de dos unidades, por lo que cualquier contingencia en generación podrá ser afrontada con la unidad que se mantenga en servicio sin necesidad de incurrir en pérdidas parciales o totales de suministro. De todas formas, y para mantener el criterio de margen de seguridad, cada vez que ocurre una falla en generación se despacha la unidad que se encontraba detenida. A criterio del Consultor, el tiempo de necesario para la partida de una nueva unidad es de 0,25 [hr].

Como se mencionó anteriormente, existe un caso especial (bloque 4 de diciembre de 2010) donde no es posible despachar dos unidades, y por lo tanto este bloque debe ser tratado de la misma forma que en la sección 3.5.1.

Para este caso el costo de operación representativo por bloque dado que ocurren *n* fallas en el bloque se calcula de acuerdo a las ecuaciones (1.1) y (1.3), la que debe reemplazarse por la ecuación (1.2) para el caso particular del bloque 4 de diciembre, es decir:

$$C.Op._{\text{ijn}} = \begin{cases} C.Op._{\text{sin contingencia , ijn}} + C.Op._{\text{contingencia 2 un. previa , ijn}} & si\ \ i \neq 4 \wedge j \neq 12 \\ C.Op._{\text{sin contingencia , ijn}} + C.Op._{\text{contingencia 1 un. previa , ijn}} & si\ \ i = 4 \wedge j = 12 \end{cases} \quad (3.4)$$

Luego de ponderar cada uno de los costos anteriores por la probabilidad de ocurrencia respectiva, se obtiene un costo esperado de operación bajo el supuesto de despacho con margen de seguridad de USD 647.163.

3.6 *Determinación del despacho óptimo.*

Una vez que se tienen los costos de los dos despachos posibles (económico y con margen de seguridad), resta definir cuál de ellos se utilizará como escenario base para todos los estudios. Esto resulta de comparar los costos esperados en ambas situaciones, viéndose claramente que el despacho económico es más conveniente que el con margen de

seguridad, que resulta un 6,9% mayor que el primero. De acuerdo con ello el criterio óptimo de operación corresponde al despacho económico.

Pese a lo anterior, se aclara que el margen definido bajo un despacho económico no necesariamente implica operar con una margen de reserva inadecuado o desajustado respecto al requerido por la NTSyCS para SSMM. En efecto, al analizar la operación proyectada para el 2010, se observa que en todos los bloques evaluados el margen de reserva determinado por el despacho económico es superior a un 10%[10]. Esta situación se verifica en la Figura 3, en la cual se presenta la distribución y la curva acumulativa del margen de reserva, obtenida del despacho económico determinado para los bloques de demanda mensual en el SM Cochamó en el año 2010.

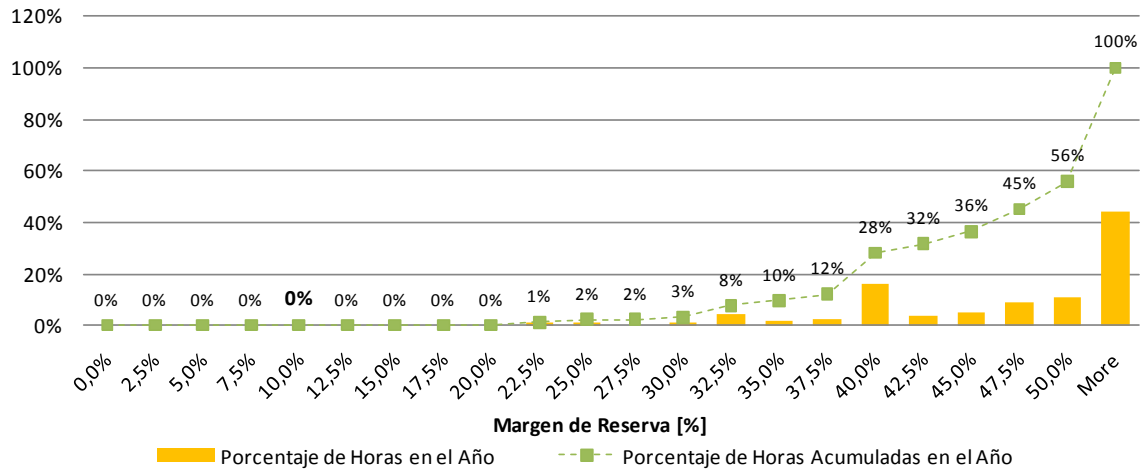

Figura 3: Distribución horaria de Margen de Reserva para despacho económico de bloques de demanda en el SM Cochamó en 2010.

De esta forma el despacho económico determina siempre un margen de reserva superior a 10% para el SM Cochamó 2010, lo cual se explica esencialmente por el holgado tamaño (825 [kW] c/u) de las unidades de la Central Cochamó respecto a la demanda del sistema. Respecto al margen de reserva destinado a absorber oscilaciones, a partir de la Figura 3 se infiere que es improbable la ocurrencia de una oscilación natural de carga superior al 20% de la capacidad total en giro, por lo cual se concluye que la operación bajo un despacho puramente económico propuesto es suficiente para enfrentar oscilaciones naturales de carga.

[10] Mínimo margen de reserva requerido por la NTSyCS en su Art. 5-11.

3.7 *Análisis del comportamiento dinámico del sistema frente a contingencias de mayor relevancia en escenarios de demanda máxima y mínima con reserva de potencia óptima.*

En esta sección corresponde realizar una revisión del comportamiento dinámico del sistema, frente a la salida intempestiva de servicio de unidades generadoras, considerando para esto un escenario de precontingencia con el margen de reserva correspondiente a un despacho económico y la estructura de EDAC definida en el capítulo 4 del presente documento, a saber:

Tabla 12: Estructura de EDAC propuesta para SM de Cochamó

Estructura de EDAC			
Ubicación	Frencuencia [Hz]	Tiempo de operación [seg.]	Magnitud de EDAC
Rec. 52C-2 (Puelo)	48	0,1	100% de Alim. Puelo

Como del análisis realizado se concluye que para los años 2010 y 2011 resulta económico operar con sólo una unidad, el concepto de margen de reserva en estos casos no es aplicable, toda vez que tras la desconexión intempestiva de la unidad generadora despachada se produce automáticamente un apagón total del sistema. Una situación distinta se observa para los escenarios de demanda máxima de los años 2012 y 2013, en los cuales el despacho económico considera al menos dos unidades en servicio, y en este caso corresponde hacer la verificación de comportamiento dinámico del control de frecuencia.

Para determinar los escenarios de demanda asociados a cada uno de los años a estudiar, se considera la demanda proyectada por SAESA y el registro de demanda máxima observada durante el 2008 en el SM Cochamó.

3.7.1 Análisis para el escenario de demanda máxima 2012

3.7.1.1 Supuestos y Consideraciones

A continuación se detallan las distribuciones de demanda y generación determinadas conforme a un despacho económico para el escenario de demanda máxima de los años 2012 y 2013.

Tabla 13: Flujo de potencia alimentadores para escenario de demanda máxima con margen de reserva mínimo de 0%.

Nombre	Demanda Máxima Esperada 2012 [kVA]
Alim. Puelo	193
Alim. Cochamó	709
Total (kVA)	902

Tabla 14: Despacho en escenario de demanda máxima con margen de reserva mínimo de 0%.

Unidad	Potencia Máxima [kW]	Potencia Mínima [kW]	Potencia Activa despachada [kW]	Aporte al margen de reserva [kW]
Cochamó U1	825	100	427	398
Cochamó U2	825	100	427	398
Total (kW)			**854**	**796**
Margen de Reserva (%)				**48,2%**

Nótese que el margen de reserva obtenido al abastecer la demanda por medio de despacho económico es muy superior al requerido por la restricción de margen de reserva 0% impuesta por el mismo[11].

3.7.1.2 Resultados

A continuación se describe el comportamiento dinámico observado en el sistema tras la salida intempestiva de una de las unidades despachadas (U1 o U2) de la central Cochamó en el escenario de demanda máxima 2012.

[11] $Margen\ de\ reserva \geq 0\%$

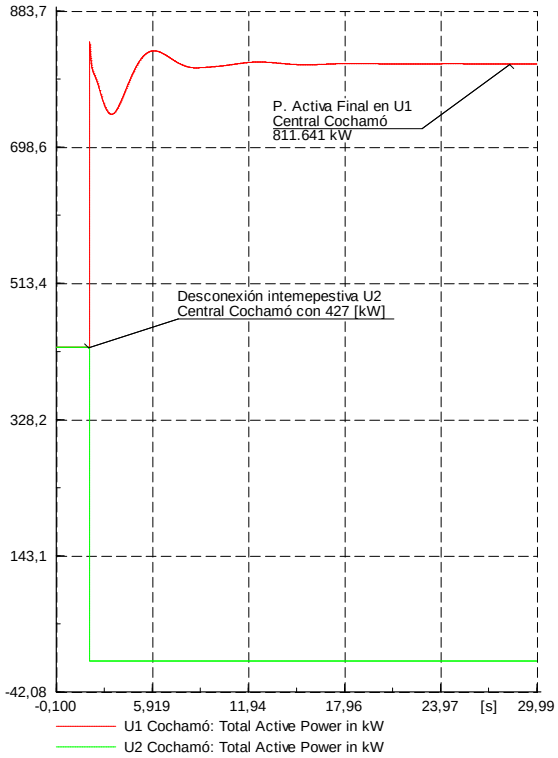

Figura 4: Comportamiento de generación activa en U1 frente a desconexión intempestiva de U2 de Central Cochamó.

En la Figura 4 se observa que tras a la desconexión intempestiva de U2 en central Cochamó, la actuación del controlador de velocidad en U1[12] permite que el sistema evolucione a una situación de régimen estable, sin que sea necesario la desconexión de carga por baja frecuencia para alcanzar dicho estado. La razón de esto radica en el modelamiento de la carga que, conforme a lo requerido en el Art. 9-16 de la NTSyCS para SSMM, se ha supuesto dependiente de la frecuencia reduciéndose su magnitud a medida que disminuye la frecuencia.

[12] Conforme a los antecedentes entregados por SAESA se ha supuesto que las unidades generadoras del SM Cochamó tienen un estatismo de un 5%.

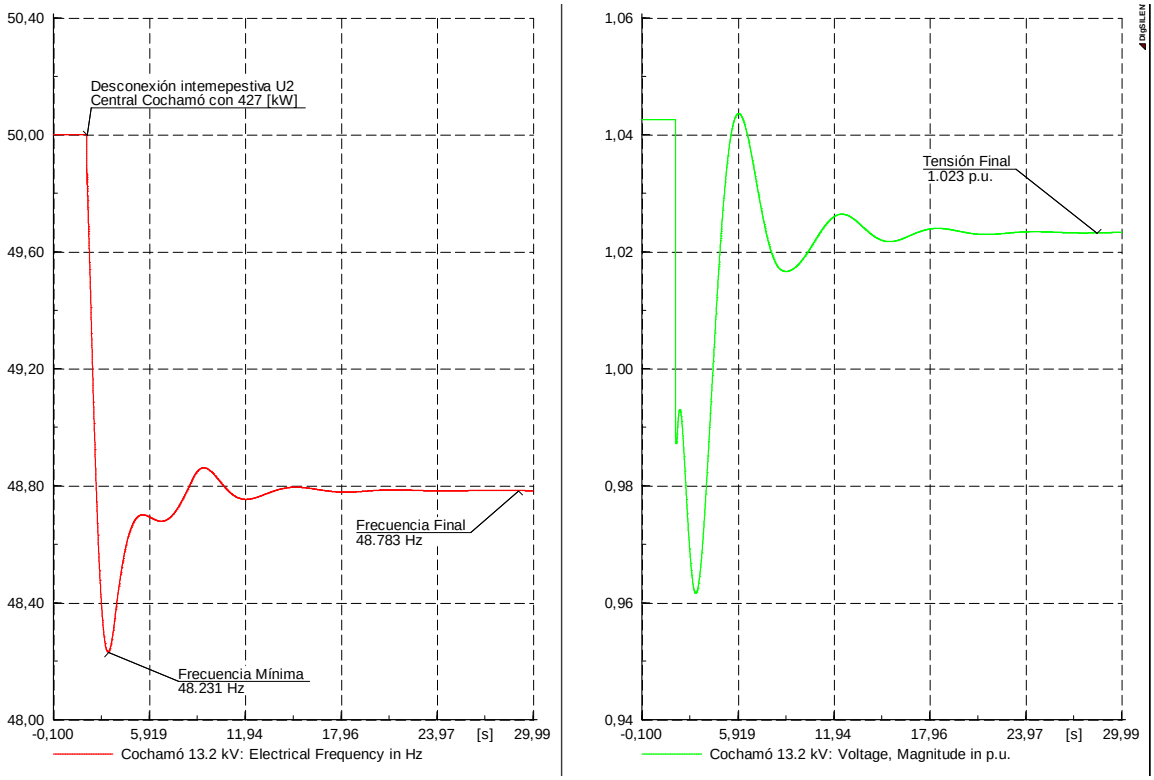

Figura 5: Comportamiento de frecuencia (izquierda) y tensión (derecha) frente a desconexión intempestiva de U2 de Central Cochamó.

A partir de la Figura 5 se observa que tras la desconexión intempestiva de U2 en central Cochamó la magnitud final de tensión se establece dentro de los rangos de operación normal establecidos por la NTSyCS para SSMM, esto es:

$$0{,}92\ [p.u.] \leq u_{barra} \leq 1{,}08[p.u.]$$

Para el caso de la frecuencia se observa que las magnitudes finales de régimen se enmarcan dentro de los rangos de operación de emergencia establecidos por la NTSyCS para SSMM, esto es:

$$48{,}5\ [Hz] \leq f < 49{,}5[Hz] \quad o \quad 50{,}5\ [Hz] < f \leq 51{,}5[Hz]$$

Adicionalmente, mediante la Figura 4 y Figura 5 se verifica que las oscilaciones electromecánicas del sistema son positivamente amortiguadas.

3.7.2 Análisis de escenario de demanda máxima 2013

3.7.2.1 Supuestos y consideraciones

A continuación se detallan las distribuciones de demanda y generación conforme a un despacho económico en precontingencia para el escenario de demanda máxima de 2013 y margen de reserva acorde con un despacho económico del SM.

Tabla 15: Flujo de potencia alimentadores para escenario de demanda máxima con margen de reserva mínimo de 0%.

Nombre	Demanda Máxima Esperada 2013 [kVA]
Alim. Puelo	209
Alim. Cochamó	772
Total (kVA)	981

Tabla 16: Despacho en escenario de demanda máxima con margen de reserva mínimo de 0%.

Unidad	Potencia Máxima [kW]	Potencia Mínima [kW]	Potencia Activa despachada [kW]	Aporte al margen de reserva [kW]
Cochamó U1	825	100	462,5	362,5
El Traro G2	825	100	462,5	362,5
Total (kW)			**925**	**725**
Margen de Reserva (%)				**43,9%**

Nótese que nuevamente el margen de reserva determinado por despacho económico es muy superior al 0% requerido por el mismo.

3.7.2.2 Resultados

A continuación se describe el comportamiento dinámico observado en el sistema tras la salida intempestiva de una de las unidades despachadas (U1 o U2) de central Cochamó en el escenario de demanda máxima 2013.

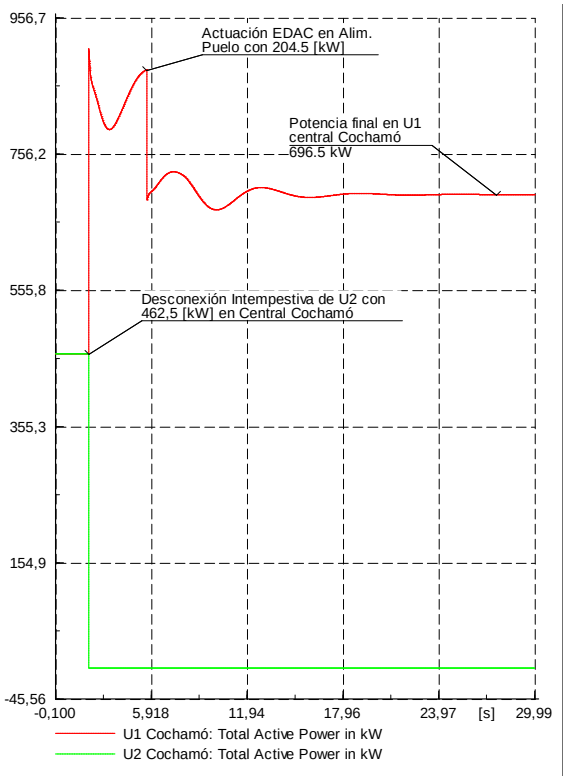

Figura 6: Comportamiento de generación activa en U1 frente a desconexión intempestiva de U2 de Central Cochamó.

En la Figura 6 se observa que tras a la desconexión intempestiva de U2 en central Cochamó, la actuación del EDAC propuesto y del controlador de velocidad en U1 permiten que el sistema evolucione a una situación de régimen estable. El EDAC es necesario, porque la disminución de la magnitud de la carga con la frecuencia no es suficiente para alcanzar una situación de equilibrio entre potencia generada y demanda.

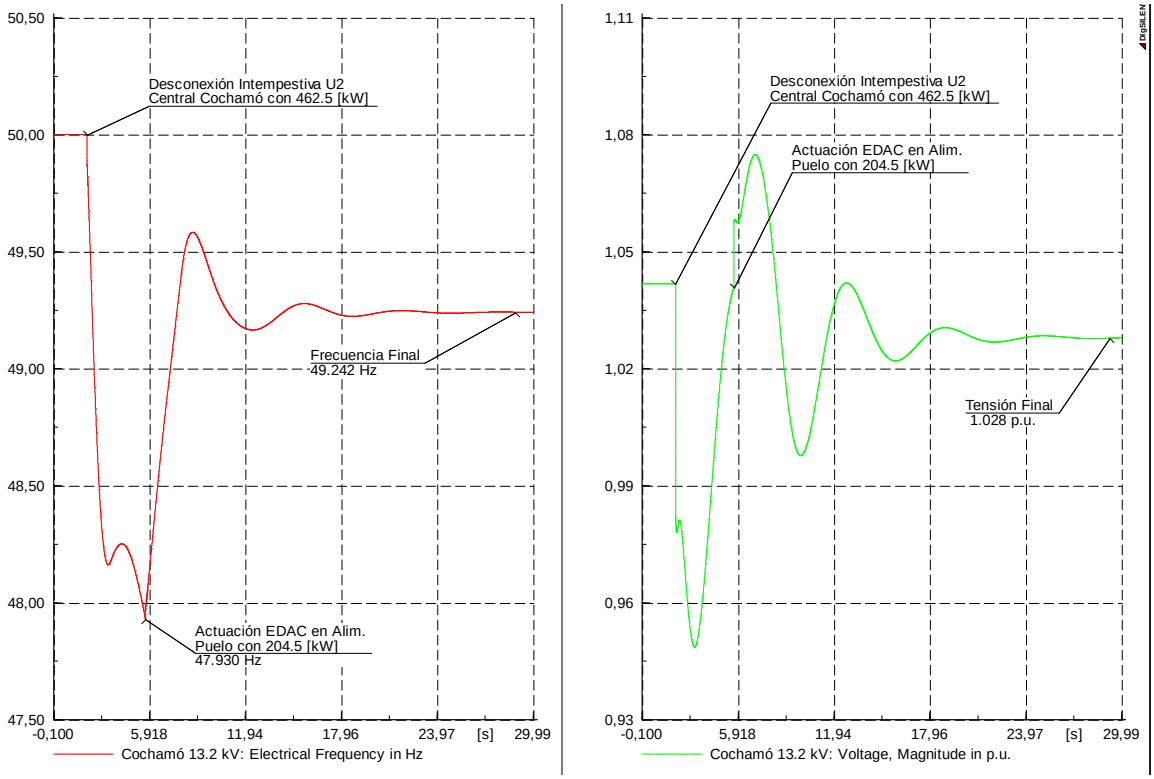

Figura 7: Comportamiento de frecuencia (izquierda) y tensión (derecha) frente a desconexión intempestiva de U2 de Central Cochamó.

A partir de la Figura 7 se observa que tras la desconexión intempestiva de U2 en central Cochamó, las magnitudes finales de tensión y frecuencia se establecen dentro de los rangos de operación normal establecidos por la NTSyCS para SSMM, esto es:

$$0{,}92\ [p.u.] \leq u_{barra} \leq 1{,}08[p.u.]$$

$$49{,}5\ [Hz] \leq f \leq 50{,}5[Hz]$$

Adicionalmente, mediante la Figura 6 y Figura 7 se verifica que las oscilaciones electromecánicas del sistema son positivamente amortiguadas.

3.8 *Conclusiones*

Finalmente, a partir del los resultados obtenidos se concluye que:

- Bajo los supuestos realizados el margen de reserva mínimo que logra minimizar el costo total operacional y de ENS corresponde a un 0%, es decir un despacho de unidades generadoras puramente económico.
- Dada esta situación, y en base a los registros y proyecciones de demanda facilitadas por SAESA, se concluye que al menos durante el 2010 y el 2011 se requerirá en forma permanente la operación de sólo una unidad térmica de 825 kW, por lo cual no corresponde definir un margen de reserva para enfrentar contingencias en generación. En contraste con lo anterior, para abastecer la demanda proyectada de los años 2012 y 2013, en escenarios de demanda máxima hay que despachar dos unidades de 825 kW, siendo necesario en estos casos analizar el margen de reserva y el control de frecuencia requeridos para enfrentar la desconexión intempestiva de una unidad.
- En los escenarios de demanda máxima de los años 2012 y 2013, se verificó mediante simulaciones dinámicas que tras la desconexión intempestiva de una unidad generadora del SM Cochamó, es posible obtener un comportamiento de postcontingencia acorde con los requerimientos de tensión y frecuencia descritos en la NTSyCS para SSMM. Se destaca que para el cumplimiento de esta condición en el caso de demanda máxima del año 2013 es necesario implementar un esquema de desconexión automática de carga (EDAC), para restablecer el equilibrio demanda-generación en forma oportuna tras el desprendimiento intempestivo de una unidad generadora.

4 ESTUDIO DE ESQUEMAS DE DESCONEXIÓN AUTOMATICOS DE CARGA (EDAC)

4.1 *Introducción*

El contenido de este capítulo se ha desarrollado en el contexto de la aplicación de la NTSyCS para SSMM, la cual establece que la Empresa debe realizar un estudio denominado "EDAC" (Esquema de Desprendimiento Automático de Carga). Según describe la NTSyCS para SSMM, 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."*

La Figura 8 siguiente, presenta un esquema simplificado para un sistema eléctrico en el cual la generación y la distribución del suministro se realiza en forma radial desde un centro de generación como el SM de Cochamó.

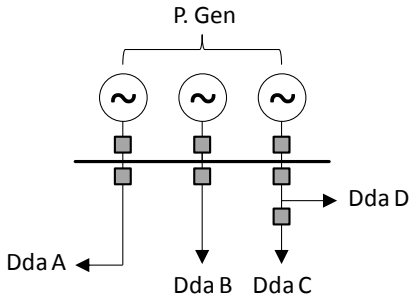

Figura 8: Esquema de simplificado de sistema eléctrico con operación radial en redes y generación concentrada en un punto.

Si durante la operación de este sistema se produce alguna contingencia que provoque la desconexión de instalaciones de suministro, ya sea una unidad generadora o una sección de red con carga, se observará como resultado un desequilibrio en la relación generación-demanda del sistema. En caso de no controlar este desequilibrio en forma oportuna el sistema resultará inestable y colapsará. En la práctica, para restablecer en forma oportuna el equilibrio generación-demanda se utilizan dos métodos: la actuación del control de velocidad en unidades generadoras operativas y la actuación de esquemas de desconexión automáticos de carga o generación, EDAC o EDAG respectivamente.

El controlador de velocidad es un dispositivo ubicado en las unidades generadoras que actúa sobre la consigna de potencia mecánica de cada unidad en función de la frecuencia de operación observada. Toda vez que la demanda sea mayor que la generación, y por consiguiente la frecuencia decaiga, el control de velocidad de las unidades actuará en forma inversa sobre la consigna de potencia aumentando la potencia mecánica despachada de modo de restablecer el equilibrio generación-demanda y establecer la frecuencia en un valor de régimen. Por el contrario cuando generación es mayor que la demanda (situación

excedentaria) y la frecuencia está en aumento, el control de velocidad actúa disminuyendo la consigna de potencia de la unidad para recuperar una operación estable.

También existen algunos casos en que la actuación de los controladores de velocidad puede no ser suficiente para restablecer la estabilidad del sistema. Esto porque la respuesta de los mismos no es lo suficientemente rápida, o porque simplemente las unidades generadoras controladas no tienen una capacidad disponible suficiente para restablecer el equilibrio generación-demanda. Para estos casos existe la alternativa de los esquemas de desconexión automática de carga o de generación por frecuencia.

Los esquemas de desconexión automática de carga y de generación, EDAC y EDAG respectivamente, son automatismos basados en la operación de relés de frecuencia. Frente a una situación anormal en la cual la frecuencia esté en un nivel muy bajo y/o la reserva en giro haya sido agotada por los controladores de velocidad, se activará la operación de un EDAC. Este desprendimiento de carga tiene por objeto restablecer el equilibrio generación-demanda y al mismo tiempo restablecer las variables del sistema dentro de rangos permitidos. Por el contrario, cuando la frecuencia se encuentre muy elevada y la capacidad de actuación sobre la potencia de las unidades sea limitada, el EDAG desconectará uno o más generadores, de modo de bajar el nivel de generación en la magnitud necesaria para restablecer la frecuencia en la banda de operación permitida.

Como se concluyó previamente en el capítulo 3, al menos para los años 2010 y 2011 la operación económica del SM Cochamó considerará el despacho permanente de sólo una unidad de 825 [kW] (ya sea U1, U2 o U3 de central Cochamó). Esta situación implica que para estos años no es necesaria una estructura de EDAG o EDAC, toda vez que la desconexión intempestiva de una unidad generadora[13] produce obligatoriamente un apagón total del sistema.

También en los resultados mostrados en el capítulo 3 se observa que esta situación cambia para los escenarios de demanda máxima (o similar) de los años 2012 y 2013, en los cuales la operación económica del sistema considera el despacho de dos unidades de 825 [kW]. En esta situación, estructuras de EDAC y EDAG podrían ayudar a garantizar una operación estable y dentro de los márgenes requeridos por la NTSyCS para SSMM tras la ocurrencia de contingencias tanto en generación como en redes del SM Cochamó.

4.2 *Metodología*

De esta forma, la metodología adoptada para evaluar estructuras de EDAC y EDAG para los años 2012 y 2013 aborda los siguientes aspectos:

1) La evaluación del comportamiento del sistema eléctrico frente a la ocurrencia de contingencias definidas en la NT SyCS.
2) La identificación de escenarios de operación en postcontingencia que justifiquen la implementación de un esquema de desconexión automática de carga (EDAC).

[13] Contingencia de severidad 4 severidad según la NTSyCS para SSMM

3) La determinación de características de EDAC y EDAG óptimos necesarios para garantizar una operación dentro de los parámetros establecidos en la NT SyCS en los escenarios de operación descritos en el punto anterior.

4.3 *Descripción de comportamiento del sistema eléctrico frente a la ocurrencia de contingencias consideradas en la NTSyCS para SSMM.*

4.3.1 Descripción de contingencias a evaluar.

Al respecto se consideran las contingencias de mayor severidad descritas por la NT SyCS que sean aplicables a las instalaciones del SM Cochamó. De esta forma, conforme al Art. 1-4, las contingencias de mayor severidad aplicables al sistema son:

47) Severidad 3: Cortocircuito bifásico a tierra sin impedancia de falla aplicado sobre líneas de transmisión de simple circuito, sin Redundancia de Vínculo, seguido de la desconexión de la línea en tiempo normal por acción de la protección primaria, admitiendo la actuación del EDAC y/o EDAG requerido para balancear la potencia y estabilizar la frecuencia en el SM.

48) Severidad 4: Desconexión intempestiva de la unidad generadora de mayor tamaño admitiendo desconexión automática limitada de carga, y/o pérdida del mayor módulo de carga admitiendo la actuación limitada del EDAG.

En función de lo anterior se define que las contingencias a evaluar para el análisis de EDAC y EDAG serán:

- Contingencia de severidad 4 en una unidad central Cochamó.
- Contingencia de severidad 3 en Alimentador Cochamó 13,2kV[14].
- Contingencia de severidad 3 en Alimentador Puelo 13,2kV.

4.3.2 Efecto de las contingencias sobre la carga del sistema.

Dadas las características propias de la operación[15] y topología del SM Cochamó, cada vez que ocurra una contingencia de severidad 3 en componentes serie de las redes de distribución, la apertura de interruptores originada por actuación de protecciones aislará la zona fallada dando origen a una pérdida total de la carga conectada aguas abajo de la posición del interruptor actuado. Esto implica que frente a fallas en el Alimentador Puelo que justifiquen la actuación del reconectador 52C-2 se deprenderá toda la carga del mismo, y en forma análoga la apertura del reconectador 52C-1 para despejar una falla en el Alimentador Cochamó producirá el desprendimiento de toda su carga.

[14] Nótese que esta contingencia tiene efectos equivalentes a los de una contingencia de severidad 4 sobre la carga más importante del sistema.

[15] Generación concentrada en unidades térmicas de central Cochamó desde donde se distribuye el suministro a clientes del SM Cochamó.

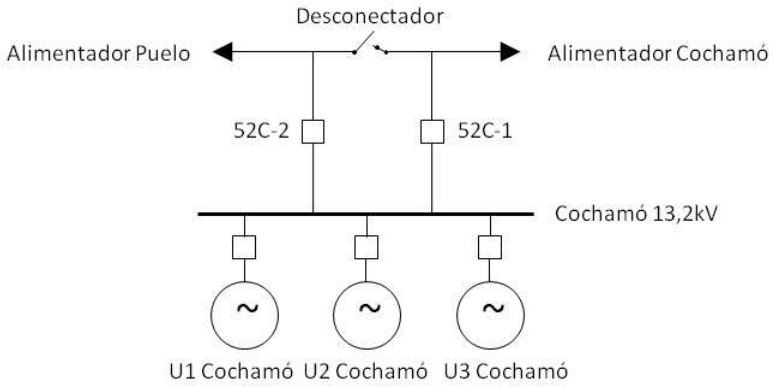

Figura 9: Diagrama unifilar simplificado de instalaciones de SM Cochamó.

4.4 *Casos estudiados para dimensionamiento del EDAC y EDAG.*

En consideración a que sólo durante los escenarios de alta demanda proyectados para los años 2012 y 2013 se requerirá despachar dos unidades térmicas de la central Cochamó, el siguiente estudio considera como casos de evaluación los escenarios de demanda máxima correspondiente a dichos períodos.

4.4.1 Escenario de demanda máxima años 2012 y 2013.

Para estos casos las distribuciones de demanda y generación en precontingencia corresponden a las utilizadas en la sección 3.7.1 y 3.7.2, es decir un despacho económico para la demanda máxima esperada de los años 2012 y 2013 en el SM Cochamó.

Tabla 17: Flujo de potencia alimentadores para escenarios de demanda máxima 2012 y 2013.

Nombre	Demanda Máxima Esperada 2012 [kVA]	Demanda Máxima Esperada 2013 [kVA]
Alim. Puelo	193	209
Alim. Cochamó	709	772
Total (kVA)	902	981

Tabla 18: Despacho en escenario de demanda máxima 2012 y 2013.

Unidad	Potencia Máxima [kW]	Potencia Mínima [kW]	Potencia Activa despachada 2012 [kW]	Potencia Activa despachada 2013 [kW]
Cochamó U1	825	100	427	462,5
Cochamó U2	825	100	427	462,5
Total (kW)			**854**	**925**
Margen de Reserva (%)			**48,2%**	**43,9%**

De esta forma, las condiciones normales de operación consideradas para los escenarios de demanda máxima quedan definidas por la topología que considera todas las líneas en servicio, la demanda descrita en la Tabla 17 y el despacho de centrales indicado en la Tabla 18. Se simularon para cada caso las contingencias indicadas en la sección 4.3.1.

En cada simulación se registraron los valores extremos de excursión de frecuencia durante el régimen transitorio, los valores de régimen de frecuencia y el consecuente estado de operación final conforme a los rangos de operación permitidos por la NTSyCS para SSMM. En la Tabla 19, para cada simulación, se describen los requerimientos de EDAC y/o EDAG necesarios en el sistema para retornar a un estado estable en postcontingencia con las variables eléctricas de estado dentro de los rangos permitidos por la NTSyCS para SSMM.

Tabla 19: Comportamiento de frecuencia frente a la aplicación de contingencias sin considerar EDAC o EDAG en SM de Cochamó

Año	Contingencia	Escenario de Demanda Máxima 2012 y 2013					
		Frecuencia Mínima [Hz]	Frecuencia Máxima [Hz]	Frecuencia Final [Hz]	Estado de operación NTSyCS	Requerimiento de EDAC	Requerimiento de EDAG
2012	Sev. 4 U2 Cochamó	48,23	-	48,78	Emergencia	No	No
	Sev. 3 Alim. Cochamó	-	51,68	51,03	Emergencia	No	No
	Sev. 3 Alim. Puelo	-	50,73	50,33	Normal	No	No
2013	Sev. 4 U2 Cochamó	46,2	-	46,2	Fuera de Norma	Sí	No
	Sev. 3 Alim. Cochamó	-	51,82	51,12	Emergencia	No	No
	Sev. 3 Alim. Puelo	-	50,77	50,35	Normal	No	No

En la Tabla 19 se observa que en el escenario de demanda máxima 2012, la sola actuación de los controladores de velocidad (con estatismo en 5%) en las unidades U1 y U2 es suficiente para garantizar que tras la ocurrencia de las contingencias evaluadas, la frecuencia se estabilice dentro de los márgenes permitidos por la NTSyCS para SSMM.

Para el año 2013 se verifica la situación anterior para fallas en alimentadores Puelo y Cochamó, más no para la desconexión intempestiva de una unidad de central Cochamó. En esta última situación, la holgura en capacidad de la unidad U1 y la disminución de la carga

del sistema producto del descenso de la frecuencia[16] son insuficientes para restablecer el equilibrio generación-demanda en torno a una frecuencia permitida por la NTSyCS para SSMM. En función de lo anterior se verifica que, con la sola excepción de la desconexión intempestiva de una unidad generadora durante escenarios de alta demanda durante el 2013, la operación del SM Cochamó no requerirá de EDAC ni EDAG en su operación entre los años 2010 y 2013.

Pese a lo anterior, en consideración a que los reconectadores dispuestos actualmente[17] permiten la habilitación de esquemas de subfrecuencia, y que por tanto la disposición de un EDAC no implicará mayores costos, a continuación se evalúa la estructura de EDAC que habría de implementarse en el año 2013 en el SM Cochamó para enfrentar contingencias en generación en escenarios de alta demanda.

4.4.1.1 Análisis de EDAC

Actualmente en la central Cochamó existen dos posiciones de cabecera de alimentador con reconectadores en los cuales es factible la implementación de un EDAC. Dichas posiciones son descritas en la Tabla 20, en donde adicionalmente se muestra el flujo de potencia asociado en el escenario de demanda máxima del año 2013.

Tabla 20: Flujo de potencia en Reconectadores de SM Cochamó para escenario de demanda máxima 2013.

Reconectador	Flujo en potencia en precontingencia			Participación en demanda Total SM [%]
	[kW]	[kVar]	[kVA]	
52C-1	710,6	300,9	771,7	77,6%
52C-2	204,6	41,6	208,8	22,4%
Total SM	915,2	342,5	980,5	100%

En la Tabla 21 se muestra el comportamiento que presentaría el sistema frente a las contingencias evaluadas, considerando habilitados los EDAC en las posiciones que se indican:

Tabla 21: Evaluación de opciones de EDAC factibles a implementar para enfrentar la desconexión intempestiva de una unidad generadora durante la operación de demanda máxima del 2013.

Posición de EDAC	Desprendimiento de carga por EDAC [kW]	Comportamiento de régimen en postcontingencia	
		Estado de operación	Frecuencia Final [Hz]
52C-1	710,6	Normal	50,79
52C-2	204,6	Normal	49,24

[16] Se supone flexibilidad de la carga frente a la frecuencia acorde con lo estipulado en el Art. 9-16 de la NTSyCS para SSMM.

[17] Reconectadores marca NOJA POWER tipo OSM-12.

A partir de los resultados expuestos en la Tabla 21, se concluye que tanto la implementación de un EDAC en 52C-1 como en 52C-2 permiten determinar una operación de postcontingencia con frecuencia dentro de los rangos permitidos por la NTSyCS para SSMM. Sin embargo, en consideración a que la actuación del reconectador 52C-2 (Puelo) supone un desprendimiento de carga de menor magnitud, se estima que esta opción es la mejor alternativa tanto desde un punto de vista económico como de continuidad de servicio.

4.4.1.2 Esquema de EDAC propuesto para el año 2013

En función del análisis realizado en las secciones anteriores, la estructura de EDAC propuesta es la descrita en la Tabla 22.

Tabla 22: Estructura de EDAC propuesta para SM Cochamó en escenario de demanda máxima 2013.

Estructura de EDAC			
Ubicación	Frencuencia [Hz]	Tiempo de operación [seg.]	Magnitud de EDAC
Rec. 52C-2 (Puelo)	48	0,1	100% de Alim. Puelo

Al evaluar el comportamiento de las contingencias descritas previamente en 4.3.1 considerando la estructura de EDAC de la Tabla 22, se obtiene el siguiente comportamiento para el escenario de demanda máxima del año 2013:

Tabla 23: Comportamiento de SM Cochamó frente a la aplicación de contingencias evaluadas considerando habilitada la estructura de EDAC propuesta para 2013

Año	Contingencia	Escenario de Demanda Máxima 2012 y 2013						
		Frecuencia Mínima [Hz]	Frecuencia Máxima [Hz]	Frecuencia Final [Hz]	Tensíon Final Cochamó 13,2 kV [p.u.]	Estado NTSyCS	EDAC Actuado	EDAG Actuado
2012	Sev. 4 U2 Cochamó	48,23	-	48,78	1,023	Emergencia	No	No
	Sev. 3 Alim. Cochamó	-	51,68	51,03	1,057	Emergencia	No	No
	Sev. 3 Alim. Puelo	-	50,73	50,33	1,046	Normal	No	No
2013	Sev. 4 U2 Cochamó	47,93 (*)	-	49,24	1,028	Emergencia	52C-2	No
	Sev. 3 Alim. Cochamó	-	51,82	51,12	1,058	Emergencia	No	No
	Sev. 3 Alim. Puelo	-	50,77	50,35	1,045	Normal	No	No

(*) La oscilación considera sólo 1,8 seg. bajo 48,5 [Hz].

En el Anexo Nº4 se describe gráficamente el comportamiento dinámico tensión y frecuencia durante el transitorio determinado tras cada una de las contingencias evaluadas.

A partir de la Tabla 23 se concluye que la estructura de EDAC propuesta permite satisfacer los requerimientos de tensión y frecuencia impuestos por la NTSyCS para SSMM tras la ocurrencia de contingencias simples de máxima severidad consideradas en la NTSyCS para SSMM en el escenario de demanda máxima 2013.

4.5 *Conclusiones*

Finalmente, en base al análisis realizado se concluye que:

- La operación económica del SM Cochamó para los años 2010 y 2011 determina el despacho de sólo una unidad de Central Cochamó, y por consiguiente no es necesario una estructura de EDAC en este período.
- Para las condiciones de demanda máxima de los años 2012 y 2013, se requiere el despacho de más de una unidad en la central Cochamó. En estos casos, con la sola excepción de la desconexión intempestiva de una unidad generadora en el año 2013, se observa que las contingencias definidas por la NTSyCS para SSMM pueden ser siempre superadas gracias a la actuación de los controladores de velocidad en las unidades disponibles en postcontingencia.
- Dado el bajo costo[18] que presenta la implementación de un EDAC para enfrentar la desconexión intempestiva de una unidad generadora durante el escenario de demanda máxima del año 2013, se propone utilizar a partir de dicho año la siguiente estructura de EDAC.

Tabla 24: Estructura de EDAC propuesta para SM Cochamó a partir del año 2013.

Estructura de EDAC			
Ubicación	Frencuencia [Hz]	Tiempo de operación [seg.]	Magnitud de EDAC
Rec. 52C-2 (Puelo)	48	0,1	100% de Alim. Puelo

[18] El equipamiento actualmente dispuesto (reconectador y controlador asociado) permite implementar la función de subfrecuencia, por lo que sólo habrá que incurrir en el costo de configurar el equipo.

5 ESTUDIO DE CONTINUIDAD

5.1 *Introducción*

El contenido de este capítulo se ha desarrollado en el contexto de la aplicación de la NTSyCS para SSMM la cual establece que la Empresa debe realizar un estudio denominado "Estudio de Continuidad". Según describe la NTSyCS para SSMM, dicho estudio *"debe determinar los índices de continuidad FMIK y TTIK del SM, para un horizonte de operación de 12 meses."*A lo cual agrega en su Título 5-12:

- *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.

Se considerará instalación afectada a toda aquella cuya salida de servicio produzca la interrupción del flujo de potencia establecido a través de ésta.

$$FMIK = \frac{\sum_{i=1}^{n} kVAfs_i}{kVAinst} \quad (5.1)$$

$$TTIK = \frac{\sum_{i=1}^{n} kVAfs_i \cdot Tfs_i}{kVAinst} \quad (5.2)$$

En donde,

- $kVAfs_i$ *: 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.*
- $kVAinst$ *: 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."*
- $FMIK$: Frecuencia media de interrupción por kVA instalado.
- $TTIK$: Tiempo medio de interrupción por kVA instalado.

En el SM Cochamó no es posible identificar instalaciones de transmisión, ya que no existen líneas dedicadas únicamente al transporte de energía en el sistema, sino que también están destinadas a distribuir energía a los consumos dada la dispersión geográfica, motivo por el

cual se le identifica como un sistema de distribución. Por lo tanto, en este estudio se calcularán los índices FMIK y TTIK para instalaciones de generación y en forma adicional para distribución por separado, entendiendo que en este caso no tiene sentido práctico hablar de instalaciones de transmisión.

A la luz de lo anterior, el objetivo del presente estudio es proyectar los Índices de Continuidad de Suministro FMIK y TTIK para los meses del año 2010, considerando para esto la modelación de interrupciones en generación y distribución que puedan afectar la Continuidad de Suministro.

5.2 *Metodología*

La metodología general adoptada, cuyo detalle se muestra en las secciones siguientes de este capítulo, requiere de lo siguiente:

1) Una previsión de la demanda y el despacho económico de unidades generadoras del SM Cochamó para el año 2010.
2) Describir el efecto que tienen las indisponibilidades forzadas en distribución y generación sobre la continuidad del suministro a distribución en los puntos de conexión.
3) Determinar las de tasas de falla e indisponibilidad en instalaciones de generación y distribución del SM Cochamó.
4) Calcular los de índices de continuidad de suministro FMIK y TTIK.

5.3 *Previsión de demanda y despacho de unidades generadoras*

Tanto la demanda para el año 2010, como la generación asociada corresponden a las del análisis realizado para el "Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reserva" descrito en el capítulo 3 del presente documento. A continuación se repiten los aspectos principales para dar mayor claridad al lector.

5.3.1 Previsión de demanda

La demanda se modela con resolución mensual, por medio de una curva de duración compuesta por cuatro bloques. Para determinar las características de los bloques de carga, se utiliza como antecedente la generación histórica (resolución horaria) observada en el SM Cochamó durante el año 2008 y las proyecciones de demanda máxima estimada por SAESA para el año 2010 en el SM Cochamó.

A partir de la generación horaria del 2008 se construye una curva de duración de demanda para cada mes del año 2008, las que a su vez son utilizadas para determinar los cuatro bloques de carga mensuales para el 2008. Luego, para proyectar la estructura de bloques de demanda mensuales del 2010 se pondera estructura de bloques obtenida para el 2008 por la razón entre la demanda máxima esperada para el 2010 (en kVA) y la demanda máxima observada en el 2008 (en kVA). En las siguientes se describe la estructura de bloques de demanda supuesta por alimentador y la duración de los mismos.

Tabla 25: Modulación de bloques de demanda proyectados para 2010 en el SM Cochamó.

Carga por tramo [MVA]	Ene B1	Feb B1	Mar B1	Abr B1	May B1	Jun B1	Jul B1	Ago B1	Sep B1	Oct B1	Nov B1	Dic B1
Alimentador Cochamó	0,514	0,441	0,412	0,531	0,435	0,464	0,456	0,471	0,477	0,481	0,424	0,425
Alimentador Puelo	0,141	0,121	0,113	0,146	0,120	0,128	0,126	0,130	0,131	0,133	0,117	0,117
Duración del bloque [hr]	92	87	113	112	141	142	165	141	113	74	69	77

Carga por tramo [MVA]	Ene B2	Feb B2	Mar B2	Abr B2	May B2	Jun B2	Jul B2	Ago B2	Sep B2	Oct B2	Nov B2	Dic B2
Alimentador Cochamó	0,413	0,345	0,320	0,427	0,369	0,416	0,412	0,426	0,407	0,404	0,342	0,329
Alimentador Puelo	0,114	0,095	0,088	0,118	0,101	0,115	0,114	0,117	0,112	0,111	0,094	0,091
Duración del bloque [hr]	304	182	246	149	195	265	245	183	200	109	143	349

Carga por tramo [MVA]	Ene B3	Feb B3	Mar B3	Abr B3	May B3	Jun B3	Jul B3	Ago B3	Sep B3	Oct B3	Nov B3	Dic B3
Alimentador Cochamó	0,372	0,301	0,272	0,351	0,325	0,360	0,378	0,393	0,373	0,354	0,297	0,268
Alimentador Puelo	0,103	0,083	0,075	0,097	0,089	0,099	0,104	0,108	0,103	0,097	0,082	0,074
Duración del bloque [hr]	133	253	238	256	249	238	197	220	201	288	284	282

Carga por tramo [MVA]	Ene B4	Feb B4	Mar B4	Abr B4	May B4	Jun B4	Jul B4	Ago B4	Sep B4	Oct B4	Nov B4	Dic B4
Alimentador Cochamó	0,329	0,260	0,230	0,301	0,269	0,282	0,332	0,344	0,330	0,303	0,242	0,150
Alimentador Puelo	0,091	0,072	0,063	0,083	0,074	0,078	0,091	0,095	0,091	0,083	0,067	0,041
Duración del bloque [hr]	215	150	147	203	159	75	137	200	206	273	224	36

5.3.2 Despacho de unidades generadoras.

El despacho de unidades generadoras se realiza considerando la operación económica de las mismas según fue determinado previamente en el capítulo 3. De esta forma el despacho requerido corresponderá despacho económico en precontingencia mostrado en la sección 3.4.4 que corresponde a la operación permanente de sólo una unidad durante el 2010.

5.4 *Efecto de indisponibilidades forzadas en distribución y generación sobre la conectividad del sistema*

Otro aspecto necesario a analizar es el efecto que tienen las indisponibilidades forzadas de instalaciones de generación y distribución sobre la operación del sistema, y en especial sobre el suministro de potencia en el punto de conexión definido.

El análisis realizado no considera indisponibilidad programada toda vez que frente a la desconexión programada de una unidad generadora (mantenimiento, etc.) siempre es posible reemplazar su generación con el despacho de otra unidad. Tampoco se consideran desconexiones programadas en redes de distribución suponiendo que estas situaciones se enmarcan dentro de los límites establecidos por el artículo Nº249 del Reglamento Eléctrico (DS 327).

En consideración de lo anterior, la determinación de los índices de calidad de suministro realizada en este estudio queda sujeta únicamente a las indisponibilidades forzadas que puedan resultar de la aparición de contingencias en la generación y distribución del SM Cochamó. Las contingencias consideradas son las que se muestran en la Tabla 26:

Tabla 26: Contingencias analizadas para evaluación de índices de calidad de suministro.

Tipo de Contingencia	Descripción de Contingencia
Falla en distribución	Falla Alimentador Cochamó
	Falla Alimentador Puelo
Falla en generación	Desconexión intempestiva de unidad Térmica

Los efectos que cada una de estas situaciones tienen sobre la topología del sistema y sus condiciones de operación en el estado de postcontingencia son tratados por separado para cada tipo de contingencia a continuación.

5.4.1 Falla en el Alimentador Cochamó

Frente a esta contingencia opera el interruptor 52C-1 ubicado en el sector Pucheguin, implicando el desprendimiento de la carga del alimentador Cochamó en su totalidad.

De acuerdo a lo anterior, el sistema eléctrico queda compuesto momentáneamente sólo por el alimentador Puelo, mientras el alimentador Cochamó estará desenergizado. Para el alimentador que queda con generación activa se evalúa si la holgura con que se operaba en precontingencia permite garantizar una operación estable en postcontingencia, además de verificar que la demanda del alimentador remanente sea superior al mínimo técnico de generación, pues de lo contrario se debe considerar un corte total de suministro.

5.4.2 Falla en el Alimentador Puelo

Frente a esta contingencia opera el interruptor 52C-2 ubicado en el sector Pucheguin, implicando el desprendimiento de la carga del alimentador Puelo en su totalidad.

De acuerdo a lo anterior, el sistema eléctrico queda compuesto momentáneamente sólo por el alimentador Cochamó, mientras el alimentador Puelo estará desenergizado. Para el alimentador que queda con generación activa se evalúa si la holgura con que se operaba en precontingencia permite garantizar una operación estable en postcontingencia, además de verificar que la demanda del alimentador remanente sea superior al mínimo técnico de generación, pues de lo contrario se debe considerar un corte total de suministro.

5.4.3 Desconexión de alguna unidad generadora

Esta contingencia no tiene efectos directos sobre la conectividad del sistema de distribución. Sin embargo, dado que el despacho económico define la operación con una unidad, la salida de ésta significa la pérdida total de suministro para el SM Cochamó hasta que sea posible despachar una nueva unidad.

5.5 *Tasas de Falla e indisponibilidades en instalaciones de distribución y generación.*

Al respecto, las tasas de falla e indisponibilidad en líneas de transmisión y transformadores de poder descritos en el Artículo 9-6 de la NTSyCS para SSMM son:

> *"…b) Horas de salida al año por concepto de Indisponibilidad Forzada:*
>
> *i) 10 horas cada 100 [km], para líneas de Instalaciones de Transmisión, con un mínimo de 2 horas.*
>
> *d) Frecuencia de salida al año por concepto de Indisponibilidad Forzada:*
>
> *i) 2,0 veces cada 100 [km], para líneas de Instalaciones de Transmisión, con un mínimo de 2 veces.*

A falta de mayor información, se asumirá que las tasas anteriores también son válidas para un sistema que tiene fundamentalmente características de un sistema de distribución, como el SM Cochamó. De esta forma, las tasas falla e indisponibilidades forzadas para cada una de las instalaciones de distribución consideradas en este estudio son las descritas en la Tabla 27.

Tabla 27: Tasas de falla e indisponibilidades forzadas para a contingencias en instalaciones de transmisión del SM Cochamó.

Descripción de Contingencia	Longitud [km]	Nº de circuitos	Tasa de falla [fallas/hrs del año]	Horas de Indisponibilidad forzada por evento de falla [hrs en falla/falla]
Falla Alimentador Cochamó	87,5	1	0,0002283	4,37
Falla Alimentador Puelo	73,7	1	0,0002283	3,68

Para el caso de unidades generadoras, se considera como antecedente las tasas de falla e indisponibilidades forzadas en instalaciones utilizadas en las secciones 3.4.2 y 3.4.3 del "Estudio de Control de Frecuencia y Margen de Reserva" descrito en el presente documento. El detalle del origen de dichas tasas se describe en el Anexo Nº 1.

En cuanto al nivel de impacto que tienen las contingencias en generación, se observa que de acuerdo al despacho económico establecido, éstas irremediablemente provocarán un colapso en el sistema. En estos casos se produce un Apagón Total o Blackout en el sistema, y se deberá considerar que existe un período no nulo de indisponibilidad forzada en las instalaciones de suministro. A criterio del Consultor, este período tendría una duración aproximada de 0,5 [hr], considerándose en este todas las operaciones necesarias desde que se inicia el Blackout hasta que se restablece el suministro en el SM.

Tabla 28: Tasas de falla e indisponibilidades forzadas para a contingencias en instalaciones de generación del SM Cochamó.

Descripción de Contingencia	Tasa de falla [fallas/hrs del año]	Horas de Indisponibilidad forzada por evento de falla [hrs en falla/falla]	Horas de Indisponibilidad forzada en instalaciones de suministro por evento de falla [hrs en falla/falla]
Desconexión intempestiva de unidad Térmica	0,0003185	26,88	0,5

5.6 *Cálculo de Índices de Continuidad de Suministro FMIK y TTIK.*

5.6.1 Cálculo de Índices de Continuidad de Suministro FMIK y TTIK en puntos de conexión.

Para calcular los índices FMIK y TTIK en una primera etapa se calculan los aportes que realizan a dichos índices cada una de las contingencias propuestas en la Tabla 26.

Estos aportes están definidos por las siguientes ecuaciones:

$$FMIK_{hj}^{m} = \frac{\sum_{i=1}^{4}(T_{ij} \cdot MVA_{restringido\ hjim} \cdot pf_{jm})}{MVA_Max_{hj} \cdot \sum_{i=1}^{4} T_{ij}} \quad (5.3)$$

$$TTIK_{hj}^{m} = \frac{\sum_{i=1}^{4}(T_{ij} \cdot MVA_{restringido\ hjim} \cdot pf_{jm} \cdot t_{m})}{MVA_Max_{hj} \cdot \sum_{i=1}^{4} T_{ij}} \quad (5.4)$$

Donde:

- $FMIK_{hj}^{m}$: es el aporte al índice FMIK del punto de conexión h que produce una falla en la instalación m durante el mes j.
- $TTIK_{hj}^{m}$: es el aporte al índice TTIK del punto de conexión h que produce una falla en la instalación m durante el mes j.
- T_{ij}: es la duración en horas del bloque i del mes j.
- $MVA_{restringido\ hjim}$: es el suministro de potencia en [MVA] que es restringido en el punto de conexión h producto de una contingencia en la instalación m en el bloque i del mes j.
- pf_m: es la tasa de falla por hora de la instalación m (valores descritos en Tabla 27).
- MVA_Max_{hj}: es la potencia máxima en [MVA] suministrada en el punto de conexión h durante el mes j.
- t_m: Horas de indisponibilidad forzada en suministro eléctrico asociado a instalación m dado que ocurrió una contingencia en la misma.

En el Anexo Nº 3 se describe un caso ejemplo en el cual se aplica el procedimiento recién descrito para una falla específica.

Luego, para obtener los índices FMIK y TTIK para cada punto de conexión h en el mes j basta con calcular:

$$FMIK_{hj} = \sum_m FMIK_{hj}^m \quad (5.5)$$

$$TTIK_{hj} = \sum_m TTIK_{hj}^m \quad (5.6)$$

Donde:

- $FMIK_{hj}$: es el índice FMIK esperado para el punto de conexión h durante el mes j del año 2010.
- $TTIK_{hj}$: es el índice TTIK esperado para el punto de conexión h durante el mes j del año 2010.

Alternativamente para obtener los índices FMIK y TTIK anuales se deberán considerar las siguientes ecuaciones:

$$FMIK_{h;2010} = \sum_m \sum_{j=1}^{12} \sum_{i=1}^{4} \frac{(T_{ij} \cdot MVA_{restringido\ hjim} \cdot pf_{jm})}{MVA_Max_{h;2010} \cdot \sum_{i=1}^{4} T_{ij}} \quad (5.7)$$

$$TTIK_{h;2010} = \sum_m \sum_{j=1}^{12} \sum_{i=1}^{4} \frac{(T_{ij} \cdot MVA_{restringido\ hjim} \cdot pf_{jm} \cdot t_m)}{MVA_Max_{h;2010} \cdot \sum_{i=1}^{4} T_{ij}} \quad (5.8)$$

Donde:

- $MVA_Max_{h;2010}$: es la potencia máxima en [MVA] suministrada en el punto de conexión h durante el año 2010.
- $FMIK_{h;2010}$: es el índice FMIK esperado para el punto de conexión h durante el año 2010.
- $TTIK_{h;2010}$: es el índice TTIK esperado para el punto de conexión h durante el año 2010.

Como resultado de este proceso se obtienen los índices de continuidad de suministro FMIK y TTIK en el punto de conexión del SM Cochamó proyectado para el año 2010, separado de acuerdo a si la falla ocurrió en distribución o generación. Los resultados correspondientes se muestran en la Tabla 29, Tabla 30, Tabla 31 y Tabla 32.

Tabla 29: Índice FMIK en punto de conexión proyectado mensualmente para el año 2010 por contingencia en distribución.

FMIK Distribución	Mes												Total Año
Barra	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	2010
Cochamó 13.2kV	0,14	0,10	0,11	0,13	0,13	0,14	0,14	0,12	0,13	0,13	0,11	0,12	1,36

Tabla 30: Índice TTIK en punto de conexión proyectado mensualmente para el año 2010 por contingencia en distribución.

TTIK Distribucíon	Mes												Total Año
Barra	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	2010
Cochamó 13.2kV	0,59	0,42	0,46	0,55	0,54	0,58	0,61	0,53	0,55	0,53	0,47	0,51	5,77

Tabla 31: Índice FMIK en punto de conexión proyectado mensualmente para el año 2010 por contingencia en generación.

FMIK Generación	Mes												Total Año
Barra	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	2010
Cochamó 13.2kV	0,18	0,12	0,13	0,15	0,15	0,18	0,18	0,17	0,16	0,15	0,13	0,14	1,68

Tabla 32: Índice TTIK en punto de conexión proyectado mensualmente para el año 2010 por contingencia en generación.

TTIK Generación	Mes												Total Año
Barra	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	2010
Cochamó 13.2kV	0,09	0,06	0,06	0,08	0,08	0,09	0,09	0,08	0,08	0,08	0,07	0,07	0,84

5.6.2 Cálculo de Índices de Continuidad de Suministro FMIK y TTIK a nivel sistémico.

Para calcular los índices FMIK y TTIK totales a nivel sistémico se sigue un proceso similar al descrito en la sección 5.6.1. En efecto, la única diferencia en el proceso radica en la modificación de la definición de la variable MVA_Max_{hj}, la cual cambia a:

- MVA_Max_j: es la demanda máxima en [MVA] suministrada en el sistema mediano durante el mes j.

Luego, los aportes a los índices FMIK y TTIK justificados por la falla en la instalación m durante el mes j, $FMIK_j^m$ y $TTIK_j^m$ respectivamente, estarán definidos por:

$$FMIK_j^m = \frac{\sum_h \sum_{i=1}^{4} (T_{ij} \cdot MVA_{restringido\ hjim} \cdot pf_{jm})}{MVA_Max_j \cdot \sum_{i=1}^{4} T_{ij}} \quad (5.9)$$

$$TTIK_j^m = \frac{\sum_h \sum_{i=1}^{4} (T_{ij} \cdot MVA_{restringido\ hjim} \cdot pf_{jm} \cdot t_m)}{MVA_Max_j \cdot \sum_{i=1}^{4} T_{ij}} \quad (5.10)$$

A partir de los cuales se obtienen los índices FMIK y TTIK sistémico para cada mes, $FMIK_j$ y $TTIK_j$ respectivamente, aplicando:

$$FMIK_j = \sum_m FMIK_j^m \quad (5.11)$$

$$TTIK_j = \sum_m TTIK_j^m \quad (5.12)$$

Alternativamente para obtener los índices FMIK y TTIK anuales a nivel sistémico justificados por fallas en distribución y generación descritas en Tabla 26 deberán considerar las siguientes ecuaciones:

$$FMIK_{2010} = \sum_m \sum_{j=1}^{12} \sum_{i=1}^{4} \frac{(T_{ij} \cdot MVA_{restringido\ hjim} \cdot pf_{jm})}{MVA_Max_{2010} \cdot \sum_{i=1}^{4} T_{ij}} \quad (5.13)$$

$$TTIK_{2010} = \sum_m \sum_{j=1}^{12} \sum_{i=1}^{4} \frac{(T_{ij} \cdot MVA_{restringido\ hjim} \cdot pf_{jm} \cdot t_m)}{MVA_Max_{2010} \cdot \sum_{i=1}^{4} T_{ij}} \quad (5.14)$$

Donde:

- MVA_Max_{2010}: es la potencia máxima en [MVA] suministrada en el SM Cochamó durante el año 2010.
- $FMIK_{2010}$: es el índice FMIK sistémico esperado para el SM Cochamó durante el año 2010.
- $TTIK_{2010}$: es el índice TTIK sistémico esperado para el SM Cochamó durante el año 2010.

Como se puede apreciar en las fórmulas anteriores, en el caso de que el sistema tenga sólo un punto de conexión los cálculos a nivel sistémico serán idénticos que los realizados en forma desagregada, y que pueden consultarse en la Tabla 29, Tabla 30, Tabla 31 y Tabla 32. Por lo mismo, no es necesario volver a calcular estos índices a nivel del sistema, pudiendo revisarse su valor en las tablas citadas anteriormente.

5.7 *Conclusiones*

La proyección para el 2010 de los índices de continuidad de suministro FMIK y TTIK, justificados por contingencias en generación y en la red MT del SM Cochamó son los descritos en la Tabla 33, Tabla 34, Tabla 35 y Tabla 36:

Tabla 33: Índice FMIK en punto de conexión proyectado mensualmente para el año 2010 por contingencia en distribución.

FMIK Distribución	Mes												Total Año
Barra	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	2010
Cochamó 13.2kV	0,14	0,10	0,11	0,13	0,13	0,14	0,14	0,12	0,13	0,13	0,11	0,12	1,36

Tabla 34: Índice TTIK en punto de conexión proyectado mensualmente para el año 2010 por contingencia en distribución.

TTIK Distribucíon	Mes												Total Año
Barra	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	2010
Cochamó 13.2kV	0,59	0,42	0,46	0,55	0,54	0,58	0,61	0,53	0,55	0,53	0,47	0,51	5,77

Tabla 35: Índice FMIK en punto de conexión proyectado mensualmente para el año 2010 por contingencia en generación.

FMIK Generación	Mes												Total Año
Barra	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	2010
Cochamó 13.2kV	0,18	0,12	0,13	0,15	0,15	0,18	0,18	0,17	0,16	0,15	0,13	0,14	1,68

Tabla 36: Índice TTIK en punto de conexión proyectado mensualmente para el año 2010 por contingencia en generación.

TTIK Generación	Mes												Total Año
Barra	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	2010
Cochamó 13.2kV	0,09	0,06	0,06	0,08	0,08	0,09	0,09	0,08	0,08	0,08	0,07	0,07	0,84

De comparar los índices totales FMIK[19] y TTIK[20], con los requerimientos determinados en el Art. 246 del DS 327 (FMIK = 3,5 y TTIK = 13), se observa que los índices FMIK y TTIK totales proyectados para generación y redes MT, esto es $FMIK_{2010} = 3{,}04$ y $TTIK_{2010} = 6{,}61$, serían inferiores a los índices requeridos por dicho decreto para interrupciones únicamente en redes de distribución.

[19] Determinado como la suma de los FMIK anuales asociados a distribución y generación de Cochamó 23kV.

[20] Determinado como la suma de los TTIK anuales asociados a distribución y generación de Cochamó 23kV.

6 ESTUDIO VERIFICACIÓN DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

6.1 *Introducción*

El contenido de este capítulo se ha desarrollado en el contexto de la aplicación de la NTSyCS para SSMM, la cual establece que la Empresa debe realizar un estudio denominado "Verificación de Coordinación de Protecciones". Según describe la NTSyCS para SSMM en el Art. 6-3, numeral c), dicho estudio *"Tiene por objeto confirmar que el desempeño de los relés de protección de las líneas de transmisión, transformadores de potencia y unidades generadoras cumple con las exigencias de SyCS establecidas en la presente NT"*

Adicionalmente, la NTSyCS para SSMM establece en su artículo 3-13 que *"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."*

De esta forma, el objetivo principal de este estudio es verificar la correcta operación coordinada y selectiva de los sistemas de protecciones descritos para el SM Cochamó.

Para tal efecto, en el estudio se determina lo siguiente:

- Las magnitudes de corriente de cortocircuito para fallas de diversa severidad en distintas instalaciones del SM Cochamó.
- Verificación de la actuación coordinada y selectiva de los actuales esquemas de protecciones descritos para el SM Cochamó, corrigiendo cuando sea necesario los ajustes existentes de modo de garantizar la coordinación y selectividad en la operación de las protecciones.

6.2 *Determinación de Corrientes de Cortocircuito*

En esta sección se resumen los resultados de los cálculos de las corrientes de falla máximas y mínimas, de fase y residuales, que observan las protecciones ante cortocircuitos de diversa severidad en distintas instalaciones del SM Cochamó. La ubicación específica de las fallas frente a las cuales se evalúa el comportamiento de las protecciones se describe en la Tabla 37 y en la Figura 10.

Tabla 37: Ubicación de fallas consideradas para análisis de protecciones

Ubicación de fallas consideradas	
Para falla máxima	Para falla mínima
Frente a 52C-1	Fin Alim. 1 Cochamó
Frente a 52C-2	Fin Alim. 2 Puelo

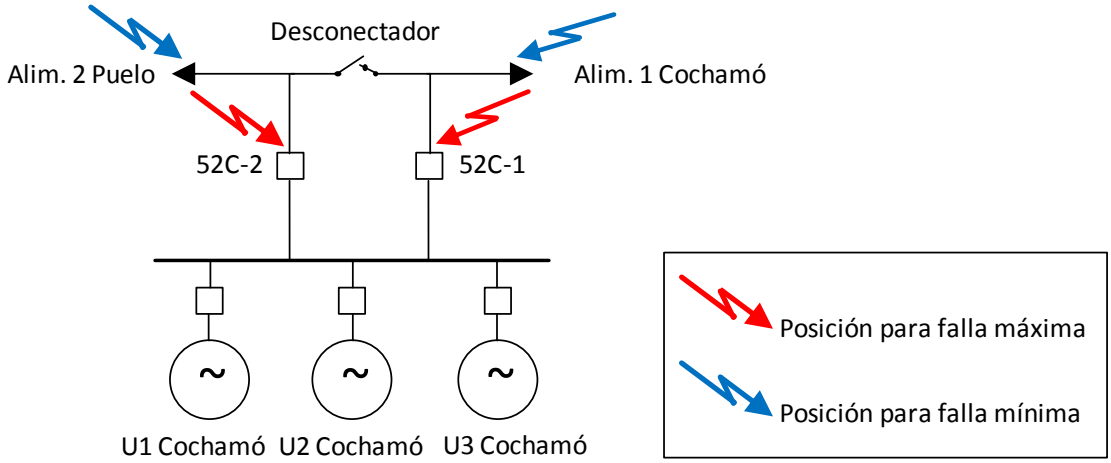

Figura 10: Ubicación de fallas consideradas para análisis de protecciones

6.2.1 Topología

Según lo informado por SAESA (ver Figura 10), la condición normal de operación corresponde a aquella en que el desconectador que liga a los alimentadores Cochamó y Puelo está en estado abierto, en este caso por cada reconectador circula la corriente de carga correspondiente al alimentador que protege. También existe la posibilidad de transferir toda la carga hacia un solo reconectador, en este caso, el desconectador debe estar cerrado y uno de los reconectadores en estado abierto.

Otros antecedentes relevantes y complementarios son que la longitud de los dos alimentadores es distinta, al igual que la carga que cada uno sirve.

Adicionalmente, frente a cortocircuitos en la red y dependiendo si se trata de la condición normal de operación o de carga transferida, las corrientes que circulan a través de los reconectadores es distinta, y para cada situación se debe encontrar la ubicación y el tipo de cortocircuito que determina la máxima o mínima corriente de falla vista por una protección específica.

A modo de ejemplo, cuando el desconectador está abierto:

- Para las protecciones de fase de 52C-1 la mayor corriente de cortocircuito para la cual se debe garantizar la operación del relé se observa para una falla trifásica franca ubicada frente a 52C-1. La menor corriente de cortocircuito de fase dentro de la zona principal de protección de 52C-1 para la cual se debe asegurar su operación, se registra para un cortocircuito bifásico con resistencia ubicado al final del alimentador Cochamó.
- Para la protección residual de 52C-1 la mayor corriente de secuencia cero se observa para una falla bifásica a tierra franca ubicada frente a 52C-1. La menor corriente de cortocircuito dentro de la zona principal de protección de 52C-1 para la que se debe asegurar su operación, se registra para un cortocircuito bifásico a tierra con resistencia ubicado al final del alimentador Cochamó.

- De un modo similar, para las protecciones de fase y residuales asociadas a 52C-2 se determina el tipo específico de falla que maximiza (o minimiza) la corriente de cortocircuito observada en dichas posiciones.

En el caso de que el desconectador esté cerrado, las corrientes máximas de falla vistas por las protecciones asociadas a los reconectadores serán las mismas que cuando se encuentra abierto, mientras que las corrientes de falla mínimas corresponderán a aquellas que ocurren con resistencia de falla y al final del alimentador más largo en el caso de desconectador abierto.

Las magnitudes de corriente de cortocircuito se calculan para los tipos de falla que se indican en la Tabla 38:

Tabla 38: Tipos de falla considerados en cálculo de cortocircuitos

Falla con Icc máxima
Falla trifásica franca
Falla monofásica a tierra franca
Falla bifásica a tierra franca
Falla con Icc mínima
Falla bifásica a través de resistencia de 4 Ω
Falla monofásica a tierra a través de resistencia de 40 Ω
Falla bifásica a tierra a través de resistencia de 40 Ω

6.2.2 Generación de Centrales

Para determinar las corrientes de falla máxima se consideran en operación las dos de las tres unidades generadoras de la Central Cochamó. En el caso de falla mínima se supone conectada una unidad de la Central Cochamó, pues de acuerdo con el análisis realizado en capítulos previos esta es la situación de operación normal para los años 2010 y 2011.

6.2.3 Corrientes de cortocircuito vistas por las protecciones

De acuerdo a los supuestos antes indicados, se calculan[21] las corrientes de falla que observarán las protecciones de fase y residuales del SM Cochamó, bajo las condiciones descritas en la Tabla 38 para las ubicaciones mostradas en la Tabla 37. Los resultados obtenidos se resumen en la Tabla 39 hasta la Tabla 42:

[21] Conforme a lo requerido por la norma IEC60909, la cual norma la metodología de cálculo corrientes de cortocircuito, se ha considerado en el cálculo de corrientes de cortocircuito un factor de sobretensión de un 10%.

Tabla 39: Corrientes de cortocircuito de fase en instalaciones de protección del SM Cochamó – Desconectador Abierto.

Posición de la falla	Tipo de falla	Icc de fase a través de instalaciones de protección evaluadas [A] - Desconectador abierto			
		52C-1 Fase	52C-2 Fase	52G1 Fase (*)	52G2 Fase (*)
Frente a 52C-1	3F	492	-	246	246
	2FT	691	-	346	346
	1FT	649	-	325	325
Fin de Alim. Cochamó	2F R=4Ω	82	-	82	-
	2FT R=40Ω	71	-	71	-
	1FT R=40Ω	66	-	66	-
Frente a 52C-2	3F	-	492	246	246
	2FT	-	691	346	346
	1FT	-	649	325	325
Fin de Alim. Puelo	2F R=4Ω	-	127	127	-
	1FT R=40Ω	-	97	97	-
	2FT R=40Ω	-	100	100	-

(*) Corrientes en base de tensión 13,2kV.

Tabla 40: Corrientes de cortocircuito residuales (3I0) en instalaciones de protección del SM Cochamó – Desconectador Abierto.

Posición de la falla	Tipo de falla	3I0 a través de instalaciones de protección evaluadas [A] - Desconectador abierto	
		52C-1 Residual	52C-2 Residual
Frente a 52C-1	2FT	1.076	-
	1FT	649	-
Fin de Alim. Cochamó	1FT R=40Ω	66	-
	2FT R=40Ω	62	-
Frente a 52C-2	2FT	-	1.076
	1FT	-	649
Fin de Alim. Puelo	1FT R=40Ω	-	97
	2FT R=40Ω	-	92

Tabla 41: Corrientes de cortocircuito de fase en instalaciones de protección del SM Cochamó – Desconectador Cerrado.

Posición de la falla	Tipo de falla	Icc de fase a través de instalaciones de protección evaluadas [A] - Desconectador cerrado			
		52C-1 Fase	52C-2 Fase	52G1 Fase (*)	52G2 Fase (*)
Frente a 52C-1	3F	492	Abierto	246	246
	2FT	691	Abierto	346	346
	1FT	649	Abierto	325	325
Fin de Alim. Cochamó	2F R=4Ω	82	Abierto	82	-
	1FT R=40Ω	66	Abierto	66	-
	2FT R=40Ω	71	Abierto	71	-
Fin de Alim. Puelo	2F R=4Ω	127	Abierto	127	-
	1FT R=40Ω	97	Abierto	97	-
	2FT R=40Ω	100	Abierto	100	-

(*) Corrientes en base de tensión 13,2kV.

Tabla 42: Corrientes de cortocircuito residuales (3I0) en instalaciones de protección del SM Cochamó – Desconectador Cerrado.

Posición de la falla	Tipo de falla	3I0 a través de instalaciones de protección evaluadas [A] - Desconectador cerrado	
		52C-1 Residual	52C-2 Residual
Frente a 52C-1	2FT	1.076	Abierto
	1FT	649	Abierto
Fin de Alim. Cochamó	1FT R=40Ω	66	Abierto
	2FT R=40Ω	62	Abierto
Fin de Alim. Puelo	1FT R=40Ω	97	Abierto
	2FT R=40Ω	92	Abierto

6.3 *Verificación del comportamiento de las protecciones*

6.3.1 Situación existente

En la presente sección se evalúa el comportamiento de las protecciones existentes en el SM Cochamó considerando las corrientes de cortocircuito determinadas en los escenarios de falla indicados en la sección 6.2. Con este objeto, en la Tabla 43 y en la Tabla 44 se muestran los ajustes y características relevantes de las protecciones definidas en los dos escenarios posibles. De acuerdo a lo informado por la Empresa[22], estos fueron determinados de manera que:

- *"El mínimo de operación de la protección de sobrecorriente de fases de los reconectadores automáticos, se determinará asumiendo el criterio que deberá ser mayor que la corriente de carga que se ha determinado para el reconectador, como también deberá ser menor que 1,2 veces la capacidad de conducción del conductor instalado "aguas abajo" del reconectador.*
- *El mínimo de operación de la protección de sobrecorriente residual de los reconectadores automáticos, se determinará asumiendo que deberá ser inferior al 50% del valor del mínimo de fases pero superior a 10 amperes que es el mínimo valor que se puede ajustar en el control de un reconectador Noja Power."*

[22] "Estudio de Protecciones Alimentadores Central Cochamó en 13,2kV", Agosto 2009.

Tabla 43: Características y ajustes de reconectadores de SM Cochamó evaluadas – Desconectador Abierto.

	Protecciones Fase - Desconectador Abierto	
	52C-1	52C-2
Relé	Noja Power	Noja Power
Curva	ANSI EI	ANSI EI
Pickup (A. Prim.)	90	70
Lever	0,1	0,15
Retardo (seg.)	0	0
	Protecciones Residuales - Desconectador Abierto	
	52C-1	52C-2
Relé	Noja Power	Noja Power
Curva	ANSI LTVI	ANSI LTVI
Pickup (A. Prim.)	15	15
Lever	0,15	0,15
Retardo (seg.)	0	0

Tabla 44: Características y ajustes de reconectadores de SM Cochamó evaluadas – Desconectador Cerrado.

	Protecciones Fase - Desconectador Cerrado	
	52C-1	52C-2
Relé	Noja Power	Noja Power
Curva	ANSI STI	ANSI STI
Pickup (A. Prim.)	150	150
Lever	0,3	0,3
Retardo (seg.)	0	0
	Protecciones Residuales - Desconectador Cerrado	
	52C-1	52C-2
Relé	Noja Power	Noja Power
Curva	ANSI LTVI	ANSI LTVI
Pickup (A. Prim.)	20	20
Lever	0,13	0,13
Retardo (seg.)	0	0

Tabla 45: Características y ajustes de interruptores de BT en unidades generadoras de SM Cochamó[23].

Ajustes existentes en protecciones BT de unidades generadoras	
Correinte Base (I0)	2000 A
CT Rating	2500/5
Ajuste de Carateristica de tiempo largo (Long Time, LTD)	
I1 (Valor de Pickup)	2000 A (=1xI0)
T1 (Banda de Tiempo)	30 seg. (calculada para 6xI1)
Ajuste de Carateristica de tiempo corto (Short Time, STD)	
I2 (Valor de Pickup)	4000 A (=2xI0)
T2 (Banda de Tiempo)	360 mseg.
Ajuste de Carateristica Instantanea (Inst Time, INST)	
I3 (Valor de Pickup)	8000 A (=4xI0)

En la Figura 11 y la Figura 12 se presentan las curvas de operación de las protecciones de fase y residuales respectivamente:

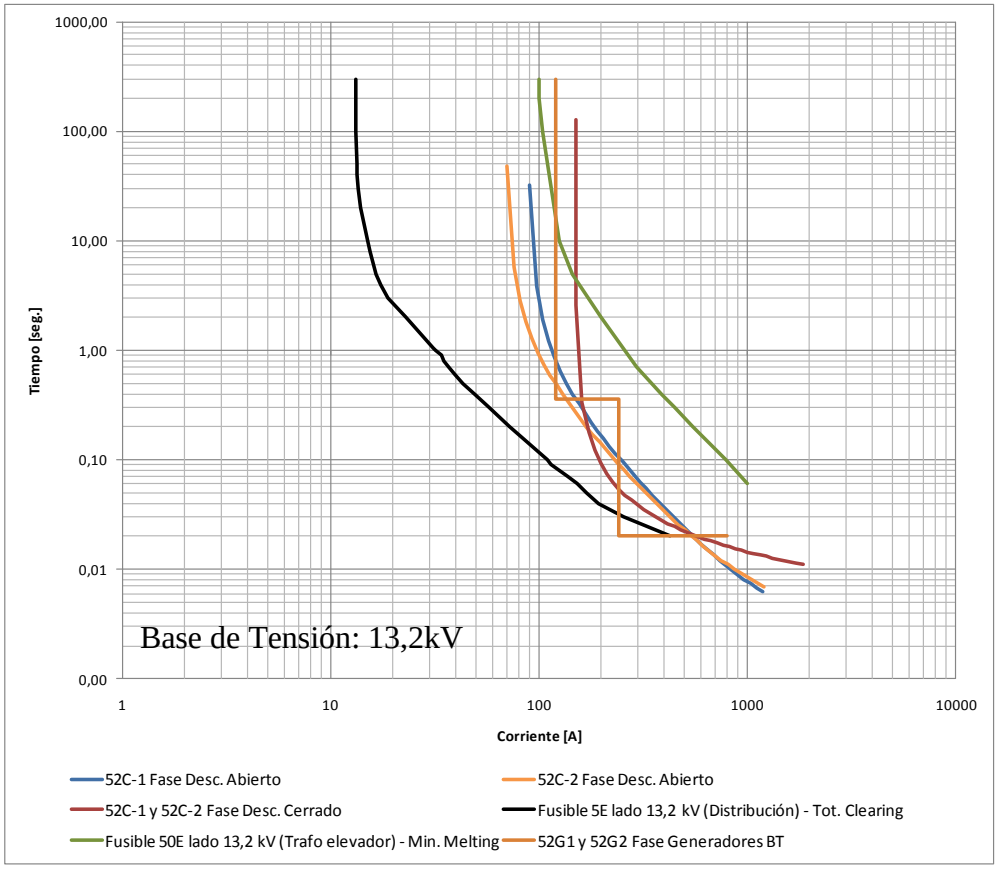

Figura 11: Curvas de fase existentes en SM Cochamó.

[23] Base de tensión supuesta para ajustes de corriente descritos en la Tabla 45 es de 0,4kV.

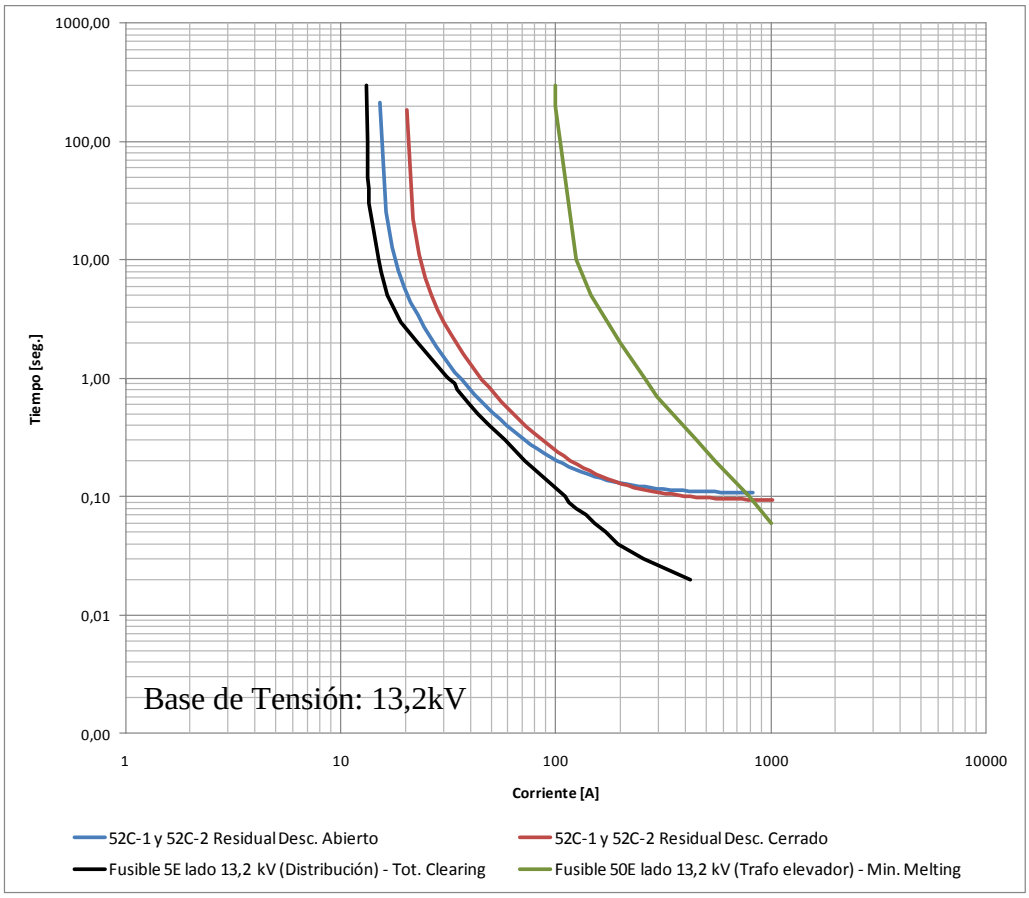

Figura 12: Curvas residuales existentes en SM Cochamó.

Tomando las magnitudes de corrientes de cortocircuito vistas por los relés para cada una de las fallas definidas en la sección 6.2, por inspección en las curvas de operación, se determinan los tiempos de actuación de las protecciones. Dichos valores se resumen en las tablas siguientes.

Tabla 46: Tiempos de operación de Protecciones de Fase – Desconectador Abierto.

Posición de la falla	Tipo de falla	Operación de protecciones de Fase - Desconectador Abierto						Condición de Operación
		52C-1 Fase		52C-2 Fase		52G1 y 52G2 Fase		
		Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A] (*)	T. de Op. [s]	
Frente a 52C-1	3F	492	0,02	-	No Opera	246	0,02	Descoordinación 52C-1 y 52G1-52G2
Fin de Alim. 1 Cochamó	2F R=4Ω	82	No Opera	-	No Opera	82	>300	No opera 52C-1
Frente a 52C-2	3F	-	No Opera	492	0,02	246	0,02	Descoordinación 52C-2 y 52G1-52G2
Fin de Alim. 2 Puelo	2F R=4Ω	-	No Opera	127	0,42	127	0,36	Descoordinación 52C-2 y 52G1-52G2

(*) Corriente en base de tensión 13,2 kV

Tabla 47: Tiempos de operación de Protecciones Residuales – Desconectador Abierto.

Posición de la falla	Tipo de falla	Operación de protecciones Residuales - Desconectador Abierto						Condición de Operación
		52C-1 Residual		52C-2 Residual		52G1 y 52G2 Residual (*)		
		3I0 [A]	T. de Op. [s]	3I0 [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	
Frente a 52C-1	2FT	1.076	0,11	-	No Opera	No Aplica	No Aplica	Operación correcta
Fin de Alim. 1 Cochamó	2FT R=40Ω	62	0,37	-	No Opera	No Aplica	No Aplica	Operación correcta
Frente a 52C-2	2FT	-	No Opera	1.076	0,11	No Aplica	No Aplica	Operación correcta
Fin de Alim. 2 Puelo	1FT R=40Ω	-	No Opera	92	0,22	No Aplica	No Aplica	Operación correcta

(*) 52G1 y 52G2 no observan corrientes de secuencia cero para las posiciones de falla evaluadas dado el grupo de conexión de los transformadores elevadores de generación.

Tabla 48: Tiempos de operación de Protecciones de Fase – Desconectador Cerrado.

Posición de la falla	Tipo de falla	Operación de protecciones de Fase - Desconectador Cerrado						Condición de Operación
		52C-1 Fase		52C-2 Fase		52G1 y 52G2 Fase		
		Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A] (*)	T. de Op. [s]	
Frente a 52C-1	3F	492	0,02	-	Abierto	246	0,02	Descoordinación 52C-1 y 52G1-52G2
Fin de Alim. 1 Cochamó	2F R=4Ω	82	No Opera	-	Abierto	82	>300	No opera 52C-1

(*) Corriente en base de tensión 13,2 kV

Tabla 49: Tiempos de operación de Protecciones Residuales – Desconectador Cerrado.

Posición de la falla	Tipo de falla	Operación de protecciones Residuales - Desconectador Cerrado						Condición de Operación
		52C-1 Residual		52C-2 Residual		52G1 y 52G2 Residual (*)		
		3I0 [A]	T. de Op. [s]	3I0 [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	
Frente a 52C-1	2FT	1.076	0,09	-	Abierto	No Aplica	No Aplica	Operación correcta
Fin de Alim. 1 Cochamó	2FT R=40Ω	62	0,52	-	Abierto	No Aplica	No Aplica	Operación correcta

(*) 52G1 y 52G2 no observan corrientes de secuencia cero para las posiciones de falla evaluadas dado el grupo de conexión de los transformadores elevadores de generación.

6.3.2 Conclusiones para situación existente

En la última columna de las tablas anteriores se califica si la protección respectiva operó en forma satisfactoria o no, observándose que en gran parte de los escenarios estudiados la coordinación de las protecciones de fase es inadecuada, tanto para la situación con desconectador abierto como para la situación con desconectador cerrado.

Esta situación se justifica principalmente por la descoordinación que presentan las funciones de sobrecorriente de fase en las protecciones de baja tensión en generadores, 52G1 y 52G2, y los ajustes definidos para las funciones de sobrecorriente de fase en los reconectadores 52C-1 y 52C-2.

Adicionalmente se verifica que, tanto para la operación con desconectador abierto como con desconectador cerrado, el ajuste de pickup existente para la función 51 en la posición 52C-1 no permitiría detectar la ocurrencia de una falla entre fases a través de resistencia en el extremo del alimentador Cochamó.

Resulta necesario entonces definir nuevos ajustes para las protecciones de sobrecorriente de fase.

6.3.3 Ajustes propuestos

Para resolver el problema, en esta sección se proponen nuevos ajustes para los reconectadores 52C-1 y 52C-2 y las protecciones de baja tensión de las unidades generadoras de manera tal que se mejore la coordinación de la operación de las protecciones del SM Cochamó.

6.3.3.1 Reconectadores 52C-1 y 52C-2

Para el caso de los reconectadores 52C-1 y 52C-2 los ajustes corresponden a los descritos en la Tabla 50, y consiste en establecer un mismo ajuste para las protecciones de sobrecorriente de fase sin importar el estado del desconectador, manteniendo los ajustes actuales para las protecciones residuales. Las curvas de operación

para protecciones de fase se muestran en la

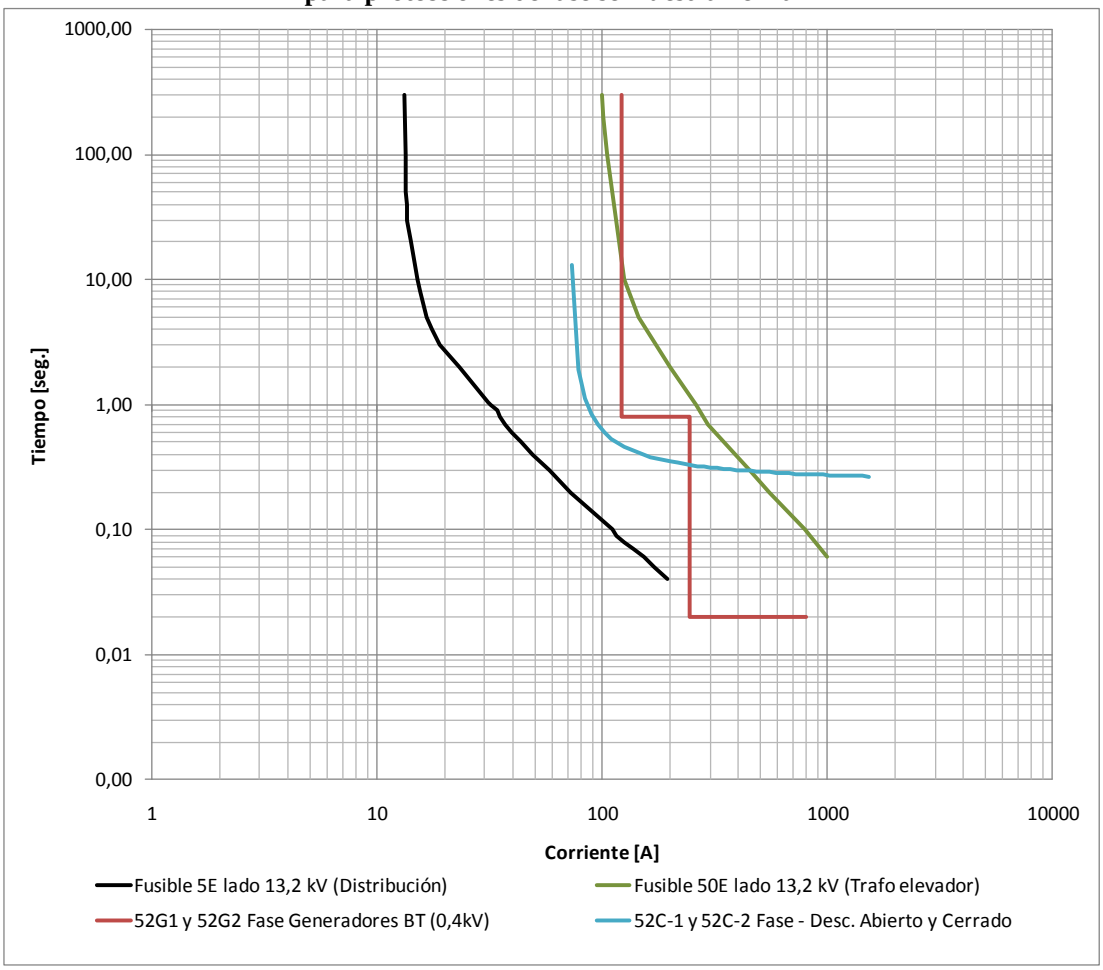

Figura 13.

Tabla 50: Características y ajustes de protecciones de fase propuestos para SM Cochamó – Desconectador Abierto y Cerrado[24].

	Protecciones Fase - Desconectador Abierto y Cerrado	
	52C-1	52C-2
Relé	Noja Power	Noja Power
Curva	ANSI I	ANSI I
Pickup (A. Prim.)	72	72
Lever	0,3	0,3
Retardo (seg.)	0,22	0,22

Un aspecto necesario a destacar del conjunto de ajustes propuestos es que estos han sido definidos considerando la operación esperada que deberá enfrentar el SM durante el periodo de

[24] Valores descritos en color rojo indica modificaciones propuestas respecto a los ajustes originales.

estudio. Esto tiene especial relevancia al operar con Desconectador Cerrado ya que al operar dos o más unidades de Central Cochamó a capacidad nominal con esta configuración se podrá determinar corrientes en la posición de reconectador habilitada (52C-1 o 52C-2) mayores a 90 A (aprox. 2 MVA), siendo esta magnitud superior al ajuste de corriente de pickup propuesto de 72 A. En efecto para esta situación de demanda recién descrita, el ajuste propuesto sería inadecuado ya que podría provocar la operación indeseada de las protecciones de sobrecorriente de fase en la posición de reconectador habilitada.

Sin embargo, se aclara que para los niveles de demanda máxima proyectados para el SM Cochamó son muy inferiores a 90 A, e incluso también al ajuste propuesto de 72 A, razón por la cual se desestima como factible la operación de protecciones de sobrecorriente de fase debido a una demanda superior al ajuste de pickup propuesto para el periodo en estudio. Esta situación se verifica en la siguiente Tabla 51 donde se describe en Amperes la proyección de demanda máxima del SM Cochamó para el periodo 2010-2013.

Tabla 51: Demanda Total proyectada para escenarios de demanda máxima anual 2010-2013 en el SM Cochamó.

2010			2011			2012			2013		
P [kW]	Q [kVar]	I [A]	P [kW]	Q [kVar]	I [A]	P [kW]	Q [kVar]	I [A]	P [kW]	Q [kVar]	I [A]
720	271	**34**	785	305	**37**	851	324	**40**	922	360	**43**

Adicionalmente, esta amplia diferencia entre el ajuste propuesto y la proyección de demanda máxima para el periodo 2010-2013[25] hace improbable que un evento transitorio (distinto de una falla propiamente tal) provoque oscilaciones de corriente que superen al ajuste de pickup propuesto. En efecto, el único evento que podría provocar la situación descrita, es la conexión de una gran magnitud de carga fría[26] como es el caso de la aplicación del PRS, situación en la cual las corrientes de inrush en la(s) posición(es) de reconectador(es) podrían ser similares al ajuste de pickup propuesto. Sin embargo, estas situaciones se podrán habilitar funciones de ajuste de sobrecorriente de inrush en las posiciones 52C-1 y 52C-2.

Finalmente se aclara que los ajustes propuestos son válidos tanto para la operación actual, en la cual existen dos unidades en Central Cochamó, como para el escenario futuro en el cual se incorpore una tercera unidad. Esto porque es la demanda del SM Cochamó la que define el flujo de potencia a través de las posiciones de reconectador 51C-1 y/o 52C-2, no la capacidad de generación instalada en Central Cochamó. Adicionalmente se aclara que al igual que en la actualidad, la sincronización esta tercera unidad al sistema ya energizado no implicará requerimientos de corriente relevantes, toda vez que la unidad entra al sistema generando una potencia baja, de modo que se permita satisfacer los requerimientos de frecuencia, fase, secuencia y tensión de la sincronización.

[25] Ajuste de corriente de pickup propuesto equivalente a un 167% de la demanda máxima proyectada para el periodo 2010-2013.

[26] Carga que previa conexión no esta energizada.

6.3.3.2 Interruptores en BT de unidades generadoras

Para el caso de las protecciones de baja tensión en unidades generadoras se propone aumentar el retardo de la característica de tiempo corto a 0,8 segundos. Esto con el objeto de permitir un paso de coordinación de al menos 0,3 segundos en estas protecciones respecto al ajuste propuesto para las funciones de fase en los reconectadores 52C-1 y 52C-2.

En cuanto a la factibilidad de realizar esta última modificación, se aclara que si se considera que las unidades generadoras son fabricadas bajo norma IEC 60034-1, entonces estas deberán ser capaces de soportar el nivel de corriente de cortocircuito determinado por una falla trifásica en bornes[27] durante 3 segundos. Bajo esta consideración la modificación a un ajuste de 0,8 segundos en la característica de tiempo corto no supondrá riesgo alguno sobre la integridad de las unidades generadoras toda vez que las características constructivas de las mismas permitirían un mayor tiempo de exposición corriente de falla.

Adicionalmente se aclara que el actual ajuste de corriente de pickup para la función instantánea es de I3=8000 A, la que es levemente inferior a la determinada por un cortocircuito trifásico en bornes de un transformador elevador 8134 A[28], por tanto también se satisface la especificación de la norma IEC 60034-1 en cuanto a la magnitud de la corriente de cortocircuito que habrá de ser tolerada por las unidades.

Pese a todo, dadas las implicancias que podría tener un desajuste en este aspecto, se recomienda verificar la factibilidad del ajuste propuesto con el proveedor de las unidades generadoras.

Luego, los ajustes propuestos para las protecciones de baja tensión en unidades generadoras son:

Tabla 52: Ajustes propuestos para protecciones de BT en unidades generadoras de SM Cochamó[29] [30] .

Ajustes Propuestos en protecciones BT de unidades generadoras	
Correinte Base (I0)	2000 A
CT Rating	2500/5
Ajuste de Carateristica de tiempo largo (Long Time, LTD)	
I1 (Valor de Pickup)	2000 A (=1xI0)
T1 (Banda de Tiempo)	30 seg. (calculada para 6xI1)
Ajuste de Carateristica de tiempo corto (Short Time, STD)	
I2 (Valor de Pickup)	4000 A (=2xI0)
T2 (Banda de Tiempo)	800 mseg.
Ajuste de Carateristica Instantanea (Inst Time, INST)	
I3 (Valor de Pickup)	8000 A (=4xI0)

[27] Ver sección 24 de Norma IEC600034-1 (*Short Circuit Withstand Test for Syncrhonous Machines*)

[28] Determinada considerando factor de sobre tensión de 10% de acuerdo a norma IEC60909.

[29] Base de tensión supuesta para ajustes de corriente descritos en la Tabla 45 es de 0,4kV.

[30] Valores descritos en color rojo indica modificaciones propuestas respecto a los ajustes originales.

Finalmente el diagrama de coordinación obtenido considerando los ajustes propuestos es:

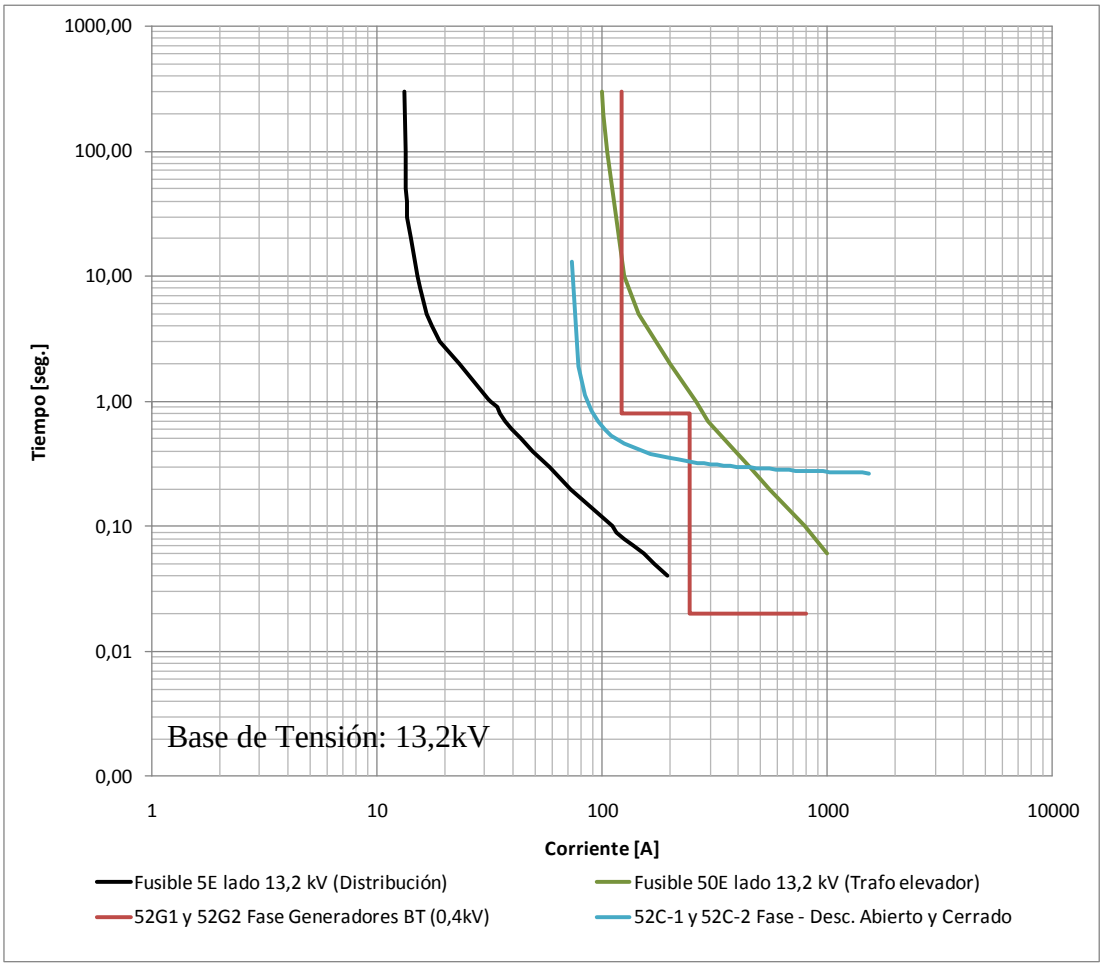

Figura 13: Curvas de fase propuestas para SM Cochamó.

Análogamente, el diagrama de coordinación correspondiente al ajuste de protecciones residuales existe, y que se propone no modificar, es:

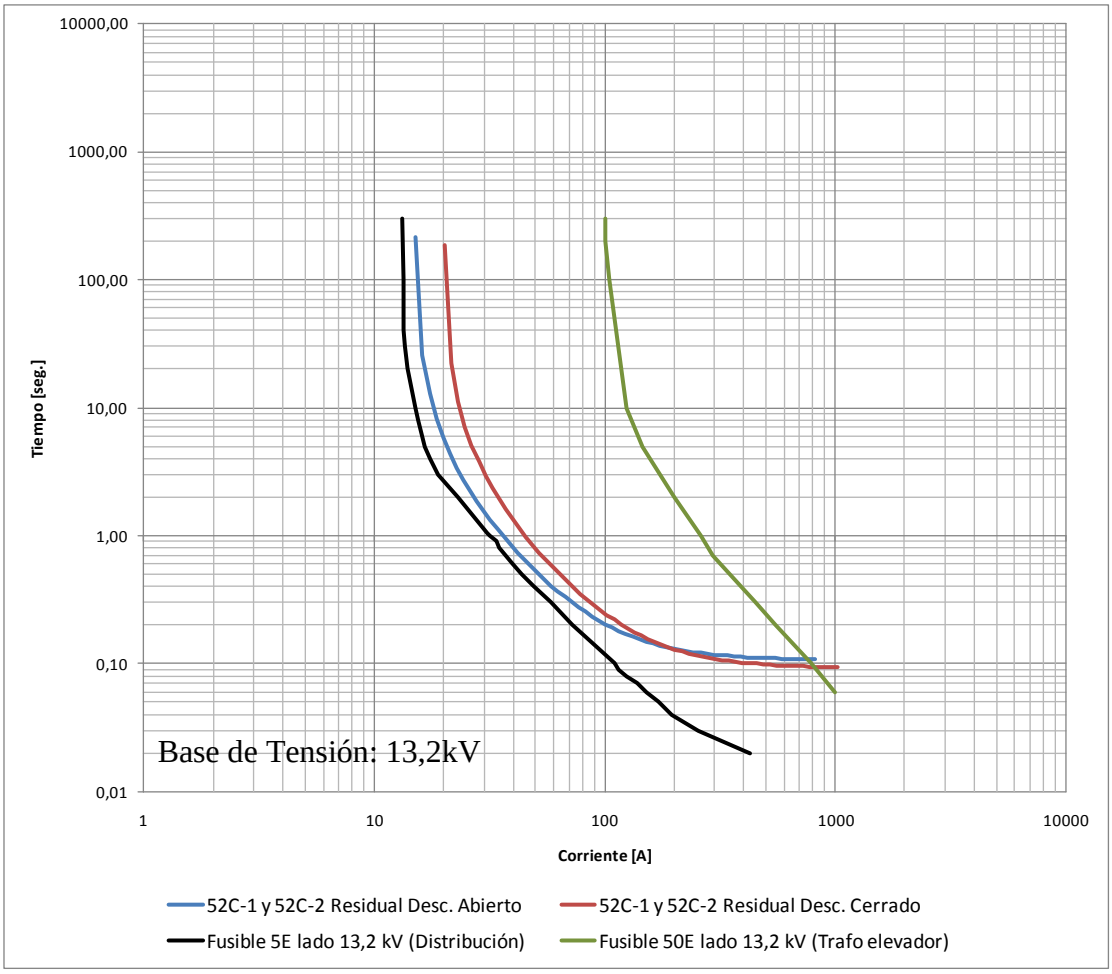

Figura 14: Curvas de residuales para SM Cochamó.

A partir de la

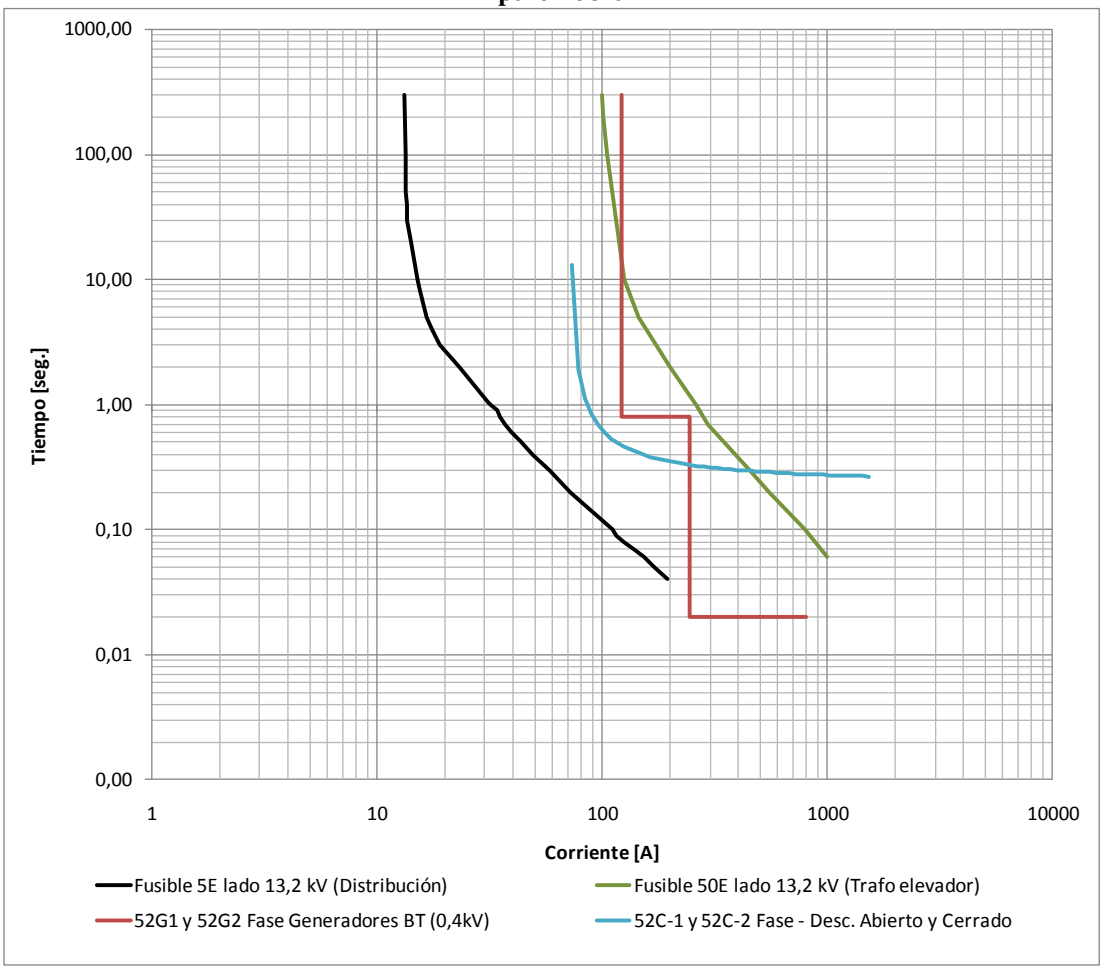

Figura 13, se verifica que para los ajustes propuestos de protecciones de fase propuestos permiten una adecuada coordinación para corrientes de falla de hasta 8000 A[31] equivalentes en los bornes de unidades generadoras. En el caso que la corriente de falla en bornes de unidades generadoras sea superior a esta magnitud las protecciones de baja tensión en estas actuarán en forma instantánea, esto es, en descoordinación con las funciones 51 de los reconectadores 52C-1 y 52C-2.

Pese a que como regla general se debe evitar la descoordinación en la operación de las protecciones, se aclara que para este caso especifico la operación instantánea de las protecciones de unidades generadoras podría ser recomendable. Esto porque sólo ocurrirá cuando la corriente de falla en unidades generadoras sea de magnitud equivalente o superior a la determinada por un cortocircuito trifásico franco en bornes.

[31] Equivalente a 242,4 A en 13,2kV

6.3.4 Coordinación con fusibles

Un punto por analizar es ver si se mantiene la coordinación de las protecciones con los fusibles del lado de MT de los transformadores de distribución instalados en el SM Cochamó, considerando la nueva situación. En particular, interesa que la curva de total clearing time de los fusibles de los transformadores de distribución sea más rápida que la de las protecciones (cualquier otra curva en este segmento estará por debajo de esta), mientras que la de minimum melting time de los fusibles de los transformadores elevadores de los generadores esté por sobre la de las protecciones de las unidades generadoras operando como un respaldo de las mismas. De acuerdo a lo informado por la Empresa[32], estas curvas son las que se muestran en la

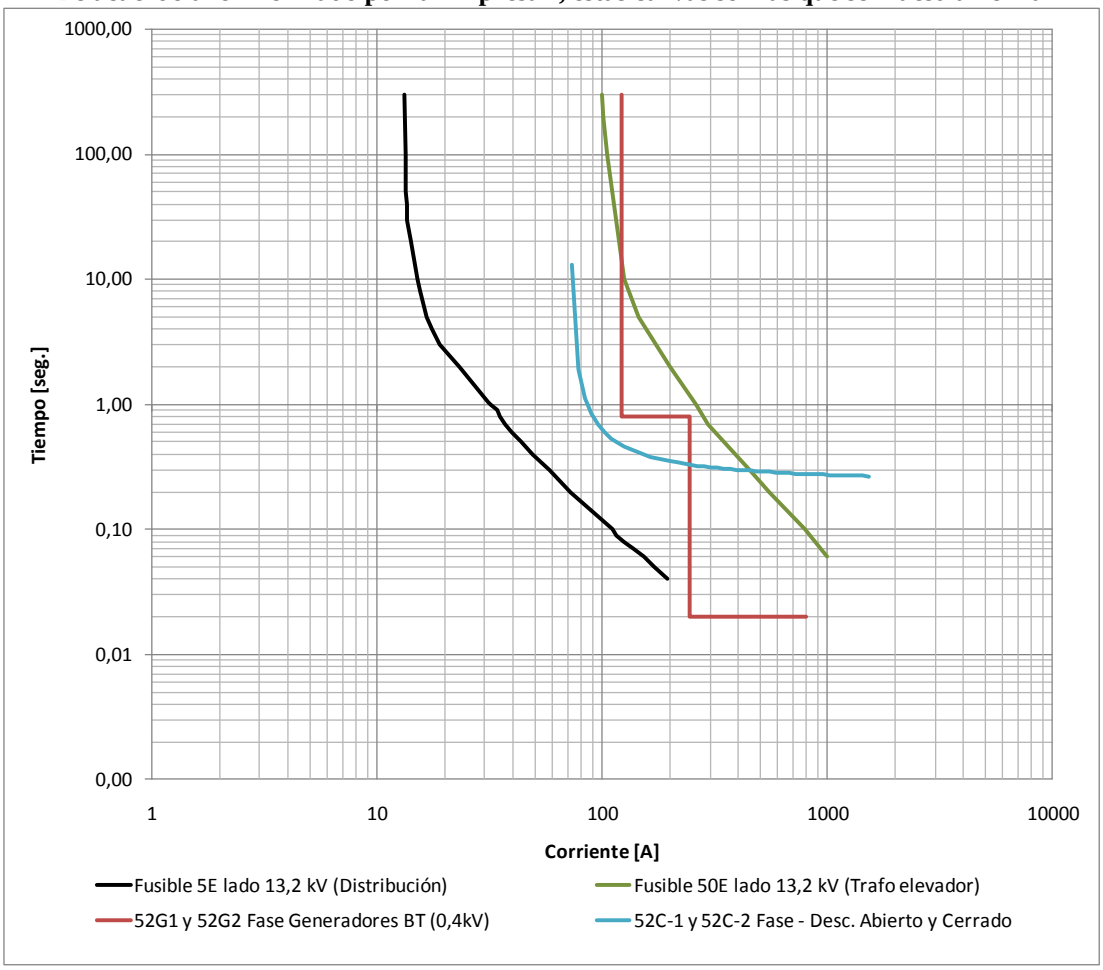

Figura 13, verificándose que para los ajustes propuestos de protecciones de fase propuestos permiten una adecuada coordinación con las curvas determinadas por los restantes ajustes propuestos.

6.3.5 Verificación de actuación para ajustes propuestos

Tomando las magnitudes de corrientes de cortocircuito vistas por los relés para cada una de las fallas definidas en la sección 6.2, por inspección en las curvas de operación se determinan los

[32] "Estudio de Protecciones Alimentadores Central Cochamó en 13,2 kV", Agosto 2009.

tiempos de actuación de las protecciones, considerando los nuevos ajustes. Dichos valores se resumen en las tablas siguientes.

Tabla 53: Tiempos de operación de Protecciones de Fase con ajustes propuestos – Desconectador Abierto.

Posición de la falla	Tipo de falla	Operación de protecciones de Fase - Desconectador Abierto						Condición de Operación
		52C-1 Fase Alim 1		52C-2 Fase Alim 2		52G1 y 52G2 Fase		
		Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A] (*)	T. de Op. [s]	
Frente a 52C-1	3F	492	0,29	-	No Opera	246	0,02	Descoordinación aceptable entre 52C-1 y 52G2-52G1
Fin de Alim. 1 Cochamó	2F R=4Ω	82	1,26	-	No Opera	82	>300	Operación correcta
Frente a 52C-2	3F	-	No Opera	492	0,29	246	0,02	Descoordinación aceptable entre 52C-2 y 52G2-52G1
Fin de Alim. 2 Puelo	2F R=4Ω	-	No Opera	127	0,45	127	0,80	Operación correcta

(*) Corrientes en base de tensión 13,2kV.

Tabla 54: Tiempos de operación de Protecciones Residuales con ajustes propuestos – Desconectador Abierto.

Posición de la falla	Tipo de falla	Operación de protecciones Residuales - Desconectador Abierto						Condición de Operación
		52C-1 Residual Alim 1		52C-2 Residual Alim 2		52G1 y 52G2 Fase		
		Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A] (*)	T. de Op. [s]	
Frente a 52C-1	2FT	1.076	0,11	-	No Opera	N/A	N/A	Operación correcta
Fin de Alim. 1 Cochamó	2FT R=40Ω	62	0,37	-	No Opera	N/A	N/A	Operación correcta
Frente a 52C-2	2FT	-	No Opera	1.076	0,11	N/A	N/A	Operación correcta
Fin de Alim. 2 Puelo	2FT R=40Ω	-	No Opera	92	0,22	N/A	N/A	Operación correcta

Tabla 55: Tiempos de operación de Protecciones de Fase con ajustes propuestos – Desconectador Cerrado.

Posición de la falla	Tipo de falla	Operación de protecciones de Fase - Desconectador Cerrado						Condición de Operación
		52C-1 Fase Alim 1 y 2		52C-2 Fase Alim 1 y 2		52G1 y 52G2 Fase		
		Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A] (*)	T. de Op. [s]	
Frente a 52C-1	3F	492	0,29	-	Abierto	246	0,02	Descoordinación aceptable entre 52C-1 y 52G2-52G1
Fin de Alim. 1 Cochamó	2F R=4Ω	82	1,26	-	Abierto	82	>300	Operación correcta

(*) Corrientes en base de tensión 13,2kV.

Tabla 56: Tiempos de operación de Protecciones Residuales con ajustes propuestos – Desconectador Cerrado.

Posición de la falla	Tipo de falla	Operación de protecciones Residuales - Desconectador Cerrado						Condición de Operación
		52C-1 Residual Alim 1 y 2		52C-2 Residual Alim 1 y 2		52G1 y 52G2 Fase		
		Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A] (*)	T. de Op. [s]	
Frente a 52C-1	2FT	1.076	0,09	-	Abierto	N/A	N/A	Operación correcta
Fin de Alim. 1 Cochamó	2FT R=40Ω	62	0,52	-	Abierto	N/A	N/A	Operación correcta

6.3.6 Conclusiones para ajustes propuestos

A partir de las tablas recién descritas se infiere que los nuevos ajustes permiten obtener una operación adecuada de las protecciones en todos los casos, mejorando en general el comportamiento de éstas ante las fallas analizadas.

En función de lo anterior, se concluye que al considerar los ajustes propuestos se puede garantizar una operación adecuada bajo los supuestos descritos para las protecciones del SM Cochamó.

7 ESTUDIO DE CONTROL DE TENSIÓN Y REQUERIMIENTO DE POTENCIA REACTIVA

7.1 *Introducción*

El contenido de este capítulo se ha desarrollado en el contexto de la aplicación de la NTSyCS para SSMM, la cual establece que la Empresa debe realizar un estudio denominado "Control de Tensión y Requerimiento de Potencia Reactiva". Según describe la NTSyCS para SSMM en el Art. 6.3, numeral d), dicho estudio *"deberá efectuar una verificación del cumplimiento de los estándares de SyCS establecidos en el Capítulo Nº 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 NTSyCS para SSMM establece en 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 Estudios de Control de Tensión establecido en el Título 6-2 de la presente NT."*

De esta forma, el objetivo principal de este estudio es determinar la reserva de potencia reactiva que habrá de considerarse en el SM Cochamó, de modo que se garantice un adecuado control de tensiones conforme a las condiciones establecidas en la NTSyCS para SSMM.

Para tal efecto, en el estudio del tema se determina lo siguiente:

- La barra más débil del sistema eléctrico desde el punto de vista de la sensibilidad de la tensión a las variaciones de potencia reactiva.
- La contingencia más crítica desde el punto de vista del requerimiento de potencia reactiva.
- La reserva mínima de potencia reactiva para afrontar la contingencia más crítica.
- El margen de estabilidad de tensión para la barra más débil del sistema eléctrico.

7.2 *Metodología*

La metodología aplicada en el estudio considera dos etapas:

- La primera etapa basada en simulaciones de flujos de potencia, permite determinar la barra más débil desde el punto de vista de la sensibilidad de la tensión a las variaciones de la potencia reactiva, para condiciones de operación normal y postcontingencia. En cada caso se determinan las tensiones de operación y críticas, que permiten verificar el cumplimiento de las exigencias de régimen permanente establecidas en los Arts. 5-29 y 5-30 de la NTSyCS para SSMM.
- La segunda etapa, basada en simulaciones dinámicas, permite determinar la reserva mínima de potencia reactiva que debe disponer el sistema para afrontar la contingencia más crítica. La contingencia más crítica para el SM Cochamó corresponde a la salida de

servicio de una unidad térmica de central Cochamó. Sin embargo, esta reserva mínima de reactivos se determina sólo para aquellos escenarios que consideren el despacho económico de más de una unidad, toda vez que carece de sentido definir una reserva reactiva para enfrentar contingencias de generación cuando se opera con sólo una unidad[33].

Adicionalmente, en esta etapa se verifica que cada unidad generadora cumpla con la restricción de generación impuesta por su respectiva carta de operación, según lo indicado en el Art. 5-47 de la NTSyCS para SSMM *"El control de las tensiones del SM dentro de la banda de variación permitida deberá efectuarse manteniendo la potencia reactiva de las unidades generadoras dentro del Diagrama PQ, hasta un límite del 100% de la capacidad máxima en forma permanente. Este límite deberá mantenerse tanto en la región de sobreexcitación como de subexcitación para cumplir con los niveles de tensión especificados."*

7.3 *Escenarios de Estudio*

Para cumplir con la resolución semestral y el horizonte de operación establecido en la NTSyCS para SSMM, se seleccionaron los casos representativos tomando como fuente de información lo indicado en la sección 3.3. En este sentido, se consideraron 3 escenarios de demanda y un horizonte de 48 meses como sigue:

- Escenario de demanda máxima primer semestre (Febrero)
  - Año 2010.
  - Año 2011.
  - Año 2012.
  - Año 2013.
- Escenario de demanda máxima segundo semestre (Agosto)
  - Año 2010.
  - Año 2011.
  - Año 2012.
  - Año 2013.
- Escenario de demanda mínima (Bloque 4 Diciembre)
  - Año 2010.
  - Año 2011.
  - Año 2012.
  - Año 2013.

La asignación mensual de los escenarios de demanda máxima semestral y mínima anual ha sido definida a partir de la identificación de los meses de demanda máxima semestral y mínima durante el 2008 en el SM Cochamó.

[33] Conforme a lo determinado en el capítulo 3 esta es la situación observada durante todo el 2010, 2011 y en escenarios distintos de demanda máxima (o similares) del 2012 y 2013.

A continuación, en la Tabla 57 y en la Tabla 58, se detalla el despacho de generación y la distribución de demanda utilizados en los estudios de control de tensión y requerimiento de potencia reactiva, conforme a un despacho económico de las unidades la central Cochamó para los años 2010, 2011, 2012 y 2013 considerando un margen de reserva determinado según un despacho económico acorde con lo propuesto en el capítulo 3.

Tabla 57: Despachos de generación considerados en los estudios de control de tensión y requerimiento de potencia reactiva

Demanda Máxima 1er Semestre (Febrero)										
Unidad	Pmax [kW]	Qmax [kVar]	2010		2011		2012		2013	
			P [kW]	Q [kVar]	P [kW]	Q [kVar]	P [kW]	Q [kVar]	P [kW]	Q [kVar]
U1 Cochamó	825	618,8	720	271	785	305	425	162	461	180
U2 Cochamó	825	618,8	0	0	0	0	425	162	461	180
U3 Cochamó	825	618,8	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Despachado			720	271	785	305	851	324	922	360

Demanda Máxima 2do Semestre (Agosto)										
Unidad	Pmax [kW]	Qmax [kVar]	2010		2011		2012		2013	
			P [kW]	Q [kVar]	P [kW]	Q [kVar]	P [kW]	Q [kVar]	P [kW]	Q [kVar]
U1 Cochamó	825	618,8	699	260	762	293	413	156	448	173
U2 Cochamó	825	618,8	0	0	0	0	413	156	448	173
U3 Cochamó	825	618,8	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Despachado			699	260	762	293	826	312	895	346

Demanda Mínima Anual (Diciembre Bloque 4)										
Unidad	Pmax [kW]	Qmax [kVar]	2010		2011		2012		2013	
			P [kW]	Q [kVar]	P [kW]	Q [kVar]	P [kW]	Q [kVar]	P [kW]	Q [kVar]
U1 Cochamó	825	618,8	186	0	203	9	220	17	239	26
U2 Cochamó	825	618,8	0	0	0	0	0	0	0	0
U3 Cochamó	825	618,8	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Despachado			186	0	203	9	220	17	239	26

Tabla 58: Distribución de demanda en cabecera de alimentadores considerada en los estudios de control de tensión y requerimiento de potencia reactiva

Demanda Máxima 1er Semestre (Febrero)								
Carga	2010		2011		2012		2013	
	P [kW]	Q [kVar]	P [kW]	Q [kVar]	P [kW]	Q [kVar]	P [kW]	Q [kVar]
Alim. Cochamó (52C-1)	551	225	602	249	654	274	458	171
Alim. Puelo (52C-2)	162	25	176	30	190	36	458	171
Pérdidas Transf. Generación	7	21	8	25	7	15	7	17
Total	720	271	785	305	851	324	922	360

Demanda Máxima 2do Semestre (Agosto)								
Carga	2010		2011		2012		2013	
	P [kW]	Q [kVar]	P [kW]	Q [kVar]	P [kW]	Q [kVar]	P [kW]	Q [kVar]
Alim. Cochamó (52C-1)	535	217	584	241	635	265	689	291
Alim. Puelo (52C-2)	157	23	171	28	185	34	199	39
Pérdidas Transf. Generación	7	20	8	24	7	14	7	16
Total	699	260	762	293	826	312	895	346

Demanda Mínima Anual (Diciembre Bloque 4)								
Carga	2010		2011		2012		2013	
	P [kW]	Q [kVar]	P [kW]	Q [kVar]	P [kW]	Q [kVar]	P [kW]	Q [kVar]
Alim. Cochamó (52C-1)	138	23	151	29	164	36	178	43
Alim. Puelo (52C-2)	43	-23	47	-22	51	-20	55	-18
Pérdidas Transf. Generación	5	1	6	1	6	2	6	2
Total	186	0	203	9	220	17	239	26

7.4 *Otras consideraciones*

En la determinación de las magnitudes de tensión y de potencia reactiva, se ha tomado en cuenta lo siguiente:

- El SM Cochamó concentra la generación en la Central Cochamó, mientras que la carga se encuentra repartida a lo largo del sistema de distribución.
- La integridad topológica del sistema que exige la NTSyCS para SSMM al definir las contingencias relevantes para el estudio.
- Que está operativo el EDAC por subfrecuencia propuesto en el capítulo 4 para ampliar el margen de estabilidad angular en los escenarios de demanda máxima 2013.
- El total de potencia activa y reactiva que por diseño pueden aportar o absorber las unidades generadoras despachadas.

La importancia de lo recién señalado se profundiza a continuación.

7.4.1 Contingencias Simuladas

Cualquier falla en línea que provoque el desprendimiento de un alimentador determina automáticamente una reducción del requerimiento de reactivos a las unidades generadoras del SM Cochamó por lo cual este tipo de contingencias no son consideradas para determinar los requerimientos de reactivos del sistema. En condición de lo anterior, la única contingencia considerada para los estudios de control de tensión y requerimiento de potencia reactiva es la desconexión intempestiva de una unidad generadora en central Cochamó.

Sin embargo, en reconocimiento a que tras la desconexión intempestiva de una unidad el sistema sólo podrá resultar estable si hay más de una unidad despachada en precontingencia, se observa que sólo será factible determinar una reserva reactiva mínima para los escenarios de demanda máxima 2012 y 2013[34] o similares, ya que para el resto de las situaciones se operará en forma económica despachando una unidad en central Cochamó.

7.4.2 Actuación de EDAC

Si bien la actuación de EDAC frente a contingencias de severidad 4 busca acelerar el equilibrio entre oferta y demanda de potencia activa, al desconectarse la carga también se disminuye la demanda de potencia reactiva, y eso a su vez mejora la respuesta dinámica de las tensiones porque las unidades generadoras que permanecen en servicio:

- Son capaces de aportar una mayor cantidad de potencia reactiva sin sobrecargarse, toda vez que pueden incrementarla, en compensación de la potencia activa que dejan de entregar.
- La demanda de potencia reactiva ha disminuido luego de la actuación del EDAC.

7.4.3 Límites de potencia aportada por las máquinas de Central Cochamó

En la obtención de las curvas Q-V, se observó que no se alcanza a identificar un punto de tensión de colapso (dV/dQ = 0). Esto se debe a la limitada capacidad de aporte de reactivos y activos que tienen las unidades de la central Cochamó, restricción que impide obtener la sección de la curva Q-V con pendiente nula. A modo de ejemplo se verifica la situación recién descrita en la Figura 15, en la cual se presenta la curva Q-V asociada al extremo del alimentador Cochamó para el escenario de demanda máxima 2010.

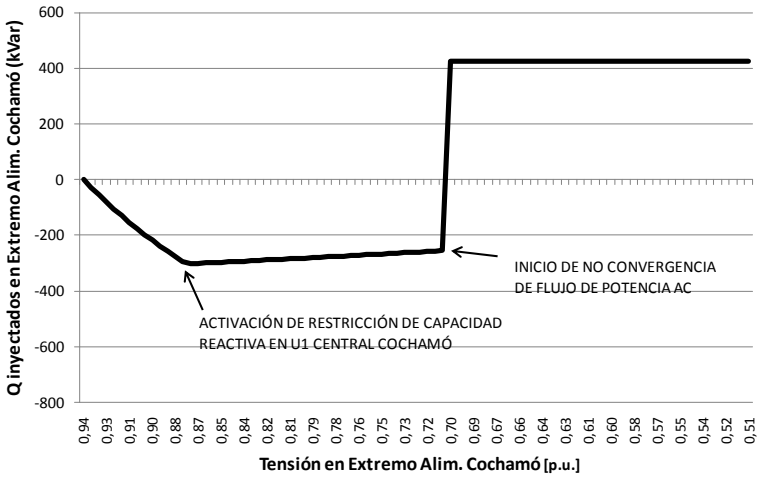

Figura 15: Efecto del límite de capacidad de unidades generadoras sobre determinación de curvas Q-V.

[34] Escenarios en los que bajo operación económica se despachan dos unidades en Central Cochamó.

Dado que para el SM Cochamó no es posible determinar un punto de tensión de colapso, tampoco se puede definir el Margen de Estabilidad de Tensión (MET). Por esto se propone como método alternativo evaluar la estabilidad de tensión utilizando como magnitud relevante el margen de tensión obtenido entre la tensión operación y una tensión crítica.

La tensión crítica de un nodo se obtiene en la misma forma que las curvas Q-V, 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. El margen de tensión queda definido por:

$$Margen\ de\ Tensión = u_{operación} - u_{crítica} \tag{7.1}$$

En función de lo anterior, se deberá entender el margen de tensión de una posición o barra especifica como la máxima caída de tensión permisible en dicha posición (en [p.u.]), de manera que el sistema pueda operar sus elementos dentro de sus capacidades de régimen permanente.

A modo de ejemplo, el margen de tensión asociado al extremo del alimentador Cochamó en el escenario de demanda máxima 2010 (ver Figura 15) estará definido por:

$$\underbrace{0{,}944}_{u_{operación}} - \underbrace{0{,}877}_{u_{crítica}} = \underbrace{0{,}067}_{Margen\ de\ Tensión} \tag{7.2}$$

En ningún caso se deberá entender el escenario de tensión crítica como un caso factible a observar durante la operación real, ya que no lo es. Por el contrario, esta situación sólo tiene por objeto definir un caso referencial que permita evaluar el grado de robustez de la tensión en las instalaciones del SM Cochamó.

7.5 *Resultados*

7.5.1 Escenario demanda máxima 1er semestre (Febrero)

7.5.1.1 Identificación de la barra más débil

Las siguientes gráficas muestran la sensibilidad de la tensión ante variaciones de la potencia reactiva (dV/dQ) en distintas barras del sistema eléctrico de Cochamó. Para el caso de los años 2010 y 2011 se determinan sólo el caso base correspondiente a la operación de régimen permanente con una unidad en Central Cochamó, mientras que para los años 2012 y 2013 se determinan tanto el caso base como el caso de postcontingencia[35], esto es tras la desconexión intempestiva de una unidad en Central Cochamó.

[35] Para Puelo 13,2kV en el 2013 no se presenta la sensibilidad de tensión de postcontingencia debido a que en dicho alimentador operaría un EDAC frente a la desconexión intempestiva de una unidad en Central Cochamó.

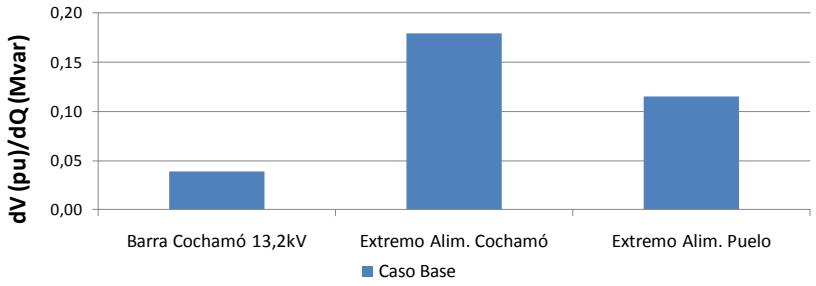

Figura 16: Sensibilidad de la tensión frente a variaciones de potencia reactiva (Febrero-2010).

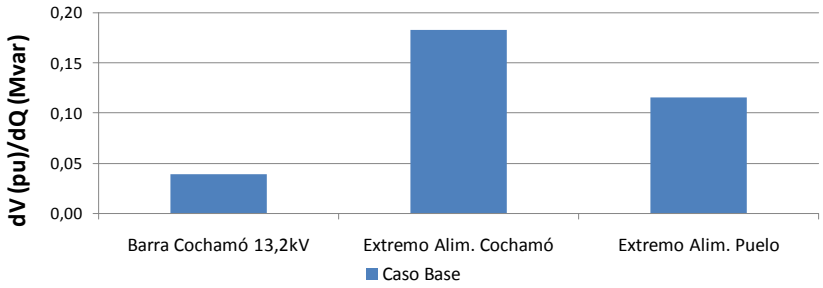

Figura 17: Sensibilidad de la tensión frente a variaciones de potencia reactiva (Febrero-2011).

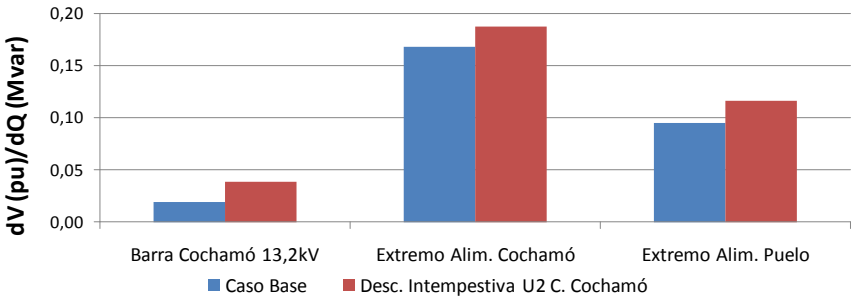

Figura 18: Sensibilidad de la tensión frente a variaciones de potencia reactiva (Febrero-2012).

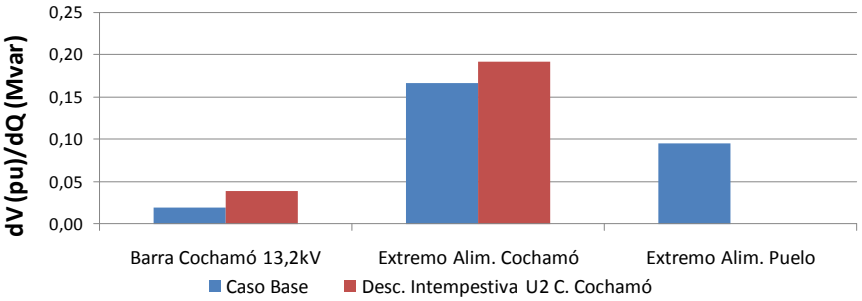

Figura 19: Sensibilidad de la tensión frente a variaciones de potencia reactiva (Febrero-2013).

A partir de las figuras anteriores se concluye que tanto en condiciones de operación normal como de postcontingencia para los años 2012 y 2013 el punto más débil, es decir aquel con mayor sensibilidad de tensión a la inyección de reactivos, corresponde al extremo del alimentador Cochamó.

7.5.1.2 Verificación del comportamiento dinámico y estimación de la reserva de potencia reactiva requerida

La reserva mínima de potencia reactiva que debe poseer el SM Cochamó para afrontar las contingencias estudiadas, es aquella que cubre la mayor diferencia entre el despacho total de potencia reactiva precontingencia y la evolución dinámica de la generación total de potencia reactiva del sistema. Se debe verificar además que cada unidad generadora cumpla con las restricciones de su respectiva carta de operación.

Por otro lado, en base a lo descrito previamente en la sección 7.4.1, sólo corresponderá definir una reserva de potencia reactiva para los escenarios de demanda máxima 2012 y 2013. Esto toda vez que para el resto de los periodos, la operación económica del sistema determina la utilización de una sola unidad generadora.

En consideración de esta situación, en los siguientes gráficos se presenta la evolución dinámica del total de generación reactiva para los escenarios de demanda máxima 2012 y 2013 de modo de determinar la cantidad de reserva de potencia reactiva que se requiere para afrontar la desconexión intempestiva de una unidad generadora en Central Cochamó.

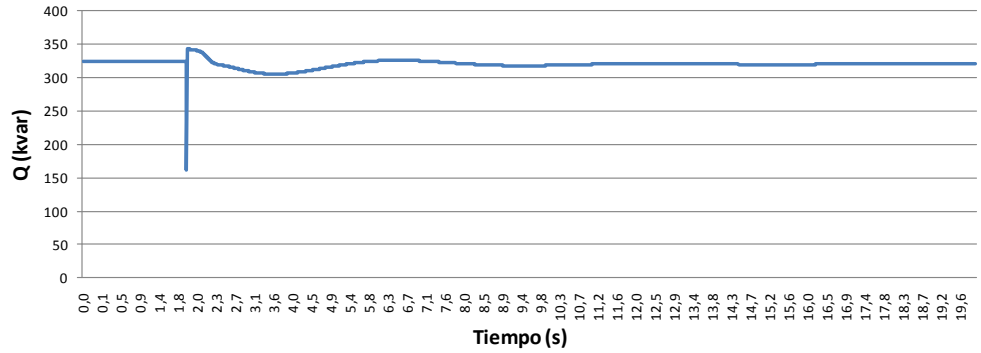

Figura 20: Evolución dinámica generación total de potencia reactiva Febrero-2012

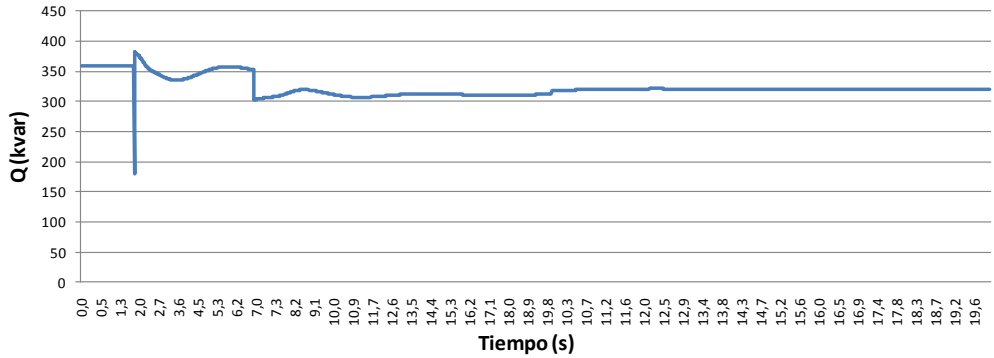

Figura 21: Evolución dinámica generación total de potencia reactiva Febrero-2013

En la Tabla 59 se muestra la reserva de potencia reactiva necesaria en caso de ocurrir la contingencia más crítica para los escenarios de demanda máxima del primer semestre de cada año del horizonte de estudio.

Tabla 59: Resumen de Reserva de potencia reactiva requerida para enfrentar la desconexión intempestiva de una unidad generadora en central Cochamó

Escenario	Requerimiento de Potencia Reactiva (kVar)
Demanda Máxima Febrero-2010	N/A
Demanda Máxima Febrero-2011	N/A
Demanda Máxima Febrero-2012	18,8
Demanda Máxima Febrero-2013	22,0

Nótese que para los años 2010 y 2011 no se describe requerimiento de reserva alguna toda vez que este concepto no es aplicable dado el despacho particular (una sola unidad) observado en estos casos. Respecto al 1er semestre de los años 2012 y 2013, se recuerda que los requerimientos de reserva descritos en la Tabla 59 son aplicables sólo a los escenarios de demanda máxima o similares, y más específicamente para aquellos casos en los cuales la operación económica del sistema determine el despacho de dos unidades, observándose que para las situaciones de operación con sólo una unidad no se deberá satisfacer requerimiento de reserva reactiva alguna.

7.5.1.3 Estabilidad de tensión para la barra más débil

En la siguiente Tabla 60 se presenta para el punto más débil las tensiones de operación, tensión crítica y el correspondiente margen de tensión.

Tabla 60: Determinación de Margen de Tensión para escenarios de demanda máxima en 1er Semestre

Escenario de operación	Instalación más débil	Tensión de operación [p.u.]		Tensión Crítica [p.u.]		U[Operación]-U[Crítica] [p.u.]	
		Estado Normal	Estado Postcont.	Estado Normal	Estado Postcont.	Estado Normal	Estado Postcont.
Dda. Máx. Febrero-2010	Extremo Alim. Cochamó	0,944	N/A	0,877	N/A	0,067	N/A
Dda. Máx. Febrero-2011	Extremo Alim. Cochamó	0,933	N/A	0,893	N/A	0,04	N/A
Dda. Máx. Febrero-2012	Extremo Alim. Cochamó	0,931	0,922	0,702	0,922	0,229	0
Dda. Máx. Febrero-2013	Extremo Alim. Cochamó	0,92	0,913	0,701	0,854	0,219	0,059

En los resultados presentados en la Tabla 60 se observa que:

- Los años 2010 y 2011 presentan en su operación normal, márgenes de tensión inferiores a los determinados posteriormente para los años 2012 y 2013, lo cual se justifica por la baja holgura capacidad con la cual se operaría la única unidad generadora despachada en Central Cochamó respecto a los escenarios definidos para el 2012 y 2013, en los cuales se opera con dos unidades.
- Esta situación cambia al considerar los escenarios de postcontingencia para el 2012 y 2013. En particular para el 2012 no se reconoce margen de tensión alguno toda vez que tras la desconexión intempestiva de una unidad, la unidad operativa tras la contingencia resulta con una potencia muy cercana a su capacidad nominal[36]. En cambio para el 2013 la actuación del EDAC por subfrecuencia en el alimentador Puelo asociada a la desconexión de la central permite obtener un incremento del margen de tensión, y por ende en la estabilidad de tensión del sistema en postcontingencia.

[36] El análisis dinámico de este caso en particular es presentado en la sección 3.7.1.2.

7.5.2 Escenario demanda máxima segundo semestre (Agosto)

7.5.2.1 Identificación de la barra más débil

Las siguientes gráficas muestran la sensibilidad de la tensión ante variaciones de la potencia reactiva (dV/dQ) en distintas barras del sistema eléctrico de Cochamó. Para el caso de los años 2010, 2011 se determinan sólo el caso base correspondiente a la operación de régimen permanente con una unidad en Central Cochamó, mientras que para los años 2012 y 2013 se determinan tanto el caso base como el caso de postcontingencia[37], esto es tras la desconexión intempestiva de una unidad en Central Cochamó.

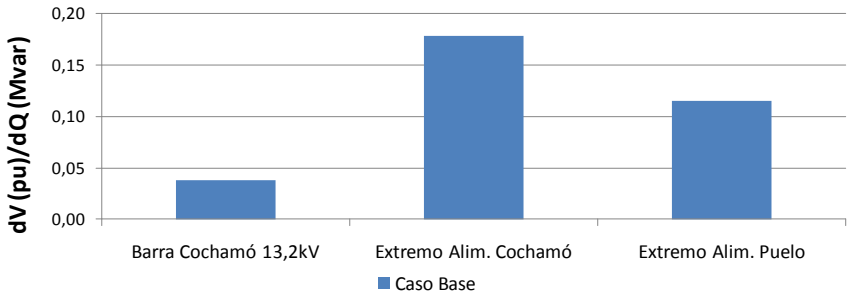

Figura 22: Sensibilidad de la tensión frente a variaciones de la potencia reactiva (Agosto-2010).

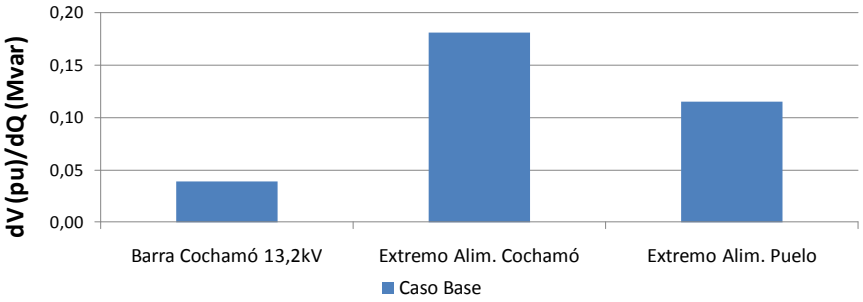

Figura 23: Sensibilidad de la tensión frente a variaciones de la potencia reactiva (Agosto-2011).

[37] Para Puelo 13,2kV en el 2013 no se presenta la sensibilidad de tensión de postcontingencia debido a que en dicho alimentador operaría un EDAC frente a la desconexión intempestiva de una unidad en Central Cochamó.

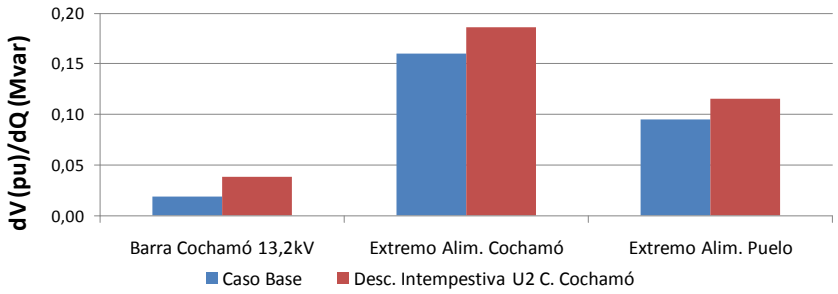

Figura 24: Sensibilidad de la tensión frente a variaciones de la potencia reactiva (Agosto-2012).

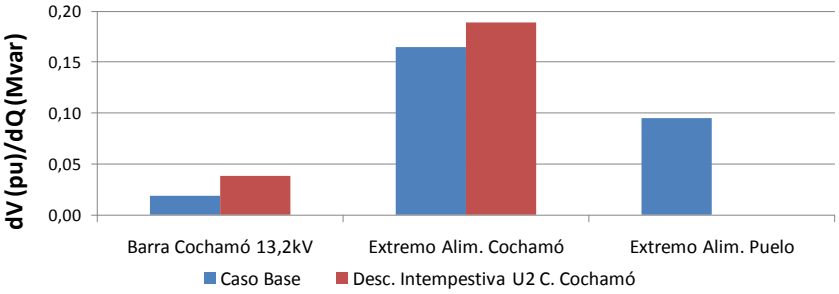

Figura 25: Sensibilidad de la tensión frente a variaciones de la potencia reactiva (Agosto-2013).

A partir de las figuras anteriores se concluye que tanto en condiciones de operación normal como de postcontingencia para en los años 2012 y 2013 el punto más débil, es decir aquel con mayor sensibilidad de tensión a la inyección de reactivos, corresponde al extremo del alimentador Cochamó.

7.5.2.2 Verificación del comportamiento dinámico y estimación de la reserva de potencia reactiva requerida

Tal como fue justificado previamente en 7.5.1.2 sólo corresponderá definir una reserva de potencia reactiva para los escenarios de demanda máxima 2012 y 2013. Esto toda vez que para el resto de los periodos, la operación económica del sistema determina la utilización de una sola unidad generadora.

En consideración de esta situación en las siguientes gráficas se presenta la evolución dinámica del total de generación reactiva para los escenarios de demanda máxima 2012 y 2013 de modo de determinar la cantidad de reserva de potencia reactiva que se requiere para afrontar la desconexión intempestiva de una unidad generadora en Central Cochamó.

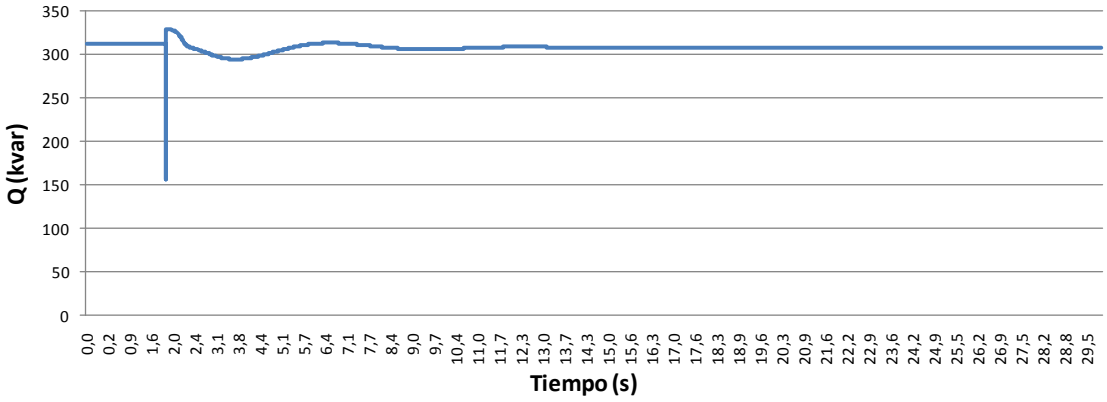

Figura 26: Evolución dinámica generación total de potencia reactiva Agosto-2012

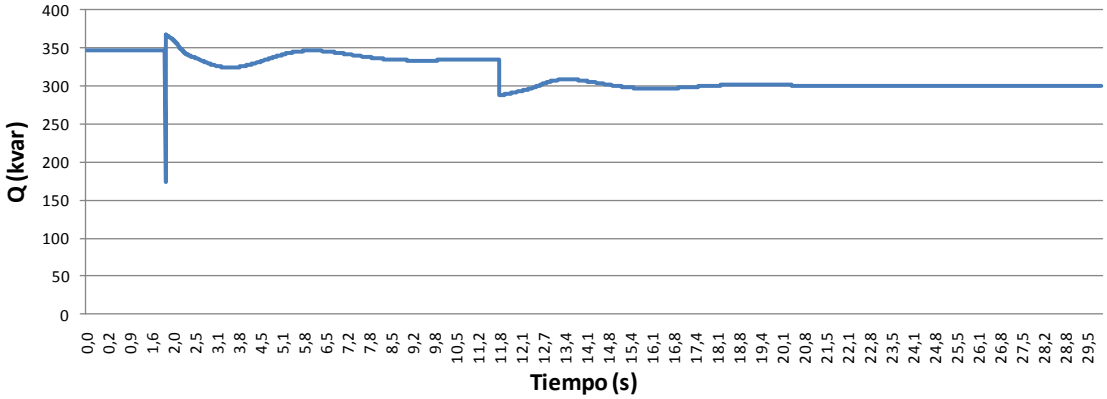

Figura 27: Evolución dinámica generación total de potencia reactiva Agosto-2013

En la Tabla 61 se muestra la reserva de potencia reactiva necesaria en caso de ocurrir la contingencia más crítica para los escenarios de demanda máxima del primer semestre de cada año del horizonte de estudio.

Tabla 61: Resumen de Reserva de potencia reactiva requerida para enfrentar la desconexión intempestiva de una unidad generadora en central Cochamó

Escenario	Requerimiento de Potencia Reactiva (kVar)
Demanda Máxima Febrero-2010	N/A
Demanda Máxima Febrero-2011	N/A
Demanda Máxima Febrero-2012	17,7

Escenario	Requerimiento de Potencia Reactiva (kVar)
Demanda Máxima Febrero-2013	20,7

Nótese que para los años 2010 y 2011 no se describe requerimiento de reserva alguna toda vez que este concepto no es aplicable dado el despacho particular (una sola unidad) observado en estos casos.

Respecto a los períodos 2do Semestre 2012 y 2do Semestre 2013, se recuerda que los requerimientos de reserva descritos en la Tabla 61 son aplicables sólo a los escenarios de demanda máxima o similares, y más específicamente para aquellos casos en los cuales la operación económica del sistema determine el despacho de dos unidades, observándose que para las situaciones de operación con sólo una unidad no se deberá satisfacer requerimiento de reserva reactiva alguno.

7.5.2.3 Estabilidad de tensión para la barra más débil

En la siguiente Tabla 62 se presenta para el punto más débil las tensiones de operación, tensión crítica y el correspondiente margen de tensión.

Tabla 62: Determinación de Margen de Tensión para escenarios de demanda máxima en 2do Semestre

Escenario de operación	Instalación más débil	Tensión de operación [p.u.]		Tensión Crítica [p.u.]		U[Operación]-U[Crítica] [p.u.]	
		Estado Normal	Estado Postcont.	Estado Normal	Estado Postcont.	Estado Normal	Estado Postcont.
Dda. Máx. Agosto-2010	Extremo Alim. Cochamó	0,947	N/A	0,878	N/A	0,069	N/A
Dda. Máx. Agosto-2011	Extremo Alim. Cochamó	0,937	N/A	0,881	N/A	0,056	N/A
Dda. Máx. Agosto-2012	Extremo Alim. Cochamó	0,935	0,926	0,702	0,926	0,233	0
Dda. Máx. Agosto-2013	Extremo Alim. Cochamó	0,924	0,914	0,701	0,856	0,223	0,058

En los resultados presentados en la Tabla 62 se observa que:

- Los años 2010 y 2011 presentan en su operación normal márgenes de tensión relativamente pequeños, lo que se justifica por la baja holgura capacidad con la cual se operaría una unidad generadora despachada económicamente en central Cochamó.
- En contraste, para los escenarios de operación normal de los años 2012 y 2013 en los cuales se opera económicamente con dos unidades generadoras, el incremento en la holgura de capacidad de las unidades operativas permite obtener un margen de tensión notablemente mayores a los de los años 2010 y 2011.

- Esta situación cambia al considerar los escenarios de postcontingencia para el 2012 y 2013. En particular para el 2012 no se reconoce margen de tensión alguno toda vez que tras la desconexión intempestiva de una unidad, la unidad operativa tras la contingencia resulta con una potencia muy cercana a su capacidad nominal[38]. En cambio para el 2013 la actuación del EDAC por subfrecuencia en el alimentador. Puelo asociada a la desconexión de la central permite obtener un incremento del margen de tensión, y por ende en la estabilidad de tensión del sistema en postcontingencia.

7.5.3 Escenario demanda mínima anual (Bloque 4 Diciembre)

7.5.3.1 Identificación de la barra más débil

Dado que para los escenarios de demanda mínima 2010, 2011, 2012 y 2013 la operación económica en escenario de demanda mínima sólo considera el despacho de sólo una unidad, que por tanto no corresponde evaluar una situación de postcontingencia en generación, en las siguientes figuras sólo se describe la sensibilidad de la tensión ante variaciones de la potencia reactiva (dV/dQ) para los escenario de operación normal en régimen permanente (caso base):

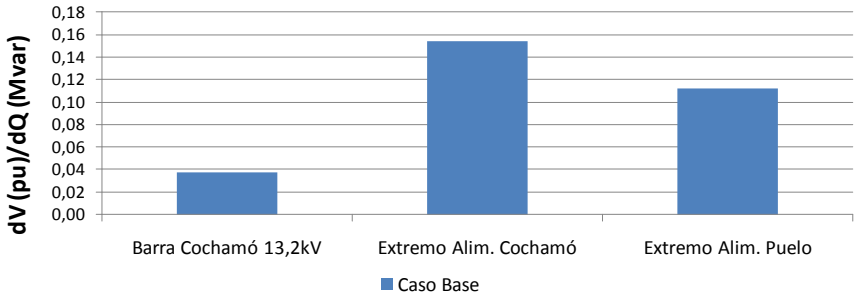

Figura 28: Sensibilidad de la tensión frente a variaciones de la potencia reactiva (B4 Diciembre -2010).

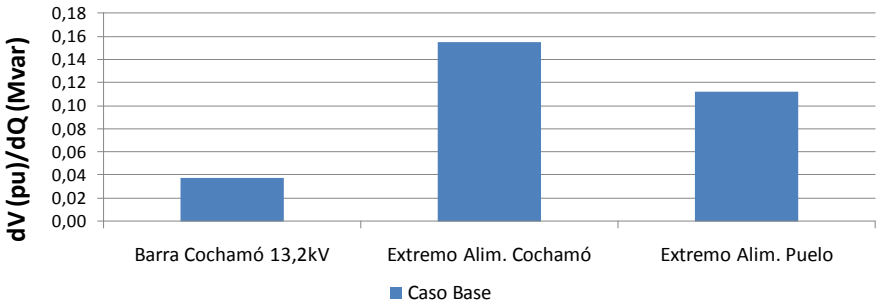

Figura 29: Sensibilidad de la tensión frente a variaciones de la potencia reactiva (B4 Diciembre -2011).

[38] El análisis dinámico de este caso en particular es presentado en la sección 3.7.1.2.

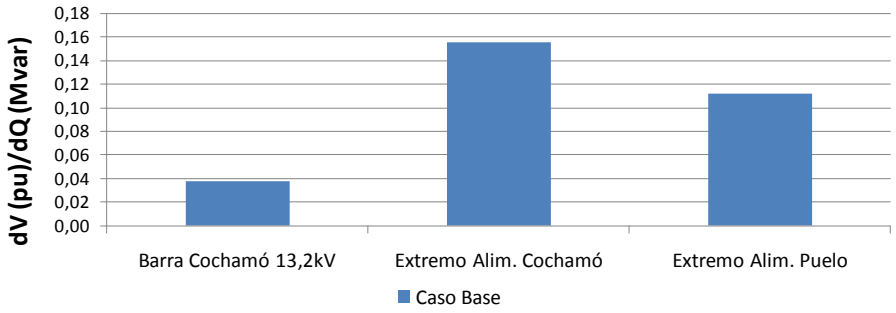

Figura 30: Sensibilidad de la tensión frente a variaciones de la potencia reactiva (B4 Diciembre-2012).

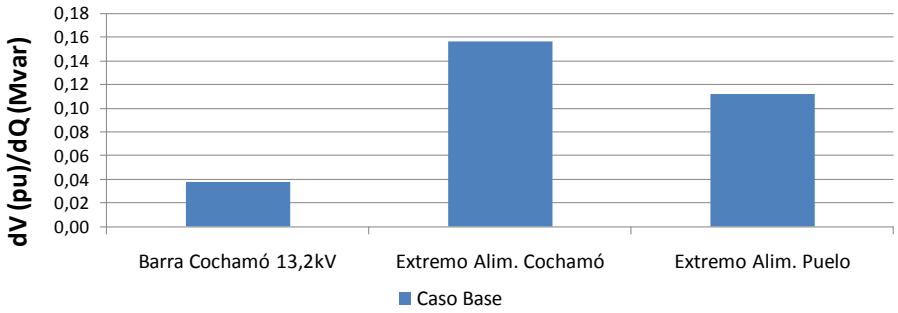

Figura 31: Sensibilidad de la tensión frente a variaciones de la potencia reactiva (B4 Diciembre -2013).

A partir de las figuras anteriores se concluye que para todos los escenarios de demanda mínima evaluados el punto más débil, es decir aquel con mayor sensibilidad de tensión a la inyección de reactivos, corresponde al extremo del alimentador Cochamó.

7.5.3.2 Verificación del comportamiento dinámico y estimación de la reserva de potencia reactiva requerida

Como se explicó previamente, el escenario de demanda mínima proyectado para los años 2010, 2011, 2012 y 2013 considera el despacho económico de sólo una unidad, lo que implica que no corresponderá definir reserva reactiva alguna, toda vez que tras la ocurrencia de una contingencia en generación se producirá un apagón total.

7.5.3.3 Estabilidad de tensión para la barra más débil

Tabla 63: Determinación de Margen de Tensión para escenarios de demanda máxima en 1er Semestre

Escenario de operación	Instalación más débil	Tensión de operación [p.u.]	Tensión Crítica [p.u.]	U[Operación]-U[Crítica] [p.u.]
Dda Mín 2010	Extremo Alim. Cochamó	1,028	0,909	0,119
Dda Mín 2011	Extremo Alim. Cochamó	1,026	0,908	0,118
Dda Mín 2012	Extremo Alim. Cochamó	1,023	0,907	0,116
Dda Mín 2013	Extremo Alim. Cochamó	1,02	0,906	0,114

A partir de los resultados mostrados en la Tabla 63 se observa que, respecto a los casos de demanda máxima previamente estudiados, en los escenarios de demanda mínima existe una mejoría en los valores de Margen de Tensión para operación normal (sin contingencia), lo cual se justifica por la mayor holgura de capacidad que se presenta en las unidades generadoras respecto de las situaciones de demanda máxima.

7.6 *Conclusión*

Se verifica que la reserva de reactivos presente en las unidades generadoras despachadas bajo un criterio económico es suficiente para enfrentar contingencias de severidad 4 (desconexión de unidad generadora con mayor despacho en SM), en los escenarios de demanda máxima semestral proyectados para los años 2012 y 2013.

8 PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO PARA EL SISTEMA DE COCHAMÓ

8.1 *Introducción*

En conformidad a la NTSyCS para Sistemas Medianos deben efectuarse una serie de estudios con el fin de analizar la aplicación de las exigencias que indica la Norma. Entre estos estudios debe realizarse un Estudio de Plan de Recuperación de Servicio (PRS), cuyo objetivo es establecer los mecanismos que permitan, con posterioridad a un Apagón Total o Parcial, restablecer el suministro eléctrico en todo el sistema.

8.2 *Descripción General del Sistema Mediano de Cochamó*

El sistema de Cochamó consta de una central compuesta únicamente por unidades térmicas, la cual abastece la demanda de la zona en su totalidad. Para realizar el reparto de suministro e interconectar el sistema existe una red de distribución, la que está definida por dos alimentadores principales en 13,2kV: Alimentadores Cochamó y Puelo.

8.2.1 Central del SM Cochamó

El sistema de Cochamó consta de un total de generación disponible de 2.475 kW, compuestos en su totalidad por generación térmica.

8.2.1.1 Central Térmica

El sistema Cochamó consta de una central térmica, cuyas características principales son:

- Central Cochamó, ubicada en el sector de Pucheguin de la comuna de Cochamó. Está compuesta por tres unidades térmicas (motores diesel) de 825 kW cada una, totalizando una capacidad total de 2.475 kW.

8.2.2 Líneas de Distribución

El sistema Cochamó consta de una red de distribución radial compuesta por dos alimentadores principales en 13,2kV; alimentadores Cochamó y Puelo. Cada uno de estos presenta en 13,2kV una topología radial, observándose que su operación general considera sólo 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[39], está destinado a distribuir suministro a los clientes del sector Cochamó y alrededores. En forma

[39] Longitud lineal, es decir sin considerar derivaciones radiales del conductor troncal.

análoga, el alimentador Puelo, con una longitud aproximada de 35 km[40], está destinado a distribuir suministro a los clientes ubicados en el sector Puelo y alrededores.

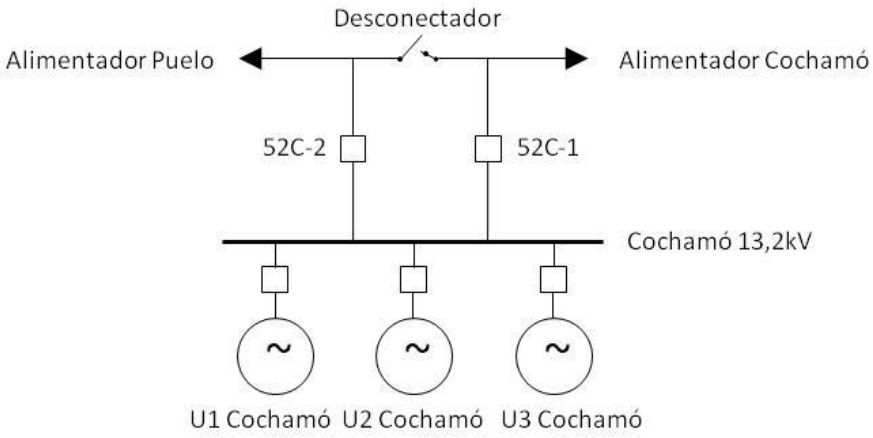

Figura 32: Diagrama unifilar simplificado SM Cochamó

8.3 *Plan de Recuperación de Servicio (PRS)*

8.3.1 Características

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

8.3.2 Definiciones

- OC, Operador de Central: encargado del despacho y 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.

[40] Longitud lineal, es decir sin considerar derivaciones radiales del conductor troncal.

8.3.3 Delegación de funciones durante PRS

- El OC Cochamó determina y autoriza el inicio del plan particular de recuperación de servicio.
- Las acciones de patrullaje y maniobras en la red de transmisión serán solicitadas por el OC al Jefe de Distribución.
- Las solicitudes de autorización al Jefe de Distribución se realizan a través del OC de la Central Cochamó.
- El Jefe de Distribución deberá informar al OC Cochamó respecto a inconvenientes o dificultades que surjan durante el PRS, de manera que este evalúe alternativas de recuperación.
- El OC Cochamó 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.

8.3.4 Consideraciones iniciales del PRS

- El OC Cochamó identificará la componente fallada utilizando la información de pérdidas de carga y de operación de protecciones. En este último caso la información se obtendrá forma directa para las posiciones en Cochamó 13,2kV.
- El OC Cochamó 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 OC Cochamó declara y comunica al Jefe de Distribución la existencia de un Apagón Total o Parcial a partir de la información del estado operativo del sistema.
- El OC Cochamó solicita al Jefe de Distribución la realización de las maniobras pertinentes en terreno.
- El OC Cochamó verifica con el Jefe de Distribución la realización de las operaciones de terreno solicitadas y pide autorización para energizar redes con potencia disponible.

8.3.5 Condiciones 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.

8.3.6 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.

8.4 *Condiciones para aplicación de plan de recuperación de servicio*

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

PROCEDIMIENTO

SISTEMA COCHAMÓ		
1	**OC Cochamó**	Disponer de estado de interruptores de acuerdo al esquema de recuperación de servicio. Abrir equipos no operados 52C-1 y 52C-2 en barra Cochamó 13,2kV.
2	**OC Cochamó**	Da inicio al plan de recuperación de servicio.
3	**OC Cochamó**	Energizar barra 13,2kV con energía de hasta dos grupos termoeléctricos, de acuerdo a disponibilidad de las unidades Nº 535, Nº 537 y Nº 539 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	**OC Cochamó**	Según disponibilidad de las instalaciones de distribución se energiza alimentador Cochamó.
5	**OC Cochamó**	Según disponibilidad de las instalaciones de distribución se energiza alimentador Puelo. En caso que previamente no se haya podido energizar el alimentador Cochamó, se debe verificar antes del cierre de interruptores 52C-2 que la previsión de demanda para el alimentador Puelo sea mayor al mínimo técnico de la Central Cochamó.

Una vez recuperados los consumos de los alimentadores Cochamó y Puelo, y tras haber estabilizado el sistema, se ajusta el número y potencia de unidades despachadas en la central Cochamó conforme a los requerimientos de demanda.

9 ANEXOS

9.1 *Anexo Nº1: Estimación de Tasas de falla e indisponibilidad forzada de unidades generadoras del SM Cochamó.*

Como se describe en la sección 3.4.2 la probabilidad de falla de cada unidad se estimó considerando la tasa de falla de unidades de similares características a las del SM Cochamó existentes en el SIC. Dicha información fue obtenida de la sección 4.3.4 del estudio "Control de Frecuencia y Determinación de Reserva" para el año 2009 disponible en el sitio WEB del CDEC-SIC.

En la Tabla 64 se describen las tasas de falla para motores diesel de pequeño tamaño (hasta 10 MW) presentes en el SIC. Notar que sólo se han considerado para esta estadística aquellas unidades que poseen un registro de medición superior a un año o que no hayan presentado fallas a la fecha.

Tabla 64: Estadísticas de falla e indisponibilidad forzada para unidades diesel de pequeño tamaño del SIC.

Central	Nº Fallas en Periodo	Tasa Falla	Nº Unidades	Tasa Falla Anual por Unidad [Fallas/año]	Tasa Falla Horaria por unidad [Fallas/hr]	Tipo	Tasa de Indisponibilidad Forzada Anual por unidad [hrs/año]
Ancud	14	2,5	1	2,5	0,00028167	Diesel	N/I
Los Sauces	1	0,6	1	0,6	0,00006831	Diesel	75
Malleco	1	0,2	1	0,2	0,00002012	Diesel	75
Maule	23	14,7	1	14,7	0,00167248	Diesel	N/I
Punitaqui	1	0,7	1	0,7	0,00007659	Diesel	N/I
Traiguén	1	0,6	1	0,6	0,00006831	Diesel	75
Casablanca	0	0	1	0	0	Diesel	N/I
Const. Elek	24	15,3	1	15,3	0,00174216	Diesel	N/I
Curacautín	3	1,8	1	1,8	0,00020492	Diesel	75
Chiloé	0	0	6	0	0	Diesel	N/I
Chuyaca	0	0	1	0	0	Diesel	N/I
Curauma	28	4,9	2	2,5	0,00028167	Diesel	N/I
Esperanza	9	5,9	1	5,9	0,00067812	Diesel	N/I
Lebu	0	0	1	0	0	Diesel	75
Monte Patria	0	0	1	0	0	Diesel	N/I
Placilla	0	0	1	0	0	Diesel	N/I
Quintay	0	0	1	0	0	Diesel	N/I
Totoral	0	0	1	0	0	Diesel	N/I
Esperanza	15	9,9	1	9,9	0,0011302	Diesel	N/I
Quellón	6	1,1	1	1,1	0,00012071	Diesel	N/I

N/I: No Informado

Luego, la tasa de falla horaria promedio para cada tipo de tecnología en el SM Cochamó se estima como el promedio de las tasas de falla horarias observadas en el SIC:

Tabla 65: Tasa de falla horaria estimada para unidades del SM Cochamó

Tecnología	Tasa de Falla Horaria [Fallas/hr]
Diesel	0,0003185

Adicionalmente, en la Tabla 64 se ha descrito en la última columna la tasa de indisponibilidad forzada de las unidades consideradas según se describe en el sitio WEB del CDEC-SIC. De dividir el promedio de tasas de indisponibilidad forzadas por tecnología por la falla anual estimada a partir de la Tabla 65 se obtiene el tiempo medio de indisponibilidad de cada tecnología por falla.

$$Tiempo\ medio\ indisp.por\ falla_{Tecnología} = \frac{\overline{Indisp.forzada}_{Tecnología}\ \left[\frac{hr}{año}\right]}{Tasa\ de\ falla\ horaria_{Tecnología}\left[\frac{fallas}{hr}\right] \cdot 8760\left[\frac{hr}{año}\right]} \quad (9.1)$$

Remplazando los valores para este caso particular, se tiene que el tiempo medio de indisponibilidad para una unidad diesel es:

$$Tiempo\ medio\ indisp.por\ falla_{Diesel} = \frac{75}{0{,}0003185 \cdot 8760} = 26{,}88\ [\frac{hr}{falla}]$$

Tabla 66: Tiempo medio de indisponibilidad por evento de falla para unidades del SM Cochamó.

Tecnología	Tiempo medio de indisponibilidad por falla [hr/Falla]
Diesel	26,88

9.2 *Anexo Nº2: Antecedentes para el cálculo de Índices de Calidad de Suministro FMIK y TTIK*

El presente anexo tiene por objeto describir toda la información necesaria para replicar los índices de calidad de suministro proyectados en la sección 5.6 para el SM Cochamó en el año 2010.

Tabla 67: Modulación de bloques de demanda proyectados para 2010 en el SM Cochamó.

Carga por tramo [MVA]	Ene B1	Feb B1	Mar B1	Abr B1	May B1	Jun B1	Jul B1	Ago B1	Sep B1	Oct B1	Nov B1	Dic B1
Alimentador Cochamó	0,514	0,441	0,412	0,531	0,435	0,464	0,456	0,471	0,477	0,481	0,424	0,425
Alimentador Puelo	0,141	0,121	0,113	0,146	0,120	0,128	0,126	0,130	0,131	0,133	0,117	0,117
Duración del bloque [hr]	92	87	113	112	141	142	165	141	113	74	69	77

Carga por tramo [MVA]	Ene B2	Feb B2	Mar B2	Abr B2	May B2	Jun B2	Jul B2	Ago B2	Sep B2	Oct B2	Nov B2	Dic B2
Alimentador Cochamó	0,413	0,345	0,320	0,427	0,369	0,416	0,412	0,426	0,407	0,404	0,342	0,329
Alimentador Puelo	0,114	0,095	0,088	0,118	0,101	0,115	0,114	0,117	0,112	0,111	0,094	0,091
Duración del bloque [hr]	304	182	246	149	195	265	245	183	200	109	143	349

Carga por tramo [MVA]	Ene B3	Feb B3	Mar B3	Abr B3	May B3	Jun B3	Jul B3	Ago B3	Sep B3	Oct B3	Nov B3	Dic B3
Alimentador Cochamó	0,372	0,301	0,272	0,351	0,325	0,360	0,378	0,393	0,373	0,354	0,297	0,268
Alimentador Puelo	0,103	0,083	0,075	0,097	0,089	0,099	0,104	0,108	0,103	0,097	0,082	0,074
Duración del bloque [hr]	133	253	238	256	249	238	197	220	201	288	284	282

Carga por tramo [MVA]	Ene B4	Feb B4	Mar B4	Abr B4	May B4	Jun B4	Jul B4	Ago B4	Sep B4	Oct B4	Nov B4	Dic B4
Alimentador Cochamó	0,329	0,260	0,230	0,301	0,269	0,282	0,332	0,344	0,330	0,303	0,242	0,150
Alimentador Puelo	0,091	0,072	0,063	0,083	0,074	0,078	0,091	0,095	0,091	0,083	0,067	0,041
Duración del bloque [hr]	215	150	147	203	159	75	137	200	206	273	224	36

Tabla 68: Despacho económico de unidades de generadoras para bloques de demanda proyectados para el 2010.

Unidad	Costo Variable Comb. [USD/MWh]	Pmax [kW]	Pmin [kW]	Ene B1	Feb B1	Mar B1	Abr B1	May B1	Jun B1	Jul B1	Ago B1	Sep B1	Oct B1	Nov B1	Dic B1
01_Cochamó Nº1	148,8	825	100	619	498	449	396	532	416	363	313	496	386	328	277
02_Cochamó Nº2	148,8	825	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
03_Cochamó Nº3	148,8	825	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Unidad	Costo Variable Comb. [USD/MWh]	Pmax [kW]	Pmin [kW]	Ene B2	Feb B2	Mar B2	Abr B2	May B2	Jun B2	Jul B2	Ago B2	Sep B2	Oct B2	Nov B2	Dic B2
01_Cochamó Nº1	148,8	825	100	640	515	422	363	524	444	391	324	559	502	434	340
02_Cochamó Nº2	148,8	825	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
03_Cochamó Nº3	148,8	825	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Unidad	Costo Variable Comb. [USD/MWh]	Pmax [kW]	Pmin [kW]	Ene B3	Feb B3	Mar B3	Abr B3	May B3	Jun B3	Jul B3	Ago B3	Sep B3	Oct B3	Nov B3	Dic B3
01_Cochamó Nº1	148,8	825	100	550	497	455	400	568	513	473	415	575	491	449	398
02_Cochamó Nº2	148,8	825	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
03_Cochamó Nº3	148,8	825	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Unidad	Costo Variable Comb. [USD/MWh]	Pmax [kW]	Pmin [kW]	Ene B4	Feb B4	Mar B4	Abr B4	May B4	Jun B4	Jul B4	Ago B4	Sep B4	Oct B4	Nov B4	Dic B4
01_Cochamó Nº1	148,8	825	100	580	487	426	365	511	412	358	292	513	396	323	180
02_Cochamó Nº2	148,8	825	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
03_Cochamó Nº3	148,8	825	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 69: Demanda máxima esperada para el 2010 en el SM Cochamó.

Nombre Tramo	Dda Máxima Esperada C/P 2010 [kVA]
Alimentador Cochamó	594
Alimentador Puelo	164
Total	**758**

Tabla 70: Generación máxima total mensual durante el 2008 en el SM Cochamó.

Mes	Generación Máxima Mensual 2008 [kW]
ene-08	529
feb-08	598
mar-08	556
abr-08	571
may-08	537
jun-08	514
jul-08	517
ago-08	582
sep-08	550
oct-08	559
nov-08	531
dic-08	519

9.3 *Anexo Nº3: Ejemplo de cálculo de FMIK y TTIK*

A continuación se detalla el proceso realizado para calcular el aporte producido por una falla en el Alimentador Cochamó en Marzo del 2010 al FMIK y TTIK del punto de conexión Cochamó 13,2kV, es decir los factores $FMIK^{Alim.Cochamó}_{Cochamó\ 13{,}2kV;Marzo\ 2010}$ y $TTIK^{Alim.Cochamó}_{Cochamó\ 13{,}2\ kV;Marzo\ 2010}$ producto de una falla en el segmento distribución.

- En primer lugar se observa que una falla en este tramo obligará a la operación del interruptor 52C-1, desenergizando todo el alimentador Cochamó.
- A partir de la demanda descrita en la Tabla 67 del Anexo Nº2, se obtienen la duración y el valor de $MVA_{restringido\ hjim}$ para todos los bloques de marzo de 2010:

Tabla 71: Potencia restringida en el punto de conexión Cochamó 13,2kV por falla en el alimentador Cochamó durante Marzo 2010.

Carga por tramo restringida [MVA]	Mar B1	Mar B2	Mar B3	Mar B4
Alimentador Cochamó	0,412	0,320	0,272	0,230
Alimentador Puelo	0	0,088	0,075	0,063
Total carga restringida	0,412	0,408	0,347	0,293
Duración del bloque [hr]	113	246	238	147

Hay que notar que para los bloques 2, 3 y 4 la falla en el alimentador Cochamó implica también la caída del alimentador Puelo, producto que la demanda sin considerar el alimentador Cochamó queda por debajo del mínimo técnico de la central.

- La tasa de falla se obtiene multiplicar la tasa de falla horaria del alimentador Cochamó, calculada de acuerdo a lo establecido en la sección 5.5, por el número de horas de Marzo, es decir:

$$pf_{Alim.cochamó;Marzo\ 2010} = \underbrace{0{,}0002283}_{\text{Tasa de falla Alim, Cochamó}} \cdot \underbrace{744}_{\text{Horas de Marzo}} = 0{,}16986.$$

- La duración de la indisponibilidad forzada de suministro provocada por la falla en el tramo cubierto por el alimentador Cochamó tiene una duración de 4,37425 horas, conforme a lo descrito en la sección 5.5.
- La demanda máxima en el punto de conexión Cochamó 13,2kV durante Marzo de 2010, a saber $MVA_Max_{Cochamó\ 13{,}2kV;Marzo\ 2010}$, es 0,70457 [MVA]. Esta magnitud es determinada aplicando a la estructura de demandas máximas entregadas por la Empresa (ver Tabla 69), la modulación de demanda máximas mensuales observadas durante el 2008 en el SM Cochamó (ver Tabla 70).

Con estos datos aplicados a las ecuaciones descritas en la sección 5.6 es posible calcular el valor de cada índice para una falla en el alimentador Cochamó durante Marzo de 2010. El detalle de los cálculos y los valores obtenidos se muestran a continuación:

$$MVA_{Max\ Cochamó\ 13,2kV;Marzo\ 2010} = \underbrace{0,75779}_{\text{Dda. Máx. proyectada (en MVA) para retiros en Cochamó 13,2kV en el 2010}} \cdot \underbrace{\frac{\overbrace{556}^{\text{Dda. Máx. observada (en kW) en retiros de Cochamó 13,2kV en Marzo de 2008}}}{598}}_{\text{Dda. Máx. observada (en kW) en retiros de Cochamó 13,2kV en el 2008}} = 0,70457$$

$$FMIK^{Alim.Cochamó}_{Cochamó\ 13,2kV;B1\ Marzo\ 2010} = \underbrace{\frac{\overbrace{0,41164}^{\text{MVA restringidos en Cochamó 13,2kV por falla en Alim. Cochamó en bloque 1 de Marzo 2010}}}{0,70457}}_{MVA_{Max\ Cochamó\ 13,2kV;Marzo\ 2010}} \cdot \underbrace{\frac{\overbrace{113}^{\text{Horas B1 Marzo 2010}}}{744}}_{\text{Horas de Marzo}} \cdot \underbrace{0,16986}_{\text{Tasa de falla Alim. Cochamó en Marzo de 2010}} = 0,01507$$

En forma análoga se calcula el aporte del resto de los bloques al FMIK del punto de conexión Cochamó 13,2kV en Marzo de 2010 producto de una falla en el alimentador Cochamó:

$$FMIK^{Alim.Cochamó}_{Cochamó\ 13,2kV;B2\ Marzo\ 2010} = \frac{0,40802}{0,70457} \cdot \frac{246}{744} \cdot 0,16986 = 0,03252$$

$$FMIK^{Alim.Cochamó}_{Cochamó\ 13,2kV;B3\ Marzo\ 2010} = \frac{0,34720}{0,70457} \cdot \frac{238}{744} \cdot 0,16986 = 0,02677$$

$$FMIK^{Alim.Cochamó}_{Cochamó\ 13,2kV;B4\ Marzo\ 2010} = \frac{0,29287}{0,70457} \cdot \frac{147}{744} \cdot 0,16986 = 0,01395$$

Luego,

$$FMIK^{Alim.Cochamó}_{Cochamó\ 13,2kV;Marzo\ 2010} = 0,01507 + 0,03252 + 0,02677 + 0,01395 = 0,08831$$

Finalmente, el índice TTIK es:

$$\mathrm{TTIK}^{\text{Alim.Cochamó}}_{\text{Cochamó 13,2kV;Marzo 2010}} = \underbrace{0{,}08831}_{FMIK^{Alim.Cochamó}_{Cochamó\ 13{,}2kV;Marzo\ 2010}} \cdot \underbrace{4{,}37425}_{\text{Horas de Indisponibilidad forzada en instalaciones de suministro por evento de falla}} = 0{,}3862$$

Anexo Nº4: Comportamiento Dinámico de sistema frente contingencias

El objetivo del presenta anexo es complementar al mismo tiempo que justificar los resultados finales y conclusiones descritas en el "Estudio de EDAC" (capítulo 4 del presente documento).

9.3.1 Desconexión intempestiva de unidad con mayor despacho (Severidad 4) en escenario demanda máxima 2012

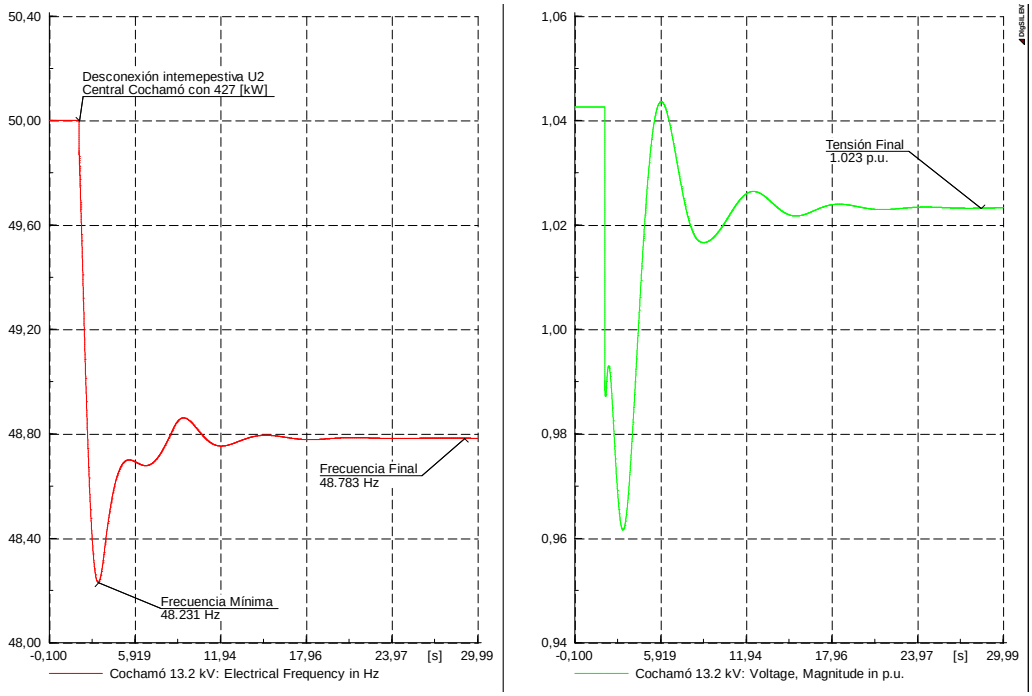

Figura 33: Comportamiento dinámico de Frecuencia (izquierda) y Tensión (derecha) frente a desconexión intempestiva de U2 de Central Cochamó en escenario de demanda máxima 2012.

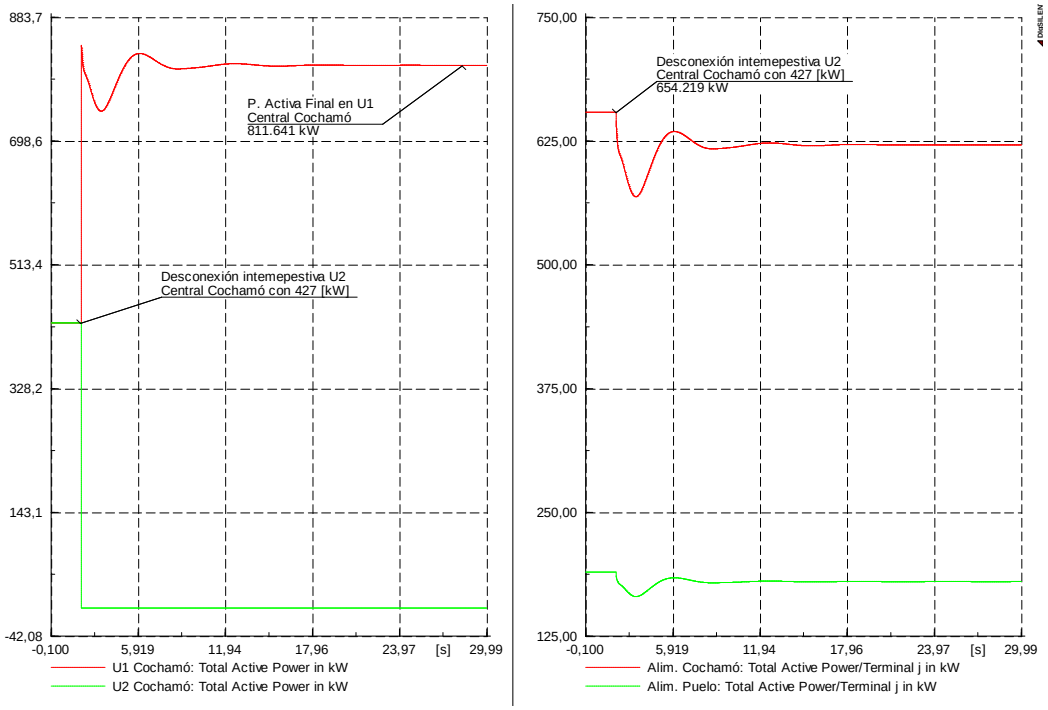

Figura 34: Comportamiento dinámico de Potencia Activa Generada (izquierda) y demandada (derecha) frente a desconexión intempestiva de U2 de Central Cochamó en escenario de demanda máxima 2012.

9.3.2 Desconexión intempestiva de unidad con mayor despacho (Severidad 4) en escenario demanda máxima 2013

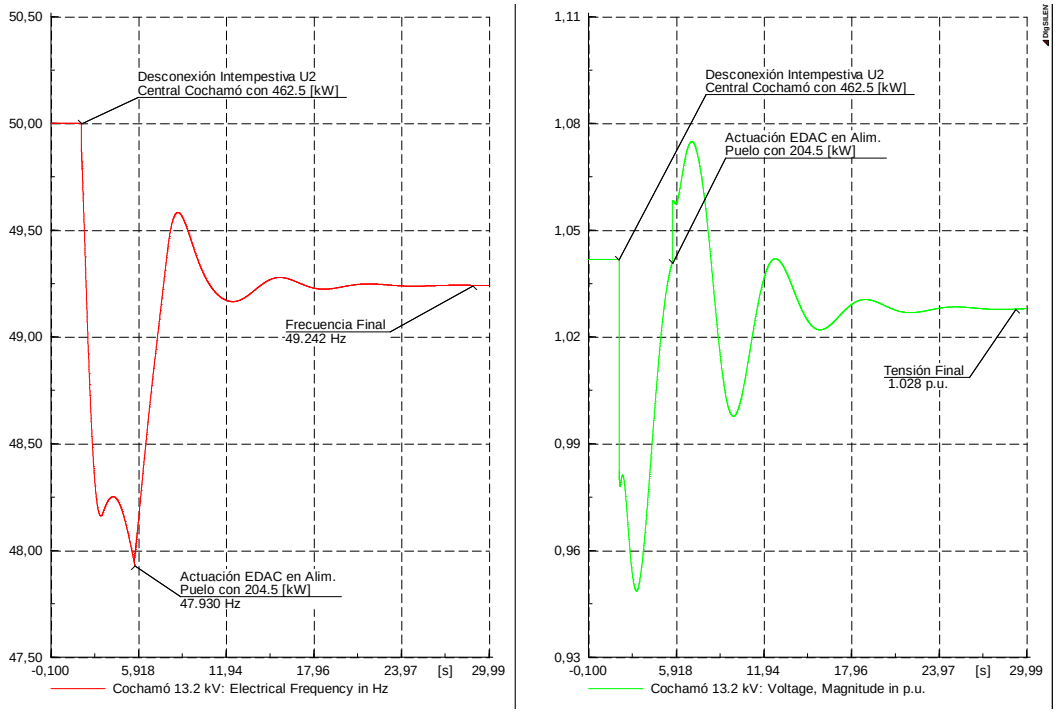

Figura 35: Comportamiento dinámico de Frecuencia (izquierda) y Tensión (derecha) frente a desconexión intempestiva de U2 de Central Cochamó en escenario de demanda máxima 2013.

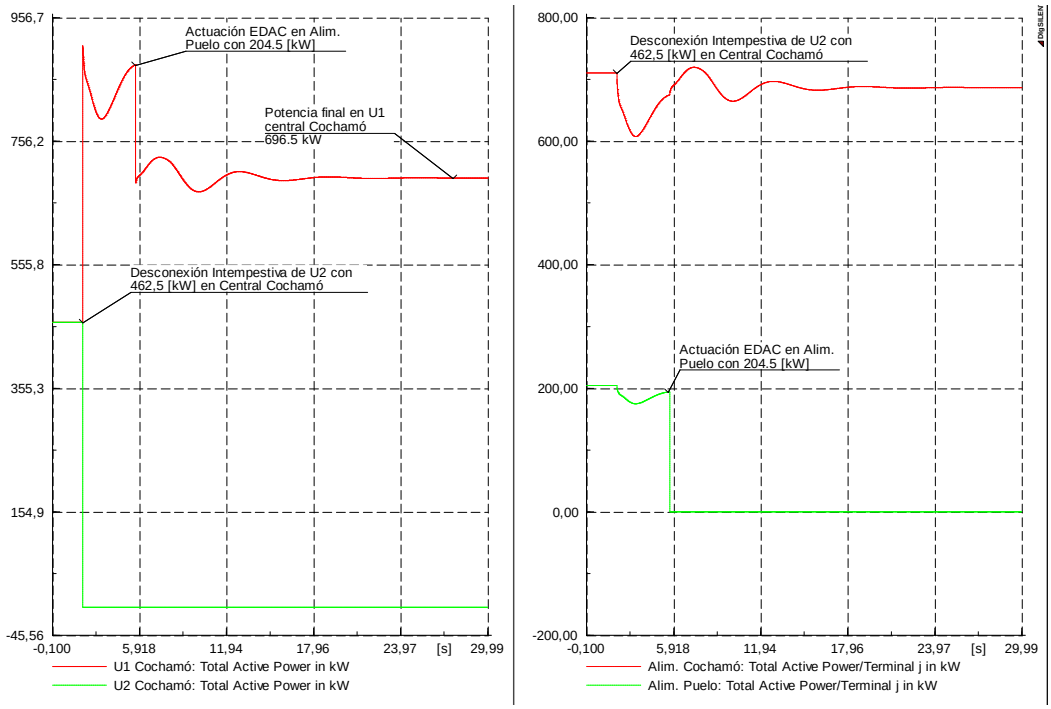

Figura 36: Comportamiento dinámico de Potencia Activa Generada (izquierda) y demandada (derecha) frente a desconexión intempestiva de U2 de Central Cochamó en escenario de demanda máxima 2013.

9.3.3 Falla bifásica a tierra franca bajo cabecera de alimentador Cochamó (Severidad 3) en escenario demanda máxima 2012

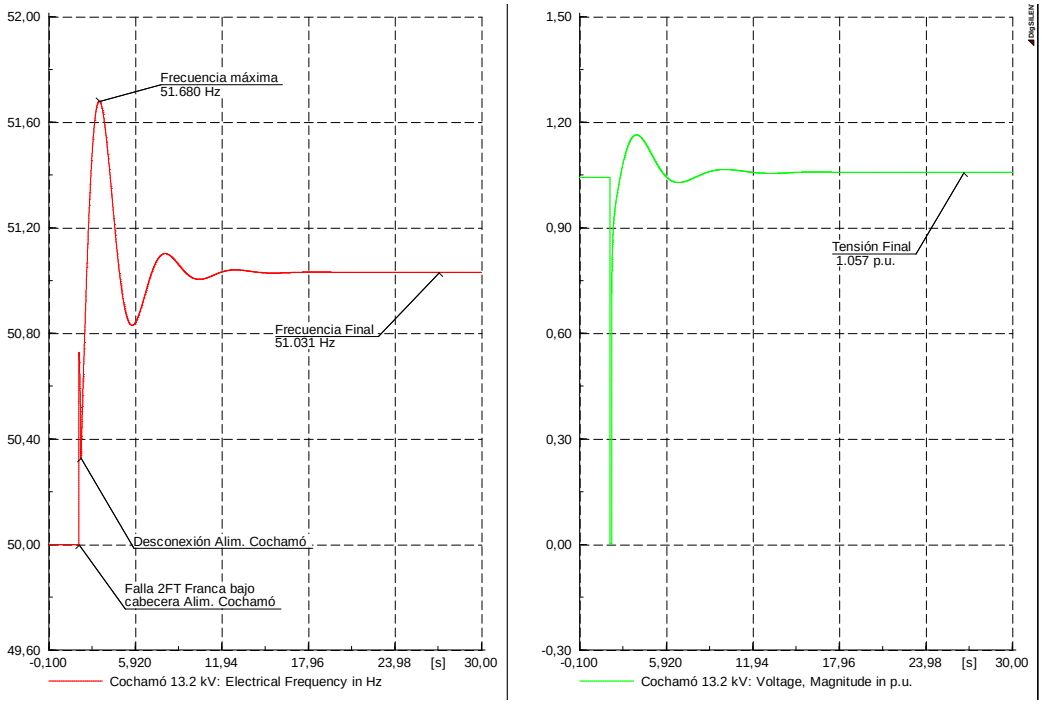

Figura 37: Comportamiento dinámico de Frecuencia (izquierda) y Tensión (derecha) frente a falla 2FT franca bajo cabecera de alimentador Cochamó en escenario de demanda máxima 2012.

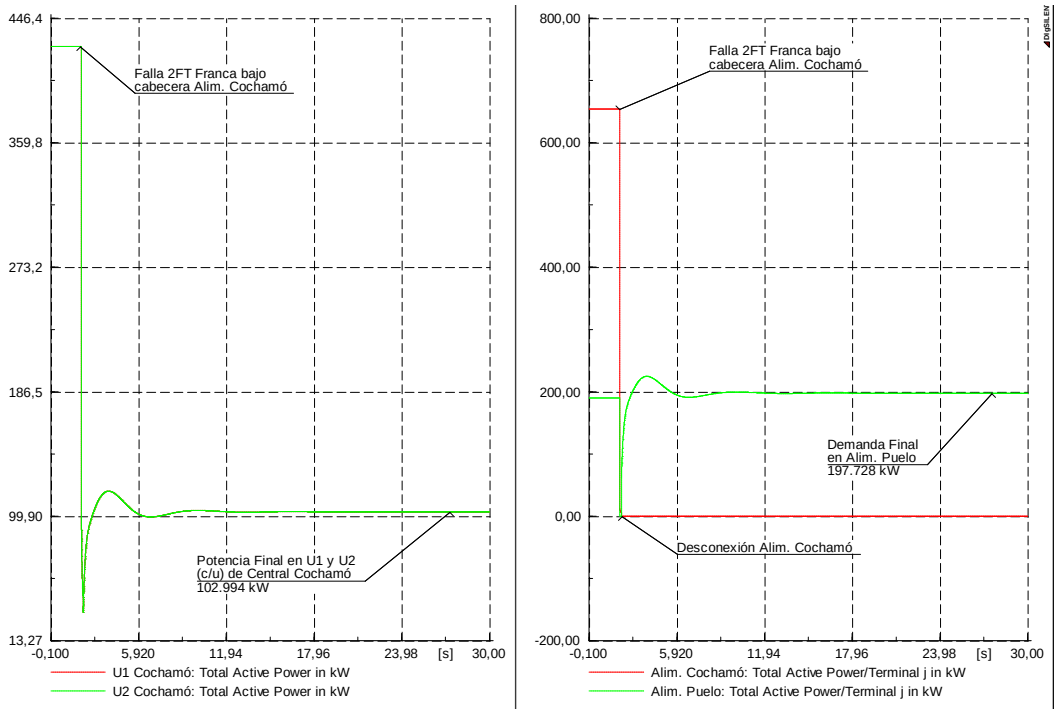

Figura 38: Comportamiento dinámico de Potencia Activa Generada (izquierda) y demandada (derecha) frente a falla 2FT franca bajo cabecera de alimentador Cochamó en escenario de demanda máxima 2012.

9.3.4 Falla bifásica a tierra franca bajo cabecera de alimentador Cochamó (Severidad 3) en escenario demanda máxima 2013

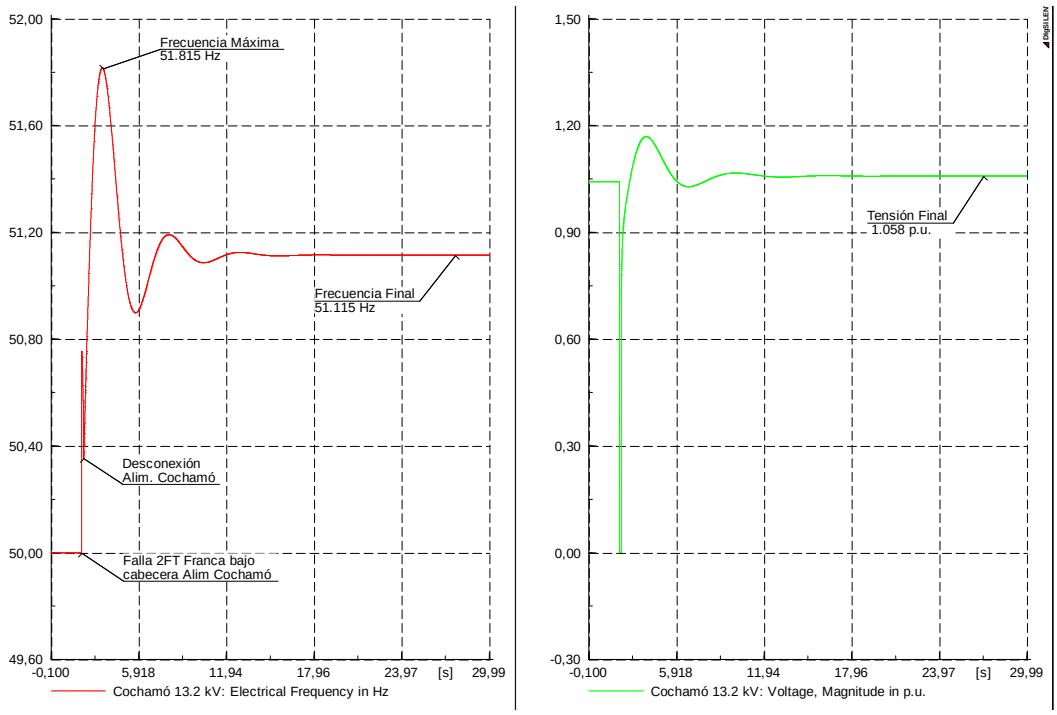

Figura 39: Comportamiento dinámico de Frecuencia (izquierda) y Tensión (derecha) frente a falla 2FT franca bajo cabecera de alimentador Cochamó en escenario de demanda máxima 2013.

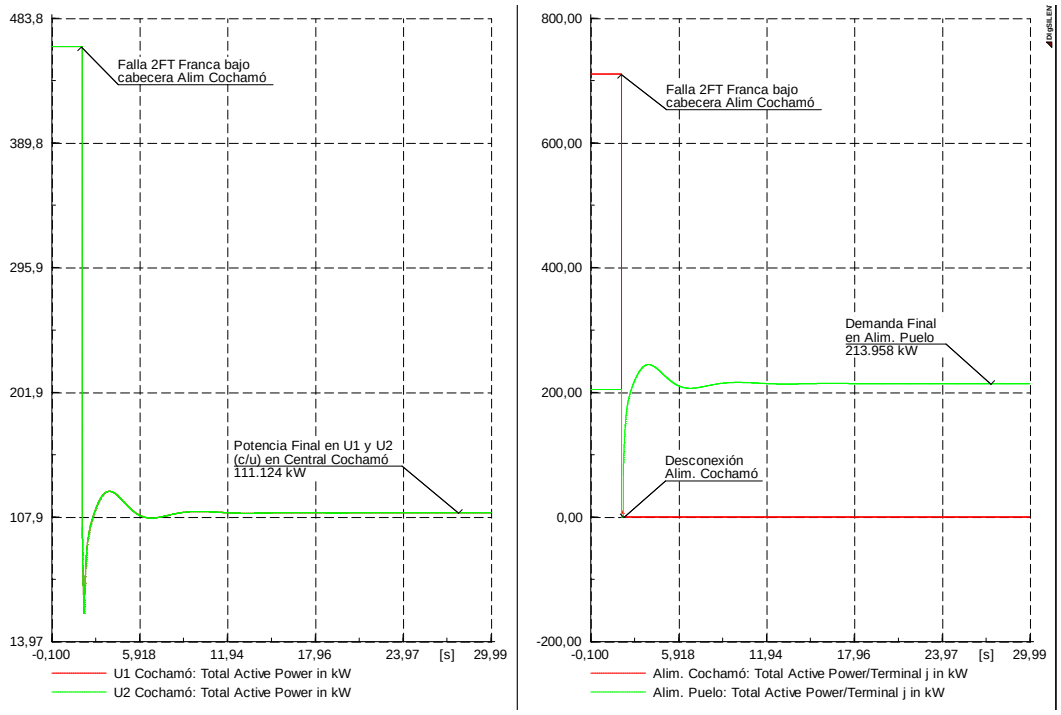

Figura 40: Comportamiento dinámico de Potencia Activa Generada (izquierda) y demandada (derecha) frente a falla 2FT franca bajo cabecera de alimentador Cochamó en escenario de demanda máxima 2013.

9.3.5 Falla bifásica a tierra franca bajo cabecera de alimentador Puelo (Severidad 3) en escenario demanda máxima 2012

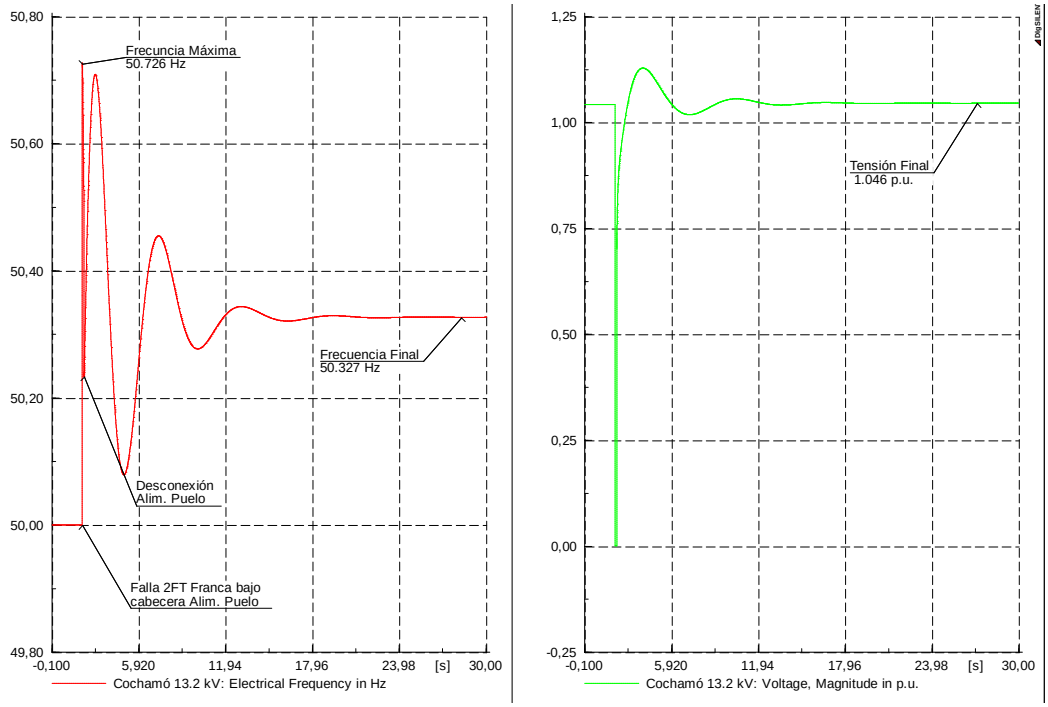

Figura 41: Comportamiento dinámico de Frecuencia (izquierda) y Tensión (derecha) frente a falla 2FT franca bajo cabecera de alimentador Puelo en escenario de demanda máxima 2012.

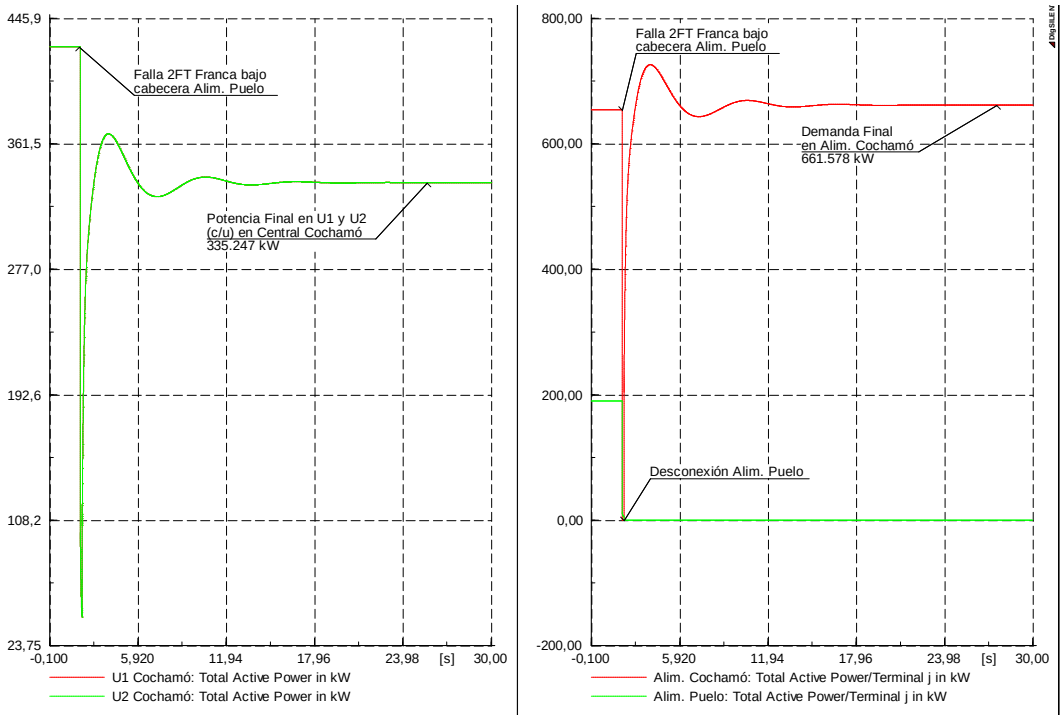

Figura 42: Comportamiento dinámico de Potencia Activa Generada (izquierda) y demandada (derecha) frente a falla 2FT franca bajo cabecera de alimentador Puelo en escenario de demanda máxima 2012.

9.3.6 Falla bifásica a tierra franca bajo cabecera de alimentador Puelo (Severidad 3) en escenario demanda máxima 2013

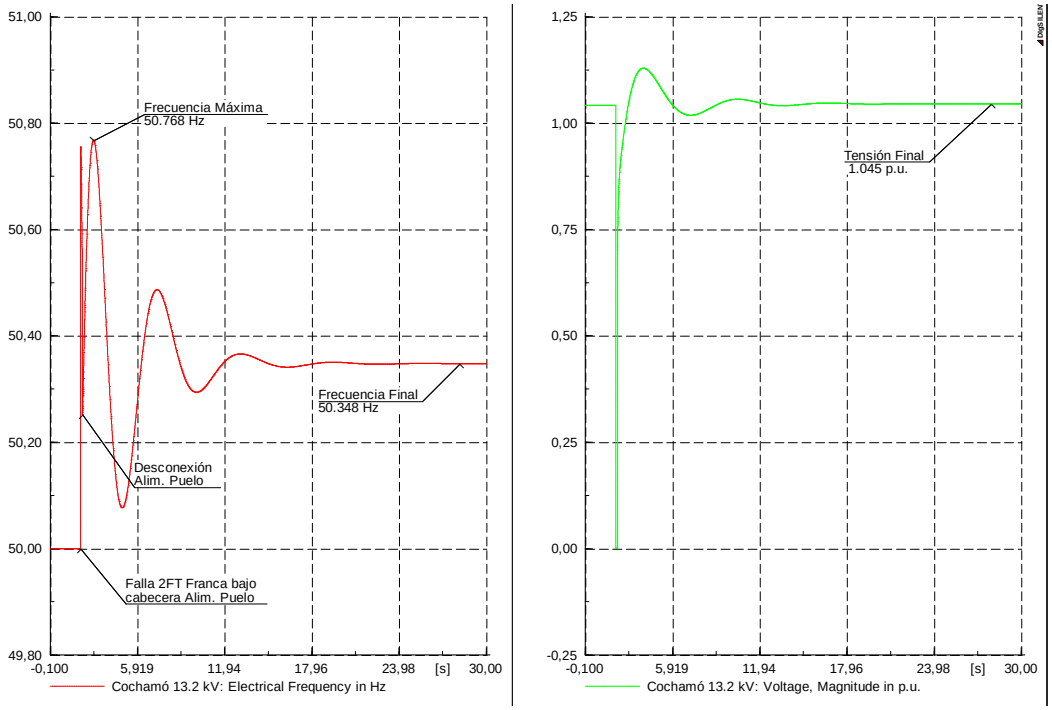

Figura 43: Comportamiento dinámico de Frecuencia (izquierda) y Tensión (derecha) frente a falla 2FT franca bajo cabecera de alimentador Puelo en escenario de demanda máxima 2013.

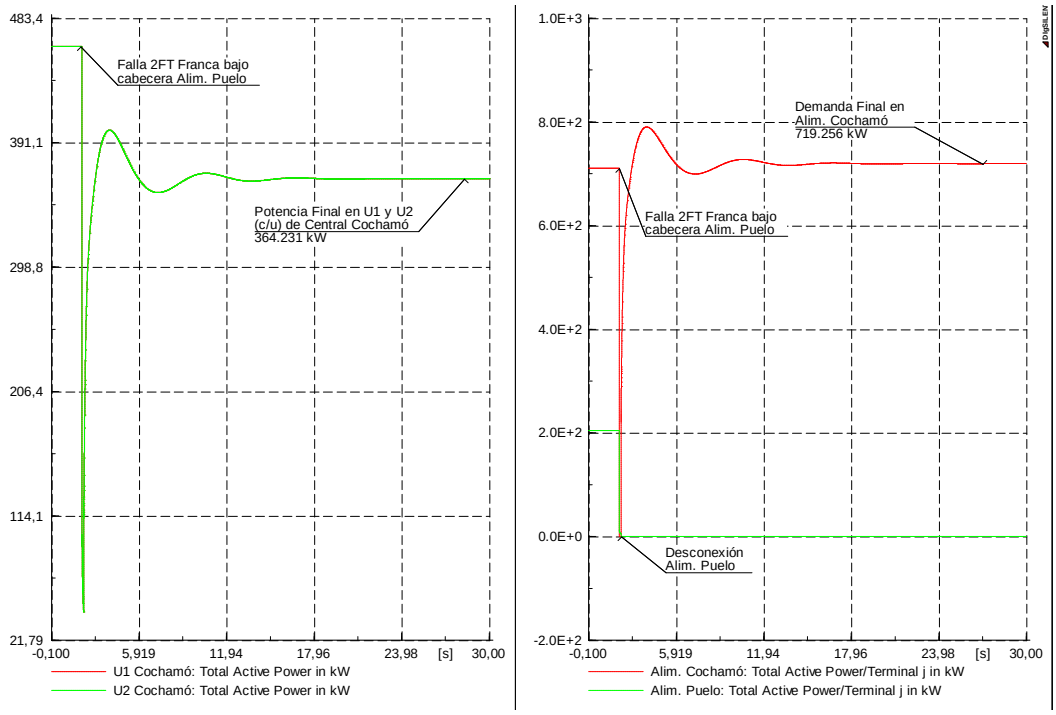

Figura 44: Comportamiento dinámico de Potencia Activa Generada (izquierda) y demandada (derecha) frente a falla 2FT franca bajo cabecera de alimentador Puelo en escenario de demanda máxima 2013.