



PROYECTO

**ESTUDIOS ELECTRICOS PARA LOS
SISTEMAS MEDIANOS DEL GRUPO
SAESA**

SISTEMA MEDIANO CARRERA



24 de Marzo de 2010

ÍNDICE

1	INTRODUCCIÓN	5
1.1	ANTECEDENTES GENERALES.....	5
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.	9
2.4	RESTRICCIONES DE TRANSMISIÓN POR CONTINGENCIA.	13
2.5	DETERMINACIÓN DE RESTRICCIONES DE TRANSMISIÓN.....	22
3	ESTUDIO DE CONTROL DE FRECUENCIA Y DETERMINACIÓN DE RESERVAS	23
3.1	INTRODUCCIÓN	23
3.2	METODOLOGÍA.....	23
3.3	PREVISIÓN DE DEMANDA	24
3.4	PARÁMETROS DE UNIDADES GENERADORAS	24
3.5	CÁLCULO DE COSTO DE OPERACIÓN EN FUNCIÓN DEL MARGEN DE RESERVA.....	26
3.6	CÁLCULO DE POTENCIA NO SUMINISTRADA EN FUNCIÓN DEL MARGEN DE RESERVA	30
3.7	CÁLCULO DE COSTO TOTAL DE OPERACIÓN Y ENERGÍA NO SUMINISTRADA.....	30
3.8	IDENTIFICACIÓN DE LA RESERVA DE POTENCIA ÓPTIMA, PARA LA CUAL EL COSTO TOTAL DE OPERACIÓN CONSIDERANDO LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA ES MÍNIMO	32
3.9	ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DINÁMICO DEL SISTEMA FRENTE A CONTINGENCIAS DE MAYOR RELEVANCIA EN ESCENARIOS DE DEMANDA MÁXIMA Y MÍNIMA CON RESERVA DE POTENCIA ÓPTIMA.	35
3.10	CONCLUSIONES	43
4	ESTUDIO DE ESQUEMAS DE DESCONEXIÓN AUTOMÁTICOS DE CARGA (EDAC)	44
4.1	INTRODUCCIÓN	44
4.2	METODOLOGÍA.....	46
4.3	EVALUACIÓN DE COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO FRENTE A LA OCURRENCIA DE CONTINGENCIAS CONSIDERADAS EN LA NTSYCS PARA SSMM.	46
4.4	CASOS ESTUDIADOS PARA DIMENSIONAMIENTO DEL EDAC.	48

4.5	CONCLUSIONES	55
5	ESTUDIO DE CONTINUIDAD	56
5.1	INTRODUCCIÓN	56
5.2	METODOLOGÍA.....	57
5.3	PREVISIÓN DE DEMANDA Y DESPACHO DE UNIDADES GENERADORAS.....	58
5.4	EFFECTO DE INDISPONIBILIDADES FORZADAS EN TRANSMISIÓN Y GENERACIÓN SOBRE LA CONECTIVIDAD DEL SISTEMA.....	58
5.5	TASAS DE FALLA E INDISPONIBILIDADES EN INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN Y GENERACIÓN.....	60
5.6	CÁLCULO DE ÍNDICES DE CONTINUIDAD DE SUMINISTRO FMIK Y TTIK.....	62
6	ESTUDIO VERIFICACIÓN DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES	65
6.1	INTRODUCCIÓN	65
6.2	DETERMINACIÓN DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO.....	66
6.3	VERIFICACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LAS PROTECCIONES.....	69
7	ESTUDIO DE CONTROL DE TENSIÓN Y REQUERIMIENTO DE POTENCIA REACTIVA .. 76	
7.1	INTRODUCCIÓN	76
7.2	METODOLOGÍA.....	76
7.3	ESCENARIOS DE ESTUDIO.....	77
7.4	OTRAS CONSIDERACIONES	78
7.5	RESULTADOS.....	81
7.1	CONCLUSIONES	97
8	PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO PARA EL SISTEMA DE CARRERA	98
8.1	INTRODUCCIÓN	98
8.2	DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA MEDIANO DE CARRERA.....	98
8.3	PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO (PRS).....	100
8.4	CONDICIONES PARA APLICACIÓN DE PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO.....	102
	PROCEDIMIENTO	102
	SISTEMA EL TRARO	102

SISTEMA CHILE CHICO.....	102
9 ANEXOS.....	104
9.1 ANEXO N°1: ESTIMACIÓN DE TASAS DE FALLA E INDISPONIBILIDAD FORZADA DE UNIDADES GENERADORAS DEL SM DE CARRERA.....	104
9.2 ANEXO N°2: ANTECEDENTES PARA EL CÁLCULO DE ÍNDICES DE CALIDAD DE SUMINISTRO FMIK Y TTIK	106
9.3 ANEXO N°3: EJEMPLO DE CÁLCULO DE FMIK Y TTIK.....	109
9.4 ANEXO N°4: CÁLCULO DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO MÁXIMAS Y MÍNIMAS PARA VERIFICACIÓN DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.....	111
9.5 ANEXO N°5: COMPORTAMIENTO DINÁMICO EN ESCENARIOS EVALUADOS EN ESTUDIO DE LÍMITES DE CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN POR CONTINGENCIA	113

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 Carrera, ha encargado a Systep Ingeniería y Diseños S.A. el desarrollo de los Estudios Técnicos requeridos por la NTSyCS para SSMM en el SM Carrera 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 N° 5, además de determinar el perfil óptimo de tensiones y los requerimientos de potencia reactiva para las Instalaciones Transmisión, con resolución semestral para un horizonte de operación de 48 meses.*
- e) *Control de Frecuencia y Determinación de Reservas: Tiene por objeto efectuar una verificación del cumplimiento de los estándares SyCS establecidos en el Capítulo N° 5. En particular debe determinarse un porcentaje de reserva óptimo que se utilizará para efectuar la asignación de la reserva entre las unidades generadoras participantes del CPF y del CSF.*
- f) *EDAC: Deberá determinar el nivel óptimo y localización de desconexión de carga. El objetivo es evitar colapso por frecuencia y tensión con la activación de esquemas de desconexión para estados de operación distinto del Estado Normal.*

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

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.

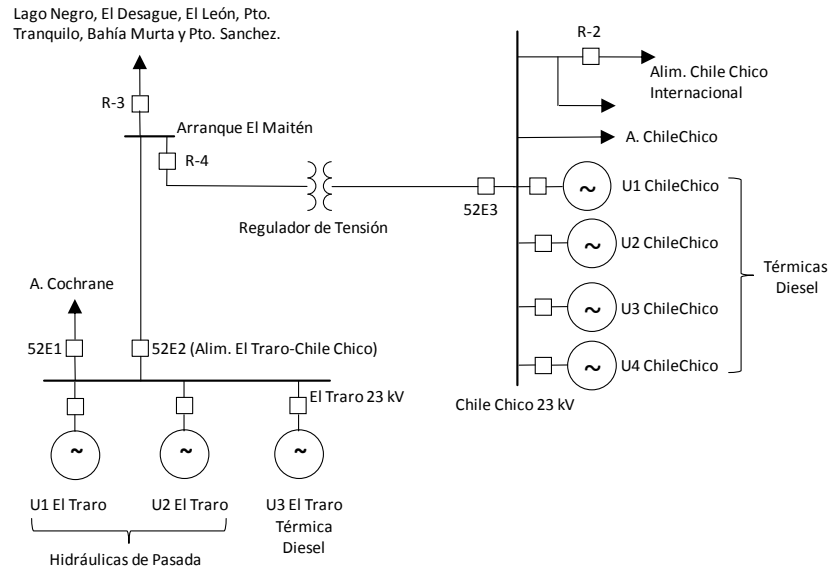


Figura 1: Diagrama unifilar simplificado de instalaciones de SM Carrera

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 Carrera, 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 Carrera.
- Límite por Regulación de Tensión en instalaciones de transmisión del SM Carrera.
- Límite por Contingencias en instalaciones de transmisión del SM Carrera.

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 Carrera, 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 23 kV del SM Carrera, determinadas para una temperatura de conductor de 50° C¹ expuesto al sol, a una temperatura ambiente de 15 °C y una brisa de viento de 2 pies/segundo se presentan en la Tabla 1.

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

Nombre	Zona	Tensión [kV]	Tipo	Longitud [km]	Límite Térmico [A] (*)
Alimentador Cochrane	Alimentador Cochrane	23	Cu #6 AWG	9,5	113
Alimentador El Traro-Chile Chico	El Traro - El Maitén	23	Cu #6 AWG	52,6	113
	El Maitén - Puerto Sánchez	23	Cu #6 AWG	94,7	113
	El Maitén - Chile Chico	23	Cu #6 AWG	106,6	113
Alimentador Chile Chico	Chile Chico	23	Cu #6 AWG	3,8	113
Alimentador Chile Chico Internacional	Chile Chico Internacional	23	Cu #6 AWG	20,0	113

En el caso de los transformadores, el límite térmico para operación en régimen permanente corresponde a su capacidad nominal, valores que se muestran en la Tabla 2.

Tabla 2: Capacidades de régimen en transformadores de sistema de transmisión SM Carrera

Nombre	S Nominal [MVA]	Tensión [kV]	Inom [A]
Autotransformador Regulador de Voltaje	3,9	23/23	98

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.*”

En función de lo anterior, para cada uno de los conductores del sistema de transmisión del SM Carrera se procedió a determinar la corriente que da origen a la máxima caída de tensión tolerada por la NTSyCS para SSMM. Cabe recordar que debido a que el SM Carrera es menor a 10 MW, el Art. 7-4 de la NTSyCS para SSMM permite extender las exigencias en estado normal hasta aquellas establecidas para el estado de alerta. Lo anterior significa considerar magnitudes entre 1,08 [p.u.] y 0,92 [p.u.], como los valores de tensión en barra máximo y mínimo permitidos por la NTSyCS para SSMM en estado de operación normal. Para dicho análisis se utilizó como antecedente las impedancias de conductores descritos en la base de datos DlgSILENT proporcionada para el estudio. Los resultados obtenidos se describen en la Tabla 3.

¹ Las líneas de distribución, mecánicamente son construidas para operar a 50° C y sólo en condición de emergencia llegar a los 75° C (margen de explotación).

Tabla 3: Restricciones por Regulación de Tensión en sistema de transmisión de SM Carrera.

Nombre	Zona	Tensión [kV]	Tipo	Longitud [km]	Z1 [Ω]	Límite Térmico [A] (*)	Imax por Regulación de Tensión [A]
Alimentador Cochrane	Alimentador Cochrane	23	Cu #6 AWG	9,5	15	113	113
Alimentador El Traro - Chile Chico	El Traro - El Maitén	23	Cu #6 AWG	52,6	82	113	26
	El Maitén - Puerto Sánchez	23	Cu #6 AWG	94,7	142	113	15
	El Maitén - Chile Chico (El Maitén - Regulador)	23	Cu #6 AWG	66,0	103	113	21
	El Maitén - Chile Chico (Regulador - Chile Chico)	23	Cu #6 AWG	41,2	64	113	33
Alimentador Chile Chico	Chile Chico	23	Cu #6 AWG	3,8	6	113	113
Alimentador Chile Chico Internacional	Chile Chico Internacional	23	Cu #6 AWG	17,7	28	113	77

Comparando la Tabla 1 con la Tabla 3 se puede inferir que los tramos restringidos por regulación de tensión son aquellos con longitudes importantes. En este sentido, el más limitado corresponde al tramo El Traro – Chile Chico. No obstante, el cálculo mostrado en la Tabla 3 supone que toda la carga del tramo respectivo está concentrada en su extremo, pero el sistema de transmisión del SM Carrera, en realidad posee carga distribuida entre el Traro y Chile Chico, lo que impone una exigencia menor desde el punto de vista de restricciones por regulación de tensión.

Para complementar los resultados de la Tabla 3 e identificar finalmente las restricciones reales en el sistema de transmisión por regulación de tensión, es importante adicionalmente modelar la contribución del regulador de voltaje en el tramo el Traro – Chile Chico. Para dar respuesta a lo anterior, se simularon dos condiciones extremas de operación que permiten encontrar la máxima corriente que puede circular por los elementos serie del sistema de transmisión sin caídas de tensión fuera de la Norma Técnica.

Las condiciones de operación corresponden a un escenario de demanda máxima proyectado para el 2010² con máxima generación en el Traro (máximo flujo por el sistema de transmisión desde el Traro hacia Chile Chico) y máxima generación en Chile Chico respectivamente (máximo flujo por el sistema de transmisión desde Chile Chico hacia El Traro). La Tabla 5 y Tabla 6 muestran la demanda y despachos utilizados en cada escenario de operación simulado.

Tabla 4: Demanda máxima Esperada para el año 2010 en SM Carrera.

Nombre	Código	Demanda Máxima
--------	--------	----------------

² Este escenario de operación se determina considerando la demanda máxima horaria observada durante el 2008 en el SM Carrera y la proyección de demanda máxima facilitada por SAESA para el 2010.

		Esperada 2010 [kVA]
Chile Chico	A824	346
Chile Chico-Camino Internacional	A825	575
El Traro-Chile Chico	A816	551
Cochrane	A817	407
Total (kVA)		1.879

Tabla 5: Escenario de operación con máxima generación en Chile Chico (Caso A).

	Potencia Activa (kW)	Potencia Reactiva (kVar)	Potencia Aparente (kVA)	Potencia Nominal (kVA)	Tensión en p.u.	Factor de potencia
El Traro H1	230	30	232	400	0,95	0,992
El Traro H2	335	6	335	400	0,95	1,000
El Traro T				370		
G1 Chile Chico	282	83	294	350	1,05	0,959
G2 Chile Chico	282	83	294	350	1,05	0,959
G3 Chile Chico	288	82	299	360	1,05	0,962
G4 Chile Chico	400	56	404	500	1,05	0,990
Cabecera A. Chile Chico	323	114	343	-	1,08	-
Cabecera A. Chile Chico Int.	538	173	566	-	1,08	-
Cabecera A. Cochrane	382	128	403	-	0,98	-
Cabecera A. El Traro - Chile Chico (52E2)	178	-109	209	-	0,98	-
Flujo Chile Chico-El Traro (52E3)	-380	20	381	-	1,08	-

Tabla 6: Escenario de operación con máxima generación en El Traro (Caso B).

	Potencia Activa (kW)	Potencia Reactiva (kVar)	Potencia Aparente (kVA)	Potencia Nominal (MVA)	Tensión en p.u.	Factor de potencia
El Traro H1	335	41	337	400	1,05	0,993
El Traro H2	335	41	337	400	1,05	0,993
El Traro T	292	51	296	370	1,05	0,985
G1 Chile Chico	179	91	201	350	0,95	0,891
G2 Chile Chico	282	67	290	350	0,95	0,973
G3 Chile Chico				360		
G4 Chile Chico	400	41	402	500	0,95	0,995
Cabecera A. Chile Chico	323	115	343	-	0,977	-
Cabecera A. Chile Chico Int.	539	179	568	-	0,977	-
Cabecera A. Cochrane	382	123	401	-	1,084	-
Cabecera A. El Traro - Chile Chico (52E2)	573	-18	573	-	1,084	-
Flujo Chile Chico-El Traro (52E3)	9	125	126	-	0,977	-

En la Tabla 7 se muestran las tensión máximas y mínimas observadas en cada alimentador para las dos condiciones de operaciones analizadas³. Podemos observar que no existe ninguna restricción por regulación de tensión que limite la transmisión de los alimentadores del SM Carrera, pudiendose para demanda máxima evacuar toda la generación presente en ambos extremos.

Tabla 7: Tensiones máximas y mínimas observadas en alimentadores del SM Carrera.

Descripción	Generación Máxima en Chile Chico (Caso A)		Generación Máxima en El Traro (Caso B)	
	Tensión Máxima [p.u.]	Tensión Mínima [p.u.]	Tensión Máxima [p.u.]	Tensión Mínima [p.u.]
Alimentador Chile Chico	1,08	1,08	0,98	0,98
Alimentador Chile Chico Internacional	1,08	1,08	0,98	0,98
Alimentador El Traro Chile Chico (El Maitén – Chile Chico)	1,08	0,97	1,01	0,98
Alimentador El Traro Chile Chico (El Traro – El Maitén)	0,98	0,97	1,08	1,02
Alimentador El Traro Chile Chico (El Maitén – Puerto Sánchez)	0,97	0,94	1,01	0,99
Alimentador Cochrane	0,98	0,98	1,08	1,08

Los resultados muestran que aunque es posible evacuar toda la generación presente, tanto en la Central El Traro como en la Central Chile Chico, en cada caso las tensiones en las

³ En ambas condiciones de operación se ha modelado el regulador de voltaje conforme lo indica la información proporcionada por SAESA en la bases de datos DIgSILENT, es decir, con regulación de tensión asociada a la barra del lado de El Traro.

barras de generación están cerca del límite máximo (1,08 p.u.). Sin embargo se observa que para estas situaciones la tensión en las restantes instalaciones del SM observan tensiones siempre superiores a 0,92 [p.u.], implicando de esta forma que para el escenario de demanda máxima siempre es posible mantener las tensiones de todas las instalaciones de distribución del sistema dentro de los márgenes definidos por la NTSyCS para SSMM.

Luego, en consideración que los esquemas de operación analizados para el escenario de demanda máxima determinan las máximas exigencias de capacidad factibles a observar durante la operación práctica del sistema, se concluye que no corresponde definir límite por regulación alguno toda vez que las propias características de la operación de régimen del sistema permiten garantizar una niveles de tensión en instalaciones acorde con los requerimientos de la NTSyCS para SSMM.

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.*”

En este sentido, las contingencias simples definidas por la NTSyCS para SSMM en su art. 1-4 son:

45) *Severidad 1: Cortocircuito monofásico sin impedancia de falla aplicado sobre uno de los circuitos de las líneas de transmisión de doble circuito o sobre una línea de simple circuito con o sin Redundancia de Vínculo, seguido de la desconexión en tiempo normal del circuito fallado por acción de la protección primaria, admitiendo la actuación limitada del EDAC y/o EDAG.*

46) *Severidad 2: Cortocircuito bifásico a tierra sin impedancia de falla aplicado sobre uno de los circuitos de las líneas de transmisión de doble circuito o sobre una línea de simple circuito con Redundancia de Vínculo, seguido de la desconexión en tiempo normal del circuito fallado por acción de la protección primaria, admitiendo la actuación limitada del EDAC y/o EDAG.*

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.*

Adicionalmente la NTSyCS para SSMM a través de su Art. 5-35 estipula que “*En Estado Normal frente a la ocurrencia de una Contingencia Simple, el SM deberá mantenerse*

transitoriamente estable y con una adecuada recuperación dinámica de las variables eléctricas, utilizando los recursos de control y protección que estén disponibles, sin riesgo de pérdida de sincronismo o disgregación en Islas Eléctricas.

En base a una revisión topológica y operacional del sistema, se concluye que de las contingencias mencionadas por la NTSyCS para SSMM en su Art. 1.4, sólo las que se indican a continuación, permitirían satisfacer el requerimiento de no provocar el desmembramiento del sistema en islas tras el despeje de la contingencia (Art. 5-35 de la NTSyCS para SSMM):

- Contingencia de severidad 4 en una unidad Central El Traro.
- Contingencia de severidad 4 en una unidad Central Chile Chico. (Unidad más grande del SM Carrera)
- Contingencia de severidad 4 en mayor bloque de demanda.

Teniendo presente la extensión del sistema de transmisión, se estima que las contingencias de mayor probabilidad de ocurrencia son justamente fallas en línea que al ser despejadas al SM Carrera en dos islas. Por esta razón, en la sección 2.4.3.2 se analizan en forma adicional la situación que provoca el desmembramiento forzado del sistema en islas eléctricas:

- Contingencia de severidad 3 en el tramo El Traro – Chile Chico

2.4.1 Metodología

El límite por contingencia de cada elemento del sistema de transmisión es determinado mediante el estudio del comportamiento dinámico del sistema. En consideración a lo descrito en el Art 1-4 numeral 36) de la NTSyCS para SSMM, el límite por contingencia de un elemento serie, queda definido por la magnitud máxima de corriente (o potencia) transitada por dicho elemento en precontingencia, tal que si se incrementara, esto implica que la operación del sistema en estado de postcontingencia deja de ser estable o sale fuera de los rangos requeridos por la NTSyCS para SSMM.

De esta forma, para el caso correspondiente a la evaluación de elementos serie, como líneas o transformadores de poder, la metodología considera la constitución de un escenario de operación factible (no necesariamente económico), en el cual la circulación de corriente a través del elemento a evaluar es maximizada por medio de la manipulación de la potencia activa despachada en unidades generadoras, sujeto a que las variables sistémicas permanezcan dentro de los márgenes de operación normal definidos por la NTSyCS para SSMM y la capacidad máxima de las instalaciones. Una vez conformado este escenario, se evalúa el comportamiento dinámico de la frecuencia y tensión tras la aplicación de la contingencia de mayor severidad contemplada en la NTSyCS para SSMM para la instalación en análisis.

De forma similar, para evaluar la estabilidad del sistema frente a contingencias en unidades generadoras se considera un escenario en el cual el despacho de potencia activa de la unidad a evaluar es máximo. Luego, para este escenario se evalúa el comportamiento

dinámico de la frecuencia y tensión tras la desconexión intempestiva de la unidad en análisis.

En los casos que la simulación dinámica permita verificar que en postcontingencia el sistema no es estable o que la frecuencia y/o tensión tras el periodo transitorio están fuera de los límites definidos por la NTSyCS para SSMM, se limita el flujo de potencia a través del elemento en análisis y se vuelve a realizar el análisis dinámico considerando la explotación reducida o limitada del elemento. Dada esta condición, el flujo máximo de precontingencia a través del elemento en análisis que permita obtener magnitudes de tensión y frecuencia requeridas en postcontingencia es definido como el límite por contingencia para el elemento en evaluación.

Por el contrario, en los casos que no sea necesario limitar el flujo máximo a través del elemento para obtener las magnitudes de tensión y frecuencia requeridas en postcontingencia, se concluirá que elemento no posee un límite por contingencia aplicable dentro de los rangos de operación factibles de la instalación.

En la Tabla 8 siguiente, se describen los estados operacionales del sistema según la NTSyCS para SSMM.

Tabla 8: Requerimientos de frecuencia y tensión en barras según la NTSyCS para SSMM.

Estado del Sistema	Frecuencia	Tensión en Barras
Normal	$49,5 \text{ Hz} \leq f \leq 50,5 \text{ Hz}$	$0,92 \text{ p.u.} \leq u \leq 1,08 \text{ p.u.}$
Emergencia	$50,5 \text{ Hz} < f \leq 51,5 \text{ Hz}$ $48,5 \text{ Hz} \leq f < 49,5 \text{ Hz}$	$1,08 \text{ p.u.} < u \leq 1,1 \text{ p.u.}$ $0,9 \text{ p.u.} \leq u < 0,92 \text{ p.u.}$
Fuera de Norma	$f > 51,5 \text{ Hz}$ $f < 48,5 \text{ Hz}$	$u > 1,1 \text{ p.u.}$ $u < 0,9 \text{ p.u.}$

Para el análisis antes señalado, se consideran adicionalmente los siguientes supuestos de modelación:

- Condición de demanda máxima correspondiente a la proyectada para el año 2010.

Tabla 9: Demanda máxima Esperada para el año 2010 en SM Carrera.

Nombre	Código	Demanda Máxima Esperada 2010 [kVA]
Chile Chico	A824	346
Chile Chico-Camino Internacional	A825	575
El Traro-Chile Chico	A816	551
Cochrane	A817	407
Total (kVA)		1.879

- En atención a las excepciones señaladas en el capítulo 7 de la NT SyCS para SSMM menores a 10 MW, se considerará la reserva primaria como aquella resultante de los

despachos económicos de las unidades generadoras, pudiendo resultar una reserva primaria menor a un 10%⁴.

- Las unidades hidráulicas conectadas a El Traro 23kV no poseen capacidad de regulación de frecuencia toda vez que no poseen capacidad de control sobre su fuente de energía primaria.
- Los sistemas de control y límites de operación a aplicar en las unidades generadoras del SM Carrera son los descritos en la base de datos DIGSILENT dispuesta en forma de antecedente para el desarrollo de este estudio.
- Para contingencias que involucren una falla, se considerará para éstas, una duración de 6 ciclos, lapso de tiempo tras el cual las protecciones abren los interruptores correspondientes.
- Las fallas en líneas ocurren al 50% de su longitud.
- Para el caso de contingencias que provoquen la separación del sistema en islas eléctricas, el análisis dinámico realizado considera, la actuación de esquemas de desconexión automática de carga (EDAC) para las islas deficitarias y esquemas de desconexión automática de generación (EDAG) para las islas excedentarias, aunque no existan actualmente en el SM Carrera. De este modo se determina si mediante el uso de EDAC/EDAG es posible lograr la estabilidad del sistema o de la isla para aquellos casos en que ella está comprometida.
- La Tabla 10 muestra los EDAC y EDAG utilizados en el SM Carrera para intentar alcanzar la estabilidad del sistema ante fallas en el sistema de transmisión.

Tabla 10: Características de EDAC utilizados en SM Carrera.

Ubicación	Descripción	Frecuencia [Hz]	Tiempo de operación [seg.]	Magnitud de EDAC
Rec. R-3	Seccionamiento de alimentador El Traro-Chile Chico	48,5	0,1	Aprox. 43% de Alim. El Traro-Chile Chico
Rec. R-2	Seccionamiento al interior de Alim. Chile Chico Internacional	48	0,1	Aprox. 33% de Alim. Chile Chico Internacional

Ubicación	Descripción	Frecuencia [Hz]	Tiempo de operación [seg.]	Magnitud de EDAG
Unidad N°1 de central El Traro	S/E El Traro	52	0,1	100% de generación en U1 de central El Traro

2.4.2 Escenarios analizados

Las condiciones de operación analizadas corresponden a un escenario de máxima generación en el Traro (máximo flujo por el sistema de transmisión desde el Traro hacia

⁴ Margen de reserva mínimo requerido por la NTSyCS para SSMM para SSMM con potencia instalada superior a 10MW.

Chile Chico), denominado “Caso A” y máxima generación en Chile Chico respectivamente (máximo flujo por el sistema de transmisión desde el Chile Chico hacia El Traro), denominado “Caso B”. La Tabla 11 y Tabla 12 muestran las condiciones de operación utilizados en cada escenario para realizar el análisis de contingencias.

Tabla 11: Escenario de operación con máxima generación en Chile Chico (caso A).

	Potencia Activa (kW)	Potencia Reactiva (kVar)	Potencia Aparente (kVA)	Potencia Nominal (kVA)	Tensión en p.u.	Factor de potencia
El Traro H1	317	272	418	400	1,00	0,76
El Traro H2	335	268	429	400	1,00	0,78
El Traro T	-	-	-	370	-	-
G1 Chile Chico	282	-26	283	350	0,95	1,00
G2 Chile Chico	282	-26	283	350	0,95	1,00
G3 Chile Chico	288	-27	289	360	0,95	1,00
G4 Chile Chico	400	-52	403	500	0,95	0,99
Cabecera A. Chile Chico	323	115	343	-	0,99	-
Cabecera A. Chile Chico Int.	539	179	567	-	0,99	-
Cabecera A. Cochrane	382	127	403	-	1,01	-
Cabecera A. El Traro - Chile Chico (52E2)	261	378	460	-	1,01	-
Flujo Chile Chico-El Traro (52E3)	-378	468	602	-	0,99	-

Tabla 12: Escenario de operación con máxima generación en El Traro (Caso B).

	Potencia Activa (kW)	Potencia Reactiva (kVar)	Potencia Aparente (kVA)	Potencia Nominal (MVA)	Tensión en p.u.	Factor de potencia
El Traro H1	335	-42	338	400	1	1
El Traro H2	335	-42	338	400	1	1
El Traro T	292	-32	294	370	1	1
G1 Chile Chico	206	184	277	350	0,95	1
G2 Chile Chico	282	167	327	350	0,95	1
G3 Chile Chico	-	-	-	360	-	-
G4 Chile Chico	400	140	424	500	0,95	0,94
Cabecera A. Chile Chico	323	115	343	-	0,96	-
Cabecera A. Chile Chico Int.	539	180	568	-	0,97	-
Cabecera A. Cochrane	382	125	402	-	1,04	-
Cabecera A. El Traro - Chile Chico (52E2)	572	-272	633	-	1,04	-
Flujo Chile Chico-El Traro (52E3)	-16	-158	159	-	0,97	-

2.4.3 Análisis de Contingencias

En esta sección se describen los resultados obtenidos al estudiar el comportamiento dinámico del sistema tras la simulación de las contingencias descritas en la sección 2.4 bajo el escenario de demanda máxima esperado para el año 2010. Para analizar los resultados se sugiere recurrir a la Figura 2.

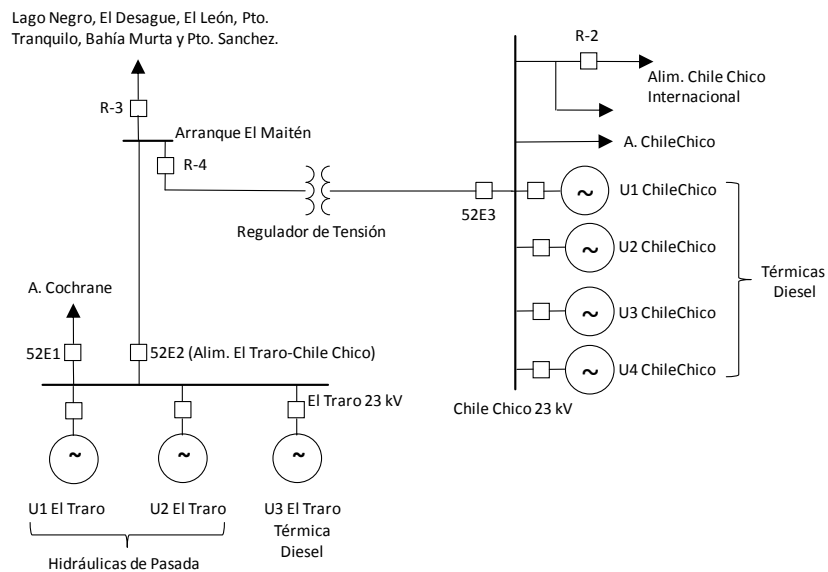


Figura 2: Diagrama unifilar simplificado de instalaciones de SM Carrera.

2.4.3.1 Contingencias Requeridas por la NTSyCS para SSMM

Tabla 13: Comportamiento del sistema para contingencia de severidad 4 en la unidad 4 de Central Chile Chico (Caso A).

Estado postcontingencia				
Frecuencia Mínima [Hz]	Frecuencia Final [Hz]	Banda Tensión Final [p.u.]	Estado Final según NTSyCS	EDAC actuados
47,94	50,15	1,032-0,98	Normal	EDAC R-3 El Maitén EDAC R-2 Subalim. Chile Chico Inter.

Tabla 14: Comportamiento del sistema para contingencia de severidad 4 en la unidad 4 de Central Chile Chico (Caso B).

Estado postcontingencia				
Frecuencia Mínima [Hz]	Frecuencia Final [Hz]	Banda Tensión Final [p.u.]	Estado Final según NTSyCS	EDAC actuados
48,05	48,7	1,04-0,9	Emergencia	EDAC R-3 El Maitén

Tabla 15: Comportamiento de sistema frente a contingencia de severidad 4 en Alimentador Chile Chico Internacional (Caso A).

Estado postcontingencia				
Frecuencia Máxima [Hz]	Frecuencia Final [Hz]	Banda Tensión Final [p.u.]	Estado Final según NTSyCS	EDAG actuados
50,62	50,39	1,014 – 0,962	Normal	Ninguno

Tabla 16: Comportamiento de sistema frente a contingencia de severidad 4 en Alimentador Chile Chico Internacional (Caso B)

Estado postcontingencia				
Frecuencia Máxima [Hz]	Frecuencia Final [Hz]	Banda Tensión Final [p.u.]	Estado Final según NTSyCS	EDAG actuados
50,67	50,4	1,043-0,99	Normal	Ninguno

En base a los resultados obtenidos en la Tabla 13, Tabla 14, Tabla 15 y Tabla 16 se observa que mediante el uso de los esquemas EDAC y/o EDAG propuestos, es posible obtener estados estables en régimen de postcontingencia en los cuales tanto frecuencia como

tensión se enmarcan dentro de los márgenes definidos por la NTSyCS para SSMM. En el Anexo N° 5 se presenta en detalle la evolución dinámica asociada a cada uno de los casos recién presentados.

Luego, en consideración a que los resultados recién mostrados fueron determinados para la máxima exigencia de régimen permisible en cada una de las instalaciones evaluadas, se concluye que no corresponde definir límites por contingencia a la operación de los elementos analizados. Lo anterior siempre y cuando se contemplen esquemas EDAC y EDAG propuestos.

2.4.3.2 Contingencias No Requeridas por la NTSyCS para SSMM

Como se describió previamente en la sección 2.4, la NTSyCS para SSMM exige que frente a una contingencia simple en estado de operación normal el sistema no deba desmembrarse en islas eléctricas. Para un sistema eléctrico como el de Carrera, donde la red de transmisión es una línea en simple circuito de 23 kV que interconecta a los centros de generación y demanda de Cochrane y Chile Chico, este requerimiento significa excluir del análisis, contingencias que en la práctica ocurren con mayor frecuencia y a la vez representan más riesgo para la estabilidad del sistema. Por lo anterior y pese a que la NTSyCS para SSMM no las exige, en la presente sección se abordan aquellas contingencias de mayor severidad, que provocan forzosamente la separación del sistema en islas eléctricas.

El desmembramiento del SM Carrera en islas eléctricas viene dado por la topología del sistema y la ubicación de los interruptores en la red. Con la ayuda de la Figura 2, se aprecia que si ocurre una falla entre el Arranque El Maitén y Chile Chico 23 kV, la actuación de las protecciones implica la apertura del interruptor 52E3 y del reconectador R-4 aislando el sistema en dos. De la misma manera, una falla entre el Arranque El Maitén y El Traro 23 kV, la actuación de las protecciones determinará la apertura del interruptor y reconectador 52E2 y R-4, también produciendo dos islas eléctricas en el sistema.

A continuación se analiza el comportamiento del sistema operando en islas eléctricas a causa de las dos contingencias mencionadas que producen su desmembramiento, y además si existe la capacidad dinámica de estabilizarlas. Las contingencias simuladas en este caso son:

- Contingencia de severidad 3 en el alimentador El Traro – Chile Chico (Tramo El Maitén – Chile Chico)
- Contingencia de severidad 3 en el alimentador El Traro – Chile Chico (Tramo El Traro – El Maitén)

Tabla 17: Comportamiento de sistema para contingencia de severidad 3 en tramo El Maitén - Chile Chico (Caso A).

Estado postcontingencia					
Isla Chile Chico	Frecuencia Máxima [Hz]	Frecuencia Final [Hz]	Banda Tensión Final [p.u.]	Estado Final según NTSyCS	EDAC actuados
	51,48	50,33	0,974	Normal	No
Isla El Traro	Frecuencia Mínima [Hz]	Frecuencia Final [Hz]	Banda Tensión Final [p.u.]	Estado Final según NTSyCS	EDAG y EDAC actuados
	<40	<40	0,85	Fuera de Norma	EDAG U1 El Traro EDAC en R-3 El Maitén

Tabla 18: Comportamiento de sistema para contingencia de severidad 3 en tramo El Traro - El Maitén (Caso B).

Estado postcontingencia					
Isla El Traro	Frecuencia Máxima [Hz]	Frecuencia Final [Hz]	Banda Tensión Final [p.u.]	Estado Final según NTSyCS	EDAG actuados
	54,57	53,96	1,28	Fuera de Norma	EDAG El Traro U1
Isla Chile Chico	Frecuencia Mínima [Hz]	Frecuencia Final [Hz]	Banda Tensión Final [p.u.]	Estado Final según NTSyCS	EDAC actuados
	47,83	49,86	0,983-0,955	Normal	EDAC R-2 Subalim. Chile Chico Inter.

En los resultados presentados en las Tabla 17 y Tabla 18, se aprecia que la isla formada en la zona de Chile Chico logra, en ambos casos (Caso A y B), alcanzar un estado de operación estable en el cual las variables del sistema se enmarcan dentro de los márgenes definidos en la NTSyCS para SSMM. Por el contrario, la isla formada en la zona de El Traro no consigue alcanzar un estado de operación estable ante fallas en el tramo El Traro – Chile Chico.

Se concluye entonces que no corresponde definir algún límite por contingencia para despachar la máxima generación disponible en Chile Chico, en particular alguna restricción sobre el tramo Chile Chico – El Maitén.

Respecto al despacho de la central El Traro y las restricciones asociadas al tramo El Traro – El Maitén, se cree que no corresponde definir algún límite por contingencia para este tramo. Imponer un límite, obligaría a reducir la generación hidráulica en El Traro principalmente para las horas de demanda máxima con el consecuente sobrecosto de reemplazar generación hidráulica por térmica. Por esta razón se ha optado por no definir límite por contingencia en el tramo El Traro – El Maitén para aprovechar al máximo los recursos

hidráulicos de la central El Traro, teniendo en consideración el riesgo asociado a fallas en el sistema de transmisión que impedirían contar con la generación hidráulica de El Traro.

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 sobre límites térmicos, límites por regulación de tensión y límites por contingencias en las instalaciones del sistema, se obtienen la Tabla 19 y la Tabla 20 que describen la capacidad de transmisión de régimen definida para los elementos del sistema.

Tabla 19: Restricciones de Capacidad en Líneas de transmisión de SM Carrera.

Nombre	Zona	Longitud [km]	Límite Térmico		Límite Reg. de Tensión		Límite Contingencia		Restricción de Transmisión		
			A	MVA	A	MVA	A	MVA	A	MVA	Origen
Alimentador Cochrane	Alimentador Cochrane	9,5	113	4,5	N/A	N/A	113	4,5	113	4,5	Límite. Térmico
Alimentador El Traro - Chile Chico	El Traro - El Maitén	52,6	113	4,5	N/A	N/A	113	4,5	113	4,5	Límite. Térmico
	El Maitén - Puerto Sánchez	94,7	113	4,5	N/A	N/A	113	4,5	113	4,5	Límite. Térmico
	El Maitén - Chile Chico (El Maitén - Regulador)	66,0	113	4,5	N/A	N/A	113	4,5	113	4,5	Límite. Térmico
	El Maitén - Chile Chico (Regulador - Chile Chico)	41,2	113	4,5	N/A	N/A	113	4,5	113	4,5	Límite. Térmico
Alimentador Chile Chico	Chile Chico	3,8	113	4,5	N/A	N/A	113	4,5	113	4,5	Límite. Térmico
Alimentador Chile Chico Internacional	Chile Chico Internacional	17,7	113	4,5	N/A	N/A	113	4,5	113	4,5	Límite. Térmico

Tabla 20: Restricciones de Capacidad en Transformadores de transmisión de SM Carrera.

Nombre	S Nominal [MVA]	Tensión [kV]	Inom [A]
Autotransformador Regulador de Voltaje	3,9	23/23	98

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 N° 5. En particular debe determinarse un porcentaje de reserva óptimo que se utilizará para efectuar la asignación de la reserva entre las unidades generadoras participantes del CPF y del CSF.”*

De esta forma, el objetivo principal del estudio mostrado en este capítulo, es determinar la reserva de potencia en giro óptima que deberá tener el SM de Carrera, de forma que se cumplan las condiciones establecidas en la NT SyCS y que el sistema opere a mínimo costo, considerando para ello los costos de operación y de falla de corta duración.

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

- El costo de operación del SM de Carrera en función de la reserva de potencia.
- El costo de falla de corta duración producto de la potencia no suministrada en función de la reserva de potencia,
- La reserva de potencia que minimiza el costo de operación con reserva más el costo de falla de corta duración.

Mediante simulaciones dinámicas se ha verificado que frente a contingencias en unidades generadoras, el margen de reserva propuesto permite satisfacer los requerimientos de la NTSyCS para SSMM.

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 de Carrera y de sus cargas a través de una modulación de bloques de carga para periodo 2010.
- 2) Determinar el costo de operación en función de la reserva de potencia asociada a la pérdida de generación.
- 3) Determinar la potencia no suministrada y su costo en función de la reserva de potencia supuesta.
- 4) Definición de parámetros relevantes de unidades generadoras.
- 5) Determinar el costo total de operación y energía no suministrada en función de la reserva de potencia.

- 6) Identificar la reserva de potencia óptima, para la cual el costo total de operación considerando la energía no suministrada es mínimo.
- 7) Analizar el comportamiento dinámico del sistema para la contingencia más crítica en términos del monto de la pérdida de generación en escenarios de demanda máxima y mínima con reserva de potencia óptima.

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 utilizó como antecedente la generación histórica (resolución horaria) observada en el SM de Carrera durante el año 2008 y las proyecciones de demanda máxima estimada por SAESA para el año 2010 en el SM de Carrera.

A partir de la generación horaria del 2008, se construyó una curva de duración de la demanda para cada mes del año 2008. Luego, en base a esta curva de duración se determinaron los cuatro bloques de carga correspondientes. Finalmente, al escalar esta estructura de bloques por la razón entre la demanda máxima esperada para el 2010 y la demanda máxima observada durante el 2008 se obtuvo la estructura de bloques de carga requerida para el año 2010.

3.4 *Parámetros 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 21: Estructura de Costos Variables de operación según tecnología descrita en antecedentes.

Tecnología	Parámetro	Valor
Térmica (Diesel)	Capacidad Máxima de Generación Eléctrica [MW]	1,544 (5 unidades)
	Consumo Específico [m ³ /MWh]	0,314
	Costo Combustible [USD/Ton]	711,54
	Densidad Diesel [Ton/m ³] (*)	0,845
	Costo Variable Combustible [USD/MWh]	188,79
	Costo Variable No Combustible [USD/MWh]	17,7
	Costo Variable [USD/MWh]	206,49
Hidráulica	Capacidad Máxima de Generación Eléctrica [MW]	0,67 (2 unidades)
	Costo Variable Combustible [USD/MWh]	0
	Costo Variable No Combustible [USD/MWh]	17,7
	Costo Variable [USD/MWh]	17,7

(*) Antecedente obtenido de estructura de costos variables para SM de Aysén

Un aspecto relevante a destacar en la Tabla 21, es que el costo variable es igual en 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 mínimo⁵ tendrá el mismo costo de operación que un despacho de margen de reserva máximo⁶, lo que en la práctica no es efectivo ya que en ambos casos el número de unidades despachadas es distinto. Por lo anterior, 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 en N° de horas de operación de las unidades generadoras, es decir modificar su definición a [USD/hr].

Para determinar el valor equivalente que deberá considerarse para 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 obtuvo el N° total de horas de operación de las centrales generadoras durante el 2010 y la energía total generada durante el mismo año, 32.489 [hrs] y 9,931 [GWh] respectivamente. Luego, dividiendo el costo total de operación no combustible proyectado para el 2010 a 17,7 [USD/MWh] (ver Tabla 21), por el N° de horas de operación esperado en las unidades generadoras para el 2010, se obtiene un precio de costo variable no combustible equivalente de 5,116 [USD/h]⁷.

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 de Carrera 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 N° 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 de Carrera existentes en el SIC. Luego, de dividir dicho parámetro por el número promedio de fallas por año, estimado

⁵ Despacho que considera el número mínimo de unidades generadoras operando tal que se satisface la demanda total.

⁶ Despacho que considera el número máximo de unidades generadoras (todas) tal que se satisface la demanda total.

⁷ Valor por hora de operación de cada unidad generadora.

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 N°1 se describe en detalle el cálculo y los supuestos realizados para determinar dichas magnitudes.

3.4.4 Parámetros a emplear en el modelo

En la Tabla 22 se resumen los parámetros relevantes de las unidades generadoras necesarios para el modelamiento.

Tabla 22: Parámetros de unidades generadoras del SM Carrera.

Unidad	Pmax [kW]	Pmin [kW]	Costo Var. Comb. [USD/MWh]	Costo Var. No Comb. [USD/hr]	T. Medio Indisp. [hr/falla]	Probabilidad de Falla en una hora [%]	Estatismo C. de Velocidad
El Traro G1	335	30	0,0	5,116	21	0,0127%	10,0%
El Traro G2	335	30	0,0	5,116	21	0,0127%	10,0%
Chile Chico G3	400	40	188,8	5,116	27	0,0319%	1,4%
Chile Chico G1	282	30	188,8	5,116	27	0,0319%	1,4%
Chile Chico G2	282	30	188,8	5,116	27	0,0319%	1,4%
El Traro G3	292	30	188,8	5,116	27	0,0319%	1,4%
Chile Chico G4	288	30	188,8	5,116	27	0,0319%	1,4%

3.5 Cálculo de Costo de Operación en función del Margen de Reserva

El modelamiento del costo de operación total anual con reserva considera tres magnitudes fundamentales:

- Costo de operación en régimen sin contingencia
- Costo de operación en contingencia⁸
- Costo de operación en postcontingencia

El costo de operación en régimen sin contingencia, corresponde a aquel que se observa en el sistema mientras está operando en forma normal sin presentarse contingencias que impliquen la utilización de la reserva en giro. En este caso el despacho económico es aquel que minimiza el costo de operación, considerando disponibles todas las unidades del sistema y que satisface el requerimiento impuesto de reserva.

El costo de operación en contingencia, por su parte corresponde al periodo inmediatamente posterior a la salida de servicio de una(s) unidad(es) generadoras. En dicho periodo el sistema hace uso de la reserva en giro a través del redespacho automático de las unidades operativas según los estatismos de las mismas.

El costo de operación de postcontingencia corresponde al periodo posterior al de operación en contingencia y está definido por un redespacho económico de la potencia perdida, entre las restantes unidades del sistema que se mantienen en servicio tras la ocurrencia de la contingencia en generación.

⁸ Periodo inmediatamente posterior a la salida intempestiva de la(s) unidad(es) generadoras en el cual el sistema hace utilización de la potencia de margen de reserva a través de la operación bajo estatismos de unidades generadoras operativas.

3.5.1 Estructura de despacho en régimen sin contingencia.

El despacho de unidades generadoras en régimen sin contingencia se realiza considerando la operación económica de las mismas. Para determinar dicho despacho en cada uno de los bloques de demanda, se hace necesario primero definir la potencia que podrán aportar las unidades generadoras al sistema. Las consideraciones correspondientes en este caso son:

- Para las unidades térmicas se ha supuesto que tanto capacidad máxima como la capacidad mínima de régimen permanente es la descrita en los antecedentes entregados por SAESA.
- En el caso de las unidades hidráulicas de El Traro, se observa que la estadística de operación horaria evidencia capacidad de regulación en la misma, esto pese a que se trata de unidades de pasada. Esta situación se debe a la abundancia de recursos hídricos con la cual operara esta central, lo que en la práctica le permite regular su operación en función de la demanda y no de los recursos hídricos disponibles. En efecto, a nivel diario se observa que en las horas de mínima demanda la generación de las unidades hidráulicas es restringida por motivos de seguridad y regulación de tensión de modo de mantener al menos una unidad térmica operando en Chile Chico.

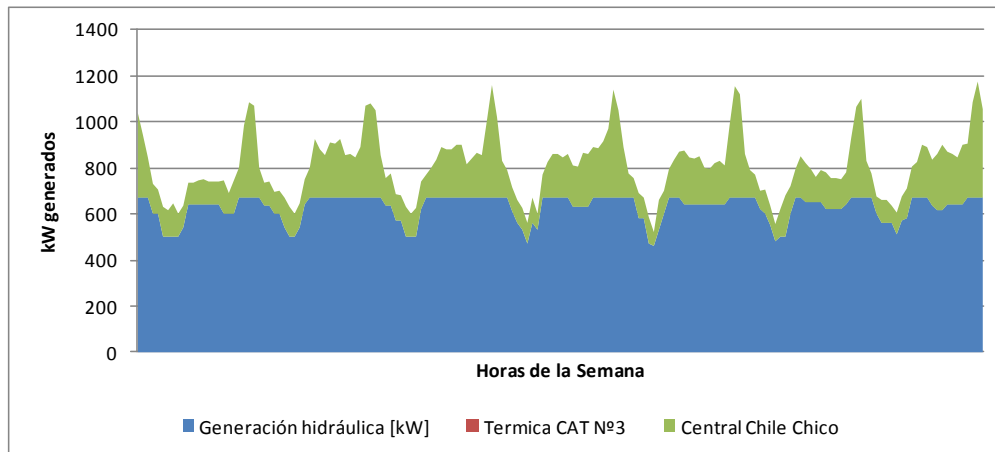


Figura 3: Generación horaria para una semana tipo en el SM de Carrera.

En conocimiento de esta capacidad de regulación se ha supuesto que la potencia máxima disponible por bloque en cada mes, corresponde a la potencia promedio obtenida de aplicar la estructura de duración temporal de los bloques de demanda⁹ a la curva de duración de generación de las unidades hidráulicas de central El Traro en dicho mes. A modo de ejemplo, en la Figura 4 se presenta la capacidad de generación supuesta para Mayo 2010:

⁹ La duración temporal del bloque-mes-margen t_{ijk} se denomina T_{ijk} en [hr]

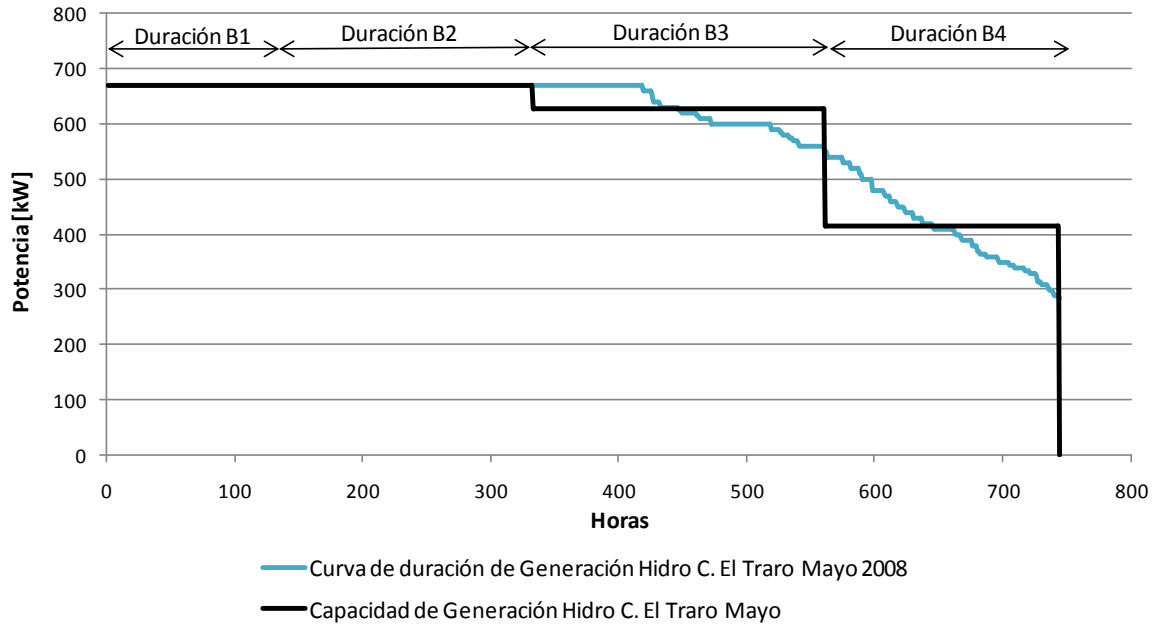


Figura 4: Determinación de capacidad máxima de generación por bloque de unidades hidráulicas de central El Traro

De esta forma, para determinar el despacho económico en situación de régimen el problema a resolver para cada bloque i , mes j y margen de reserva $k\%$ es el siguiente:

$$C. Op. \text{ Régimen sin falla } ijk = \text{Min} \sum_{n=1}^{\text{Todas las centrales}} (P_{ijkn} \cdot CV_{comb n} + U_{ijkn} \cdot CV_{no comb})$$

S. a.

$$\sum_{n=1}^{\text{Todas las unidades}} (P_{MAX n} - P_{ijkn}) \geq \text{Margen}_{k\%}$$

$$\sum_{n=1}^{\text{Todas las unidades}} P_{ijkn} \geq \text{Demanda}_{ij}$$

$$P_{ijkn} \leq P_{MAX n} \quad \forall n$$

$$P_{ijkn} \geq P_{Min n} \quad \forall n_{despachado}$$

$$\text{Flujo}_{ijkm} \leq \text{Flujo}_{Max m} \quad \forall m$$

$$P_{ijkn} \geq 0 \quad \forall n$$

Donde:

- P_{ijkn} : es la potencia en [MW] despachada en la unidad n para el bloque i , mes j y margen de reserva $k\%$.

- $CV_{comb\ n}$: es el costo variable combustible de la unidad n en [USD/MWh].
- U_{ijkn} : es el estado operacional de la unidad n . Toma valor 1 si la unidad n está despachada en el bloque i , mes j y margen de reserva $k\%$ y valor 0 en otro caso.
- $CV_{no\ comb}$: es el costo variable no combustible en [USD/hr] de operar una unidad generadora durante una hora.
- $P_{MAX\ n}$: es la potencia máxima operativa de la unidad generadora n en [MW].
- $P_{Min\ n}$: es la potencia mínima operativa de la unidad generadora n en [MW].
- $Demanda_{ij}$: es la demanda total del sistema para el bloque i y mes j en [MW].
- $Margen_{k\%}$: es la reserva en [MW] correspondiente a un margen de reserva de $k\%$.
- $Flujo_{ijkm}$: es el flujo de potencia activa en [MW] a través del tramo de transmisión m para el despacho del bloque i , mes j y margen de reserva $k\%$.
- $Flujo_{MAX\ m}$: es la capacidad máxima de transferencia en régimen permanente en [MW] para el tramo m .

Al resolver el problema propuesto para cada uno de los escenarios bloque-mes-margen ijk se determina el $C. Op.$ Régimen sin contingencia en [USD/hr] de cada caso.

3.5.2 Estructura de despacho en contingencia.

Frente a una contingencia en generación (entendiendo como tal a la salida intempestiva de servicio de una o más unidades), el sistema hace uso de su margen de reserva en giro, entregando una potencia igual a la fallada, considerando una asignación de la misma según el estatismo y capacidad máxima de cada unidad. En este caso el sistema a resolver será el siguiente:

$$C. Op. falla_{ijk} = \sum_{n=1}^{\substack{\text{centrales} \\ \text{operativas} \\ \text{en falla}}} (P_{ijkn} + \Delta P_{ijkn}) \cdot CV_n + U_{ijkn} \cdot CV_{no\ comb}$$

$$\sum_{n=1}^{\substack{\text{centrales con} \\ \text{margen operativas}}} \Delta P_{ijkn} = \min (P_{indisponible}; \sum_{n=1}^{\substack{\text{centrales con} \\ \text{margen operativas}}} (P_{MAX\ n} - P_{ijkn}))$$

$$\frac{\Delta P_{ijkn}}{P_{MAX\ n}} \cdot R_n = \frac{\Delta P_{ijkm}}{P_{MAX\ m}} \cdot R_m \quad \forall m, n \text{ centrales con margen operativas}$$

$$P_{ijkn} + \Delta P_{ijkn} \leq P_{MAX\ n} \quad \forall n$$

Donde:

- $C. Op. falla_{ijk}$: Costo de operación en contingencia, en [USD/hr].
- P_{ijkn} : despacho de unidad n en estado de precontingencia en [MW].
- ΔP_{ijkn} : es el aporte efectivo a la reserva efectuado por la central n en [MW].

- $P_{indisponible}$: es el total de potencia indisponible por desconexión intempestiva de unidad(es) generadora(s) en [MW].
- R_n : es el estatismo del control de velocidad de la unidad n en %.

*centrales con margen
operativas*

Para aquellos casos en los cuales la reserva en giro ($\sum_{n=1}^{postcontingencia} (P_{MAX n} - P_{ijkn}))$) no sea suficiente para reemplazar la potencia indisponible ($P_{indisponible}$) se reconocerá que el sistema está en déficit. Dicha situación se reconoce a través del concepto de potencia no suministrada, aspecto a tratar en la sección 3.6.

3.5.3 Estructura de despacho en postcontingencia.

El costo de operación en postcontingencia está definido por el redespacho económico de la potencia desprendida entre las unidades disponibles luego de ocurrida la contingencia. En este caso no se considera la restricción de margen toda vez que este es un estado anormal de operación.

3.6 *Cálculo de Potencia No Suministrada en función del Margen de Reserva*

En función de lo descrito en la sección 3.5.2, en situación de falla la potencia no suministrada queda determinada por:

$$Potencia\ no\ suministrada = \max(0; P_{indisponible} - \sum_{n=1}^{centrales\ con\ margen\ operativas} (P_{MAX n} - P_{ijkn}))$$

Para la valorización del costo de potencia no suministrada se usa 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].

Respecto a la duración del estado de contingencia, en base a una revisión del tiempo de partida unidades térmicas de similares características del SING, y utilizando un criterio conservador, se ha supuesto un tiempo de falla promedio de 15 minutos para cada contingencia. Dicho tiempo considera la operación del sistema, desde la aparición de la contingencia en la(s) unidad(es) generadora(s) hasta que entran en operación las unidades térmicas de respaldo no despachadas bajo criterio económico en la situación precontingencia.

3.7 *Cálculo de costo total de operación y energía no suministrada*

En base a la metodología y supuesto descritos en las secciones anteriores, se estima la operación esperada del sistema y sus costos asociados mediante simulaciones o ensayos de

Montecarlo¹⁰ de cada escenario bloque-mes-margen de reserva ijk . De esta forma, considerando como variables aleatorias (binarias e independientes) el estado operacional de cada unidad generadora durante una hora tipo del bloque-mes-margen ijk se realizan $N=2$ millones de ensayos aleatorios según las probabilidades de falla de las unidades despachadas en estado de precontingencia. Para cada ensayo se determinan los costos de operación en régimen, costos de operación en contingencia y costos de operación en postcontingencia, según sea la operación determinada por la simulación aleatoria.

Una vez finalizadas las N simulaciones se determinan las variables relevantes para el cálculo de los componentes del costo de operación con margen:

- \overline{PNS}_{ijk} : Potencia media no suministrada por evento de falla en [MW].
- $p_{falla\ bloque\ ijk}$: Probabilidad de que alguna unidad despachada falle durante la operación del bloque¹¹ ijk [%].
- $p_{PNS/Hay\ falla\ ijk}$: Probabilidad de que se produzca potencia no suministrada dado que hay una falla en generación [%/hr].
- $\overline{C.Op.falla\ ijk}$: Costo operacional medio de operar el sistema en situación de falla (estatismos activos) durante una hora, en [USD/hr].
- $\overline{C.Op.postfalla\ ijk}$: Costo operacional medio de operar el sistema en situación de postcontingencia (parte del parque generador indisponible) durante una hora, en [USD/hr].
- $\overline{T.Op.postfalla\ ijk}$: Tiempo medio (en [hr]) de operación en estado de postcontingencia tras producirse una falla en generación.

En base a lo anterior se define el Costo Total esperado de operación para el bloque-mes-margen ijk , $E(C.Op)_{ijk}$ en USD, como:

$$E(C.Op)_{ijk} = p_{falla\ bloque\ ijk} \cdot (C.Op_{Bloque\ con\ falla\ ijk}) + (1 - p_{falla\ bloque\ ijk}) \cdot C.Op_{Bloque\ sin\ falla\ ijk}$$

Donde

- $C.Op_{Bloque\ con\ falla\ ijk}$: Costo esperado de operación del sistema durante el bloque ijk dado que existe falla en generación. Está determinado por la siguiente expresión:

¹⁰ Dado el N° reducido de unidades generadoras en el SM de Carrera, es posible obtener un resultado equivalente a través de un modelamiento probabilístico directo de cada escenario de falla.

¹¹ El modelamiento considera que la probabilidad de falla en cada hora es una v.a. que distribuye Bernoulli con probabilidad de falla $p_{falla\ por\ hora\ ijk} = \frac{N^{\circ}\ Fallas\ totales_{ijk}}{N^{\circ}\ de\ Ensayos\ Montecarlo}$. Luego, dado que la suma de v.a. Bernoulli i.i.d. en una distribución Binomial, la probabilidad de falla en cada bloque distribuirá $Binomial(T_{ijk}, p_{falla\ por\ hora})$, con T_{ijk} el número horas del bloque-mes-margen ijk . Luego, se tiene que $p_{falla\ bloque\ ijk} = 1 - P(\text{no hay falla en el bloque}_{ijk}) = 1 - (1 - p_{falla\ por\ hora\ ijk})^{T_{ijk}}$

$$C.Op_{\text{Bloque con falla}} = (\overline{T.Op}_{\text{postfalla } ijk} - 0,25) \cdot \overline{C.Op}_{\text{postfalla } ijk} + 0,25 \cdot (2000 \cdot \overline{PNS}_{ijk} \cdot \frac{p_{PNS}}{Hay}_{\text{falla } ijk} + \overline{C.Op}_{\text{falla } ijk}) + (T_{ijk} - \overline{T.Op}_{\text{postfalla } ijk}) \cdot C.Op_{\text{Bloque sin falla } ijk}$$

- $C.Op_{\text{Bloque sin falla } ijk}$: Costo esperado de operación del sistema durante el bloque-mes-margen ijk dado que no existe falla en generación. Está determinado por la siguiente expresión:

$$C.Op_{\text{Bloque sin falla } ijk} = C.Op_{\text{Régimen sin falla } ijk} \cdot T_{ijk}$$

Una vez determinado el costo de operación con margen esperado para cada bloque-mes-margen ijk , se determina el costo total de operación y energía no suministrada esperada para el año en evaluación con un margen de $k\%$:

$$E(C.Op.)_k = \sum_{j=1}^{12} \sum_{i=1}^4 E(C.Op.)_{ijk}$$

3.8 *Identificación de la reserva de potencia óptima, para la cual el costo total de operación considerando la energía no suministrada es mínimo*

Finalmente, al aplicar la metodología descrita en las secciones previas, con los parámetros de la Tabla 22 para valores de margen de reserva entre 0¹²% y 22,5% (con pasos de 2,5%) se obtiene una curva de costo de operación y energía no suministrada total para el año 2010 versus margen de reserva.

El punto mínimo de dicha curva corresponde a un margen de reserva de 0%, es decir el caso de un despacho económico sin restricción de margen de reserva. Al respecto se observa que pese a que la NTSyCS en su artículo 5-11 especifica que el margen de reserva mínimo que se habrá de considerar es de un 10%, el mismo documento expresa en su artículo 7-3, que para sistemas medianos con capacidad instalada inferior a 10 MW, como es la situación del SM de Carrera, los requerimientos impuestos por la normativa podrán ser flexibilizados bajo argumentos técnicos y/o económicos.

Adicionalmente, se aclara que de analizar de la estructura de margen de reserva proyectada en el despacho de bloques para el 2010 se verifica que sólo en contadas situaciones el margen de reserva determinado por un despacho económico determina un margen de reserva inferior a 10%. Esta situación se verifica en la siguiente Figura 6, 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 Carrera en el año 2010.

¹² Corresponde al valor mínimo de Margen de Reserva exigido por la Norma.

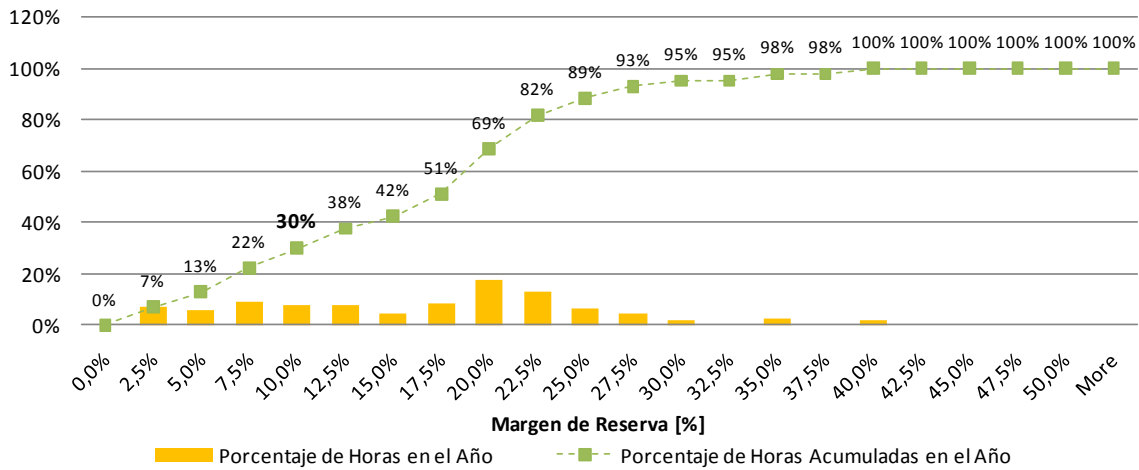


Figura 6: Distribución horaria de Margen de Reserva para despacho económico de bloques de demanda en el SM Carrera en 2010.

En la Figura 6 se observa que el despacho económico determina un margen de reserva inferior a 10% aproximadamente el 30% del tiempo, donde el margen fluctuaría entre 2,5% y 7,5%. En estas condiciones, el sistema podría absorber aumentos de carga entre un 2,6% y 8,1% de la demanda instantánea sin sobrecargar las unidades generadoras. Se reconoce que en algunas ocasiones se podría superar la capacidad nominal de las unidades despachadas, sin embargo, para estas situaciones las unidades térmicas diesel despachadas pueden operar transitoriamente a una potencia superior a su capacidad nominal, lo cual garantiza un tiempo suficiente (aprox. 10 minutos) para despachar una unidad adicional que restablezca la operación normal.

Respecto al comportamiento del sistema frente a contingencias en unidades generadoras, el análisis efectuado considera tanto la utilización del margen de reserva en giro como la actuación de EDAC para garantizar la estabilidad dinámica del SM y alcanzar estados estables en postcontingencia que cumplan las exigencias de la NTSyCS para SSMM. En este sentido, al considerar dentro del cálculo del margen de reserva las estructuras de EDAC propuestas en el capítulo 4 (ver Tabla 24), se obtiene la distribución de margen de reserva descrita en la Figura 5:

Tabla 23: Estructura de EDAC propuesta para SM de Carrera

Ubicación	Descripción	Frecuencia [Hz]	Tiempo de operación [seg.]	Magnitud de EDAC
Rec. R-3	Seccionamiento de alimentador El Traro-Chile Chico	48,5	0,1	Aprox. 43% de Alim. El Traro-Chile Chico
Rec. R-2	Seccionamiento al interior de Alim. Chile Chico Internacional	48	0,1	Aprox. 33% de Alim. Chile Chico Internacional

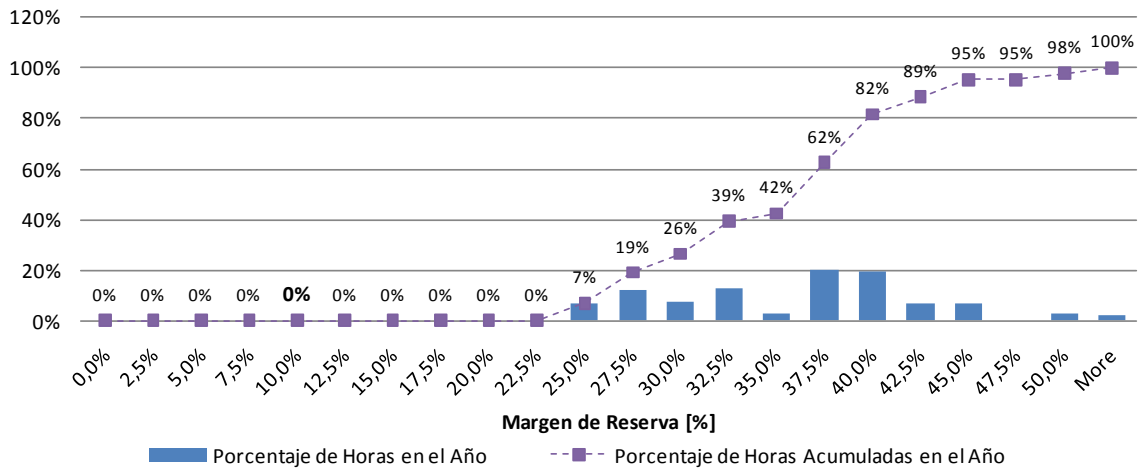


Figura 5: Distribución horaria de Margen de Reserva para despacho económico de bloques de demanda en el SM Carrera en 2010 considerando participación de EDAC.

En este caso se observa que el margen de reserva determinado considerando la estructura de EDAC propuesta es siempre superior a un 22,5%, magnitud que supera al 10% exigido por la NTSyCS para SSMM.

Es prudente recordar que para implementar las estructuras de EDAC propuestas, básicamente se requiere activar las funciones de disparo por baja frecuencia que están disponibles en los reconectores instalados actualmente, siendo posible tener que reemplazar el reconector R2¹³ en Chile Chico, que podría no disponer de la funcionalidad necesaria.

Luego, en apego a lo recién descrito y a lo determinado económicamente, también mostrado gráficamente en la Figura 6, se demuestra que el margen de reserva óptimo a utilizar en el SM de Carrera es de 0%, es decir un margen de reserva nulo.

¹³ A la fecha no se cuenta con antecedentes de este reconector.

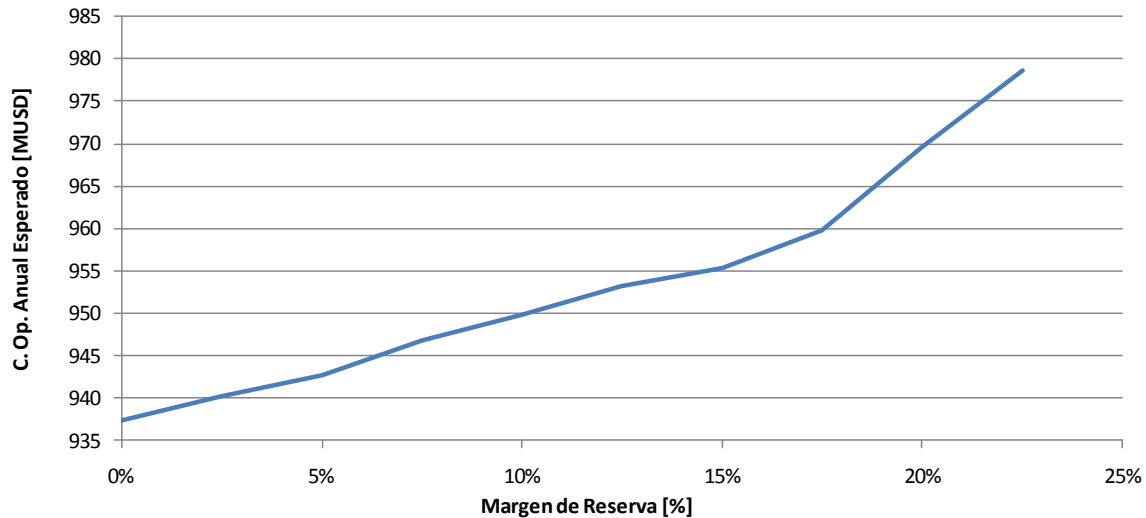


Figura 6: Costo total de operación con margen y energía no suministrada esperado v/s Margen de Reserva.

Tabla 24: Costo total de operación con margen y energía no suministrada esperado v/s Margen de Reserva.

Margen de Reserva [%]	Costo Total de Operación 2010 [USD]	Incremento respecto a Caso Mínimo [%]
0%	937.268	0,000%
2,5%	940.224	0,314%
5%	942.740	0,580%
7,5%	946.677	0,994%
10%	949.860	1,326%
12,5%	953.216	1,673%
15%	955.255	1,883%
17,5%	959.720	2,339%
20%	969.519	3,326%
22,5%	978.683	4,232%

3.9 *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 de unidades generadoras considerando para esto un escenario de precontingencia con el margen de reserva óptimo de 0% y la estructura de EDAC y EDAG definida en el capítulo 4 del presente documento, a saber:

Tabla 25: Estructura de EDAC y EDAG propuesta para SM de Carrera

Ubicación	Descripción	Frecuencia [Hz]	Tiempo de operación [seg.]	Magnitud de EDAC
Rec. R-3	Seccionamiento de alimentador El Traro-Chile Chico	48,5	0,1	Aprox. 43% de Alim. El Traro-Chile Chico
Rec. R-2	Seccionamiento al interior de Alim. Chile Chico Internacional	48	0,1	Aprox. 33% de Alim. Chile Chico Internacional

Ubicación	Descripción	Frecuencia [Hz]	Tiempo de operación [seg.]	Magnitud de EDAG
Unidad N°1 de central El Traro	S/E El Traro	52	0,1	100% de generación en U1 de central El Traro

La revisión del comportamiento dinámico frente a contingencias en generación considera dos escenarios de demanda: uno de demanda máxima y otro de demanda mínima. El escenario de demanda máxima está determinado por las condiciones de demanda proyectadas por SAESA para el año 2010 y la demanda máxima histórica observada durante el 2008. El escenario de demanda mínima está definido por la distribución de carga obtenida para el bloque de mínima demanda resultante de la modulación de bloques descrita en la sección 3.3 (Bloque 4 para Noviembre de 2010).

La generación de las unidades hidráulicas de El Traro en cada escenario de demanda, se supondrá igual al despacho correspondiente a la demanda máxima y bloque de demanda mínima del año 2010 descritos en la sección 3.3 (Abril 2010 y B4 Noviembre 2010, respectivamente).

3.9.1 Análisis para el escenario de demanda máxima

3.9.1.1 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 2010 y margen de reserva de 0%.

Tabla 26: Demanda en escenario de demanda máxima con margen de reserva de 0%.

Nombre	Código	Demanda Máxima Esperada 2010 [kVA]
Alim. Chile Chico	A824	346
Alim. Chile Chico – C. Internacional	A825	575
Alim. El Traro - Chile Chico	A816	551
Alim. Cochrane	A817	407
Total (kVA)		1.879

Tabla 27: Despacho en escenario de demanda máxima con margen de reserva de 0%.

Unidad	Potencia Máxima [kW]	Potencia Mínima [kW]	Potencia Activa despachada [kW]	Aporte al margen de reserva [kW]
El Traro G1	335	30	335	0
El Traro G2	335	30	335	0
El Traro G3 (T)	292	30	257,4	34,6
G1 Chile Chico	282	30	256,3	25,7
G2 Chile Chico	282	30	265,5	16,5
G4 Chile Chico	400	40	370	30
Total (kW)			1.819	106,8
Margen de Reserva (%)				5,5%

Nótese que el margen de reserva obtenido para este despacho no es exactamente el 0% propuesto. Esto se debe que las unidades térmicas sólo pueden ser despachadas si su potencia a generar es superior a su capacidad de mínimo técnico, creándose de esta forma escalones discretos de margen de operación en función de las unidades despachadas.

3.9.1.2 Resultados

A continuación se describe el comportamiento dinámico observado en el sistema tras la salida intempestiva de su unidad de mayor tamaño, G4 de Central Chile Chico.

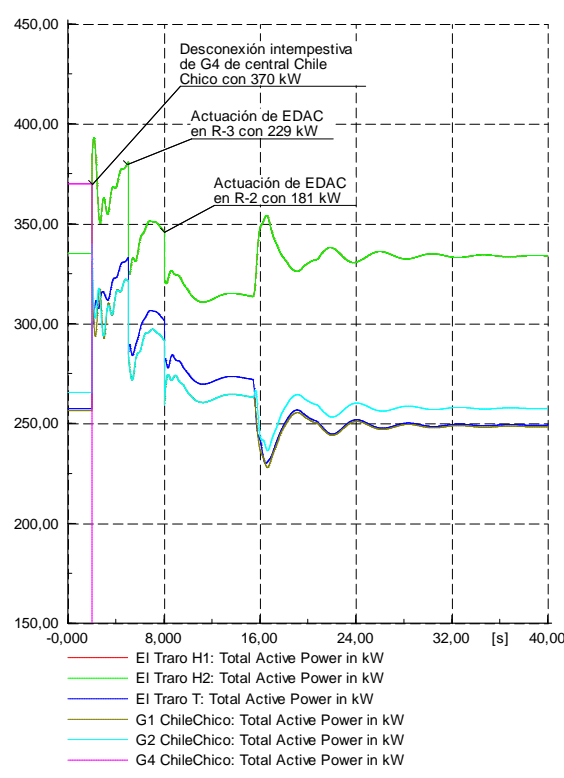


Figura 7: Comportamiento de generación activa en unidades generadoras frente a desconexión intempestiva de G4 de Central Chile Chico.

En la Figura 7 se observa que tras a la desconexión intempestiva de la unidad de mayor potencia despachada (G4 de central Chile Chico), la operación de EDAC y la actuación de los controladores de velocidad en las restantes unidades participantes permiten que el sistema evolucione a una situación de régimen estable.

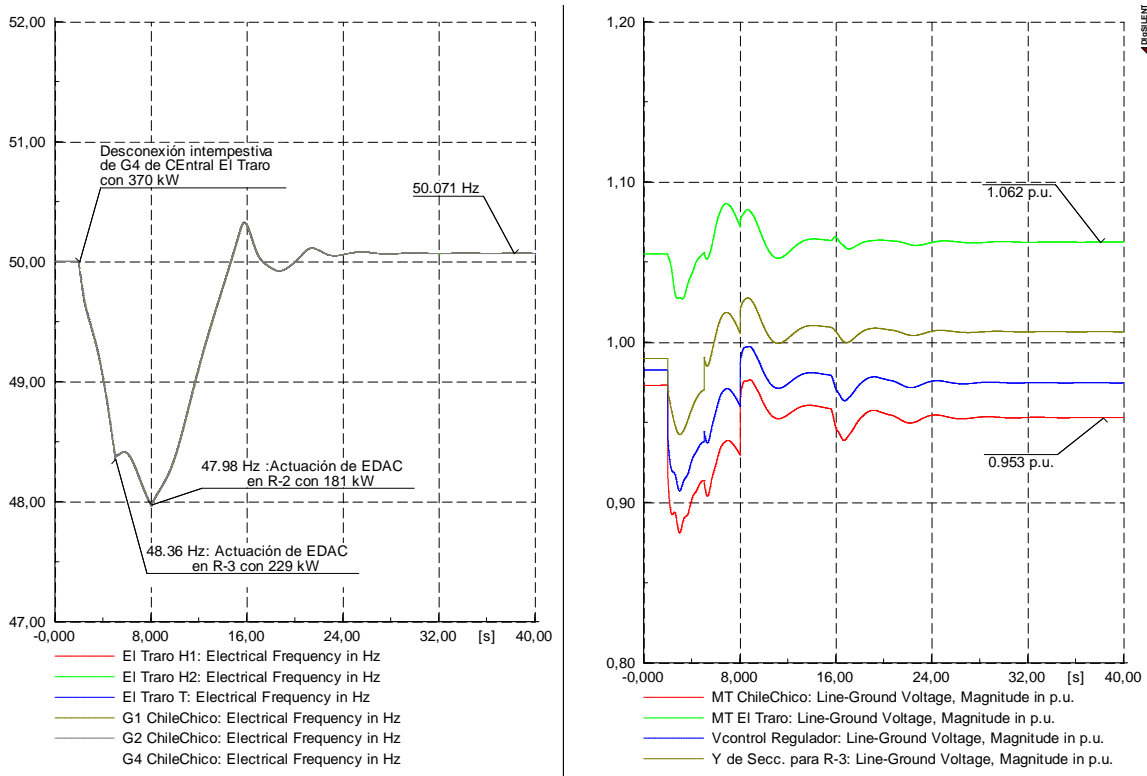


Figura 8: Comportamiento de frecuencia (izquierda) y tensión (derecha) frente a desconexión intempestiva de G4 de Central Chile Chico.

Respecto al comportamiento de la frecuencia y la tensión se observa que en ambos casos las magnitudes finales de régimen se enmarcan dentro de los rangos de operación normal establecidos por la NTSyCS para SSMM, esto es:

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

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

Adicionalmente, mediante la Figura 7 y Figura 8 se verifica que las oscilaciones electromecánicas del sistema son positivamente amortiguadas.

3.9.2 Análisis de escenario de demanda mínima

3.9.2.1 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 mínima y margen de reserva mínimo de 0%.

Tabla 28: Demanda en escenario de demanda mínima con margen de reserva de 0%.

Nombre	Código	Demanda Mínima Esperada 2010 [kVA]
Alim. Chile Chico	A824	147
Alim. Chile Chico – C. Internacional	A825	245
Alim. El Traro - Chile Chico	A816	235
Alim. Cochrane	A817	173
Total (kVA)		800

Tabla 29: Despacho en escenario de demanda mínima con margen de reserva de 0%.

Unidad	Potencia Máxima [kW]	Potencia Mínima [kW]	Potencia Activa despachada [kW]	Aporte al margen de reserva [kW]
El Traro H1	335	30	248	87
El Traro H2	335	30	248	87
G4 Chile Chico	400	40	287,5	112,5
Total (kW)			783,5	286,5
Margen de Reserva (%)				26,7%

3.9.2.2 Resultados

A continuación se describe el comportamiento dinámico observado en el sistema tras la salida intempestiva de su unidad con mayor generación, G4 de Central Chile Chico.

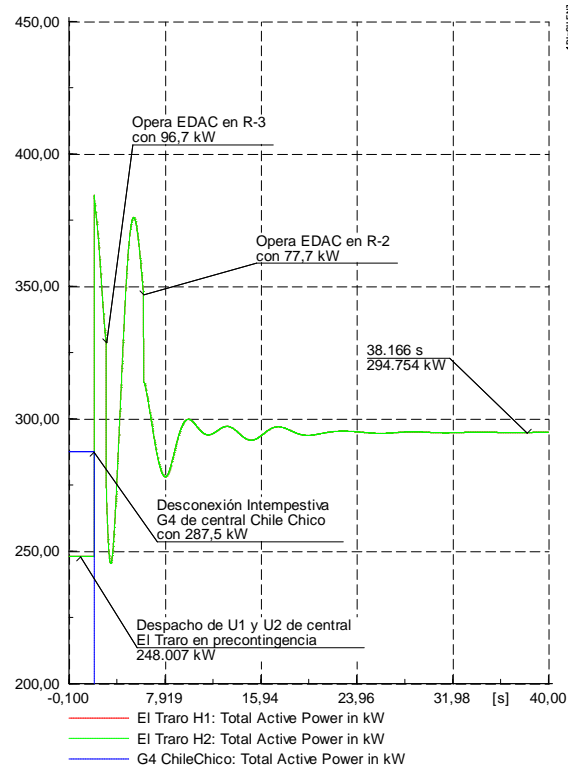


Figura 9: Comportamiento de generación activa en unidades generadoras frente a desconexión intempestiva de G4 de Central Chile Chico.

En la Figura 9 se observa que tras la desconexión intempestiva de la unidad de con mayor potencia despachada (G4 en central Chile Chico), la operación de los EDAC en R-3 y R-2 junto con la operación de los controladores de velocidad de las restantes unidades hidráulicas de central El Traro permiten que el sistema evolucione hacia un estado de régimen estable.

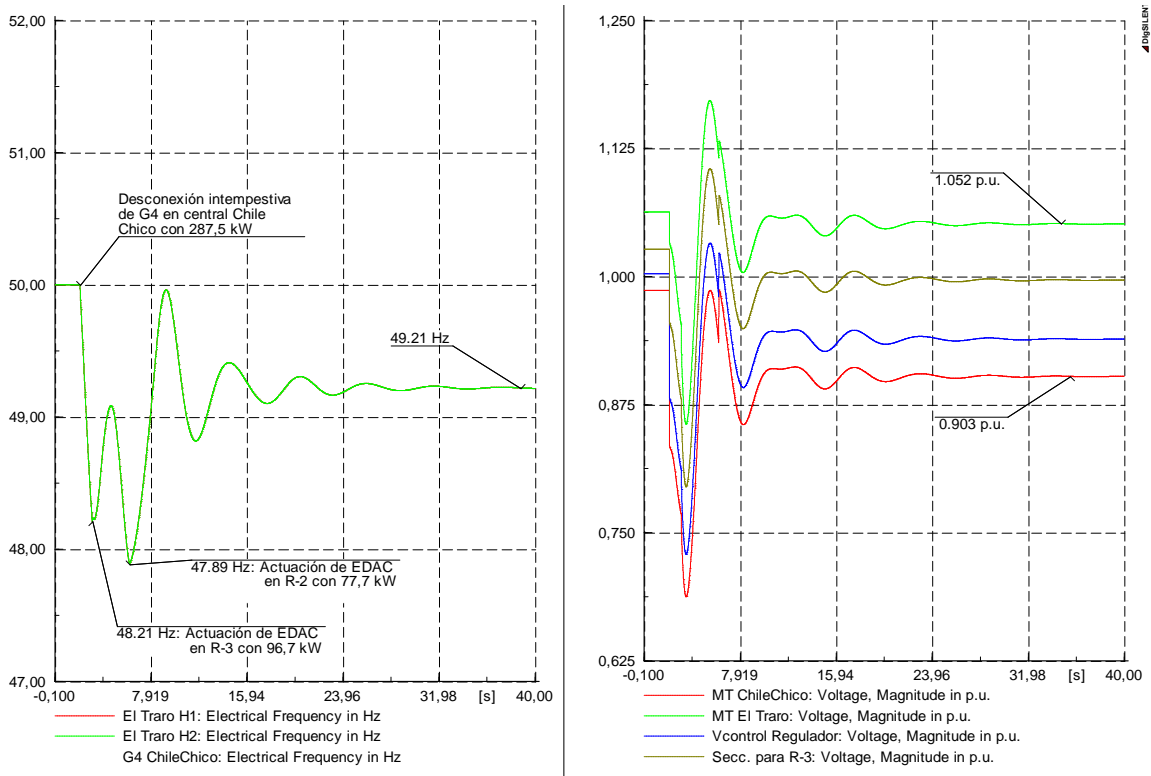


Figura 10: Comportamiento de frecuencia (izquierda) y tensión (derecha) frente a desconexión intempestiva de G4 de Central Chile Chico.

Respecto al comportamiento de la frecuencia en la Figura 10 se observa que la operación de los EDAC propuestos como la actuación de los controladores de velocidad en las unidades hidráulicas de El Traro permiten una frecuencia de régimen dentro del rango de operación normal establecido por la NTSyCS para SSMM.

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

Para el caso de la tensión, se observa la desconexión de la unidad G4 de central Chile Chico (única unidad despachada en esta central) debilita en forma importante a la tensión de postcontingencia en la barra Chile Chico 23kV. En efecto, debido a este aspecto la operación en régimen corresponde a un estado de emergencia debido a que la tensión dentro del siguiente rango.

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

Adicionalmente, a través de la Figura 9 y Figura 10 se verifica que las oscilaciones electromecánicas del sistema son positivamente amortiguadas.

3.10 Conclusiones

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

- Bajo los supuestos considerados en este capítulo la restricción¹⁴ de 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.
- Para este margen de reserva mínimo se verifica mediante simulaciones dinámicas en los escenarios de demanda máxima y de demanda mínima que tras la desconexión intempestiva de una unidad generadora del SM Carrera es posible obtener un comportamiento de postcontingencia acorde con los requerimientos de tensión y frecuencia descritos en la NTSyCS para SSMM.

Sin embargo, se destaca que para que se cumpla esta condición en forma asociada se requiere de la implementación de esquemas de desconexión automática de carga (EDAC) que permitan restablecer el equilibrio demanda-generación en forma oportuna tras el desprendimiento intempestivo de generación.

¹⁴ Nótese que el despacho real puede poseer un margen de reserva superior al descrito, siendo 0% sólo el mínimo valor de margen con el cual se debería operar.

4 ESTUDIO DE ESQUEMAS DE DESCONEXIÓN AUTOMÁTICOS 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 11 siguiente, presenta un esquema simplificado para un sistema eléctrico de dos polos de generación-consumo A y B, en el cual se establece una transferencia de potencia desde la barra A la barra B.

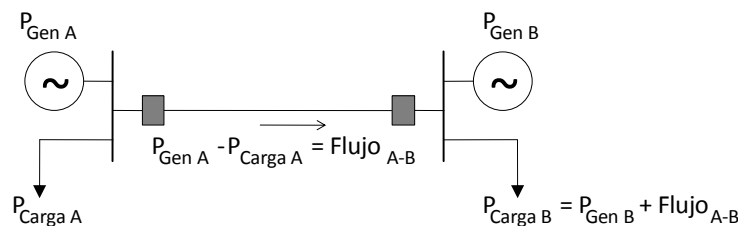


Figura 11: Esquema de simplificado de sistema eléctrico con dos polos de generación demanda.

Si para esta situación se produce una contingencia que da apertura a la línea de transmisión que une a ambas barras, el sistema se separa en dos islas eléctricas, y se observará que las instalaciones conectadas a la barra A resultarán excedentarias porque la generación local instantánea en A es mayor que la demanda en dicha barra. Por el contrario, las instalaciones conectadas a la barra B serán deficitarias ya que la generación despachada es inferior a la demanda local.

En la práctica, para restablecer de forma oportuna el equilibrio generación-demanda en cada subsistema se utilizan dos métodos: la actuación del control de velocidad en unidades generadoras 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 la 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, y con ello bajar el nivel de generación en la magnitud necesaria para restablecer la frecuencia en la banda de operación permitida.

La Figura 12 presenta el caso descrito previamente, en donde para despejar una falla en la línea de interconexión entre A y B se abren los interruptores de los extremos, y tras de ello se activa la operación automática de sistemas de control de velocidad en las unidades generadoras y también los EDAC y EDAG.

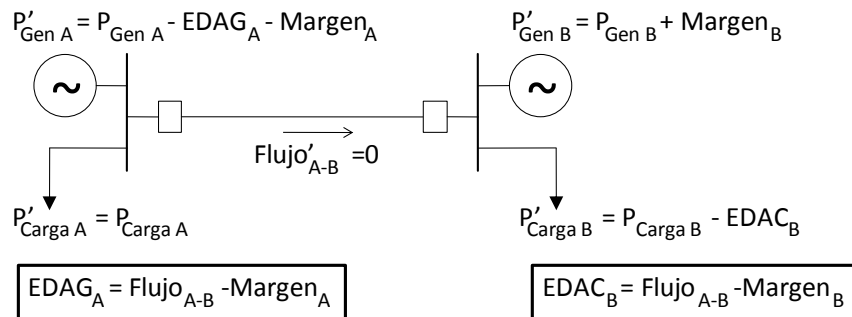


Figura 12: Accionamiento de automatismos para restablecer la operación estable tras contingencia.

En el SM Carrera se identifican dos centros de demanda-generación, a saber Chile Chico y El Traro, unidos por la línea de 23 kV El Traro – Chile Chico. Su comportamiento frente a contingencias es similar al caso hipotético planteado, y desde el punto de vista de estabilidad, el desafío de los estudios técnicos que indica la NT SyCS consiste en determinar el nivel y localización óptima de los EDAC. Aunque la implementación de Esquemas de Desconexión Automática de Generación (EDAG), no es una exigencia propia de la NT SyCS para el estudio de “EDAC”, en el presente estudio se considerará la posibilidad de disponer de esquemas EDAG en aquellos casos que el análisis particular lo amerite.

4.2 Metodología

La metodología general adoptada, cuyo detalle se muestra en las secciones siguientes de este capítulo, aborda los aspectos que se indican:

- 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).
- 3) La determinación de características de EDAC 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 Evaluación 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 Carrera. 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 el título 5-8 de la NT SyCS se definen los estándares de recuperación dinámica en estado normal y estado de alerta.

El artículo 5-35 indica que si el estado inicial del SM es normal, tras la ocurrencia de una contingencia simple, el sistema debe mantenerse transitoriamente estable, con una adecuada recuperación dinámica de las variables eléctricas y mecánicas, sin riesgo de pérdida de sincronismo o disgregación en islas eléctricas. Lo anterior, dada la topología del SM Carrera, conduce a acotar las contingencias a la salida de servicio de la mayor unidad generadora, en este caso una unidad 4 de la Central Chico o a la pérdida del mayor bloque de demanda (severidad 4). No es posible cumplir con el último párrafo del artículo, para fallas en el tramo El Traro – Chile Chico.

Se concluye que las contingencias requeridas por la NTSyCS para SSMM, que permitirían satisfacer el requerimiento de no provocar el desmembramiento del sistema en islas tras el despeje de la contingencia, son las siguientes:

- Contingencia de severidad 4 en una unidad Central El Traro.
- Contingencia de severidad 4 en una unidad Central Chile Chico.
- Contingencia de severidad 4 en mayor bloque de demanda.

Sin embargo, dada la relevancia y mayor probabilidad de ocurrencia de fallas en líneas, las que al despejarse dividen al SM Carrera en dos islas, en la sección 2.4.3.2 se analizan en forma adicional el desmembramiento forzado del sistema en islas eléctricas, mediante la contingencia:

- Contingencia de severidad 3 en el tramo El Traro – Chile Chico.

4.3.2 Efecto de las contingencias sobre la conectividad del sistema.

Dadas las características propias del SM Carrera, en cuanto a topología y ubicación de los interruptores o reconectores que actuarán para despejar fallas, cada vez que ocurra una contingencia de severidad 3 en componentes serie de circuito simple que une El Traro y Chile Chico, el sistema se disgregará en islas dando origen a pérdidas de cargas y de generación específicas asociadas a cada contingencia. Con el propósito de aclarar esas asociaciones, tomando como base el diagrama unifilar de la Figura 13, se explica a continuación el estado final del sistema luego de despejada la falla.

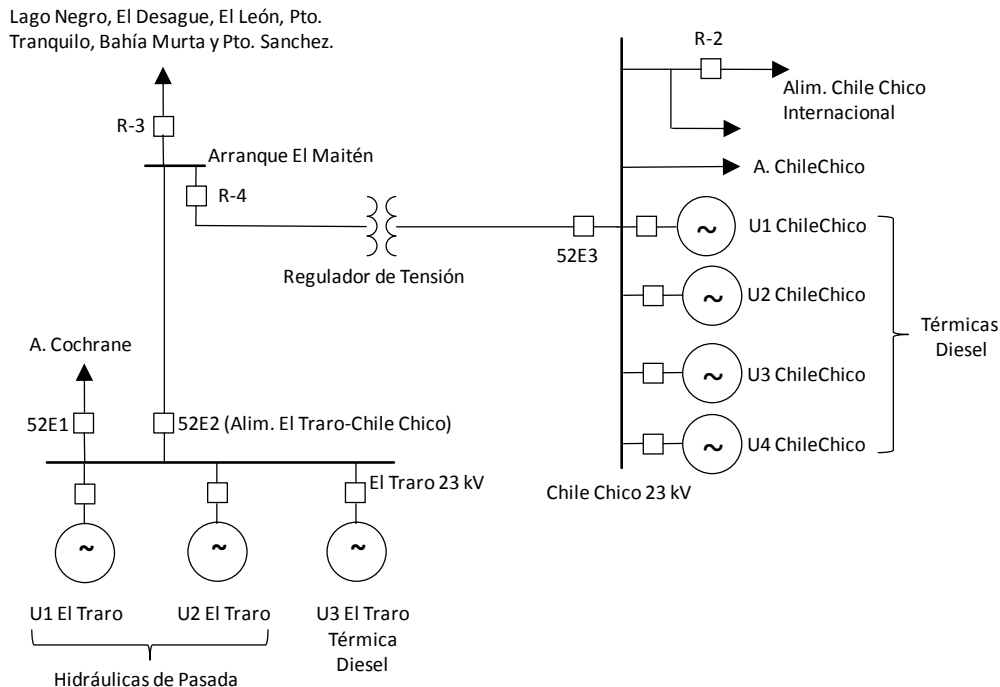


Figura 13: Diagrama unifilar simplificado de instalaciones de SM Carrera.

4.3.2.1 Contingencia de Severidad 3 en la línea El Traro – Chile Chico tramo Chile Chico – El Maitén

Frente a esta contingencia, los interruptores o reconectores destinados a aislar la falla serán el 52E3 ubicado en Chile Chico 23kV y el R-4 ubicado en la troncal del alimentador El Traro – Chile Chico. Por ende, toda vez que se produzca una falla en el tramo Chile Chico - El Maitén, la apertura de 52E3 y R-4 producirá un desprendimiento total de la carga ubicada entre estos puntos abarcando gran parte del alimentador El Traro – Chile Chico.

Adicionalmente en esta contingencia se conforman dos islas eléctricas. Una primera isla determinada por la Central El Traro, el alimentador Cochrane y las cargas abastecidas desde el Arranque El Maitén, y una segunda isla determinada por la central Chile Chico abasteciendo a los alimentadores Chile Chico y Chile Chico internacional.

4.4 *Casos estudiados para dimensionamiento del EDAC.*

Dada la multiplicidad de estados operacionales que pueden presentarse en el sistema eléctrico, para efectos de este estudio se desarrolló un análisis de escenarios extremos definidos en función de la demanda observada. De esta forma, al verificarse una correcta operación en esos casos, también se garantiza una correcta operación en los escenarios de demanda intermedios que consideren un margen de reserva equivalente. Dichos casos base para el análisis de EDAC corresponden a los escenarios de demanda máxima y mínima utilizados previamente en la sección 3.9, implicando esto que el margen de reserva considerado para realizar la verificación de EDAC será de al menos un 5,5%.

4.4.1 Escenario de demanda máxima.

Para este caso las distribuciones de demanda y generación en precontingencia corresponden a las utilizadas en la sección 3.9.1, es decir un despacho económico para la demanda máxima esperada para el 2010 considerando un margen de reserva de 5,5%.

Tabla 30: Demanda máxima esperada para el año 2010 en SM Carrera.

Nombre	Código	Demanda Máxima Esperada 2010 [kVA]
Alim. Chile Chico	A824	346
Alim. Chile Chico – C. Internacional	A825	575
Alim. El Traro - Chile Chico	A816	551
Alim. Cochrane	A817	407
Total (kVA)		1.879

Tabla 31: Despacho de unidades generadoras en escenario de demanda máxima.

Unidad	Potencia Máxima [kW]	Potencia Mínima [kW]	Potencia Activa despachada [kW]	Aporte al margen de reserva [kW]
El Traro H1	335	30	335	0
El Traro H2	335	30	335	0
El Traro T	292	30	257,4	34,6
G1 Chile Chico	282	30	256,3	25,7
G2 Chile Chico	282	30	265,5	16,5
G4 Chile Chico	400	40	370	30
Total (kW)			1.819	106,8
Margen de Reserva (%)				5,5%

Las condiciones normales de operación del escenario de demanda máxima, quedan definidas por una topología que considera todas las líneas y transformadores en servicio, la demanda descrita en la Tabla 30 y el despacho de centrales indicado en

Tabla 31. Se simularon para este escenario las contingencias indicadas en la sección 4.3.1, las que dependiendo del tipo de severidad, el componente afectado y por las razones indicadas en la sección 4.3.2, pueden llevar al sistema a desmembrarse en islas eléctricas.

Para cada simulación se registraron los valores extremos de excursión de frecuencia durante el 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. Adicionalmente en la Tabla 32, para cada simulación, se describen los requerimientos de EDAC y/o EDAG necesarios en el sistema para retornar a un estado estable postcontingencia con las variables de estado eléctricas dentro de los rangos permitidos por la NTSyCS.

Tabla 32: Comportamiento de frecuencia frente a la aplicación de contingencias sin considerar EDAC o EDAG en SM de Carrera

Contingencia	Escenario de Demanda Máxima 2010						
	Frecuencia Mínima [Hz]	Frecuencia Máxima [Hz]	Frecuencia Final [Hz]	Estado de operación NTSyCS	Requerimiento de EDAC	Requerimiento de EDAG	
Sev. 4 Carga Chile Chico Internacional	-	50,61	50,32	Normal	No	No	
Sev. 4 U1 Hidro El Traro	<40	-	<40	Fuera de Norma	Si	No	
Sev. 4 U4 Térmica Chile Chico	<40	-	<40	Fuera de Norma	Si	No	
Sev. 3 El Maitén - Chile Chico	Isla El Traro	-	50,75	50,41	Normal	No	No
	Isla Chile Chico	-	50,24	50,07	Normal	No	No
Sev. 3 El Maitén - El Traro	Isla El Traro	-	52,8	52,2	Fuera de Norma	No	Si, Isla El Traro
	Isla Chile Chico	<40	-	<40	Fuera de Norma	Si, Isla Chile Chico	No

En la Tabla 32 se observa que en el escenario de demanda máxima 2010, frente a determinadas contingencias, el SM de Carrera es incapaz de mantener sus parámetros operacionales dentro de los márgenes permitidos por la NTSyCS para SSMM. Incluso tras la ocurrencia de ciertas contingencias específicas, el sistema se vuelve directamente inestable, siendo imposible retornar a un estado de operación estable si no se aplica algún desprendimiento de carga o generación para restablecer el equilibrio. En base a lo anterior, se analiza la implementación de EDAC y EDAG que permitan mejorar el comportamiento frente a las contingencias analizadas.

4.4.1.1 Análisis de EDAC

Actualmente el SM de Carrera presenta sólo tres posiciones con reconectores o interruptores dedicados a distribución¹⁵ en los cuales es factible la implementación de un EDAC. Dichas posiciones son (ver Figura 13):

- El reconector R-3 que secciona al alimentador El traro-Chile Chico
- El reconector R-2 que secciona al alimentador Chile Chico Internacional
- El interruptor 52E1 ubicado en la cabecera del alimentador Cochrane

¹⁵ Entiéndase como reconectores de distribución aquellos que sólo poseen carga aguas abajo.

En la Tabla 33 se muestra el comportamiento que presentaría el sistema frente a las contingencias evaluadas, considerando habilitados los EDAC en las posiciones que se indican:

Tabla 33: Evaluación de opciones de EDAC factibles a implementar en SM de Carrera

Descripción	EDAC 52E1 (Cochrane)	EDAC R-2	EDAC R-3	EDAC en R-3 y en R-2	EDAC en 52E1 y en R-2
Desprendimiento de carga por EDAC	382 kW	181 kW	229 kW	229 kW en R-3 181 kW en R-2	382 kW en 52E1 181 kW en R-2
Comportamiento frente a contingencias					
Severidad 4 U1 Hidro El Traro	Estado Normal F. Final: 50,06 [Hz]	Fuera de Norma F. Final: <40 [Hz]	Estado Normal F. Final: <49,9 [Hz]	Estado Normal F. Final: 49,9 [Hz] (Sólo opera R-3)	Estado Normal F. Final: 50,06 [Hz] (Sólo opera 52E1)
Severidad 4 U4 Térmica Chile Chico	Estado Normal F. Final: 49,93 [Hz]	Fuera de Norma F. Final: <40 [Hz]	Fuera de Norma F. Final: <40 [Hz]	Estado Normal F. Final: 50,07 [Hz] (Operan R-3 y R-2)	Estado Normal F. Final: 49,93 [Hz] (Sólo opera 52E1)
Severidad 3 El Maitén - El Traro (Isla Chile Chico)	No Afecta	Estado Normal F. Final: 49,94 [Hz]	No Afecta	Estado Normal F. Final: 49,94 [Hz] (Sólo opera R-2)	Estado Normal F. Final: 49,94 [Hz] (Sólo opera R-2)

De las tres primeras columnas EDAC de la Tabla 33 se extraen las siguientes conclusiones:

- No existe un único punto de ubicación para el EDAC que permita satisfacer todos los requerimientos de postcontingencia asociados a las contingencias evaluadas.
- El EDAC requerido en la isla (o subsistema) de Chile Chico tras la desconexión del tramo El Maitén-El Traro sólo puede ubicarse en el reconectador R-2.

En las últimas dos columnas de la misma Tabla 33 se presenta el comportamiento del sistema considerando la implementación simultánea de EDAC sólo en dos posiciones. Se observa que tanto el par R-3 – R-2 como el par 52E1 – R-2 permiten obtener el comportamiento deseado, sin embargo en consideración a que la alternativa R-3 – R-2 supone en la mayoría de los casos un desprendimiento de carga de menor magnitud¹⁶ se estima que esta opción, desde un punto de vista económico y de calidad de servicio, la mejor alternativa. No obstante lo anterior, esta diversidad puede ser aprovechada para establecer algún criterio de rotación en la afectación de la carga desprendida entre 52E1 y R-3.

4.4.1.2 Análisis de EDAG

En base al requerimiento de EDAG descrito en la Tabla 34 se evalúan las alternativas de implementación en las unidades N°1 (hidráulica) o N°3 (térmica) de central El Traro. En la siguiente Tabla 34 se presentan los resultados obtenidos:

¹⁶ Esto se verifica también se verifica posteriormente en el análisis del comportamiento del esquema propuesto para un escenario de operación en demanda mínima.

Tabla 34 : Evaluación de opciones de EDAG factibles a implementar en SM de Carrera¹⁷

Descripción	EDAG U1 Hidro El Traro	EDAG U3 Térmica El Traro
Desprendimiento de Generación	335 kW	257,4 kW
Comportamiento frente a contingencias		
Severidad 3 El Maitén - El Traro (Isla El Traro)	Estado Normal F. Final: 50,48 [Hz]	Fuera de Norma (*) F. Final: >52,6 [Hz]

A partir de la Tabla 34 se concluye que para satisfacer los requerimientos de frecuencia impuestos por la NTSyCS el EDAG debe ubicarse en la Unidad N°1 (ó equivalentemente N°2) de central El Traro.

4.4.1.3 Esquema de EDAC y EDAG propuesto para demanda máxima

En función del análisis realizado en las secciones anteriores, la estructura de EDAC y EDAG propuesta es la descrita en la Tabla 35.

Tabla 35: Estructura de EDAC y EDAG propuesta para SM de Carrera en escenario de demanda máxima 2010

Ubicación	Descripción	Frecuencia [Hz]	Tiempo de operación [seg.]	Magnitud de EDAC
Rec. R-3	Seccionamiento de alimentador El Traro-Chile Chico	48,5	0,1	Aprox. 43% de Alim. El Traro-Chile Chico
Rec. R-2	Seccionamiento al interior de Alim. Chile Chico Internacional	48	0,1	Aprox. 33% de Alim. Chile Chico Internacional

Ubicación	Descripción	Frecuencia [Hz]	Tiempo de operación [seg.]	Magnitud de EDAG
Unidad N°1 de central El Traro	S/E El Traro	52	0,1	100% de generación en U1 de central El Traro

Al ocurrir las contingencias descritas previamente en 4.3.1 en el escenario de demanda máxima, considerando para esto la estructura de EDAC y EDAG de la Tabla 35, se obtiene el siguiente comportamiento:

¹⁷ El comportamiento particular de U3, se debe a que su bajo estatismo (1,4%) hace que dicha unidad en forma natural disminuya su generación a un valor muy cercano a su mínimo técnico cuando la Isla el Traro resulta fuertemente excedentaria, haciéndose de esta forma poco efectiva su desconexión por EDAG.

Tabla 36: Comportamiento de SM de Carrera frente a la aplicación de contingencias evaluadas considerando habilitada la estructura de EDAC y EDAG propuesta¹⁸

Contingencia	Escenario de Demanda Máxima 2010							
	Frecuencia	Frecuencia	Frecuencia	Tensión	Estado	EDAC	EDAG	
	Mínima [Hz]	Máxima [Hz]	Final [Hz]	Final [p.u.]	NTSyCS	Actuado	Actuado	
Sev. 4 Carga Chile Chico Internacional	-	50,61	50,32	1,05-0,998	Normal	No	No	
Sev. 4 U1 Hidro El Traro	48,2 (7,4")	-	49,9	1,034-0,981	Normal	R-3	No	
Sev. 4 U4 Térmica Chile Chico	47,96 (5,9")	-	50,07	1,062-0,953	Normal	R-2 y R-3	No	
Sev. 3 El Maitén - Chile Chico	Isla El Traro	-	50,75	50,41	1,059-0,972	Normal	No	No
	Isla Chile Chico	-	50,24	50,07	1,019	Normal	No	No
Sev. 3 El Maitén - El Traro	Isla El Traro	-	51,89 (0,9")	50,48	1,056	Normal	No	U1 El Traro
	Isla Chile Chico	47,9 (5,1")	-	49,94	0,98-0,944	Normal	R-2	No

A partir de la Tabla 36 se concluye que la estructura de EDAC y EDAG propuesta permite satisfacer los requerimientos de tensión y frecuencia impuestos por la NTSyCS tras la ocurrencia de contingencias simples de máxima severidad consideradas en la NTSyCS en el escenario de demanda máxima evaluado.

4.4.2 Escenario de demanda mínima.

Para este caso las distribuciones de demanda y de generación en precontingencia corresponden a un escenario de demanda mínima en el año 2010 considerando un margen de reserva de al menos 26,7%. Específicamente, la carga y disponibilidad hidráulica consideradas son las asociadas al bloque de mínima demanda obtenido de la modulación de demanda descrita en la sección 3.3 (Bloque N°4 Noviembre 2010).

Tabla 37: Demanda en escenario de demanda mínima.

Nombre	Código	Demanda Mínima Esperada 2010 [kVA]
Alim. Chile Chico	A824	147
Alim. Chile Chico – C. Internacional	A825	245
Alim. El Traro - Chile Chico	A816	235
Alim. Cochrane	A817	173
Total (kVA)		800

Tabla 38: Despacho de unidades generadoras en escenario de demanda mínima.

Unidad	Potencia Máxima [kW]	Potencia Mínima [kW]	Potencia Activa despachada	Aporte al margen de reserva [kW]
--------	----------------------	----------------------	----------------------------	----------------------------------

¹⁸ Los valores que acompañan a excursiones máximas y mínimas de frecuencia corresponden al tiempo en segundos durante el cual frecuencia instantánea excursión fuera de los márgenes de emergencia establecidos por la NTSyCS. En ningún caso es tiempos son superiores a que según el Art. 3-6 de la NTSyCS para SSMM deben soportar por diseño las unidades generadoras.

			[kW]	
El Traro H1	335	30	248	87
El Traro H2	335	30	248	87
G4 Chile Chico	400	40	287,5	112,5
Total (kW)			783,5	286,5
Margen de Reserva (%)				26,7%

Al igual que en el caso de demanda máxima, se efectúa un análisis del comportamiento dinámico del sistema considerando el escenario de operación en precontingencia recién descrito, la ocurrencia de las contingencias nombradas en la sección 4.3.1 y el comportamiento de protecciones frente a contingencias analizado en la sección 4.3.2.

Adicionalmente, con el objeto de evaluar la efectividad de la estructura de EDAC y EDAG propuesta previamente en 4.4.1.3, se analiza en una primera etapa el comportamiento del sistema frente a la ocurrencia de las contingencias considerando que no existen EDAC ni EDAG, es decir, la situación actual del SM Carrera. Luego, por contraste se comparan estos resultados con los obtenidos al considerar que en el escenario de demanda mínima se aplica la estructura de EDAC y EDAG propuesta en la Tabla 35. Los resultados obtenidos para los escenarios recién descritos se describen en la Tabla 39 y en la Tabla 40.

Tabla 39: Comportamiento de frecuencia frente a la aplicación de contingencias sin considerar EDAC o EDAG en SM de Carrera

Contingencia	Escenario de Demanda Mínima (B4 Noviembre 2010)						
	Frecuencia Mínima [Hz]	Frecuencia Máxima [Hz]	Frecuencia Final [Hz]	Estado de operación NTSyCS	Requerimiento de EDAC	Requerimiento de EDAG	
Sev. 4 Carga Chile Chico Internacional	-	50,75	50,37	Normal	No	No	
Sev. 4 U1 Hidro El Traro	47,37	-	47,37	Fuera de Norma	Si	No	
Sev. 4 U4 Térmica Chile Chico	43,9	-	43,9	Fuera de Norma	Si	No	
Sev. 3 El Maitén - Chile Chico	Isla El Traro	-	51,81	51,39	Emergencia	No	No
	Isla Chile Chico	49,58	-	49,83	Normal	No	No
Sev. 3 El Maitén - El Traro	Isla El Traro	-	52,57	52,57	Fuera de Norma	No	Si, Isla El Traro
	Isla Chile Chico	44,95	-	44,95	Fuera de Norma	Si, Isla Chile Chico	No

Tabla 40: Comportamiento de SM de Carrera frente a la aplicación de contingencias evaluadas considerando habilitada la estructura de EDAC y EDAG propuesta¹⁹

Contingencia	Escenario de Demanda Mínima (B4 Noviembre 2010)						
	Frecuencia Mínima [Hz]	Frecuencia Máxima [Hz]	Frecuencia Final [Hz]	Tensión de régimen	Estado NTSyCS	EDAC Actuado	EDAC Actuado
Sev. 4 Carga Chile Chico Internacional	-	50,75	50,37	1,066-1,011	Normal	No	No
Sev. 4 U1 Hidro El Traro	48,4 (0,3")	-	49,62	1,028-0,99	Normal	R-3	No
Sev. 4 U4 Térmica Chile Chico	47,88 (1,9")	-	49,22	1,051-0,902	Emergencia	R-2 y R-3	No
Sev. 3 El Maitén - Isla El Traro	-	51,8 (2")	51,39	1,055-1,054	Emergencia	No	No
Chile Chico Isla Chile Chico	49,58	-	49,83	1,073-1,068	Normal	No	No
Sev. 3 El Maitén - Isla El Traro	-	52,76 (1,8")	51,33	1,056	Emergencia	No	U1 El Traro
El Traro Isla Chile Chico	47,9 (3,5")	-	49,79	0,98-0,968	Normal	R-2	No

Inspeccionando los resultados mostrados en la Tabla 39 y la Tabla 40, se concluye que la estructura de EDAC y EDAG propuesta también es efectiva para el escenario de demanda mínima 2010, ya que permite restablecer la operación dentro de los márgenes establecidos por la NTSyCS tras la ocurrencia de contingencias en unidades generadoras y en el tramo El Maitén-El Traro.

4.5 Conclusiones

Finalmente, en base al análisis realizado se concluye que la estructura de EDAC y EDAG propuesta para el SM de Carrera permite mantener las magnitudes de frecuencia y tensión dentro de los rangos permitidos por la NTSyCS para SSMM en forma posterior a la ocurrencia de las contingencias evaluadas.

Tabla 41: Estructura de EDAC y EDAG propuesta para SM de Carrera

Ubicación	Descripción	Frecuencia [Hz]	Tiempo de operación [seg.]	Magnitud de EDAC
Rec. R-3	Seccionamiento de alimentador El Traro-Chile Chico	48,5	0,1	Aprox. 43% de Alim. El Traro-Chile Chico
Rec. R-2	Seccionamiento al interior de Alim. Chile Chico Internacional	48	0,1	Aprox. 33% de Alim. Chile Chico Internacional

Ubicación	Descripción	Frecuencia [Hz]	Tiempo de operación [seg.]	Magnitud de EDAG
Unidad N°1 de central El Traro	S/E El Traro	52	0,1	100% de generación en U1 de central El Traro

¹⁹ Los valores que acompañan a excursiones máximas y mínimas de frecuencia corresponden al tiempo en segundos durante el cual frecuencia instantánea excursión fuera de los márgenes de emergencia establecidos por la NTSyCS. En ningún caso es tiempos son superiores a que según el Art. 3-6 de la NTSyCS para SSMM deben soportar por diseño las unidades generadoras.

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.

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

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

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

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 el modelamiento de interrupciones en generación y transmisión que puedan afectar la

Continuidad de Suministro tanto a nivel sistémico como a nivel de los puntos de conexión o zonas del sistema de distribución

Tabla 42: Puntos o Zonas de Conexión para los cuales se proyectan Índices FMIK y TTIK

Punto o Zona de Conexión	Descripción	Ubicación
Chile Chico 23kV	Alimentador Chile Chico - C. Internacional	Instalaciones aguas abajo de desconectador bajo carga D-2
	Alimentador Chile Chico	Instalaciones aguas abajo de desconectador bajo carga D-1
El Traro 23kV	Alimentador Cochrane	Instalaciones aguas abajo de interruptor 52E1
El Traro-El Maitén	Carga El Traro-El Maitén	Instalaciones ubicadas entre 52E2 , R-3 y R-4
Chile Chico-El Maitén	Carga Chile Chico-El Maitén	Instalaciones ubicadas entre 52E3 y R-4
El Maitén	Subalimentador El Maitén	Instalaciones ubicadas aguas abajo de reconectador R-3

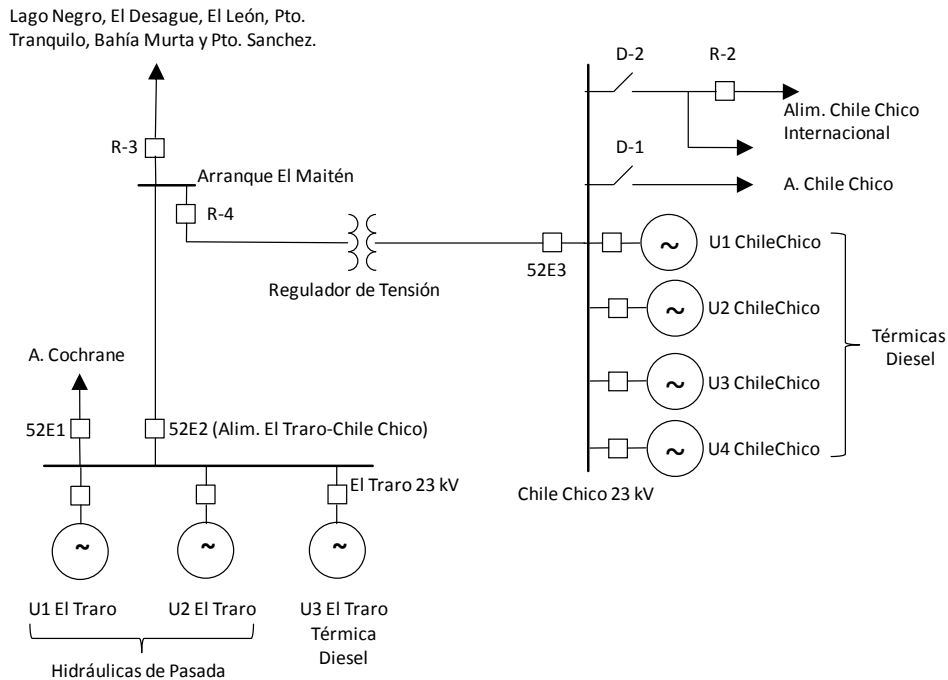


Figura 14: Diagrama unifilar simplificado de instalaciones de SM Carrera.

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 Carrera para el año 2010.
- 2) Describir el efecto que tienen las indisponibilidades forzadas en transmisión 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 transmisión del SM Carrera.
- 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 fue modelada con resolución mensual, por medio de una curva de duración compuesta por cuatro bloques en cada mes del año 2010. Para determinar las características de los bloques de carga, se utilizó como antecedente la generación histórica con resolución horaria observada en el SM Carrera durante el año 2008, y las proyecciones de demanda máxima estimada por SAESA para el año 2010 en el SM Carrera.

A partir de la generación horaria del 2008 se construyó una curva de duración de la demanda para cada mes del año 2008. Luego, en base a esta curva de duración se determinaron los cuatro bloques de carga correspondientes. Finalmente, de ponderar esta estructura de bloques por la razón entre la demanda máxima esperada para el 2010 y la demanda máxima observada durante el 2008, se obtuvo la estructura de bloques de carga requerida para el año 2010. Las estructuras de demandas y la duración de los bloques definidos son descritas para este caso en el Anexo N° 2.

5.3.2 Despacho de unidades generadoras.

El despacho de unidades generadoras se realiza considerando la operación económica de las mismas y un margen de reserva nulo según fue determinado previamente en el capítulo 3. De esta forma el despacho requerido corresponderá despacho económico en precontingencia mostrado en la sección 3.5.1. En el Anexo N° 2 se describe en detalle la operación de cada una de las unidades despachadas en cada bloque-mes considerado en la modelación bajo estos criterios.

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

Otro aspecto necesario a analizar es el efecto que las indisponibilidades²⁰ forzadas de instalaciones de generación y transmisión tienen sobre la operación del sistema, y en especial sobre el suministro de potencia en los puntos de conexión con cargas.

²⁰ Programada o forzada producto de alguna contingencia.

El análisis realizado no considera indisponibilidad programada en instalaciones de generación o transmisión como una causa práctica que pueda originar restricciones de suministro los puntos de conexión con distribución o clientes en MT. Esto porque, tanto la holgura en capacidad de generación, como la distribución homogénea de la misma en el SM, permiten operar al sistema en islas eléctricas en forma permanente. Adicionalmente, estos mantenimientos también pueden ser programados en momentos de demanda mínima del sistema, lo cual permite minimizar aún más el riesgo asociado a la operación o seccionamiento de redes.

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 transmisión del SM Carrera. Las contingencias consideradas son los que se muestran en la Tabla 43:

Tabla 43: Contingencias analizadas para evaluación de índices de calidad de suministro.

Descripción de Contingencia
Falla U1 El Traro
Falla U2 El Traro
Falla U3 El Traro
Falla U1 Chile Chico
Falla U2 Chile Chico
Falla U3 Chile Chico
Falla U4 Chile Chico
Falla Tramo El Traro-El Maitén
Falla Tramo Chile Chico-El Maitén
Falla en subalim. R-3 El Maitén

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 a continuación.

5.4.1 Desconexión de alguna unidad generadora

Esta contingencia no tiene efectos directos sobre la conectividad del sistema de transmisión. Sin embargo, dado que la desconexión intempestiva una unidad podría hacer inestable la operación del sistema eléctrico en postcontingencia, se evalúa en cada caso si la utilización del margen de reserva y actuación de la estructura de EDAC propuesta en el capítulo 4 permiten garantizar una operación estable en postcontingencia.

5.4.2 Falla en el tramo de línea El Maitén-El Traro 23 kV.

Frente a esta contingencia operan el interruptor 52E2 ubicado en El Traro 23kV y el reconectador R-4 ubicado en el punto de interconexión con el Tramo El Maitén – Chile Chico 23kV. Tras la apertura de 52E2 y R-4 se produce el desprendimiento de la carga ubicada entre estos puntos debido a la operación protecciones; a saber la carga del propio tramo de línea El Traro – El Maitén 23kV y el subalimentador El Maitén.

El sistema eléctrico se separa en tres islas eléctricas, dos de ellas con generación activa y una tercera desenergizada. Para cada una de las islas eléctricas con generación activa se evalúa si la utilización del margen de reserva local y actuación de EDAC y/o EDAG ubicados en cada subsistema²¹ permiten garantizar una operación estable en postcontingencia.

5.4.3 Falla en el tramo de línea Chile Chico-El Maitén 23kV.

Frente a esta contingencia operan el interruptor 52E3 ubicado en Chile Chico 23kV y el reconector R-4 ubicado en el punto de interconexión con el Tramo El Maitén – El Traro 23kV. Tras la apertura de 52E3 y R-4 se produce el desprendimiento de la carga ubicada entre estos puntos.

El sistema eléctrico se separa en tres islas eléctricas, dos de ellas con generación activa y una tercera desenergizada. Para cada una de las islas eléctricas con generación activa se evalúa si la utilización del margen de reserva y actuación de EDAC y/o EDAG ubicados en cada subsistema²² permiten garantizar una operación estable en postcontingencia.

5.5 Tasas de Falla e indisponibilidades en instalaciones de transmisión 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.

De esta forma, las tasas falla e indisponibilidades forzadas para cada una de las instalaciones de transmisión consideradas en este estudio son las descritas en la Tabla 44.

²¹ Se considera la estructura de EDAC y EDAG propuesta en el capítulo 4 del presente documento.

²² Se considera la estructura de EDAC y EDAG propuesta en el capítulo 4 del presente documento.

Tabla 44: Tasas de falla e indisponibilidades forzadas para a contingencias en instalaciones de transmisión del SM Carrera.

Descripción de Contingencia	Longitud [km]	N° de circuitos	Tasa de falla [fallas/hr de Op. normal]	Horas de Indisponibilidad forzada por evento de falla [hrs en falla/falla]
Falla Tramo El Traro-El Maitén	52,3	1	0,0002283	2,62
Falla en subalim. R-3 El Maitén	90,2	1	0,0002283	4,51
Falla Tramo Chile Chico-El Maitén	106,3	1	0,0002428	5,00

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 documento²³. El detalle del origen de dichas tasas se describe en el Anexo N°1.

En cuanto al efecto que producirían las contingencias en generación, se ha de diferenciar entre aquellas que, para un determinado escenario de operación, pueden ser controladas por medio de la utilización del margen de reserva, las que requieren del margen y la actuación de EDAC, y las que irremediablemente provocarán un colapso en el sistema pese a la actuación de los esquemas recién descritos.

En el primer caso, la continuidad del servicio en los puntos de conexión no se ve interrumpida por lo cual el tiempo de indisponibilidad forzada en las instalaciones de suministro es nulo.

En el segundo caso, existe indisponibilidad forzada en las instalaciones que participan en el EDAC, hasta que se despachan otras unidades con potencia suficiente para abastecer a la carga desconectada. Para este caso se ha supuesto que el tiempo necesario para redespachar unidades generadoras adicionales que permitan reconectar la carga desprendida por EDAC es de aproximadamente 0,25 [hrs].

En el tercer caso se produce un Apagón Total o Blackout en el sistema, y se deberá considerar que existe un periodo no nulo de indisponibilidad forzada en las instalaciones de suministro. A criterio del Consultor, este periodo tendría una duración aproximada de 1 [hr], considerándose en este todas las operaciones necesarias desde que se inicia el Blackout hasta que se restablece el suministro en el SM.

Tabla 45: Tasas de falla e indisponibilidades forzadas para a contingencias en instalaciones de generación del SM Carrera.

Descripción de Contingencia	Tasa de falla [fallas/hr de Op. normal]	Horas de Indisponibilidad forzada en unidad generadora por evento de falla [hrs en]	Horas de Indisponibilidad forzada en instalaciones de suministro operadas por EDAC [hrs en falla/falla]	Horas de Indisponibilidad forzada en instalaciones de suministro por evento de Apagon Total (Blackout) [hrs en falla/falla]
Desc. intempestiva de unidad Hidraulic	0,0001265	21,25	0,25	1,00
Desc. intempestiva de unidad Térmica	0,0003185	26,88	0,25	1,00

²³ En el Anexo N°1 se adjunta la metodología utilizada para la determinación de los valores propuestos.

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 cada uno de los puntos de conexión descritos en la Tabla 42, en una primera etapa se calculan los aportes que realizan a dichos índices cada una de las contingencias propuestas en la Tabla 43.

Estos aportes están definidos por las siguientes ecuaciones:

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

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

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 44).
- $MVA_{Max_{hj}}^{24}$: 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 N° 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:

²⁴ Dado que en puntos de conexión estudiados no se observan transformadores de poder dedicados al suministro directo de consumos se considera a $MVA_{Max_{hj}}$, parámetro equivalente al kVA_{inst} descrito por la NTSyCS en su artículo 5-51, como “igual a la potencia máxima transportada por la instalación afectada en el período controlado.”, correspondiente en este caso a la instalación afectada h y al mes de control j .

$$FMIK_{hj} = \sum_m FMIK_{hj}^m$$

$$TTIK_{hj} = \sum_m TTIK_{hj}^m$$

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 en cada uno de los puntos de conexión descritos en la Tabla 42 se deberán considerar las siguientes ecuaciones:

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

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

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 los puntos de conexión del SM de Carrera proyectados para el año 2010. Los resultados correspondientes se muestran en la Tabla 46 y la Tabla 47.

Tabla 46: Índice FMIK en puntos de conexión proyectado mensualmente para el año 2010.

FMIK Punto de o Zona de Conexión	Mes												Total Año 2010
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Chile Chico 23kV	0,23	0,20	0,25	0,36	0,19	0,07	0,28	0,17	0,16	0,11	0,25	0,24	2,33
El Traro 23kV	0,07	0,05	0,07	0,12	0,08	0,02	0,09	0,04	0,03	-	0,10	0,12	0,73
El Traro-El Maitén	0,18	0,15	0,18	0,22	0,18	0,13	0,20	0,15	0,13	0,11	0,21	0,24	1,92
Chile Chico-El Maitén	0,28	0,24	0,29	0,35	0,25	0,14	0,30	0,22	0,22	0,17	0,30	0,31	2,83
El Maitén	0,61	0,57	0,57	0,52	0,56	0,57	0,63	0,66	0,60	0,56	0,57	0,62	6,47

Tabla 47: Índice TTIK en puntos de conexión proyectado mensualmente para el año 2010.

TTIK Punto de o Zona de Conexión	Mes												Total Año 2010
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Chile Chico 23kV	0,7	0,6	0,7	1,0	0,5	0,1	0,7	0,4	0,5	0,4	0,6	0,5	6,2
El Traro 23kV	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	-	0,1	0,1	0,7
El Traro-El Maitén	0,4	0,3	0,3	0,4	0,4	0,3	0,4	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	3,8
Chile Chico-El Maitén	1,0	0,9	1,0	1,1	0,9	0,6	1,0	0,8	0,9	0,8	1,0	1,0	10,0
El Maitén	0,7	0,6	0,6	0,6	0,7	0,6	0,7	0,7	0,6	0,6	0,7	0,8	7,2

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:

$$FMIK_j^m = \frac{\sum_h \sum_{i=1}^4 (T_{ij} \cdot MVA_{restringido_{hjim}} \cdot pf_{jm})}{MVA_{Max_j} \cdot \sum_{i=1}^4 T_{ij}}$$

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

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

$$FMIK_j = \sum_m FMIK_j^m$$

$$TTIK_j = \sum_m TTIK_j^m$$

Alternativamente para obtener los índices FMIK y TTIK anuales a nivel sistémico justificados por fallas en transmisión y generación descritas en Tabla 42 deberán considerar las siguientes ecuaciones:

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

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

Donde:

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

Como resultado de este proceso se obtiene los índices de calidad de suministro FMIK y TTIK totales para el SM Carrera proyectados para el año 2010. Los resultados correspondientes se muestran en la Tabla 48.

Tabla 48: Índices FMIK y TTIK sistémicos proyectado mensualmente para el año 2010.

Índice de Calidad de Suministro	Mes												Total Año 2010
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
FMIK	0,25	0,22	0,25	0,32	0,22	0,14	0,28	0,21	0,19	0,15	0,27	0,27	2,55
TTIK	0,58	0,50	0,59	0,74	0,46	0,21	0,60	0,43	0,46	0,37	0,56	0,52	5,52

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. 5.3, 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 Carrera.

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 Carrera.
- Verificación del comportamiento coordinado y selectivo de los actuales esquemas de protecciones descritos para el SM Carrera, corrigiendo cuando sea necesario los ajustes existentes de modo de garantizar la coordinación en la operación de las protecciones.

6.2 *Determinación de Corrientes de Cortocircuito*

En esta sección se resumen 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 Carrera. La ubicación específica de las fallas frente a las cuales se evalúa el comportamiento de las protecciones se describe en la Tabla 49 y la Figura 15.

Tabla 49: Ubicación de fallas consideradas para análisis de protecciones

Ubicación de fallas consideradas
Frente a 52E2
El Traro 23kV
Fin de Alim. R-3
Frente a R-3
Frente a R-4
Frente a 52-E3
Chile Chico 23kV

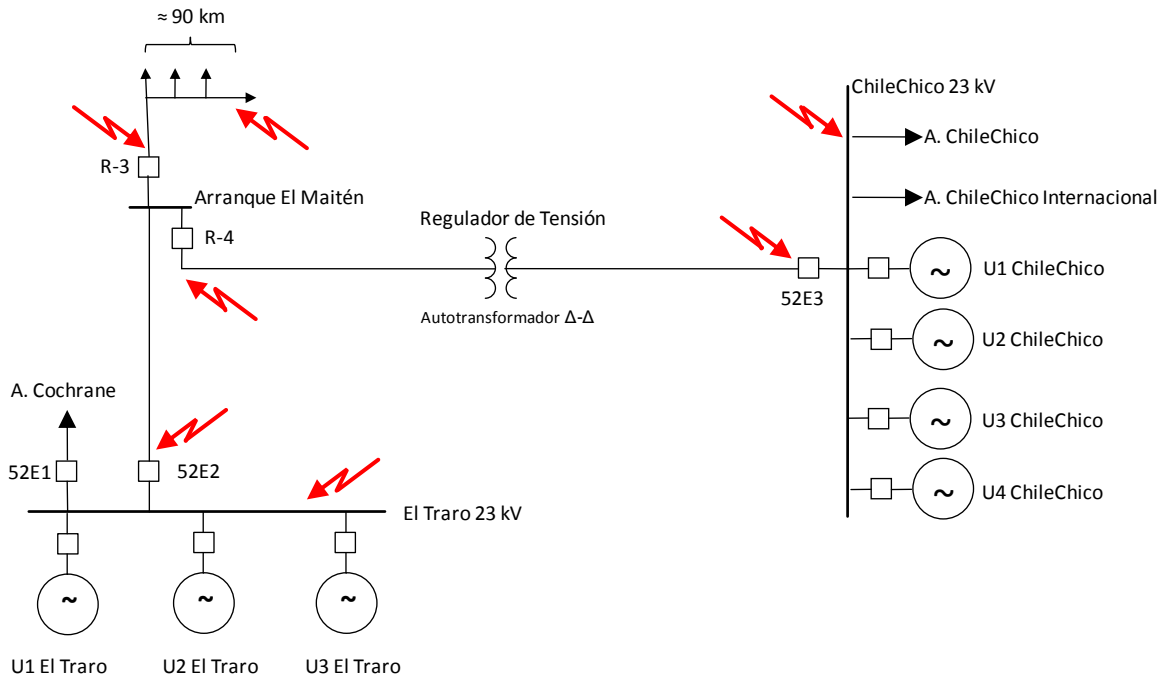


Figura 15: Ubicación de fallas consideradas para análisis de protecciones

En cada ubicación se simulan dos tipos de cortocircuito que determinan la máxima y mínima corriente de falla vista por una protección específica. A modo de ejemplo, para las protecciones en 52E3 la mayor corriente de cortocircuito se observa para una falla franca ubicada frente a 52E3. La menor corriente se registra para un cortocircuito con resistencia de falla ubicado frente a R-4²⁵.

De un modo similar, para las protecciones de fase y residuales asociadas a 52E3, 52E2, R-3 y R-4 se determina el tipo específico de falla que maximiza (o minimiza) las corrientes de cortocircuito observada en dichas posiciones. Los tipos de falla considerados en esta evaluación son los descritos en la Tabla 50:

Tabla 50: Tipos de falla considerados en cálculo de cortocircuitos

Falla con Icc máxima
Falla Trifásica Franca
Falla Bifásica Franca
Falla Monofásica a Tierra Franca
Falla Bifásica a Tierra Franca
Falla con Icc mínima
Falla Bifásica a través resistencia de 4Ω
Falla Monofásica a Tierra a través resistencia de 40Ω
Falla Bifásica a Tierra a través resistencia de 40Ω

²⁵ Se considera innecesario que en operación de respaldo se deba garantizar una corriente de cortocircuito superior al pickup de una protección.

Para determinar las corrientes de falla máxima se consideran todas las unidades generadoras conectadas de modo de maximizar las fuentes que aportan a la falla. En el caso de falla mínima se suponen conectadas únicamente las unidades despachadas en el escenario de demanda mínima determinado para el Año 2010 (B4 de Noviembre 2010), es decir las unidades U1 y U2 de central El Traro y U3 de central Chile Chico.

Tomando en consideración los supuestos antes indicados, se calculan²⁶ las corrientes de falla máxima y falla mínima, que observarán las protecciones del SM Carrera bajo las condiciones descritas en la Tabla 50 para las ubicaciones mostradas en la Tabla 49. Los resultados obtenidos se resumen en la Tabla 51, Tabla 52, Tabla 53 y Tabla 54:

Tabla 51: Corrientes de cortocircuito de Fase máximas en instalaciones de protección de SM Carrera.

Posición de la falla	Tipo de falla	Icc de Fase máximas a través instalaciones de protección evaluadas [A]			
		52-E2 Fase	R-3 Fase	R-4 Fase	52-E3 Fase
Frente a 52-E2	2FT	215	-	51	51
El Traro MT	2FT	51	-	51	51
Frente a R-3	1FT	98	162	65	65
Frente a R-4	2FT	98	-	98	69
Frente a 52-E3	2FT	48	-	48	279
Chile Chico MT	2FT	48	-	48	48

Tabla 52: Corrientes de cortocircuito Residuales (3I0) máximas en instalaciones de protección de SM Carrera.

Posición de la falla	Tipo de falla	Icc Residuales (3I0) máximas a través instalaciones de protección evaluadas [A]			
		52-E2 Fase	R-3 Fase	R-4 Fase	52-E3 Fase
Frente a 52-E2	2FT	365	-	16	16
El Traro MT	2FT	16	-	16	16
Frente a R-3	1FT	107	162	55	55
Frente a R-4	1FT	107	-	107	55
Frente a 52-E3	2FT	16	-	16	468
Chile Chico MT	2FT	16	-	16	16

Tabla 53: Corrientes de cortocircuito de Fase mínimas en instalaciones de protección de SM Carrera.

Posición de la falla	Tipo de falla	Icc de Fase mínimas a través instalaciones de protección evaluadas [A]			
		52-E2 Fase	R-3 Fase	R-4 Fase	52-E3 Fase
Frente a 52-E2	1FT con R=40Ω	119	-	29	29
El Traro MT	1FT con R=40Ω	29	-	29	29
Fin de Alim. R-3	1FT con R=40Ω	32	49	17	17
Frente a R-4	2F con R=4Ω	63	-	63	35
Frente a 52-E3	1FT con R=40Ω	36	-	36	81
Chile Chico MT	1FT con R=40Ω	36	-	36	36

²⁶ 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 cortocircuitó un factor de sobretensión de un 10%.

Tabla 54: Corrientes de cortocircuito Residuales (3I0) mínimas en instalaciones de protección de SM Carrera.

Posición de la falla	Tipo de falla	Icc Residuales (3I0) mínimas a través instalaciones de protección evaluadas [A]			
		52-E2 Fase	R-3 Fase	R-4 Fase	52-E3 Fase
Frente a 52-E2	1FT con R=40Ω	140	-	6	6
El Traro MT	1FT con R=40Ω	6	-	6	6
Fin de Alim. R-3	2FT con R=40Ω	30	46	16	16
Frente a R-4	1FT con R=40Ω	68	-	68	36
Frente a 52-E3	1FT con R=40Ω	4	-	4	110
Chile Chico MT	1FT con R=40Ω	4	-	4	4

En el Anexo N°4 se presenta en detalle el cálculo de corrientes de cortocircuito realizado para obtener las tablas recién descritas

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 Carrera considerando las corrientes de cortocircuito determinadas en los escenarios de falla indicados en la sección 6.2. Con este objeto, en la Tabla 55 siguiente se describen con detalle los ajustes y características relevantes de las protecciones evaluadas.

Tabla 55: Características y ajustes de protecciones de SM Carrera evaluadas.

Posición	52-E2 Fase	52-E2 Residual	R-4 Fase	R-4 Residual	52-E3 Fase	52-E3 Residual	R-3 Fase	R-3 Residual
Relé	FORM 4C	FORM 4C	FORM 4C	FORM 4C	(*)	(*)	FORM 5	FORM 5
Curva	105	105	104	104	(*)	(*)	(**)	(**)
Pickup (A Prim.)	35	7	25	5	24	8	20	8
Lever	1	1	1	1	1	1	1	1

(*) Ver descripción gráfica en figuras N° 15 y N° 16.

(**) Sin Antecedente

En la Figura 16 y la Figura 17 se presentan las curvas de operación de las protecciones de fase y residuales respectivamente:

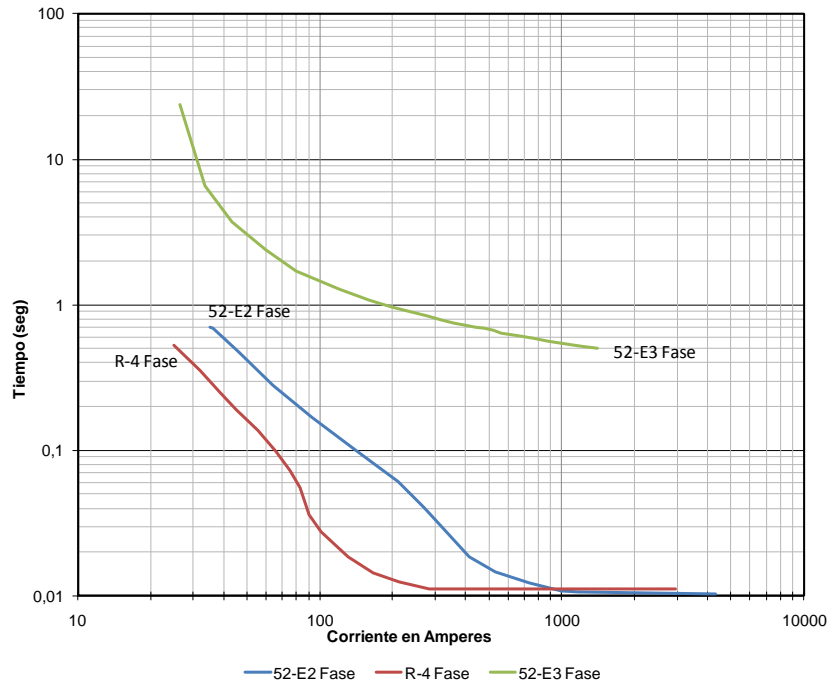


Figura 16: Diagrama de coordinación de curvas de fase existentes en SM Carrera.

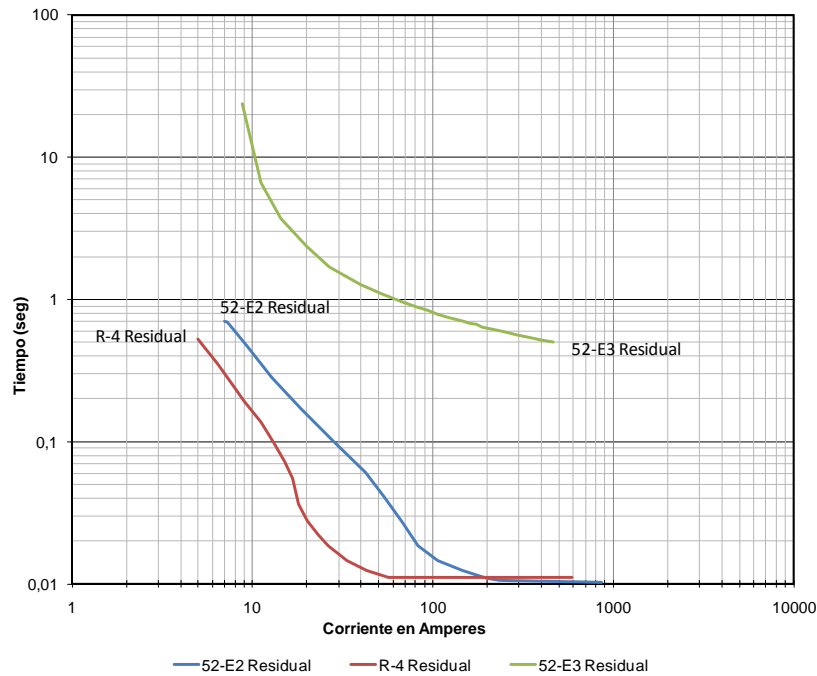


Figura 17: Diagrama de coordinación de curvas residuales existentes en SM Carrera.

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 56: Tiempos de operación de Protecciones de Fase en escenarios de falla máxima.

Posición de la falla	Tipo de falla	Operación de protecciones de Fase para falla con mayor corriente de cortocircuito								Coordinación de Operación
		52-E2 Fase		R-3 Fase		R-4 Fase		52-E3 Fase		
		Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	
Frente a 52-E2	2FT	215	0,06	-	Icc<Ipickup	51	0,16	51	3,10	Operación coordinada
El Traro MT	2FT	51	0,42	-	Icc<Ipickup	51	0,16	51	3,10	52E2 descoordina con R-4
Frente a R-3	1FT	98	0,16	162	Por Definir	65	0,10	65	2,21	R-3 descoordina con R-4 y 52E2
Frente a R-4	2FT	98	0,16	-	Icc<Ipickup	98	0,03	69	2,06	R-4 descoordina con 52E2
Frente a 52-E3	2FT	48	0,46	-	Icc<Ipickup	48	0,18	279	0,84	R-4 descoordina con 52E2
Chile Chico MT	2FT	48	0,46	-	Icc<Ipickup	48	0,18	48	3,36	R-4 descoordina con 52E3 y 52E2

Tabla 57: Tiempos de operación de Protecciones Residuales en escenarios de falla máxima.

Posición de la falla	Tipo de falla	Operación de protecciones Residuales para falla con mayor corriente de cortocircuito								Coordinación de Operación
		52-E2 Residual		R-3 Residual		R-4 Residual		52-E3 Residual		
		3I0 [A]	T. de Op. [s]	3I0 [A]	T. de Op. [s]	3I0 [A]	T. de Op. [s]	3I0 [A]	T. de Op. [s]	
Frente a 52-E2	2FT	365	0,01	-	Icc<Ipickup	16	0,06	16	3,25	Operación coordinada
El Traro MT	2FT	16	0,21	-	Icc<Ipickup	16	0,06	16	3,25	52E2 descoordina con R-4
Frente a R-3	1FT	107	0,01	162	Por Definir	55	0,01	55	1,06	R-3 descoordina con R-4 y 52E2
Frente a R-4	1FT	107	0,01	-	Icc<Ipickup	107	0,01	55	1,06	R-4 descoordina con 52E2
Frente a 52-E3	2FT	16	0,23	-	Icc<Ipickup	16	0,07	468	0,50	R-4 descoordina con 52E2
Chile Chico MT	2FT	16	0,23	-	Icc<Ipickup	16	0,07	16	3,43	R-4 descoordina con 52E3 y 52E2

Tabla 58: Tiempos de operación de Protecciones de Fase en escenarios de falla mínima.

Posición de la falla	Tipo de falla	Operación de protecciones de Fase para falla con menor corriente de cortocircuito								Coordinación de Operación
		52-E2 Fase		R-3 Fase		R-4 Fase		52-E3 Fase		
		Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	
Frente a 52-E2	1FT R=40Ω	119	0,13	-	Icc<Ipickup	29	0,43	29	18,04	Operación coordinada
El Traro MT	1FT R=40Ω	29	Icc<Ipickup	-	Icc<Ipickup	29	0,43	29	18,04	R-4 descoordina con 52E2
Fin de Alim. R-3	1FT R=40Ω	32	Icc<Ipickup	49	Por Definir	17	Icc<Ipickup	17	Icc<Ipickup	Operación coordinada
Frente a R-4	2F R=4Ω	63	0,30	-	Icc<Ipickup	63	0,11	35	6,16	R-4 descoordina con 52E2
Frente a 52-E3	1FT R=40Ω	36	0,69	-	Icc<Ipickup	36	0,30	81	1,69	Operación coordinada
Chile Chico MT	1FT R=40Ω	36	0,69	-	Icc<Ipickup	36	0,30	36	5,94	R-4 descoordina con 52E3

Tabla 59: Tiempos de operación de Protecciones Residuales en escenarios de falla mínima.

Posición de la falla	Tipo de falla	Operación de protecciones Residuales para falla con menor corriente de cortocircuito								Coordinación de Operación
		52-E2 Residual		R-3 Residual		R-4 Residual		52-E3 Residual		
		3I0 [A]	T. de Op. [s]	3I0 [A]	T. de Op. [s]	3I0 [A]	T. de Op. [s]	3I0 [A]	T. de Op. [s]	
Frente a 52-E2	1FT R=40Ω	140	0,01	-	Icc<Ipickup	6	0,35	6	Icc<Ipickup	Operación coordinada
El Traro MT	1FT R=40Ω	6	Icc<Ipickup	-	Icc<Ipickup	6	0,35	6	Icc<Ipickup	R-4 descoordina con 52E2
Fin de Alim. R-3	2FT R=40Ω	30	0,09	46	Por Definir	16	0,07	16	3,40	R-3 descoordina con R-4 y 52E2
Frente a R-4	1FT R=40Ω	68	0,03	-	Icc<Ipickup	68	0,01	36	1,42	R-4 descoordina con 52E2
Frente a 52-E3	1FT R=40Ω	4	Icc<Ipickup	-	Icc<Ipickup	4	Icc<Ipickup	110	0,78	Opera respaldo en Prot. de fase
Chile Chico MT	1FT R=40Ω	4	Icc<Ipickup	-	Icc<Ipickup	4	Icc<Ipickup	4	Icc<Ipickup	Opera respaldo en Prot. de fase

En la última columna de las tablas mencionadas se califica el grado de coordinación que presentan las protecciones en su operación entendiéndose como operación coordinada aquella que presenta un paso de coordinación superior o igual a 0,3 segundos.

En consideración de lo anterior, se observa que para los ajustes existentes en gran parte de los escenarios estudiados hay descoordinaciones. Esta situación se debe esencialmente a

que el paso de coordinación entre las curvas de protección de R-4 y 52E2 no es adecuado para un rango amplio de corrientes de falla.

6.3.2 Ajustes propuestos

Para resolver el problema, en esta sección se proponen nuevos ajustes que permitan la operación coordinada de las protecciones del SM Carrera. Dicha propuesta se describe en la Tabla 60. Las curvas de operación para protecciones de fase y residuales se muestran en la Figura 18 y la Figura 19 respectivamente.

Tabla 60: Características y ajustes de protecciones propuestos para SM Carrera.

Posición	52-E2 Fase	52-E2 Residual	R-4 Fase	R-4 Residual	52-E3 Fase	52-E3 Residual	R-3 Fase	R-3 Residual
Relé	FORM 4C	FORM 4C	FORM 4C	FORM 4C	(*)	(*)	FORM 5	FORM 5
Curva	105	105	104	104	(*)	(*)	104	104
Retardo	0,66 seg	0,66 seg	0,36 seg	0,36	No	No	No	No
Pickup (A Prim.)	35	7	25	5	24	8	20	8
Lever	1	1	1	1	1	1	1	1
Tipo de Operación	Sin Reconexión	Sin Reconexión	Sin Reconexión	Sin Reconexión	Sin Reconexión	Sin Reconexión	Con o Sin Rec.	Con o Sin Rec.

(*) Ver descripción gráfica en figuras N° 17 y N° 18.

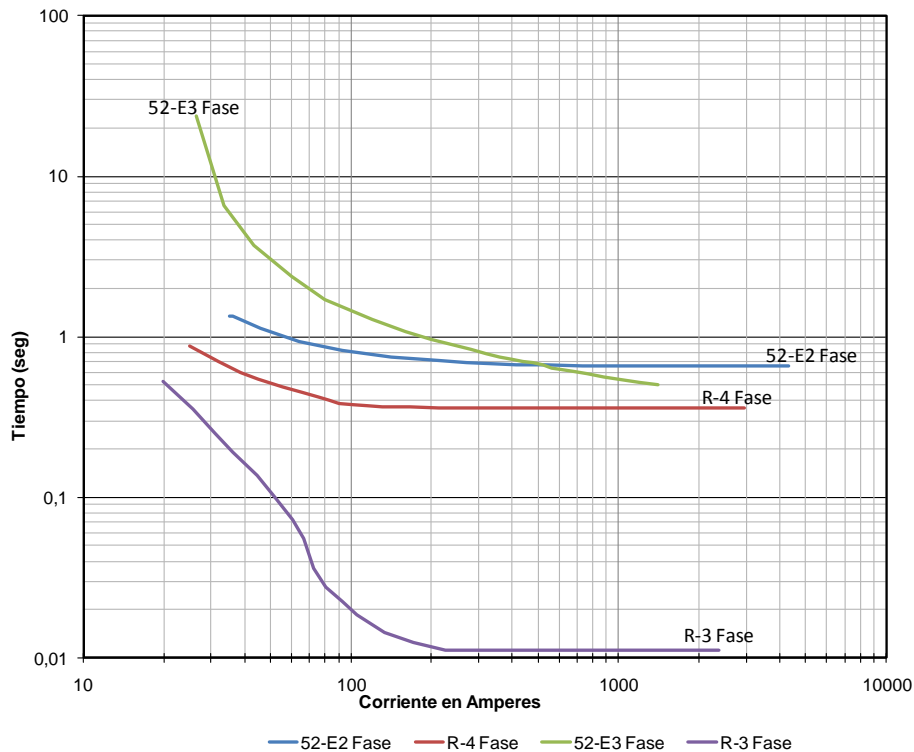


Figura 18: Diagrama de coordinación de curvas de fase existentes en SM Carrera.

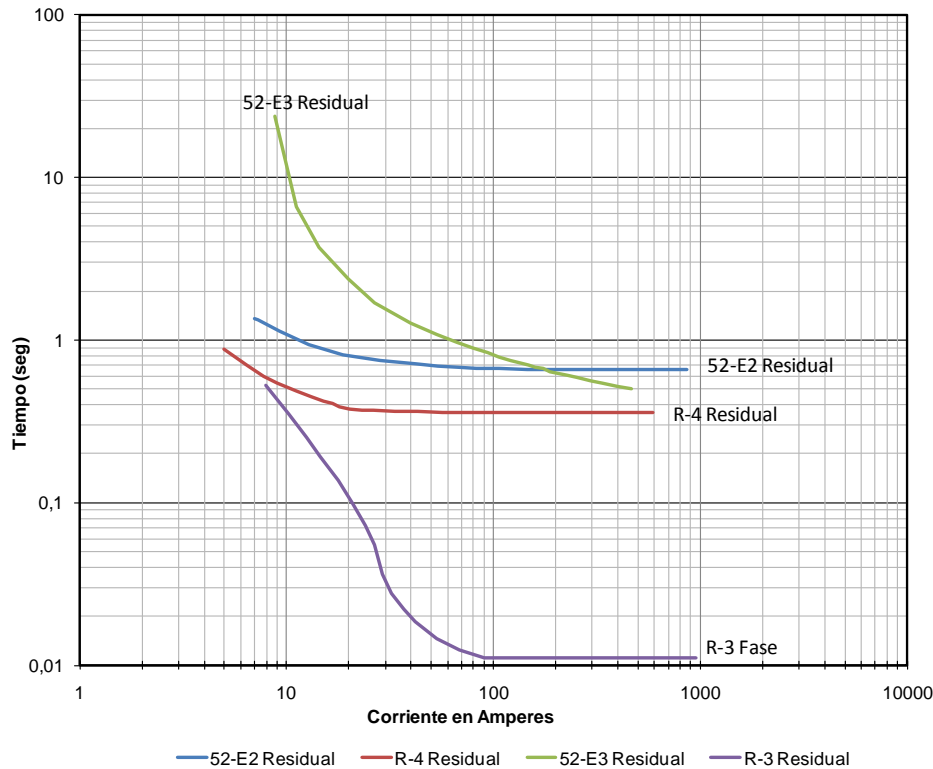


Figura 19: Diagrama de coordinación de curvas residuales existentes en SM Carrera.

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 61: Tiempos de operación de Protecciones de Fase propuestas en escenarios de falla máxima.

Posición de la falla	Tipo de falla	Operación de protecciones de Fase para falla con mayor corriente de cortocircuito								Coordinación de Operación
		52-E2 Fase		R-3 Fase		R-4 Fase		52-E3 Fase		
		Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	
Frente a 52-E2	2FT	215	0,72	-	Icc<Ipickup	51	0,52	51	3,10	Operación coordinada
El Traro MT	2FT	51	1,08	-	Icc<Ipickup	51	0,52	51	3,10	52E2 descoordina con R-4
Frente a R-3	1FT	98	0,82	162	0,01	65	0,46	65	2,21	Operación coordinada
Frente a R-4	2FT	98	0,82	-	Icc<Ipickup	98	0,39	69	2,06	Operación coordinada (*)
Frente a 52-E3	2FT	48	1,12	-	Icc<Ipickup	48	0,54	279	0,84	Operación coordinada
Chile Chico MT	2FT	48	1,12	-	Icc<Ipickup	48	0,54	48	3,36	R-4 descoordina con 52E2

(*) Nótese que el paso de coordinación entre R-4 y 52E2 evita que este último opere en descoordinadamente tras la apertura de R-4.

Tabla 62: Tiempos de operación de Protecciones Residuales propuestas en escenarios de falla máxima.

Posición de la falla	Tipo de falla	Operación de protecciones Residuales para falla con mayor corriente de cortocircuito								Coordinación de Operación
		52-E2 Residual		R-3 Residual		R-4 Residual		52-E3 Residual		
		3I0 [A]	T. de Op. [s]	3I0 [A]	T. de Op. [s]	3I0 [A]	T. de Op. [s]	3I0 [A]	T. de Op. [s]	
Frente a 52-E2	2FT	365	0,67	-	Icc<Ipickup	16	0,42	16	3,25	Operación coordinada
El Traro MT	2FT	16	0,87	-	Icc<Ipickup	16	0,42	16	3,25	52E2 descoordina con R-4
Frente a R-3	1FT	107	0,67	162	0,01	55	0,37	55	1,06	Operación coordinada
Frente a R-4	1FT	107	0,67	-	Icc<Ipickup	107	0,37	55	1,06	Operación coordinada (*)
Frente a 52-E3	2FT	16	0,89	-	Icc<Ipickup	16	0,43	468	0,50	Operación coordinada
Chile Chico MT	2FT	16	0,89	-	Icc<Ipickup	16	0,43	16	3,43	R-4 descoordina con 52E2

(*) Nótese que el paso de coordinación entre R-4 y 52E2 evita que este último opere en descoordinadamente tras la apertura de R-4.

Tabla 63: Tiempos de operación de Protecciones de Fase propuestas en escenarios de falla mínima.

Posición de la falla	Tipo de falla	Operación de protecciones de Fase para falla con menor corriente de cortocircuito								Coordinación de Operación
		52-E2 Fase		R-3 Fase		R-4 Fase		52-E3 Fase		
		Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	Icc [A]	T. de Op. [s]	
Frente a 52-E2	1FT R=40Ω	119	0,79	-	Icc<Ipickup	29	0,79	29	18,04	Operación coordinada
El Traro MT	1FT R=40Ω	29	Icc<Ipickup	-	Icc<Ipickup	29	0,79	29	18,04	52E2 descoordina con R-4
Fin de Alim. R-	1FT R=40Ω	32	Icc<Ipickup	49	0,11	17	Icc<Ipickup	17	Icc<Ipickup	Operación coordinada
Frente a R-4	2F R=4Ω	63	0,96	-	Icc<Ipickup	63	0,47	35	6,16	Operación coordinada (*)
Frente a 52-E3	1FT R=40Ω	36	1,35	-	Icc<Ipickup	36	0,66	81	1,69	Operación coordinada (*)
Chile Chico MT	1FT R=40Ω	36	1,35	-	Icc<Ipickup	36	0,66	36	5,94	R-4 descoordina con 52E2

(*) Nótese que el paso de coordinación entre R-4 y 52E2 evita que este último opere en descoordinadamente tras la apertura de R-4.

Tabla 64: Tiempos de operación de Protecciones Residuales propuestas en escenarios de falla mínima.

Posición de la falla	Tipo de falla	Operación de protecciones Residuales para falla con menor corriente de cortocircuito								Coordinación de Operación
		52-E2 Residual		R-3 Residual		R-4 Residual		52-E3 Residual		
		3I0 [A]	T. de Op. [s]	3I0 [A]	T. de Op. [s]	3I0 [A]	T. de Op. [s]	3I0 [A]	T. de Op. [s]	
Frente a 52-E2	1FT R=40Ω	140	0,67	-	Icc<Ipickup	6	0,71	6	Icc<Ipickup	Operación coordinada
El Traro MT	1FT R=40Ω	6	Icc<Ipickup	-	Icc<Ipickup	6	0,71	6	Icc<Ipickup	52E2 descoordina con R-4
Fin de Alim. R-	2FT R=40Ω	30	0,75	46	0,02	16	0,43	16	3,40	Operación coordinada
Frente a R-4	1FT R=40Ω	68	0,69	-	Icc<Ipickup	68	0,37	36	1,42	Operación coordinada (*)
Frente a 52-E3	1FT R=40Ω	4	Icc<Ipickup	-	Icc<Ipickup	4	Icc<Ipickup	110	0,78	Opera respaldo en Prot. de fase
Chile Chico MT	1FT R=40Ω	4	Icc<Ipickup	-	Icc<Ipickup	4	Icc<Ipickup	4	Icc<Ipickup	Opera respaldo en Prot. de fase

(*) Nótese que el paso de coordinación entre R-4 y 52E2 evita que este último opere en descoordinadamente tras la apertura de R-4.

A partir de las tablas recién descritas se concluye que los nuevos ajustes propuestos, permiten obtener una operación coordinada de las protecciones en la mayoría de los casos. La excepción a esta situación serían las fallas ubicadas en las propias barras de generación, situación en las cuales la descoordinación de las protecciones implicaría el desprendimiento de parte del sistema de transmisión (y carga asociada) en forma adicional a la desconexión de barra de generación fallada.

Específicamente se verifica que para una falla en El Traro 23kV, operará en forma descoordinada R-4 antes que 52E2. Sin embargo, la operación de R-4, y en particular el desprendimiento de carga entre dicho punto y 52E2, permitirían disminuir el carácter deficitario de la isla eléctrica resultante en Chile Chico, aumentando de esta forma las posibilidades de que la misma resulte estable en postcontingencia.

Por otro lado, la descoordinación entre R-4 y 52E2 observada para una falla en Chile Chico 23kV se presenta como una deficiencia insalvable del esquema original y del propuesto²⁷. No obstante, dada la flexibilidad de generación (estatismo en 10%) que presentan las unidades hidráulicas de El Traro, esta situación no presentaría una amenaza real a la estabilidad de postcontingencia de la isla eléctrica conformada en El Traro.

En función de lo anterior, se concluye que al considerar los ajustes propuestos en la Tabla 65 se puede garantizar una operación coordinada de las protecciones del SM Carrera.

Tabla 65: Características y ajustes de protecciones de sobrecorriente propuestos para SM Carrera.

Posición	52-E2 Fase	52-E2 Residual	R-4 Fase	R-4 Residual	52-E3 Fase	52-E3 Residual	R-3 Fase	R-3 Residual
Relé	FORM 4C	FORM 4C	FORM 4C	FORM 4C	(*)	(*)	FORM 5	FORM 5
Curva	105	105	104	104	(*)	(*)	104	104
Retardo	0,66 seg	0,66 seg	0,36 seg	0,36	No	No	No	No
Pickup (A Prim.)	35	7	25	5	24	8	20	8
Lever	1	1	1	1	1	1	1	1
Tipo de Operación	Sin Reconexión	Sin Reconexión	Sin Reconexión	Sin Reconexión	Sin Reconexión	Sin Reconexión	Con o Sin Rec.	Con o Sin Rec.

(*) Ver descripción gráfica en figuras N° 17 y N° 18.

²⁷ La fuente de este problema es que se utiliza una coordinación por tiempo adireccional de las protecciones desde la generación hacia los consumos en transmisión y distribución. Luego al tener dos polos de generación separados e interconectados por una línea de transmisión es esperable que las protecciones en transmisión descoordinen con las de generación al ocurrir una falla en una barra de generación.

7 ESTUDIO DE CONTROL DE TENSION 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 N° 5, además de determinar el perfil óptimo de tensiones y los requerimientos de potencia reactiva para las Instalaciones Transmisión, con resolución semestral para un horizonte de operación de 48 meses.”*

Adicionalmente, la 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 Carrera, 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 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. Además, en cada caso se determinan las tensiones de operación y colapso, lo que permite 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 sistema, es aquella que produce la mayor diferencia entre el despacho total de potencia reactiva precontingencia y el máximo de la evolución

dinámica de la generación total de potencia reactiva. Se verifica también 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 (Abril)
 - Año 2010.
 - Año 2011.
 - Año 2012.
 - Año 2013.
- Escenario de demanda máxima segundo semestre (Julio)
 - Año 2010.
 - Año 2011.
 - Año 2012.
 - Año 2013.
- Escenario de demanda mínima 2010 (Noviembre)
 - 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 Carrera.

A continuación, en la Tabla 66 y Tabla 67, se detallan los despachos de generación y las distribuciones de demanda utilizados para los estudios de control de tensión y requerimiento de potencia reactiva, conforme a un despacho económico en precontingencia para el año 2010, 2011, 2012 y 2013 considerando un margen de reserva mínimo de 0%.

Tabla 66: Despachos de generación en kW considerados en los estudios de control de tensión y requerimiento de potencia reactiva

DEMANDAS MAXIMAS PRIMER SEMESTRE	DEMANDAS MINIMAS ANUALES	DEMANDAS MAXIMAS SEGUNDO SEMESTRE
-------------------------------------	-----------------------------	--------------------------------------

Unidad	Abril				Noviembre B4				Julio			
	2010	2011	2012	2013	2010	2011	2012	2013	2010	2011	2012	2013
El Traro H1	335	335	335	335	248	248	248	248	335	335	335	335
El Traro H2	335	335	335	335	248	248	248	248	335	335	335	335
El Traro T	257	283	245	259					252	269	287	247
G1 Chile Chico	256	273	236	250					243	260	277	239
G2 Chile Chico	264	273	239	250					243	260	277	239
G3 Chile Chico			241	256								244
G4 Chile Chico	370	394	335	363	304	337	366	396	355	377	399	342

Tabla 67: Distribución de demanda en kVA considerada en los estudios de control de tensión y requerimiento de potencia reactiva

Carga [kVA]	DEMANDAS MAXIMAS PRIMER SEMESTRE				DEMANDAS MINIMAS ANUALES				DEMANDAS MAXIMAS SEGUNDO SEMESTRE			
	Abril				Noviembre B4				Julio			
	2010	2011	2012	2013	2010	2011	2012	2013	2010	2011	2012	2013
Alim. Chile Chico	346	362	378	394	149	156	163	169	335	351	366	381
Alim. Chile Chico-Camino Inter.	575	601	627	653	247	259	270	281	557	582	607	633
Alim. El Traro-Chile Chico	551	574	596	619	234	247	257	267	534	556	578	600
Alim. Cochrane	407	422	437	453	171	182	188	195	395	409	424	439
Total	1.879	1.958	2.038	2.119	802	843	878	912	1.821	1.898	1.976	2.054

7.4 Otras consideraciones

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

- 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 para ampliar el margen de estabilidad angular.
- Se ha supuesto activo el control del cambiador de taps bajo carga del regulador de tensión ubicado en el tramo El Maitén – Chile Chico.
- El total de potencia reactiva que 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, al ser despejada divide al sistema en islas, de este modo sólo la desconexión intempestiva una unidad generadora (Severidad 4) permite satisfacer el requerimiento de no provocar el desmembramiento en islas eléctricas tras la ocurrencia de

la contingencia simple (Art. 5-35 de la NTSyCS para SSMM). En este contexto, las contingencias simuladas para los estudios de control de tensión y requerimiento de potencia reactiva son:

- Contingencia de severidad 4 en unidad hidráulica N° 1 de central El Traro.
- Contingencia de severidad 4 en unidad N° 4 de central térmica Chile Chico.

7.4.2 Actuación de EDAC

Se ha demostrado en este estudio que el uso de EDAC por subfrecuencia en el SM Carrera es eficaz, favorece la operación económica de las unidades generadoras a mínimo costo y permite un margen de reserva coherente con las condiciones de la NTSyCS.

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 Efecto del regulador de tensión

Se ha supuesto activa la operación automática regulador de tensión en la línea El Traro-Chile Chico, porque esto es lo que ocurre en la práctica. El efecto de la operación del cambiador de taps bajo carga (CTBC), al tratar de mantener la tensión de la barra regulada dentro del valor de consigna, afecta al modo en que las centrales generadoras entregan y absorben potencia reactiva

A modo de ejemplo, en la Figura 20 se muestra la curva Q-V resultante en la barra de Chile Chico 23 kV para una contingencia de la unidad N° 4 de Central Chile Chico en el escenario de demanda máxima de Abril 2011. Como parámetro se ha considerado el CTBC activo e inactivo. Se aprecia al comparar las curvas, que la operación automática del regulador de tensión en la línea El Traro-Chile Chico permite reducir la magnitud de reactivos necesaria para mantener un nivel de tensión determinado en comparación con la situación en que este no regula tensión.

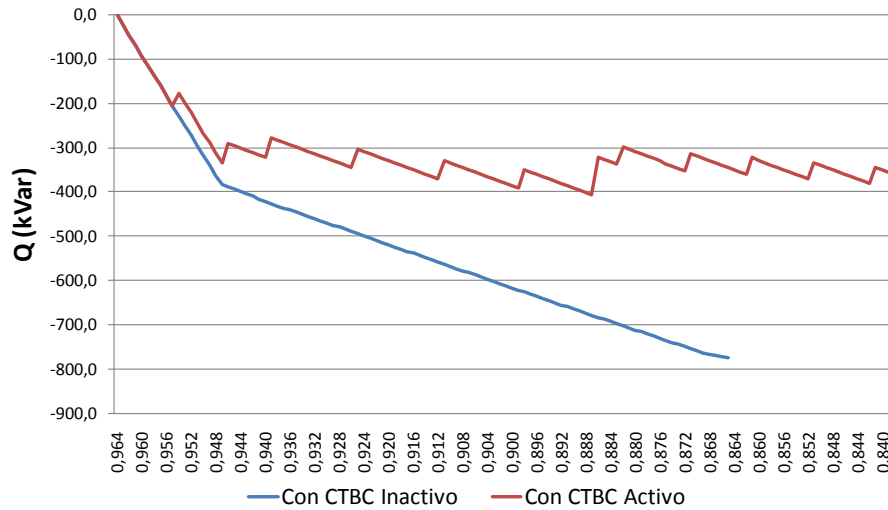


Figura 20: Curvas Q-V para barra Chile Chico 23kV considerando desconexión intempestiva de U4 de central Chile Chico y el estado operacional del regulador de tensión en la línea El Traro-Chile Chico.

7.4.4 Límite de potencia reactiva aportada por las máquinas

El SM Carrera concentra generación y carga en los extremos El Traro y Chile Chico y entre ellos media una línea de transmisión con distribución de carga intermedia. Al ocurrir una contingencia de Severidad 4, se altera el flujo de potencia reactiva entre los extremos y normalmente se alcanza el límite de potencia reactiva que pueden entregar las máquinas.

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 que tienen en conjunto las unidades del SM Carrera, la cual no permite obtener la sección de la curva Q-V con pendiente nula.

Dado que para el SM Carrera 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 la tensión de no convergencia, entendiéndose por tensión de no convergencia a la tensión representativa de la exigencia máxima de reactivos en las unidades generadoras despachadas en el SM.

$$\text{Margen de Tensión} = u_{normal} - u_{No\ convergencia}$$

En función de lo anterior, se deberá entender el margen de tensión de una posición o barra específica así propuesto como la máxima caída de tensión (en [p.u.]) que podrá mantener la operación régimen permanente en la posición evaluada antes de tornarse inestable.

7.5 Resultados

7.5.1 Escenario demanda máxima 1er semestre (Abril)

7.5.1.1 Identificación de la barra más débil

Las siguientes gráficas muestra la sensibilidad de la tensión ante variaciones de la potencia reactiva (dV/dQ), para los años 2010, 2011, 2012 y 2013 y en distintas barras del sistema eléctrico de Carrera, en condiciones normales de operación y postcontingencia.

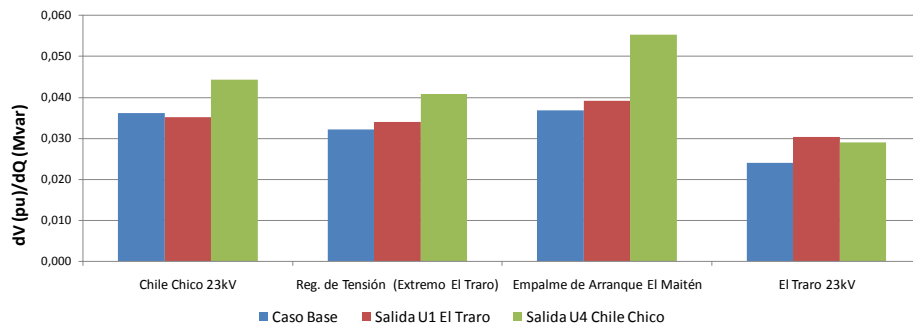


Figura 21: Sensibilidad de la tensión frente a variaciones de la potencia reactiva (Abril-2010).

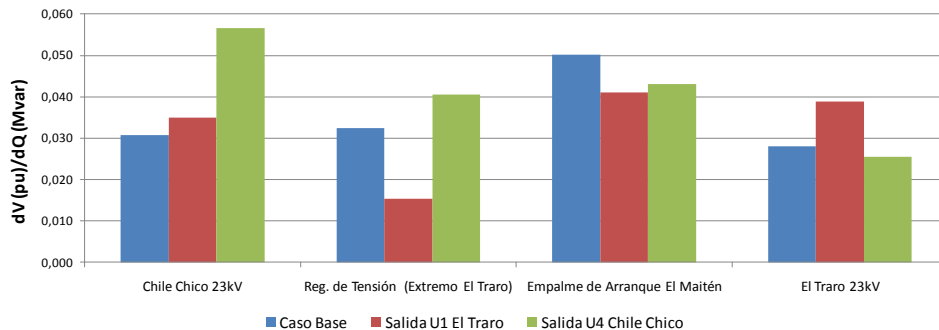


Figura 22: Sensibilidad de la tensión frente a variaciones de la potencia reactiva (Abril-2011).

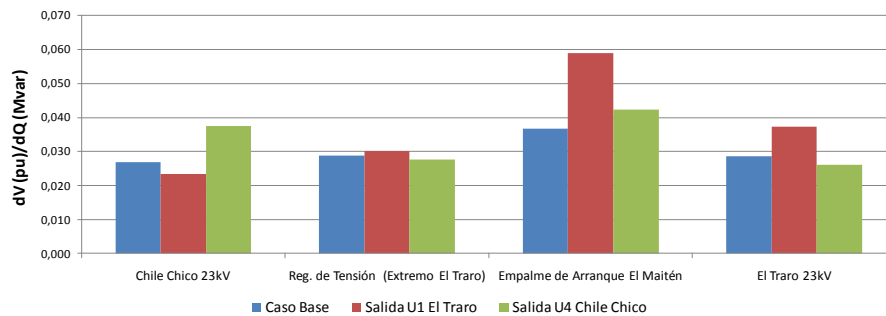


Figura 23: Sensibilidad de la tensión frente a variaciones de la potencia reactiva (Abril-2012).

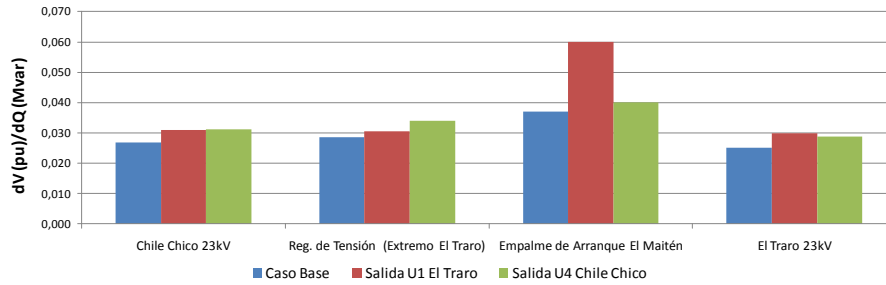


Figura 24: Sensibilidad de la tensión frente a variaciones de la potencia reactiva (Abril-2013).

A partir de las figuras anteriores se concluye que:

- En condiciones normales de operación, para todos los años, el punto más débil corresponde a la conexión del Arranque El Maitén.
- Para la situación de postcontingencia, se verifica que, con la excepción del año 2011 en el cual la barra más débil es Chile Chico 23kV, el punto más débil corresponde al de conexión del Arranque El Maitén.

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

La reserva mínima de potencia reactiva que debe poseer el SM Carrera para afrontar las distintas 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. Lo anterior verificando que cada unidad generadora cumpla con las restricciones de su respectiva carta de operación.

Las siguientes gráficas muestran la evolución dinámica del total de generación reactiva, en busca de identificar cual es la contingencia más crítica para el SM Carrera y determinar la cantidad de reserva de potencia reactiva que se requiere para afrontar dicha contingencia.

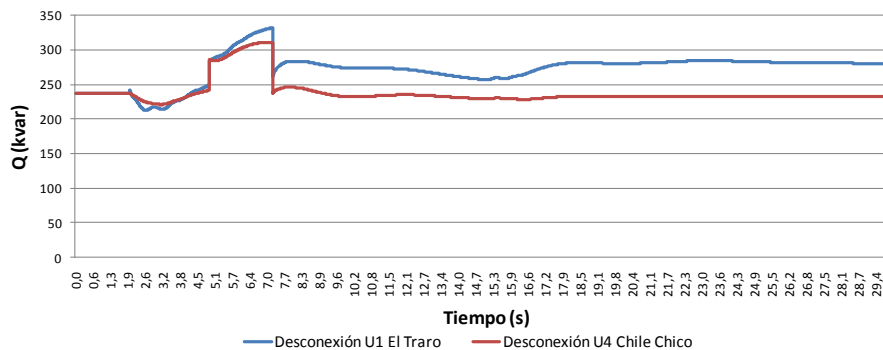


Figura 25: Evolución dinámica generación total de potencia reactiva Abril-2010

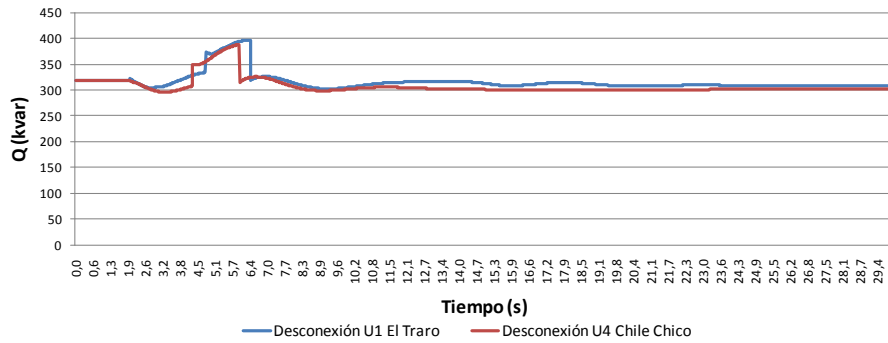


Figura 26: Evolución dinámica generación total de potencia reactiva Abril-2011

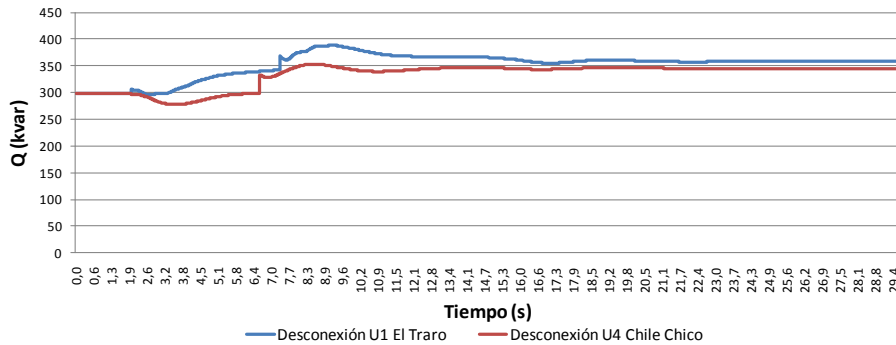


Figura 27: Evolución dinámica generación total de potencia reactiva Abril-2012

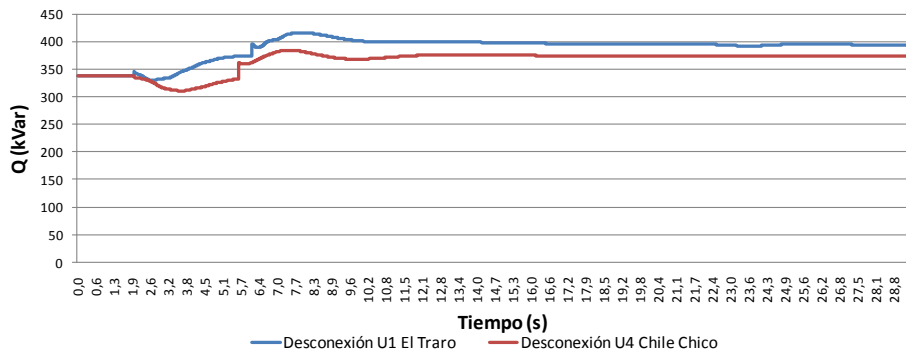


Figura 28: Evolución dinámica generación total de potencia reactiva Abril-2013

En la Tabla 68 se muestra la reserva de potencia reactiva necesaria en unidades generadoras durante operación de régimen para enfrentar la contingencia más crítica para los escenarios de demanda máxima del primer semestre de cada año del horizonte de estudio.

Tabla 68: Resumen requerimiento de potencia reactiva y contingencia más crítica asociada

Escenario	Requerimiento de Potencia Reactiva (kVAR)	Contingencia más crítica
Demanda Máxima Abril-2010	94,3	Desconexión Unidad 1 El Traro
Demanda Máxima Abril-2011	77,0	Desconexión Unidad 1 El Traro
Demanda Máxima Abril-2012	90,0	Desconexión Unidad 1 El Traro
Demanda Máxima Abril-2013	78,2	Desconexión Unidad 1 El Traro

7.5.1.3 Determinación de la curva Q-V para la barra más débil

Para la contingencia más crítica desde el punto de vista de requerimientos de potencia reactiva y siendo conocida barra más débil, a continuación se determina la curva Q-V en dicho punto con el objeto de verificar que las tensiones pre y postcontingencia permanecen dentro de la banda aceptable por la NTSyCS para SSMM en estado normal y de alerta respectivamente. En las siguientes Figuras se presenta las restantes curvas Q-V para Abril de los años 2010, 2011, 2012 y 2013.

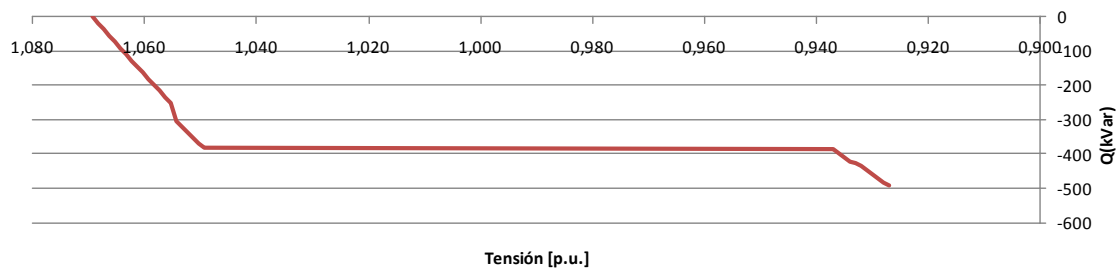


Figura 29: Curva Q-V para punto de conexión El Maitén considerando desconexión intempestiva de U4 de central Chile Chico en escenario de demanda máxima Abril 2010.

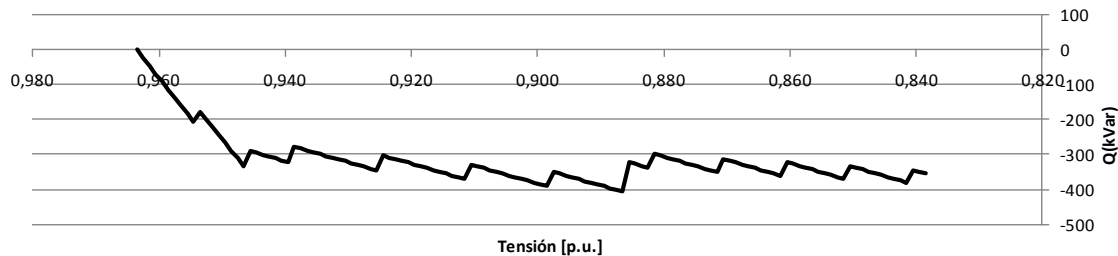


Figura 30: Curva Q-V para punto de Chile Chico 23kV considerando desconexión intempestiva de U4 de central Chile Chico en escenario de demanda máxima Abril 2011.



Figura 31: Curva Q-V para punto de conexión El Maitén considerando desconexión intempestiva de U1 de central El Traro en escenario de demanda máxima Abril 2012.

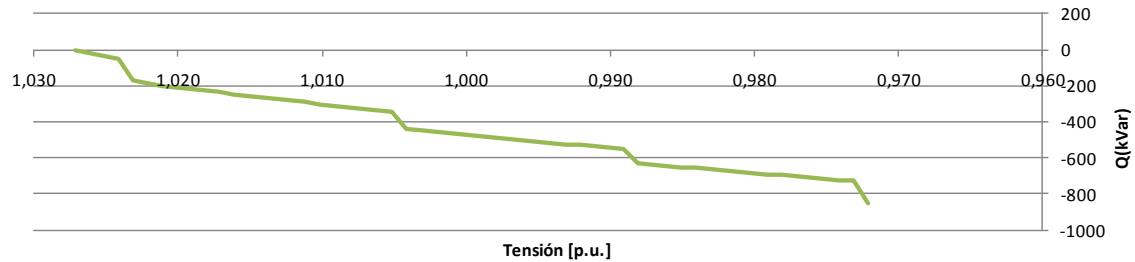


Figura 32: Curva Q-V para punto de conexión El Maitén considerando desconexión intempestiva de U1 de central El Traro en escenario de demanda máxima Abril 2013.

Luego, en forma asociada a las figuras recién presentadas se determina el Margen de Tensión (ver definición en 7.4.4) para cada caso:

Tabla 69: Determinación de Margen de Tensión para escenarios de demanda máxima en 1er Semestre

Escenario de operación	Contingencia más crítica - Barra más débil	Tensión de operación [p.u.]		Tensión de No Convergencia [p.u.]		U[Operación]-U[No Convergencia] [p.u.]	
		Estado Normal	Estado Postcont.	Estado Normal	Estado Postcont.	Estado Normal	Estado Postcont.
Dda. Máx. Abril-2010	Desconexión U4 Chile Chico- Conexión de Arranque El Maitén	0,9951	1,0144	0,9347	0,9268	0,0604	0,0876
Dda. Máx. Abril-2011	Desconexión U4 Chile Chico- Chile Chico 23kV	0,9782	0,9635	0,9202	0,8645	0,058	0,099
Dda. Máx. Abril-2012	Desconexión U1 El Traro- Conexión de Arranque El Maitén	0,9896	0,9989	0,9356	0,9449	0,054	0,054
Dda. Máx. Abril-2013	Desconexión U1 Traro- Conexión de Arranque El Maitén	0,9859	0,9906	0,9299	0,9356	0,056	0,055

A partir de la Tabla 69 se observan los siguientes aspectos:

- Los escenarios de demanda máxima presentan estrecho Margen de Tensión (en torno al 6%) lo cual describe el bajo rango de estabilidad de tensión que presenta el

sistema. Esto, como se explicó previamente, se justifica por la limitada capacidad de control de reactivos que tienen las unidades del SM Carrera.

Pese a lo anterior, a partir del análisis dinámico de los requerimientos de reserva de reactivos realizado, se observa que para todos los escenarios analizados la situación de postcontingencia presenta un comportamiento adecuado de tensión, esto es conforme a lo requerido en la NTSyCS para SSMM.

- En los escenarios de demanda máxima, el margen de tensión en estado normal es similar o incluso inferior al observado en el estado de postcontingencia. Esto se debe a que en postcontingencia se considera la actuación de EDAC, y los resultados descritos verifican a su vez la utilidad que la actuación de EDAC tiene sobre la estabilidad de la tensión.

7.5.2 Escenario demanda máxima segundo semestre (Julio)

7.5.2.1 Identificación de la barra más débil

Las siguientes gráficas muestra la sensibilidad de la tensión ante variaciones de la potencia reactiva (dV/dQ), para los años 2010, 2011 y en distintas barras del sistema eléctrico de Carrera, en condiciones normales de operación y postcontingencia.

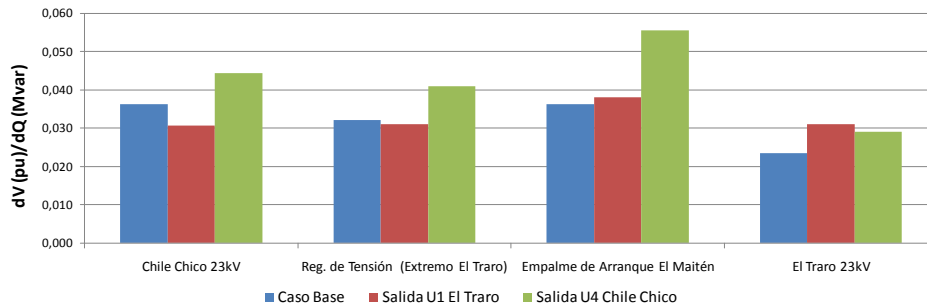


Figura 33: Sensibilidad de la tensión frente a variaciones de la potencia reactiva (Julio-2010).

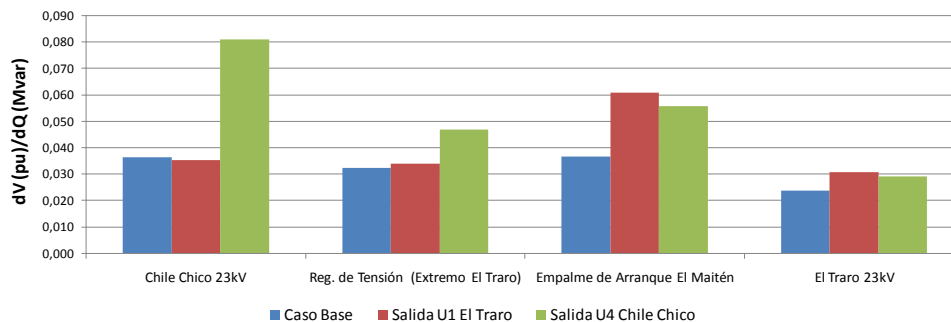


Figura 34: Sensibilidad de la tensión frente a variaciones de la potencia reactiva (Julio-2011).

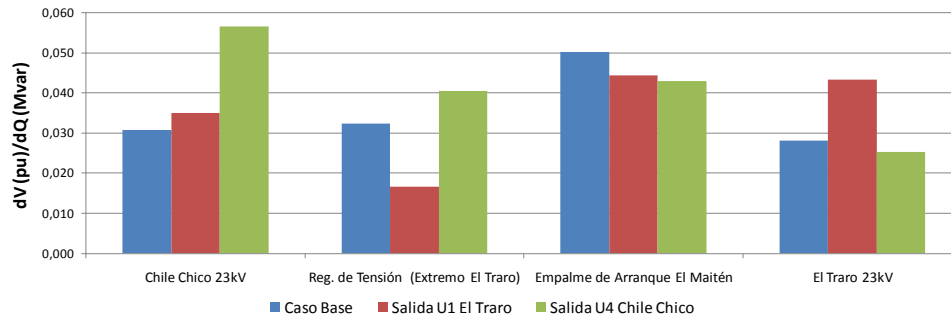


Figura 35: Sensibilidad de la tensión frente a variaciones de la potencia reactiva (Julio-2012).

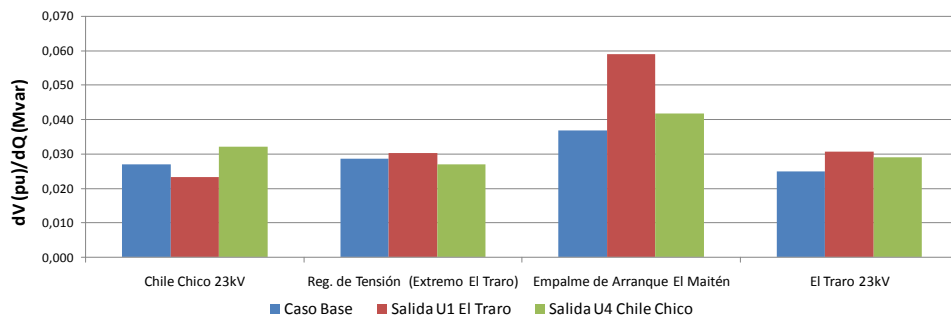


Figura 36: Sensibilidad de la tensión frente a variaciones de la potencia reactiva (Julio-2013).

A partir de las figuras anteriores se concluye que:

- En condiciones normales de operación, para todos los años, el punto más débil corresponde a la conexión del Arranque El Maitén.
- Para la situación de postcontingencia, se verifica que, con la excepción de los años 2010 y 2013 en el cual la barra más débil es Arranque el Maitén, el punto más débil corresponde a la barra Chile Chico 23kV.

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

La reserva mínima de potencia reactiva que debe poseer el SM Carrera para afrontar las distintas 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. Lo anterior verificando que cada unidad generadora cumpla con las restricciones de su respectiva carta de operación.

Las siguientes gráficas muestran la evolución dinámica del total de generación reactiva, en busca de identificar cual es la contingencia más crítica para el SM Carrera y determinar la

cantidad de reserva de potencia reactiva que se requiere para afrontar dicha contingencia.

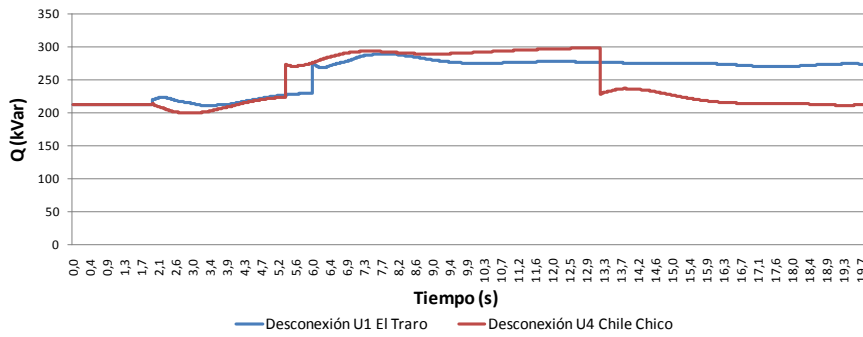


Figura 37: Evolución dinámica generación total de potencia reactiva Julio-2010

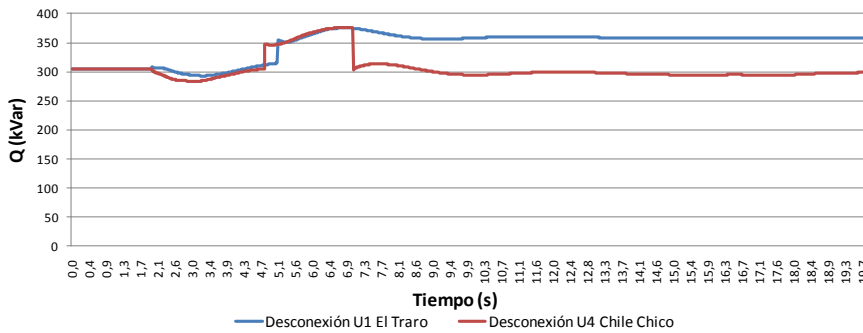


Figura 38: Evolución dinámica generación total de potencia reactiva Julio-2011

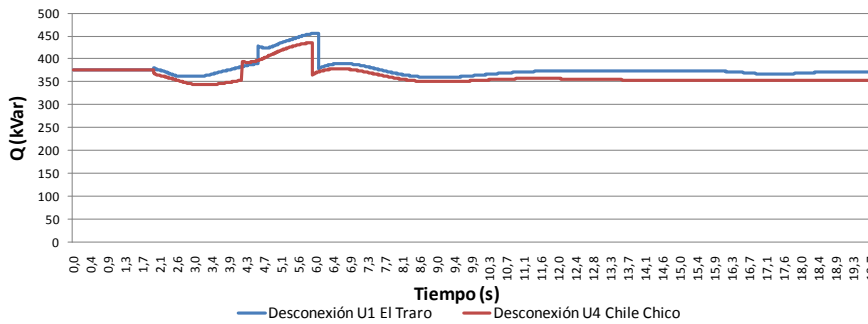


Figura 39: Evolución dinámica generación total de potencia reactiva Julio-2012

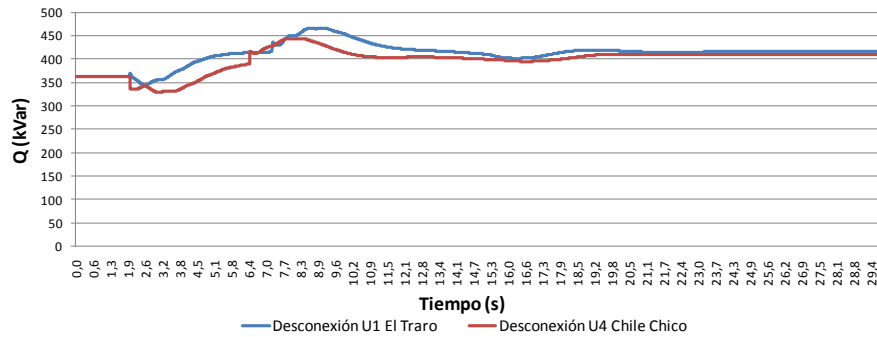


Figura 40: Evolución dinámica generación total de potencia reactiva Julio-2013

En la Tabla 70 se muestra la reserva de potencia reactiva necesaria en unidades generadoras durante operación de régimen para enfrentar la contingencia más crítica para los escenarios de demanda máxima del primer semestre de cada año del horizonte de estudio.

Tabla 70: Resumen requerimiento de potencia reactiva y contingencia más crítica asociada

Escenario	Requerimiento de Potencia Reactiva (kVAR)	Contingencia más crítica
Demanda Máxima Julio-2010	86,3	Desconexión Unidad 4 Chile Chico
Demanda Máxima Julio-2011	72,3	Desconexión Unidad 4 Chile Chico
Demanda Máxima Julio-2012	79,4	Desconexión Unidad 1 El Traro
Demanda Máxima Julio-2013	104,1	Desconexión Unidad 1 El Traro

7.5.2.3 Determinación de la curva Q-V para la barra más débil

Para la contingencia más crítica desde el punto de vista de requerimientos de potencia reactiva y siendo conocida barra más débil, a continuación se determina la curva Q-V en dicho punto con el objeto de verificar que las tensiones de postcontingencia permanecen dentro de la banda aceptable por la NTSyCS para SSMM en estado normal y de alerta respectivamente. En las siguientes Figuras se presenta las restantes curvas Q-V para Julio de los años 2010, 2011, 2012 y 2013.

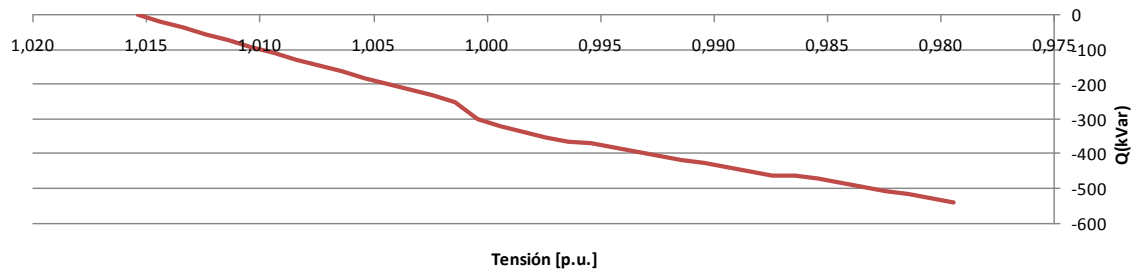


Figura 41: Curva Q-V para punto de conexión El Maitén considerando desconexión intempestiva de U4 de central Chile Chico en escenario de demanda máxima Julio 2010.

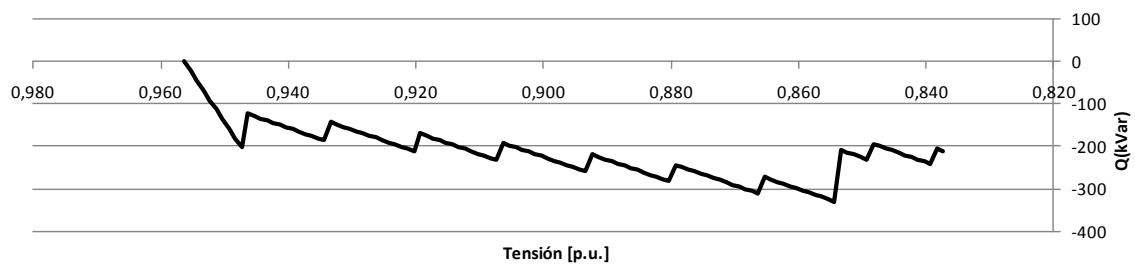


Figura 42: Curva Q-V para punto de Chile Chico 23kV considerando desconexión intempestiva de U4 de central Chile Chico en escenario de demanda máxima Julio 2011.

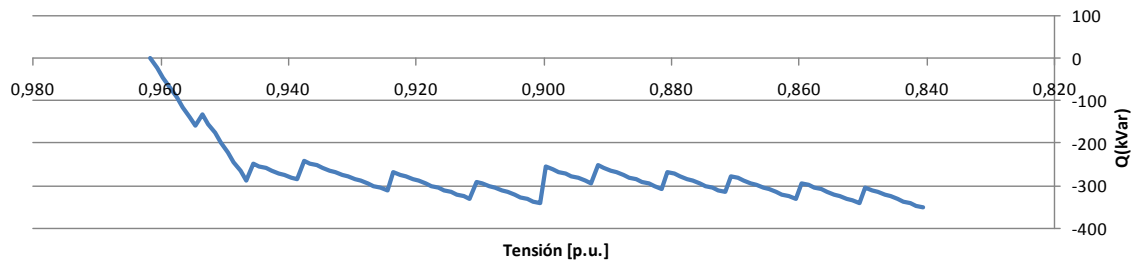


Figura 43: Curva Q-V para punto de Chile Chico 23kV considerando desconexión intempestiva de U4 de central Chile Chico en escenario de demanda máxima Julio 2012.

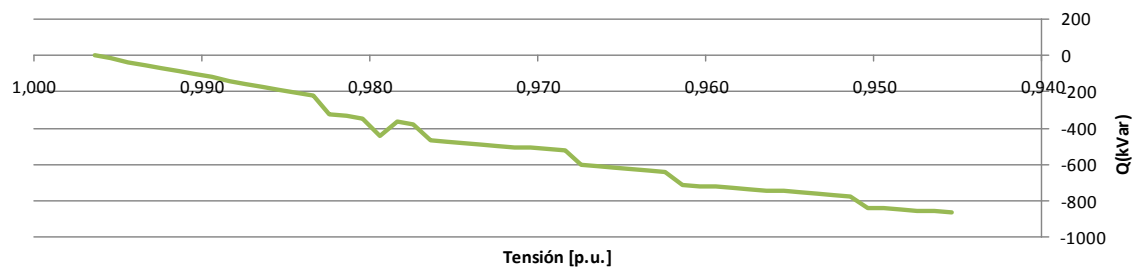


Figura 44: Curva Q-V para punto de El Maitén 23kV considerando desconexión intempestiva de U1 de Central El Traro en escenario de demanda máxima Julio 2013.

Luego, en forma asociada a las figuras recién presentadas se determina el Margen de Tensión (ver definición en 7.4.4) para cada caso:

Tabla 71: Determinación de Margen de Tensión para escenarios de demanda máxima en 2do Semestre

Escenario de operación	Contingencia más crítica - Barra más débil	Tensión de operación [p.u.]		Tensión de No Convergencia [p.u.]		U[Operación]-U[No Convergencia] [p.u.]	
		Estado Normal	Estado Postcont.	Estado Normal	Estado Postcont.	Estado Normal	Estado Postcont.
Dda. Máx. Julio-2010	Desconexión U1 Traro- Conexión de Arranque El Maitén	0,9974	1,0154	0,9604	0,9794	0,037	0,036
Dda. Máx. Julio-2011	Desconexión U4 Chile Chico- Chile Chico 23kV	0,9746	0,9563	0,8336	0,8373	0,141	0,119
Dda. Máx. Julio-2012	Desconexión U4 Chile Chico- Chile Chico 23kV	0,9769	0,9615	0,8769	0,8405	0,1	0,121
Dda. Máx. Julio-2013	Desconexión U1 Traro- Conexión de Arranque El Maitén	0,9873	0,9964	0,9233	0,9454	0,064	0,051

A partir de la Tabla 71 se observan los siguientes aspectos:

- En comparación con el caso de demanda máxima en primer semestre se observa una mejoría en los valores de Margen de Tensión lo cual se justifica por la mayor holgura en capacidad que presentan en su operación las unidades generadoras. Adicionalmente, al igual que en el caso de demanda máxima para primer semestre, el análisis dinámico de los requerimientos de reserva de reactivos realizado permite verificar que en todos los escenarios estudiados la situación de postcontingencia presenta un adecuado comportamiento de tensión, esto es conforme a lo requerido en la NTSyCS para SSMM.
- Al comparar los valores de Margen de Tensión obtenidos para estado normal y de postcontingencia se observa que nuevamente la actuación de EDAC permiten mejorar las estabilidad de tensión en el escenario de postcontingencia

7.5.3 Escenario demanda mínima anual

7.5.3.1 Identificación de la barra más débil

Las siguientes gráficas muestra la sensibilidad de la tensión ante variaciones de la potencia reactiva (dV/dQ), para los años 2010, 2011, 2012 y 2013 y en distintas barras del sistema eléctrico de Carrera, en condiciones normales de operación y postcontingencia.

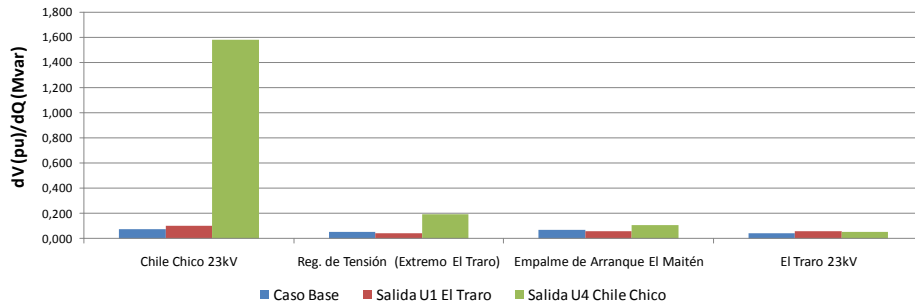


Figura 45: Sensibilidad de la tensión frente a variaciones de la potencia reactiva (Noviembre 2010 B4).

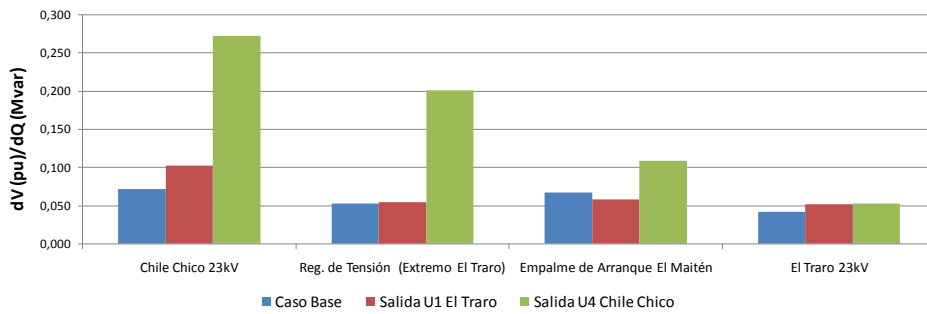


Figura 46: Sensibilidad de la tensión frente a variaciones de la potencia reactiva (Noviembre 2011 B4).

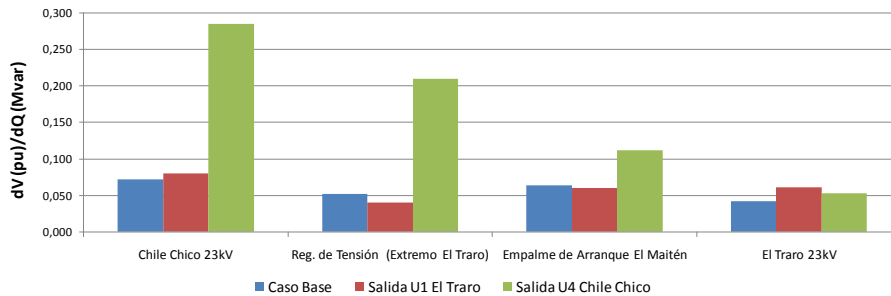


Figura 47: Sensibilidad de la tensión frente a variaciones de la potencia reactiva (Noviembre 2012 B4).

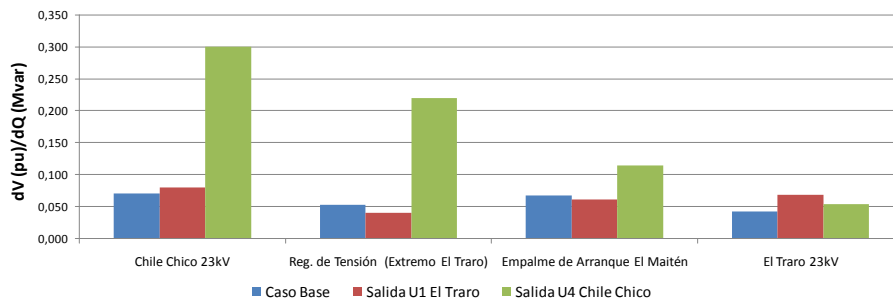


Figura 48: Sensibilidad de la tensión frente a variaciones de la potencia reactiva (Noviembre 2013 B4).

A partir de las figuras recién presentadas se puede verificar que para todos los años el punto más débil tanto en operación normal como de postcontingencia corresponde a la barra Chile Chico 23kV.

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

La reserva mínima de potencia reactiva que debe poseer el SM Carrera para afrontar las distintas 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. Lo anterior verificando que cada unidad generadora cumpla con las restricciones de su respectiva carta de operación.

Las siguientes gráficas muestran la evolución dinámica del total de generación reactiva, en busca de identificar cual es la contingencia más crítica para el SM Carrera y determinar la cantidad de reserva de potencia reactiva que se requiere para afrontar dicha contingencia.

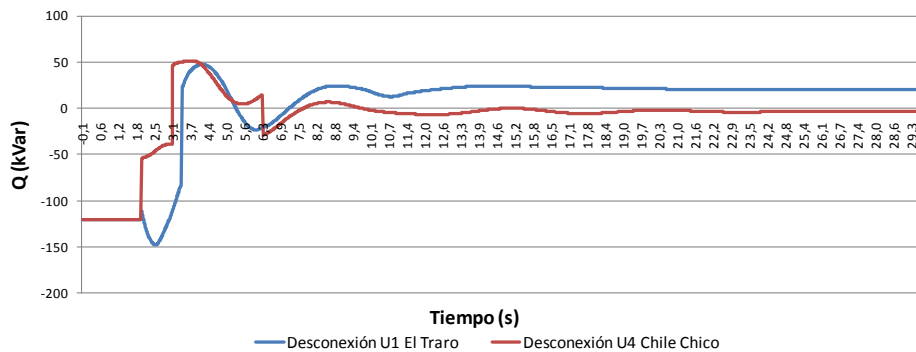


Figura 49: Evolución dinámica generación total de potencia reactiva Noviembre 2010 B4

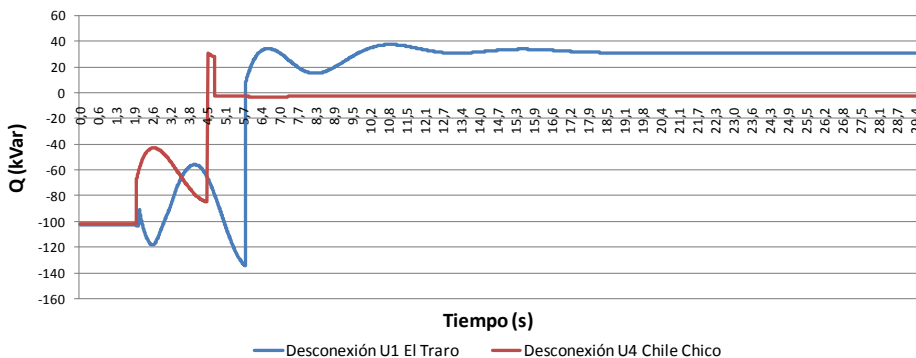


Figura 50: Evolución dinámica generación total de potencia reactiva Noviembre 2011 B4

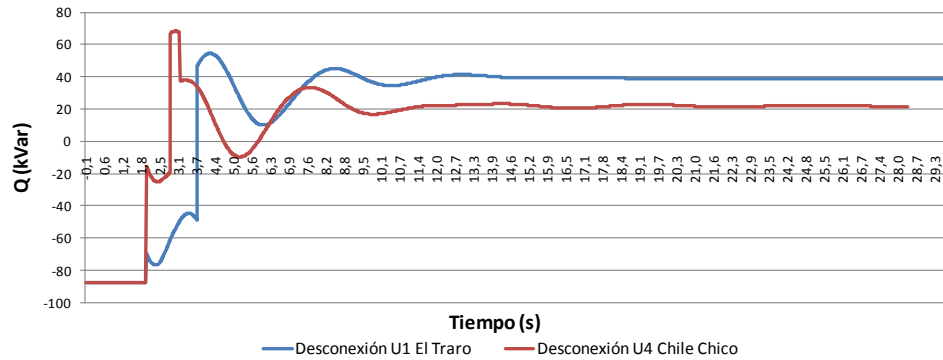


Figura 51: Evolución dinámica generación total de potencia reactiva Noviembre 2012 B4

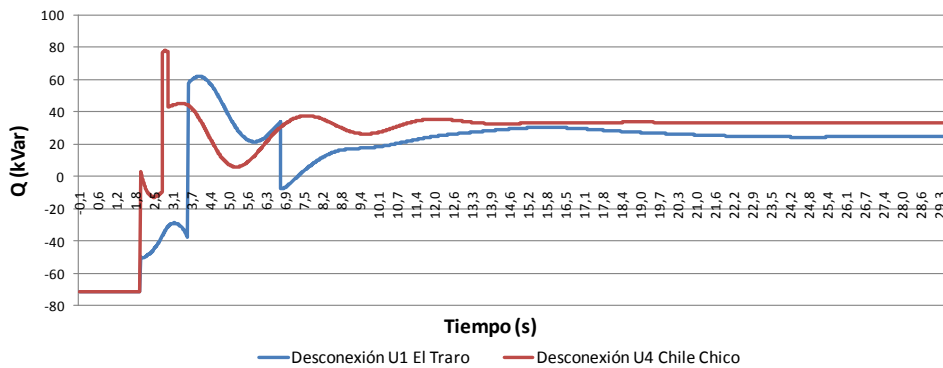


Figura 52: Evolución dinámica generación total de potencia reactiva Noviembre 2013 B4

En la Tabla 72 se muestra la reserva de potencia reactiva necesaria en unidades generadoras durante operación de régimen para enfrentar la contingencia más crítica para los escenarios de demanda máxima del primer semestre de cada año del horizonte de estudio.

Tabla 72: Resumen requerimiento de potencia reactiva y contingencia más crítica asociada

Escenario	Requerimiento de Potencia Reactiva (kVAR)	Contingencia más crítica
Demanda Mínima 2010	172,4	Desconexión Unidad 3 Chile Chico
Demanda Mínima 2011	140,6	Desconexión Unidad 1 El Traro
Demanda Mínima 2012	155,9	Desconexión Unidad 3 Chile Chico
Demanda Mínima 2013	149,1	Desconexión Unidad 3 Chile Chico

7.5.3.3 Determinación de la curva Q-V para la barra más débil

Para la contingencia más crítica desde el punto de vista de requerimientos de potencia reactiva y siendo conocida barra más débil, a continuación se determina la curva Q-V en dicho punto con el objeto de verificar que las tensiones pre y postcontingencia permanecen dentro de la banda aceptable por la NTSyCS para SSMM en estado normal y de alerta respectivamente. En las siguientes Figuras se presenta las restantes curvas Q-V para Noviembre B4 de los años 2010, 2011, 2012 y 2013.

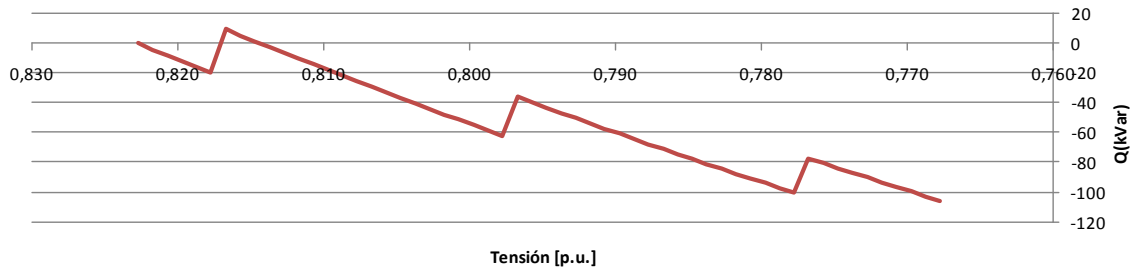


Figura 53: Curva Q-V para punto de conexión El Maitén considerando desconexión intempestiva de U4 de central Chile Chico en escenario de demanda mínima B4 Noviembre 2010.

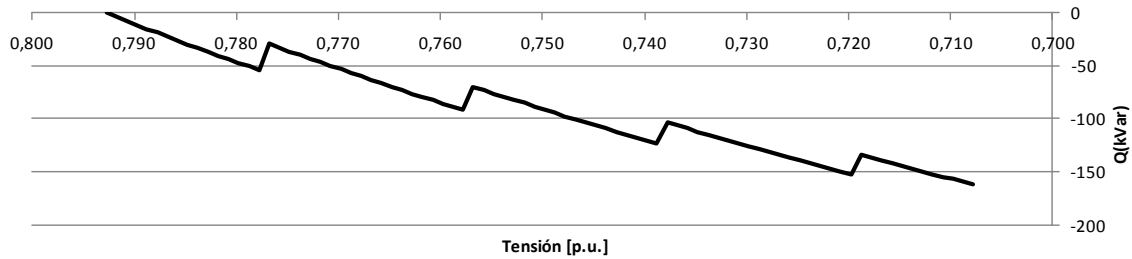


Figura 54: Curva Q-V para punto de Chile Chico 23kV considerando desconexión intempestiva de U4 de central Chile Chico en escenario de demanda mínima B4 Noviembre 2010.

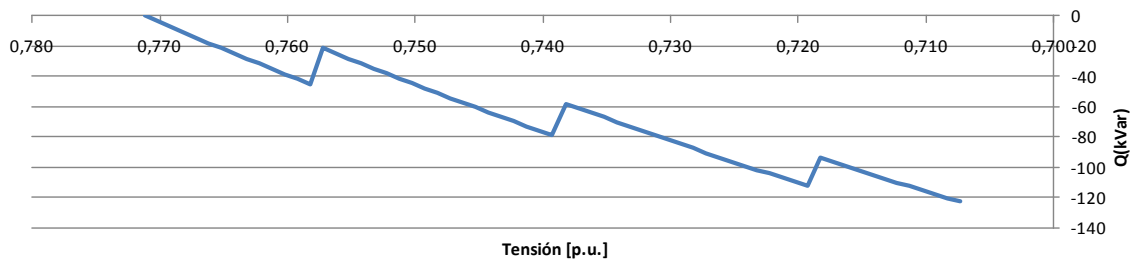


Figura 55: Curva Q-V para punto de Chile Chico 23kV considerando desconexión intempestiva de U4 de central Chile Chico en escenario de demanda mínima B4 Noviembre 2010.

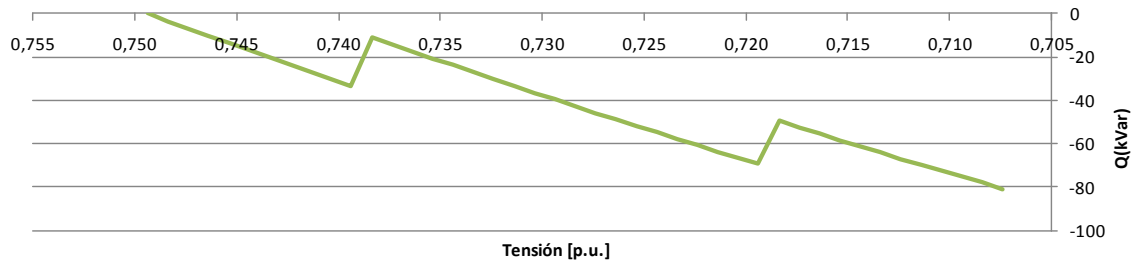


Figura 56: Curva Q-V para punto de Chile Chico 23kV considerando desconexión intempestiva de U4 de central Chile Chico en escenario de demanda mínima B4 Noviembre 2010.

Luego, en forma asociada a las figuras recién presentadas se determina el Margen de Tensión (ver definición en 7.4.4) para cada caso:

Tabla 73: Determinación de Margen de Tensión para escenarios de demanda máxima en Noviembre B4

Escenario de operación	Contingencia más crítica - Barra más débil	Tensión de operación [p.u.]		Tensión de No Convergencia [p.u.]		U[Operación]-U[No Convegencia] [p.u.]	
		Estado Normal	Estado Postcont.	Estado Normal	Estado Postcont.	Estado Normal	Estado Postcont.
Dda Mín 2010	Desconexión U4 Chile Chico-Chile Chico 23kV	0,9861	0,8227	0,7561	0,7677	0,23	0,055
Dda Mín 2011	Desconexión U4 Chile Chico-Chile Chico 23kV	0,9866	0,7927	0,8266	0,7077	0,16	0,085
Dda Mín 2012	Desconexión U4 Chile Chico-Chile Chico 23kV	0,987	0,7712	0,835	0,7072	0,152	0,064
Dda Mín 2013	Desconexión U4 Chile Chico-Chile Chico 23kV	0,9872	0,7493	0,8412	0,7073	0,146	0,042

A partir de la Tabla 73 se observan los siguientes aspectos:

- En estado de operación normal el sistema presenta un amplio Margen de Tensión el cual se justifica por la holgura con la cual operan las unidades generadoras para este escenario (margen de reserva en torno al 20%).
- El margen de tensión en postcontingencia es notablemente inferior al de operación normal. Esto se fundamenta en el hecho que al desconectarse la única unidad operativa en Chile Chico, la red se convierte en un extenso sistema de transmisión radial sin regulación de tensión en su extremo de Chile Chico.
- Respecto a las tensiones de postcontingencia en los escenarios de demanda mínima se hace el alcance que los valores indicados en la Tabla 73 no corresponden a los que efectivamente se observarán en la práctica para las contingencias determinadas. Esto porque dichas tensiones son determinadas por medio de flujos de potencia de régimen permanente los cuales no consideran la actuación de controladores de

tensión en las unidades generadoras²⁸. Pese a lo anterior, los valores de tensión de postcontingencia descritos son útiles para determinar el margen de tensión propuesto, ya que este se define como la diferencia relativa entre la tensión de operación y de la tensión de no convergencia.

7.1 Conclusiones

- Se verifica que la reserva de reactivos presente en las unidades generadoras despachadas bajo un criterio económico²⁹ es suficiente para enfrentar contingencias de severidad 4 en los escenarios de operación evaluados para los años 2010,2011, 2012 y 2013.
- Se ha demostrado en este estudio que el uso de EDAC por subfrecuencia propuesto para el SM Carrera también es eficaz para el control de tensión. Esto porque, 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.
- Se verifica que la operación regulador de tensión permite mantener un adecuado nivel la tensión de la barra regulada, a la vez que modera el modo en que las centrales generadoras entregan y absorben potencia reactiva.

²⁸ Al realizar un análisis dinámico del comportamiento de la tensión frente a las contingencias evaluadas, esta vez, considerando la operación de los controladores de tensión en las unidades generadoras, se verifica que en todos los casos la tensión de postcontingencia de régimen en postcontingencia siempre se establece dentro de los márgenes permitidos por la NTSyCS.

²⁹ Requerimiento de Margen de Reserva de Potencia activa mínimo de 0%.

8 PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO PARA EL SISTEMA DE CARRERA

8.1 *Introducción*

En conformidad a la NTSyCS para Sistemas Medianos deben realizarse 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 todas las Islas Eléctricas.

Este documento corresponde al PRS vigente en el Sistema Mediano Carrera, el cual ha sido revisado para verificar la inclusión de los aspectos requeridos en la NTSyCS para SSMM. En particular, las modificaciones realizadas complementan al documento actual, al explicitar definiciones de los coordinados que participan en el plan y algunos procesos que están definidos en la actualidad entre los coordinados, pero que no estaban en forma explícita en el documento original.

8.2 *Descripción General del Sistema Mediano de Carrera*

El sistema Carrera consta de dos centrales las cuales abastecen la demanda de la zona en su totalidad. El parque de generación se divide en centrales Hidráulicas y Térmicas. Para interconectar el sistema existe una línea de transmisión llamada Línea El Traro – Chile Chico en 23 kV cuya longitud es de 160 km.

8.2.1 Centrales Sistemas Carrera

El sistema Carrera consta de un total de Generación disponible de 2.214 KW, compuestos por 670 KW de generación hidroeléctrica y 1.544 KW de generación térmica.

8.2.1.1 Centrales Hidráulicas

El sistema Carrera consta de una central hidráulica denominada central El Traro la cual está ubicada a 5 km de la ciudad de Cochrane y compuesta por dos unidades de 335 KW correspondiendo de esta forma al 30,26% del parque de generación total del SM Carrera.

8.2.1.2 Centrales Térmicas

El sistema Carrera consta de dos centrales térmicas; la primera denominada Central Térmica Chile Chico, ubicada en Chile Chico, está compuesta por un cuatro unidades generadoras una capacidad total de 1.252 KW; y una segunda denominada Central Térmica El Traro compuesta por una unidad de 292 KW y que está ubicada a 5 km de la ciudad de Cochrane. De esta forma, el porcentaje de generación térmica en el SM Carrera es de 69,73% del parque de generación total del SM Carrera.

8.2.2 Líneas de Transmisión

El sistema Carrera consta de una línea de transmisión denominada El Traro – Chile Chico 23kV, la cual interconecta Central El Traro (52E-2) con Central Térmica Chile Chico a través del interruptor 52E-3, posición donde se ubica el único sincronizador del SM Carrera. A lo largo de sus 160 km de longitud la línea El Traro-Chile Chico abastece en 23kV a las localidades de Pto. Bertrand, Pto. Guadal, Mallín Grande, Fachinal, Bahía Jara, Chile Chico y localidades ubicadas en el sector sur del lago General Carrera. Aproximadamente en el km 80 de esta línea, aguas abajo de la localidad de Pto. Guadal, existe un reconector denominado R-4 Pto. Guadal. Así mismo, en el km 65 existe un arranque denominado El Maitén – Pto. Sánchez el que a través de sus 90 km de longitud abastece en 23kV a las localidades de Lago Negro, El Desagüe, El León, Pto. Tranquilo, Bahía Murta y Pto. Sánchez. En el km 7 de este arranque existe un reconector denominado R-3 Línea El Maitén –Pto. Sánchez.

Adicionalmente, existe una línea en 23kV con una longitud de 5 km a través de la cual se alimenta a la ciudad de Cochrane desde la S/E El Traro (52E-1).

Las características antes mencionadas se resumen en el diagrama unifilar simplificado de la Figura 57.

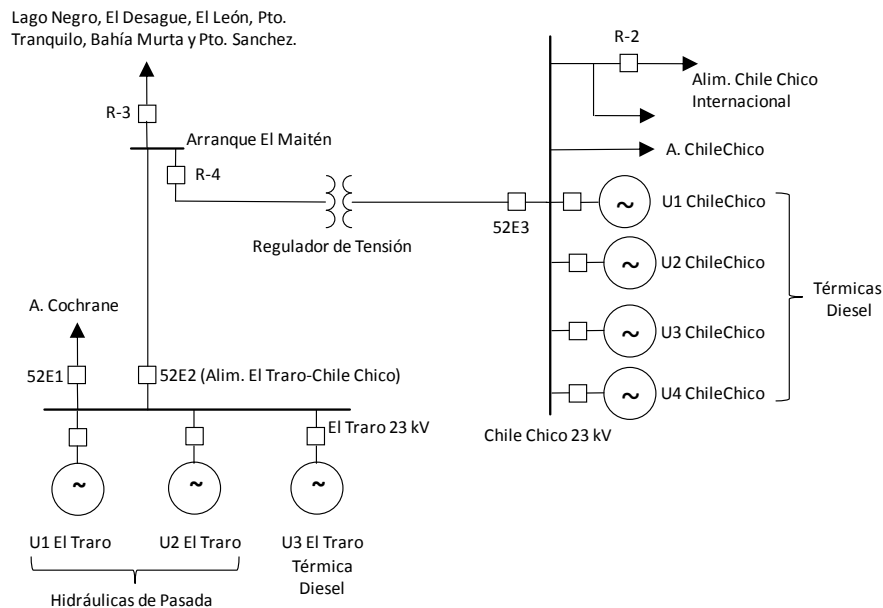


Figura 57: Diagrama unifilar simplificado SM Carrera

8.3 *Plan de Recuperación de Servicio (PRS)*

8.3.1 Características

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

8.3.2 Definiciones

- CO: Centro de Operación, encargado del despacho de las centrales de generación del sistema de Gral. Carrera. En el sistema existen dos centros de operación: CO El Traro y CO Chile Chico, que controlan a la Central El Traro y Central Chile Chico, respectivamente.
- Jefe de Distribución: Responsable del patrullaje, la ejecución de maniobras, el mantenimiento y las reparaciones en la red de transmisión en 23 kV, al interior de una Delegación. Se reconocen dos Delegaciones: Cochrane y Chile Chico.
- Brigadas: son las unidades encargadas de realizar las actuaciones correspondientes a patrullaje, ejecución de maniobras, mantenimiento y reparaciones en la red de transmisión en 23 kV. Jerárquicamente dependen de la Jefatura de Distribución de la Delegación.
- CCT: Centro de Control de Transmisión, ubicado en la ciudad de Osorno

8.3.3 Delegación de funciones durante PRS

- La dirección de la aplicación del PRS la hará el CO El Traro.
- El CO El Traro autoriza al CO Chile Chico el inicio de plan particular de recuperación de servicio, el cual es llevado a cabo en paralelo con el plan de recuperación de servicio de CO El Traro.
- Las acciones de patrullaje y maniobras en la red de transmisión serán solicitadas por los CO al Jefe de Distribución de la Delegación respectiva.
- Las solicitudes de autorización a los Jefes de Distribución de Cochrane y Chile Chico, se realizan a través del CO de las centrales El Taro y Chile Chico.
- Los operadores de las instalaciones deberán informar a los CO respecto a inconvenientes o dificultades que surjan durante el PRS, de manera que estos evalúen alternativas de recuperación.
- Cada CO podrá realizar modificaciones según su criterio en el PRS particular de la isla eléctrica que le corresponde una vez obtenida la autorización para comenzar.
- La verificación de la condición de línea despejada en el sistema de transmisión El Trato – Chile Chico, será coordinada el CO El Traro. Los CO El Traro y Chile Chico proporcionan los antecedentes necesarios, obtenidos mediante patrullaje en terreno y de los sistemas de monitoreo y control disponibles.

- El CO El Traro en coordinación con Central Chile Chico, sincronizarán los subsistemas el Traro y Chile Chico en interruptor 52E-3 ubicado en S/E Chile Chico.

8.3.4 Consideraciones iniciales del PRS

- Cada CO identificará la componente fallada utilizando la información de operación de protecciones y pérdidas de cargas propias disponibles. La información será comunicada al CO El Traro. El CO El Traro identificará el estado operacional del sistema de transmisión y lo comunicará al CO Chile Chico.
- CO El Traro y CO Chile Chico verifican estado de unidades de generación e instalaciones principales de cada central, informando esta última al CO El Traro de posibles averías que produzcan indisponibilidades para la posterior recuperación del servicio. Además, deben identificar unidades de partida autónomas y disponibilidad para tomar carga.
- CO El Traro declara la existencia de un Apagón Total o Parcial a partir de la información del estado operativo del sistema.
- El CO El Traro coordina con el CO Chile Chico el aislamiento del tramo fallado. Cada CO dispone la realización de las maniobras pertinentes en terreno. El resultado es informado al CO El Traro.

8.3.5 Condiciones de Partida del PRS

- Declaración de existencia de un Apagón Total
- Disponer interruptores según esquema de Recuperación de Servicio, en el estado que se describe en el procedimiento para los sistemas de El Traro y Chile Chico.
- Central El Traro energiza su barra de 23 kV.
- Central Chile Chico energiza su barra 23 kV.

8.3.6 Conceptos

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

- Central El Traro Barra 23 kV
 - Alimentador Cochrane 52E-1 (A-817)
 - Alimentador Chile Chico-El Traro 52E-2 (A-816)

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

- Central Chile Chico Barra 23 kV
 - Alimentador Chile Chico Centro DTBC-1 (A-824)
 - Alimentador Chile Chico-Camino Internacional DTBC-2 (A-825)

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

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, estado de interconexión El Traro – Chile Chico, disponibilidad de potencia en Central Hidroeléctrica El Traro, Térmica El Traro y Térmica Chile Chico.

PROCEDIMIENTO

SISTEMA EL TRARO		
1	CO El Traro	Disponer de estado de interruptores de acuerdo al esquema de recuperación de servicio. Abrir equipos no operados 52E-2 El Traro – Chile Chico (A-816) y RE1 Cochrane (A-817).
2	CO El Traro	Autorizar a Central Chile Chico inicio de plan particular de recuperación de servicio.
3	CO El Traro	Energizar Barra 23 kV con energía de Grupos hidroeléctricos N° 5122 y N°5123
4	CO El Traro	Energiza alimentador 52E1 – Cochrane (A-817).
5	CO El Traro	Previa verificación disponibilidad de sistema de transmisión entre El Traro y Chile Chico, energizar alimentador El Traro-Chile Chico (52E2) hasta 52E3. La interconexión con Chile Chico 52E3 debe estar abierta.
SISTEMA CHILE CHICO		
1	Central Chile Chico	Disponer de estado de interruptores de acuerdo al esquema de recuperación de servicio. Abrir equipos no operados 52E3 Interconexión Chile Chico-El Traro, DTBC-1 Chile Chico Centro (A-824) y DTBC-2 Chile Chico-Camino Internacional (A-825).
2	Central Chile Chico	Central Térmica Chile Chico energiza barra 23kV con grupos N° 5121

		Caterpillar, y N° 5518, 5519 y 5120 Cummins.
3	Central Chile Chico	Se energiza DTBC-1 (A-824) y posteriormente se energiza DTBC-2 (A-825).

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

9 ANEXOS

9.1 Anexo N°1: Estimación de Tasas de falla e indisponibilidad forzada de unidades generadoras del SM de Carrera.

Como se describe en la sección 3.4 la probabilidad de falla de cada unidad se estimó considerando la tasa de falla de unidades de similares características a la del SM de Carrera 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 siguiente Tabla 74 se describen las tasas de falla para motores diesel y unidades hidráulicas de pequeño tamaño (hasta 10MW) presentes en el SIC. Nótese que solo 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 74: Estadísticas de falla e indisponibilidad forzada para unidades diesel e hidráulicas de pequeño tamaño del SIC.

Central	Nº Fallas en Período	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
Curauama	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
Chiburgo	2	1,4	2	0,7	0,00007847	Hidro	N/I
Eyzaguirre	4	2,8	1	2,8	0,00031686	Hidro	N/I
Los Morros	15	2,6	1	2,6	0,00030179	Hidro	50
El Rincón	0	0	2	0	0	Hidro	N/I
Puclaro	0	0	1	0	0	Hidro	N/I
Sauce Andes	0	0	1	0	0	Hidro	N/I
Chacabucuito	33	5,1	4	1,3	0,00014603	Hidro	10
Florida	6	1,1	1	1,1	0,00012071	Hidro	33,6
Los Molles	15	2,6	2	1,3	0,00015089	Hidro	N/I
Maitenes	27	4,8	3	1,6	0,00018107	Hidro	N/I
Pilmaiquén	36	6,3	5	1,3	0,00014486	Hidro	0,14
Puntilla	7	1,2	2	0,6	0,00007042	Hidro	24

N/I: No Informado

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

Tabla 75: Tasa de falla horaria estimada por tecnología para unidades del SM Carrera

Tecnología	Tasa de Falla Horaria [Fallas/hr]
Diesel	0,0003185
Hidro	0,0001265

Adicionalmente, en la Tabla 74 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 tasa de falla anual estimada a partir de la Tabla 75 se obtiene el tiempo medio de indisponibilidad de cada tecnología por falla.

Tabla 76: Tiempo medio de indisponibilidad por evento de falla para unidades del SM Carrera.

Tecnología	Tiempo medio de indisponibilidad por falla [hr/falla]
Diesel	26,88
Hidro	21,25

9.2 Anexo N°2: 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 Carrera en el año 2010.

Tabla 77: Modulación de bloques de demanda proyectados para 2010 en el SM Carrera.

Carga [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
Carga El Traro-El Maitén	0,062	0,066	0,067	0,071	0,070	0,073	0,070	0,071	0,067	0,065	0,061	0,060
Alim. Cochrane	0,308	0,327	0,330	0,351	0,347	0,361	0,346	0,351	0,331	0,320	0,303	0,299
Carga El Maitén	0,181	0,192	0,194	0,206	0,204	0,212	0,204	0,206	0,195	0,188	0,178	0,176
Carga Chile Chico-El Maitén	0,173	0,184	0,186	0,197	0,195	0,203	0,195	0,197	0,186	0,180	0,170	0,168
Chile Chico	0,262	0,277	0,280	0,298	0,295	0,306	0,294	0,298	0,281	0,271	0,257	0,254
Chile Chico Internacional	0,435	0,461	0,466	0,495	0,490	0,509	0,489	0,495	0,467	0,451	0,427	0,422
Duración de Bloque [hr]	259	180	95	122	236	200	213	176	205	107	129	295

Carga [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
Carga El Traro-El Maitén	0,049	0,050	0,051	0,057	0,053	0,059	0,054	0,056	0,049	0,051	0,050	0,051
Alim. Cochrane	0,245	0,247	0,252	0,283	0,263	0,290	0,268	0,276	0,243	0,253	0,249	0,250
Carga El Maitén	0,144	0,145	0,148	0,166	0,155	0,171	0,158	0,162	0,143	0,149	0,146	0,147
Carga Chile Chico-El Maitén	0,138	0,139	0,142	0,159	0,148	0,163	0,151	0,155	0,137	0,142	0,140	0,141
Chile Chico	0,208	0,210	0,214	0,240	0,223	0,247	0,228	0,234	0,207	0,215	0,211	0,212
Chile Chico Internacional	0,345	0,348	0,356	0,399	0,371	0,410	0,378	0,389	0,343	0,357	0,351	0,353
Duración de Bloque [hr]	178	215	285	260	197	226	197	189	177	285	253	135

Carga [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
Carga El Traro-El Maitén	0,044	0,045	0,045	0,048	0,046	0,051	0,047	0,049	0,043	0,045	0,044	0,044
Alim. Cochrane	0,219	0,221	0,224	0,238	0,228	0,252	0,233	0,242	0,211	0,225	0,216	0,220
Carga El Maitén	0,129	0,130	0,132	0,140	0,134	0,148	0,137	0,142	0,124	0,132	0,127	0,129
Carga Chile Chico-El Maitén	0,123	0,124	0,126	0,134	0,128	0,141	0,131	0,136	0,119	0,126	0,122	0,124
Chile Chico	0,186	0,187	0,190	0,202	0,194	0,214	0,197	0,205	0,179	0,191	0,184	0,187
Chile Chico Internacional	0,309	0,311	0,316	0,335	0,322	0,355	0,328	0,341	0,298	0,317	0,305	0,310
Duración de Bloque [hr]	200	139	174	139	177	163	148	142	168	142	174	148

Carga [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
Carga El Traro-El Maitén	0,037	0,039	0,038	0,039	0,039	0,041	0,040	0,041	0,037	0,037	0,035	0,036
Alim. Cochrane	0,182	0,192	0,189	0,192	0,191	0,202	0,198	0,201	0,185	0,183	0,174	0,176
Carga El Maitén	0,107	0,113	0,111	0,113	0,112	0,119	0,116	0,118	0,109	0,108	0,102	0,104
Carga Chile Chico-El Maitén	0,102	0,108	0,106	0,108	0,107	0,114	0,111	0,113	0,104	0,103	0,098	0,099
Chile Chico	0,154	0,163	0,161	0,163	0,162	0,172	0,168	0,170	0,157	0,156	0,148	0,150
Chile Chico Internacional	0,256	0,271	0,267	0,271	0,269	0,285	0,279	0,283	0,261	0,259	0,245	0,249
Duración de Bloque [hr]	107	162	190	199	134	131	186	237	170	210	164	166

Tabla 78: Despacho económico de unidades de generadoras para bloques de demanda proyectados para el 2010 considerando un margen de reserva nulo.

Unidad	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_El Traro N°1	335	30	335	335	335	335	335	335	335	335	335	332	335	335
02_El Traro N°2	335	30	335	335	335	335	335	335	335	335	335	332	335	335
06_El Traro N°3	292	30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
03_Chile Chico N°3	400	40	238	265	271	319	304	364	299	320	272	257	388	371
04_Chile Chico N°1	282	30	228	255	261	282	282	282	282	282	262	247	282	282
05_Chile Chico N°2	282	30	228	255	261	282	282	282	282	282	262	247	0	0
07_Chile Chico N°4	288	30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Unidad	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_El Traro N°1	335	30	330	327	335	335	335	335	335	332	320	311	335	329
02_El Traro N°2	335	30	330	327	335	335	335	335	335	332	320	311	335	329
06_El Traro N°3	292	30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
03_Chile Chico N°3	400	40	217	225	228	301	252	334	263	284	224	254	221	230
04_Chile Chico N°1	282	30	207	215	218	282	242	282	253	274	214	244	211	220
05_Chile Chico N°2	282	30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
07_Chile Chico N°4	288	30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Unidad	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_El Traro N°1	335	30	298	302	318	333	314	332	331	312	297	288	307	302
02_El Traro N°2	335	30	298	302	318	333	314	332	331	312	297	288	307	302
06_El Traro N°3	292	30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
03_Chile Chico N°3	400	40	371	372	357	386	383	230	368	229	341	214	345	369
04_Chile Chico N°1	282	30	0	0	0	0	0	220	0	219	0	204	0	0
05_Chile Chico N°2	282	30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
07_Chile Chico N°4	288	30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Unidad	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_El Traro N°1	335	30	249	263	262	265	208	242	260	269	254	234	248	236
02_El Traro N°2	335	30	249	263	262	265	208	242	260	269	254	234	248	236
06_El Traro N°3	292	30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
03_Chile Chico N°3	400	40	307	325	314	321	219	210	354	351	309	345	274	308
04_Chile Chico N°1	282	30	0	0	0	0	209	200	0	0	0	0	0	0
05_Chile Chico N°2	282	30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
07_Chile Chico N°4	288	30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 79: Generación máxima total mensual durante el 2008 en el SM Carrera.

Mes 2008	Generación Máxima Mensual 2008 [kW]
Ene-08	1.280
Feb-08	1.340
Mar-08	1.385
Abr-08	1.465
May-08	1.410
Jun-08	1.445
Jul-08	1.420
Ago-08	1.375
Sep-08	1.340
Oct-08	1.270
Nov-08	1.230
Dic-08	1.195

Tabla 80: Demanda máxima esperada para el 2010 en el SM de Carrera.

Nombre	Dda Máxima Esperada 2010 [kVA]
Carga El Traro-El Maitén	82
Alim. Cochrane	407
Carga El Maitén	240
Carga Chile Chico-El Maitén	229
Chile Chico	346
Chile Chico Internacional	575
Total	1.879

9.3 Anexo N°3: Ejemplo de cálculo de FMIK y TTIK

A continuación se detalla el proceso realizado para calcular el aporte producido por una falla la desconexión intempestiva de la Unidad N°1 de central El Traro en Marzo del 2010 al FMIK y TTIK del punto de conexión El Traro 23kV, es decir los factores $FMIK_{El\ Traro\ 23kV; Marzo\ 2010}^{U1\ Central\ El\ Traro}$ y $TTIK_{El\ Traro\ 23kV; Marzo\ 2010}^{U1\ Central\ El\ Traro}$.

- En primer lugar se evalúa para cada bloque si el desequilibrio provocado por desconexión intempestiva es controlable mediante la utilización del margen de reserva en generación y la actuación de EDAC propuestos. Al respecto en función de la demanda y generación descritas en la Tabla 77 y Tabla 78 determina el estado de postcontingencia:

Tabla 81: Balance de potencia tras la desconexión intempestiva de U1 de central El Traro en Marzo 2010.

Bloque de Demanda	Generación desprendida por falla [kW]	Reserva en Giro disponible [kW]	Potencia utilizada en EDAC R-2 [kW]	Potencia utilizada en EDAC R-3 [kW]	Balance sistémico post actuación de reserva y EDAC [kW]
B1 Marzo 2010	-335	172	0	186	23,5
B2 Marzo 2010	-335	236	0	142	43,1
B3 Marzo 2010	-318	61	100	127	-30,7
B4 Marzo 2010	-262	160	0	107	4,8

(*) El valor de reserva en giro corresponde a la suma de las holguras de capacidad ($P[Nom]-P[Despacho]$) que tienen en precontingencia las unidades operativas tras la aplicación de la falla.

En la Tabla 81 se observa que sólo en el caso de que se produzca la falla de la unidad generadora durante el Bloque N°3 de demanda el sistema podría³⁰ presentar un comportamiento inestable en el sistema (Blackout) y provocar una interrupción en el suministro de la barra El Traro 23kV. En contraste, de producirse la contingencia durante los restantes tres bloques de demanda la operación de postcontingencia del sistema resulta estable, lo que implica que no se produce corte de suministro alguno en la carga asignada al punto de conexión El Traro 23kV (Alim. Cochrane).

- En consideración de lo anterior, a partir de la demanda descrita en la Tabla 77 del Anexo N°2, se obtienen la duración y el valor de $MVA_{restringido\ hjim}$ para el bloque N°3 de Marzo de 2010:

Tabla 82: Potencia suministrada al punto de conexión El Traro 23kV en estado de precontingencia.

Consumos en punto de conexión restringido	Mar B3
Alim. Cochrane [MVA]	0,224
Duración Bloque de demanda [hrs]	174

³⁰ El análisis realizado para este estudio en particular no considera la flexibilidad propia de la carga respecto a la frecuencia.

- La tasa de falla se obtiene multiplicar la tasa de falla horaria de U1 de central El Traro (ver Tabla 75) por el N° de horas de Marzo, resultando

$$pf_{U1 \text{ El Traro; Marzo } 2010} = \underbrace{744}_{\text{Horas de Marzo}} \cdot \underbrace{0,001265}_{\text{Tasa de falla de una unidad Hidro}} = 0,09413$$

- La duración de la indisponibilidad forzada de suministro provocada por la falla en la unidad generadora, a saber $t_{U1 \text{ El Traro}}$, tiene una duración de una hora conforme a lo descrito en la sección 5.5.
- La demanda máxima en el punto de conexión El Traro 23kV durante Marzo de 2010, a saber $MVA_{Max \text{ EL Traro; Marzo } 2010}$, es 0,385 [MVA]. Esta magnitud es determinada aplicando a la estructura de demanda máximas entregadas por SAESA (ver Tabla 80) y la modulación de demanda máximas mensuales observadas durante el 2008 en el SM Carrera (ver Tabla 79).

$$MVA_{Max \text{ EL Traro } 23kV; \text{Marzo } 2010} = \underbrace{0,407}_{\substack{\text{Dda.Max proyectada} \\ \text{(en MVA) para retiros} \\ \text{en El Traro } 23kV \text{ en el } 2010}} \cdot \frac{\underbrace{1,385}_{\substack{\text{Dda.Max observada} \\ \text{en retiros (en [kW]) de} \\ \text{El Traro } 23kV \text{ en Marzo } 2008}}}{\underbrace{1,465}_{\substack{\text{Dda.Max observada} \\ \text{en retiros (en [kW]) de} \\ \text{El Traro } 23kV \text{ en el } 2008}}} = 0,385$$

Luego de aplicar estos datos en las ecuaciones descritas en la sección 5.6, se obtiene para el índice FMIK:

$$FMIK_{\text{El Traro } 23kV; \text{Marzo } 2010}^{U1 \text{ Central El Traro}} = \frac{\underbrace{0,224}_{\substack{\text{MVA restringido en El Traro } 23kV \text{ por} \\ \text{falla en } U1 \text{ central El Traro} \\ \text{en bloque 3 de Marzo } 2010}}}{\underbrace{0,385}_{\text{MVA}_{Max \text{ EL Traro; Marzo } 2010}}} \cdot \frac{\underbrace{174}_{\text{Horas B3 Marzo } 2010}}{\underbrace{744}_{\text{Horas de Marzo}}} \cdot \underbrace{0,09413}_{pf_{U1 \text{ El Traro; Marzo } 2010}}$$

$$FMIK_{\text{El Traro } 23kV; \text{Marzo } 2010}^{U1 \text{ Central El Traro}} = 0,0128$$

Y, análogamente para el índice TTIK:

$$TTIK_{\text{El Traro } 23kV; \text{Marzo } 2010}^{U1 \text{ Central El Traro}} = \underbrace{0,0128}_{FMIK_{\text{El Traro } 23kV; \text{Marzo } 2010}^{U1 \text{ Central El Traro}}} \cdot \underbrace{1}_{t_{U1 \text{ El Traro}}}$$

$$TTIK_{\text{El Traro } 23kV; \text{Marzo } 2010}^{U1 \text{ Central El Traro}} = 0,0128$$

9.4 Anexo N°4: Cálculo de corrientes de cortocircuito máximas y mínimas para verificación de coordinación de protecciones

Tabla 83: Corrientes de cortocircuito de Fase máximas para distintos tipos de fallas francas en SM Carrera

Posición de la falla	Tipo de falla	Icc de fase observada Ik'' [A]			
		52-E2	R-3	R-4	52-E3
Frente a 52-E2	3F	137	-	50	50
	2F	121	-	45	45
	1FT	202	-	50	50
	2FT	215	-	51	51
El Traro MT	3F	50	-	50	50
	2F	45	-	45	45
	1FT	50	-	50	50
	2FT	51	-	51	51
Frente a R-3	3F	91	158	68	68
	2F	81	139	60	60
	1FT	98	162	65	65
	2FT	98	160	69	69
Frente a R-4	3F	91	-	91	68
	2F	81	-	81	60
	1FT	98	-	98	65
	2FT	98	-	98	69
Frente a 52-E3	3F	47	-	47	183
	2F	42	-	42	161
	1FT	47	-	47	267
	2FT	48	-	48	279
Chile Chico MT	3F	47	-	47	47
	2F	42	-	42	42
	1FT	47	-	47	47
	2FT	48	-	48	48

Tabla 84: Corrientes de cortocircuito Residuales para distintos tipos de fallas francas en SM Carrera

Posición de la falla	Tipo de falla	3I0 observada [A]			
		52-E2	R-3	R-4	52-E3
Frente a 52-E2	3F	-	-	-	-
	2F	-	-	-	-
	1FT	230	-	10	10
	2FT	365	-	16	16
El Traro MT	3F	-	-	-	-
	2F	-	-	-	-
	1FT	10	-	10	10
	2FT	16	-	16	16
Frente a R-3	3F	-	-	-	-
	2F	-	-	-	-
	1FT	107	162	55	55
	2FT	105	160	55	55
Frente a R-4	3F	-	-	-	-
	2F	-	-	-	-
	1FT	107	-	107	55
	2FT	105	-	105	55
Frente a 52-E3	3F	-	-	-	-
	2F	-	-	-	-
	1FT	10	-	10	294
	2FT	16	-	16	468
Chile Chico MT	3F	-	-	-	-
	2F	-	-	-	-
	1FT	10	-	10	10
	2FT	16	-	16	16

Tabla 85: Corrientes de cortocircuito de Fase para distintos tipos de fallas con impedancia en SM Carrera

Posición de la falla	Tipo de falla	Icc de fase observada I _{k''} [A]			
		52-E2	R-3	R-4	52-E3
Frente a 52-E2	2F con R=4Ω	82	-	30	30
	1FT con R=40Ω	119	-	29	29
	2FT con R=40Ω	133	-	32	32
El Traro MT	2F con R=4Ω	30	-	30	30
	1FT con R=40Ω	29	-	29	29
	2FT con R=40Ω	32	-	32	32
Fin de Alim. R-3	2F con R=4Ω	32	50	18	18
	1FT con R=40Ω	32	49	17	17
	2FT con R=40Ω	34	52	19	19
Frente a R-4	2F con R=4Ω	63	-	63	35
	1FT con R=40Ω	67	-	67	37
	2FT con R=40Ω	68	-	68	37
Frente a 52-E3	2F con R=4Ω	37	-	37	49
	1FT con R=40Ω	36	-	36	81
	2FT con R=40Ω	39	-	39	99
Chile Chico MT	2F con R=4Ω	37	-	37	37
	1FT con R=40Ω	36	-	36	36
	2FT con R=40Ω	39	-	39	39

Tabla 86: Corrientes de cortocircuito Residuales para distintos tipos de fallas con impedancia en SM Carrera

Posición de la falla	Tipo de falla	3I ₀ observada [A]			
		52-E2	R-3	R-4	52-E3
Frente a 52-E2	2F con R=4Ω	-	-	-	-
	1FT con R=40Ω	140	-	6	6
	2FT con R=40Ω	197	-	9	9
El Traro MT	2F con R=4Ω	-	-	-	-
	1FT con R=40Ω	6	-	6	6
	2FT con R=40Ω	9	-	9	9
Frente a R-4	2F con R=4Ω	-	-	-	-
	1FT con R=40Ω	32	49	17	17
	2FT con R=40Ω	30	46	16	16
Frente a R-4	2F con R=4Ω	-	-	-	-
	1FT con R=40Ω	68	-	68	36
	2FT con R=40Ω	72	-	72	38
Frente a 52-E3	2F con R=4Ω	-	-	-	-
	1FT con R=40Ω	4	-	4	110
	2FT con R=40Ω	6	-	6	168
Chile Chico MT	2F con R=4Ω	-	-	-	-
	1FT con R=40Ω	4	-	4	4
	2FT con R=40Ω	6	-	6	6

9.5 Anexo N°5: Comportamiento dinámico en escenarios evaluados en estudio de límites de capacidad de transmisión por contingencia

9.5.1 Contingencias Requeridas por la NTSyCS para SSMM

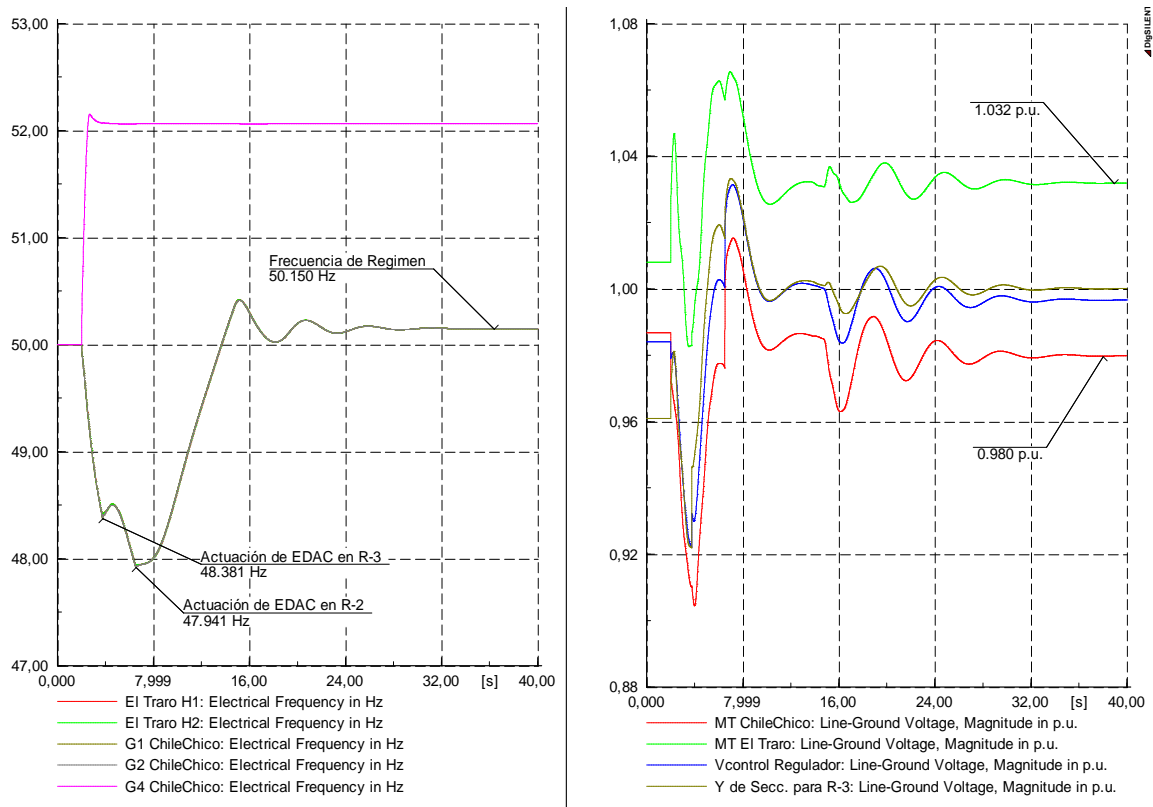


Figura 58: Comportamiento dinámico del sistema para contingencia de severidad 4 en la unidad 4 de Central Chile Chico (Caso A).

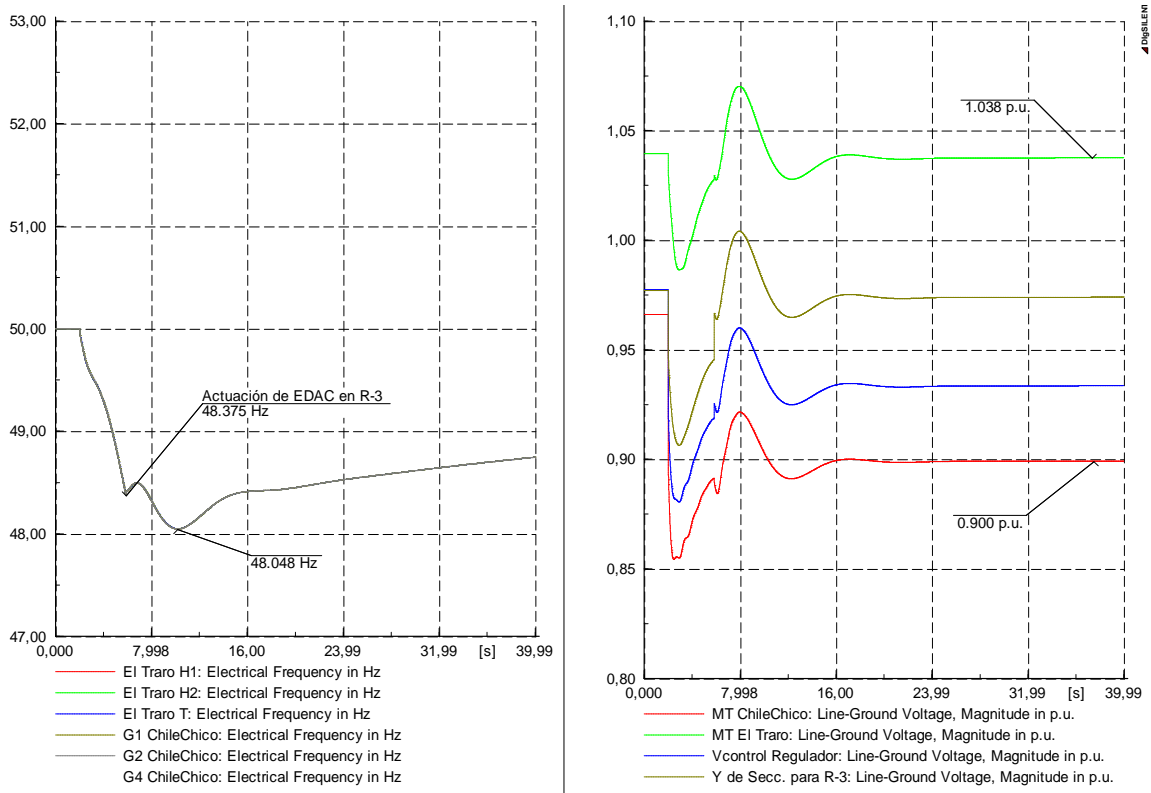


Figura 59: Comportamiento dinámico del sistema para contingencia de severidad 4 en la unidad 4 de Central Chile Chico (Caso B).

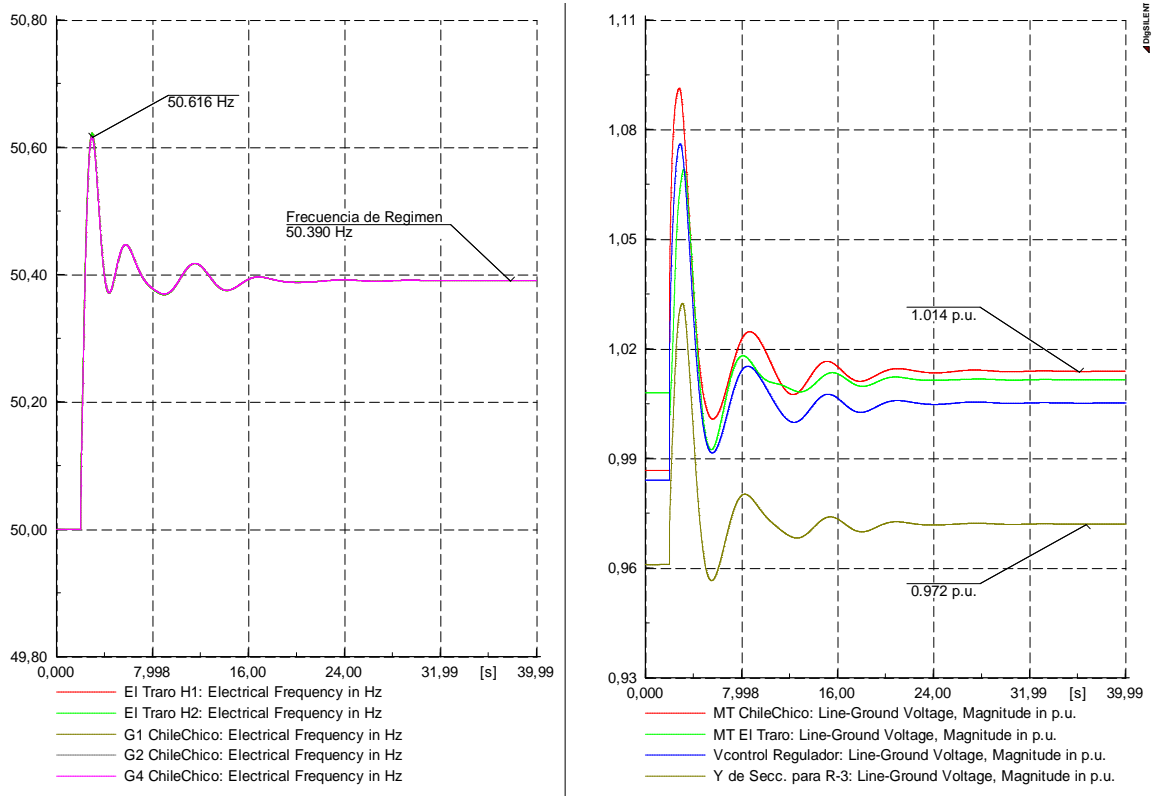


Figura 60: Comportamiento dinámico del sistema frente a contingencia de severidad 4 en Alimentador Chile Chico Internacional (Caso A).

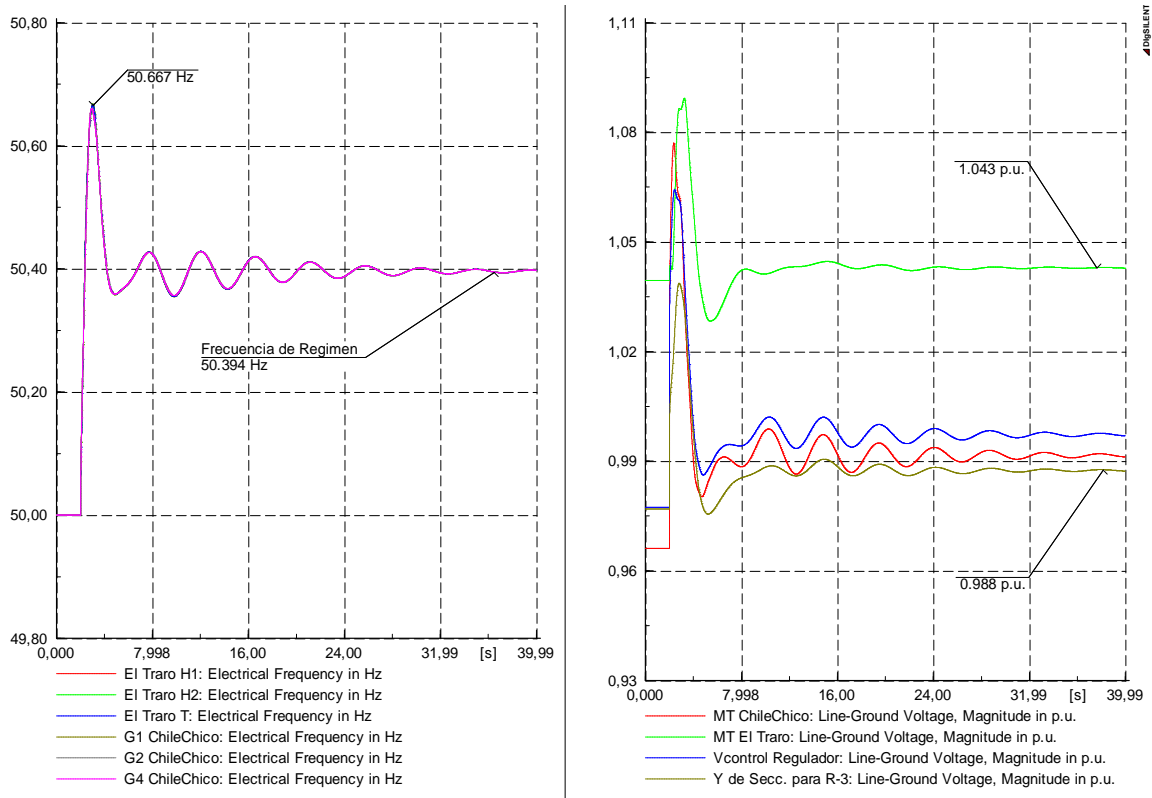


Figura 61: Comportamiento dinámico del sistema frente a contingencia de severidad 4 en Alimentador Chile Chico Internacional (Caso B)

9.5.2 Contingencias Requeridas por la NTSyCS para SSMM

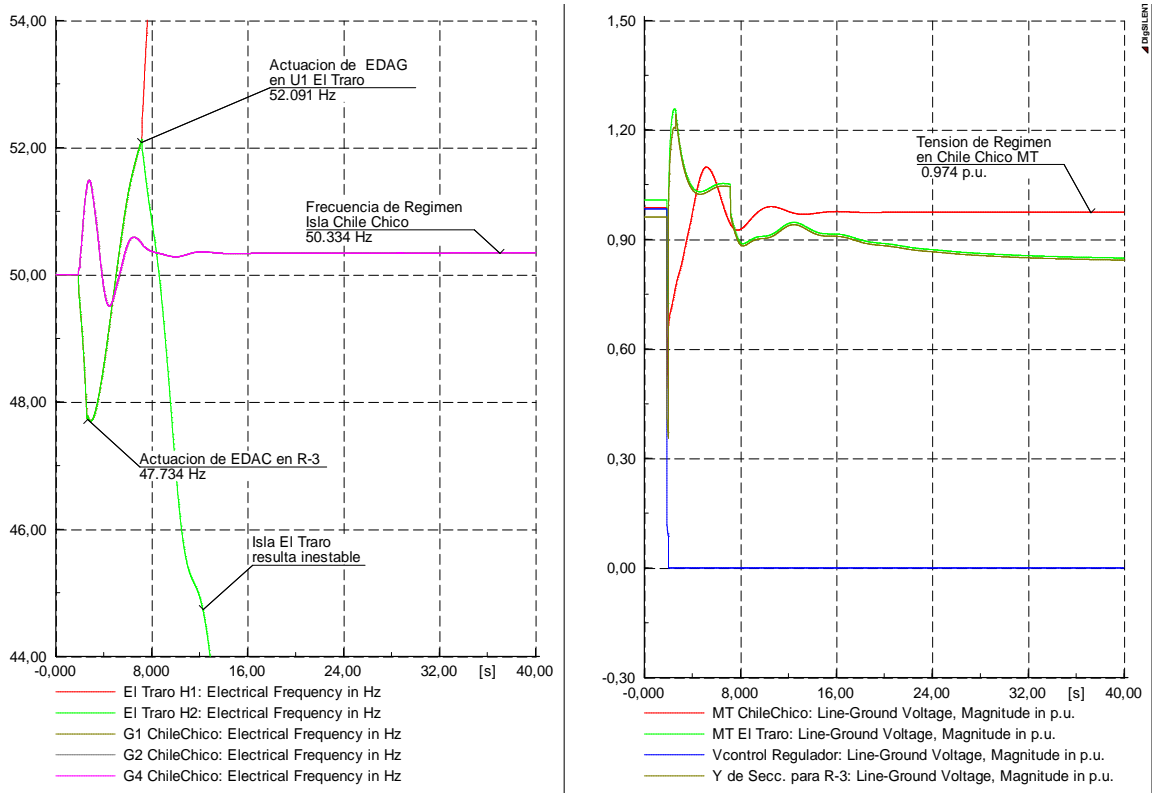


Figura 62: Comportamiento dinámico del sistema para contingencia de severidad 3 en tramo El Maitén - Chile Chico (Caso A).

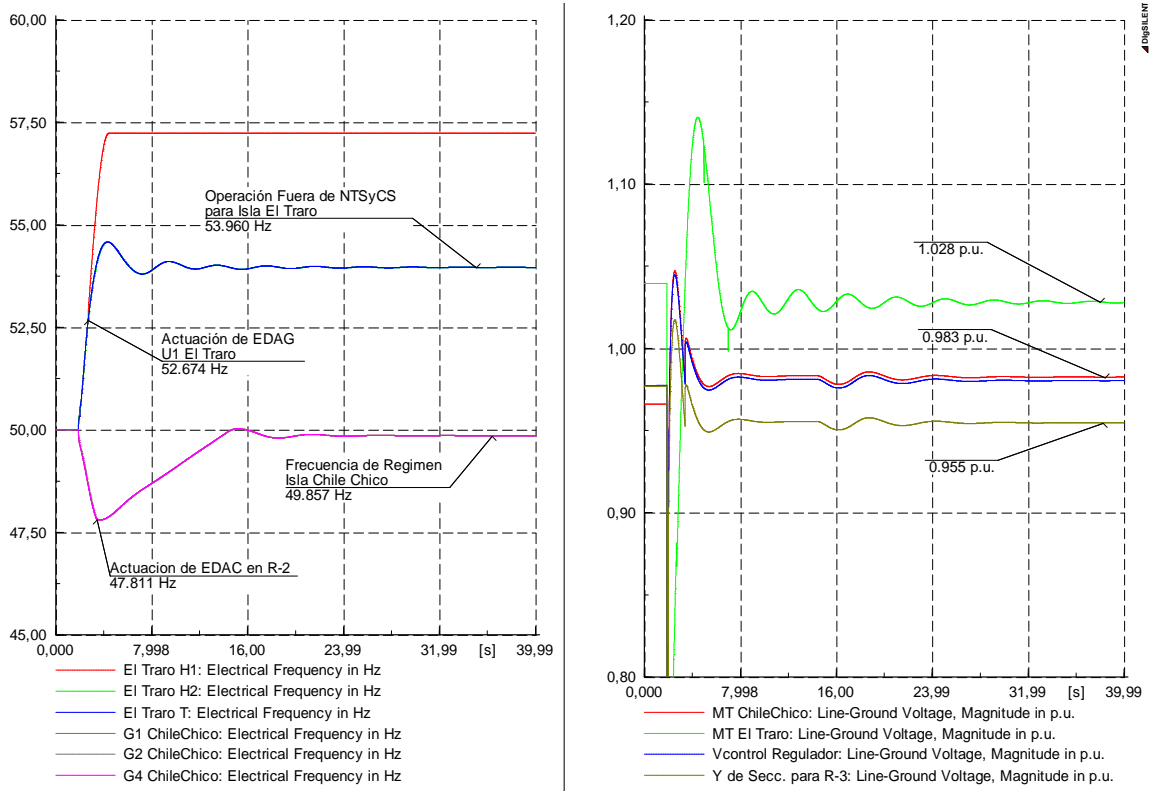


Figura 63: Comportamiento dinámico del sistema para contingencia de severidad 3 en tramo El Traro - El Maitén (Caso B).