



---

PROYECTO

**ESTUDIO PARA LOS SISTEMAS  
MEDIANOS DEL GRUPO SAESA**

SISTEMA MEDIANO DE AYSÉN



---

30 de Agosto de 2010

# ÍNDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>4</b>
1.1	ANTECEDENTES GENERALES.....	4
<b>2</b>	<b>ESTUDIO DE CONTROL DE FRECUENCIA Y DETERMINACIÓN DE RESERVAS .....</b>	<b>6</b>
2.1	INTRODUCCIÓN .....	6
2.2	METODOLOGÍA.....	6
2.3	PREVISIÓN DE DEMANDA .....	7
2.4	CÁLCULO DE COSTO DE OPERACIÓN EN FUNCIÓN DEL MARGEN DE RESERVA.....	7
2.5	CÁLCULO DE POTENCIA NO SUMINISTRADA EN FUNCIÓN DEL MARGEN DE RESERVA .....	12
2.6	PARÁMETROS DE UNIDADES GENERADORAS. ....	13
2.7	CÁLCULO DE COSTO TOTAL DE OPERACIÓN Y ENERGÍA NO SUMINISTRADA .....	16
2.8	IDENTIFICACIÓN DE LA RESERVA DE POTENCIA ÓPTIMA, PARA LA CUAL EL COSTO TOTAL DE OPERACIÓN CONSIDERANDO LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA ES MÍNIMO .....	18
2.9	ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DINÁMICO DEL SISTEMA FRENTE A CONTINGENCIAS DE MAYOR RELEVANCIA EN ESCENARIOS DE DEMANDA MÁXIMA Y MÍNIMA CON RESERVA DE POTENCIA ÓPTIMA. ....	19
2.10	CONCLUSIONES .....	32
<b>3</b>	<b>ESTUDIO DE RESTRICCIONES DE TRANSMISIÓN .....</b>	<b>33</b>
3.1	INTRODUCCIÓN .....	33
3.2	RESTRICCIONES DE TRANSMISIÓN POR LÍMITE TÉRMICO. ....	33
3.3	RESTRICCIONES DE TRANSMISIÓN POR REGULACIÓN DE TENSIÓN.....	34
3.4	RESTRICCIONES DE TRANSMISIÓN POR CONTINGENCIA. ....	35
3.5	VALORES FINALES, MÁXIMAS CAPACIDADES DE TRANSMISIÓN .....	46
<b>4</b>	<b>ESTUDIO DE ESQUEMAS DE DESCONEXIÓN AUTOMÁTICOS DE CARGA (EDAC) .....</b>	<b>48</b>
4.1	INTRODUCCIÓN .....	48
4.2	SITUACIÓN ACTUAL SISTEMA DE AYSÉN .....	50
4.3	METODOLOGÍA APLICADA.....	50
4.4	RESULTADOS DE IDENTIFICACIÓN Y ANÁLISIS FUNCIONAMIENTO EDAC.....	53
4.5	CONCLUSIONES .....	65

<b>5</b>	<b>ESTUDIO DE CONTINUIDAD .....</b>	<b>66</b>
5.1	INTRODUCCIÓN .....	66
5.2	METODOLOGÍA.....	67
5.3	PREVISIÓN DE DEMANDA Y DESPACHO DE UNIDADES GENERADORAS.....	67
5.4	EFFECTO DE INDISPONIBILIDADES FORZADAS EN TRANSMISIÓN Y GENERACIÓN SOBRE LA CONECTIVIDAD DEL SISTEMA.....	68
5.5	TASAS DE FALLA E INDISPONIBILIDADES EN INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN Y GENERACIÓN.....	72
5.6	CÁLCULO DE ÍNDICES DE CALIDAD DE SUMINISTRO FMIK Y TTIK.....	73
<b>6</b>	<b>ESTUDIO DE CONTROL DE TENSIÓN Y REQUERIMIENTO DE POTENCIA REACTIVA..</b>	<b>77</b>
6.1	INTRODUCCIÓN .....	77
6.2	METODOLOGÍA.....	77
6.3	ESCENARIOS DE ESTUDIO.....	78
6.4	CONTINGENCIAS SIMULADAS.....	80
6.5	RESULTADOS ESTUDIO DE CONTROL DE TENSIÓN Y REQUERIMIENTO DE POTENCIA REACTIVA.....	81
<b>7</b>	<b>PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO PARA EL SISTEMA DE AYSÉN .....</b>	<b>86</b>
7.1	INTRODUCCIÓN .....	86
7.2	DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA MEDIANO DE AYSÉN .....	86
7.3	PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO .....	87
7.4	CONDICIONES PARA APLICACIÓN DE PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO.....	91
<b>8</b>	<b>ANEXOS.....</b>	<b>93</b>
8.1	ANEXO N°1: ESTIMACIÓN DE TASAS DE FALLA E INDISPONIBILIDAD FORZADA DE UNIDADES GENERADORAS DEL SM DE AYSÉN .....	93
8.2	ANEXO N°2: ANTECEDENTES PARA EL CÁLCULO DE ÍNDICES DE CALIDAD DE SUMINISTRO FMIK Y TTIK	95
8.3	ANEXO N°3: EJEMPLO DE CÁLCULO DE FMIK Y TTIK.....	100
8.4	ANEXO N°4: RESULTADOS ESTUDIO DE CONTROL DE TENSIÓN Y REQUERIMIENTOS DE POTENCIA REACTIVA. ....	102

# 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 NT SyCS para SSMM, la Empresa operadora del SM deberá realizar periódicamente Estudios Técnicos del sistema que permitan verificar condiciones de aplicación específicas de los requerimientos particulares de la NT SyCS para SSMM.

En este contexto, SAESA en representación de su filial Edelaysén operadora del SM de Aysén, ha encargado a Systep Ingeniería y Diseños S.A. el desarrollo de los Estudios Técnicos requeridos por la NT SyCS para SSMM en el SM de Aysén para el periodo tarifario 2010-2014.

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

- a) *Estudio de Continuidad: Debe determinar los índices de continuidad FMIK y TTIK del SM, para un horizonte de operación de 12 meses.*
- b) *Restricciones en Instalaciones de Transmisión: Se identificará las potencias máximas que se pueden transmitir por las líneas de transmisión que la Empresa identifique como críticas para garantizar frente a la ocurrencia de las contingencias indicadas que se establecen en el Artículo 5-36 de la presente NT...*
- d) *Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva: se deberá efectuar una verificación del cumplimiento de los estándares de SyCS establecidos en el Capítulo N° 5, además de determinar el perfil óptimo de tensiones y los requerimientos de potencia reactiva para las Instalaciones Transmisión, con resolución semestral para un horizonte de operación de 48 meses.*
- e) *Control de Frecuencia y Determinación de Reservas: tiene por objeto efectuar una verificación del cumplimiento de los estándares SyCS establecidos en el Capítulo N° 5. En particular debe determinarse un porcentaje de reserva óptimo que se utilizará para efectuar la asignación de la reserva entre las unidades generadoras participantes del CPF y del CSF.*
- f) *EDAC: Deberá determinar el nivel óptimo y localización de desconexión de carga. El objetivo es evitar colapso por frecuencia y tensión con la activación de esquemas de desconexión para estados de operación distinto del Estado Normal.*
- g) *Estudio de PRS: El objetivo del PRS es que con posterioridad a un Apagón Total o Apagón Parcial, sea posible establecer los mecanismos que permitan de una manera segura y organizada, restablecer el suministro eléctrico en todas las Islas Eléctricas afectadas en el menor tiempo posible, considerando las Cargas Críticas.*

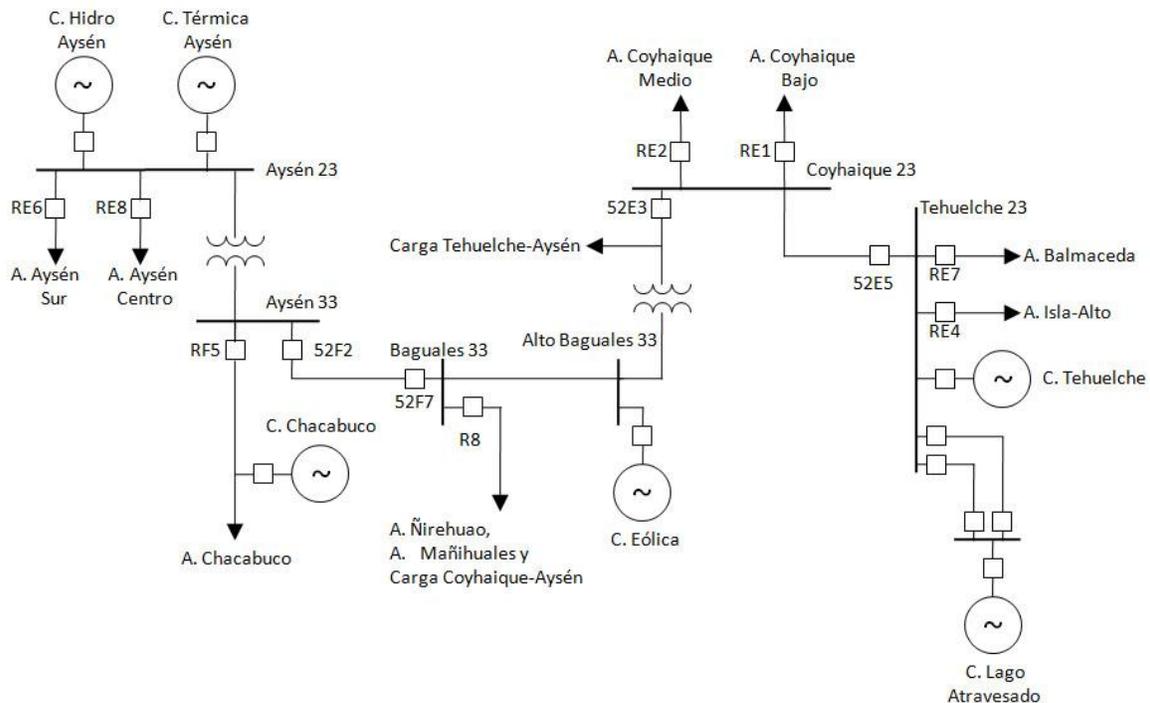
El presente documento reúne en un sólo cuerpo los desarrollos, supuestos, resultados y conclusiones obtenidos para cada uno de los estudios específicos con que se valida el cumplimiento de las exigencias de la Norma, en materias como las siguientes:

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

Cada uno de estos estudios es tratado por medio de un capítulo dedicado en el cual se tratan los aspectos relevantes a cada caso. A su vez, cada estudio o capítulo de este documento posee una estructura organizada 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 uno de los estudios es autocontenido en sus resultados, debiendo el lector referirse a cada capítulo para obtener las conclusiones de cada caso.



## 2 ESTUDIO DE CONTROL DE FRECUENCIA Y DETERMINACIÓN DE RESERVAS

### 2.1 *Introducción*

El contenido de este capítulo se ha desarrollado en el contexto de la aplicación de la NT SyCS para SSMM, la cual establece que la Empresa debe realizar un estudio denominado “Control de Frecuencia y Determinación de Reservas”. Según describe la NT SyCS 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<sup>1</sup>.”*

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 Aysén de forma que se cumplan las condiciones establecidas en la NT SyCS y que el sistema opere a mínimo costo, considerando para ello el costo de operación y el costo de falla de corta duración.

Para tal efecto, en el estudio se ha determinado lo siguiente:

- El costo de operación del SM de Aysén 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 NT SyCS para SSMM bajo este tipo de contingencia.

### 2.2 *Metodología*

La metodología general adoptada, cuyo detalle se muestra en las secciones siguientes de este capítulo, requiere determinar los siguientes aspectos:

- 1) Una previsión de la demanda total del SM de Aysén y de sus principales cargas a través de una modulación de bloques de carga para periodo 2010.
- 2) El costo de operación en función de la reserva de potencia asociada a la pérdida de generación.

---

<sup>1</sup> CPF : Control Primario de Frecuencia

CSF: Control Secundario de Frecuencia

- 3) La potencia no suministrada y su costo en función de la reserva de potencia supuesta.
- 4) Determinación de parámetros relevantes de unidades generadoras.
- 5) El costo total de operación y energía no suministrada en función de la reserva de potencia.
- 6) Identificación de la reserva de potencia optima, para la cual el costo total de operación considerando la energía no suministrada es mínimo.
- 7) Análisis del comportamiento dinámico del sistema para una de las contingencias más críticas, en términos del monto de la pérdida de generación, en escenarios de demanda máxima y mínima con reserva de potencia óptima.

### **2.3 *Previsión de Demanda***

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

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.

### **2.4 *Cálculo de Costo de Operación en función del Margen de Reserva***

La modelación del costo de operación total anual con reserva considera tres magnitudes fundamentales:

- Costo de operación en régimen sin contingencia
- Costo de operación en contingencia<sup>2</sup>
- 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 régimen 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.

---

<sup>2</sup> 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.

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 (control primario de frecuencia).

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 (control terciario de frecuencia).

#### **2.4.1 Estructura de despacho en régimen sin contingencia.**

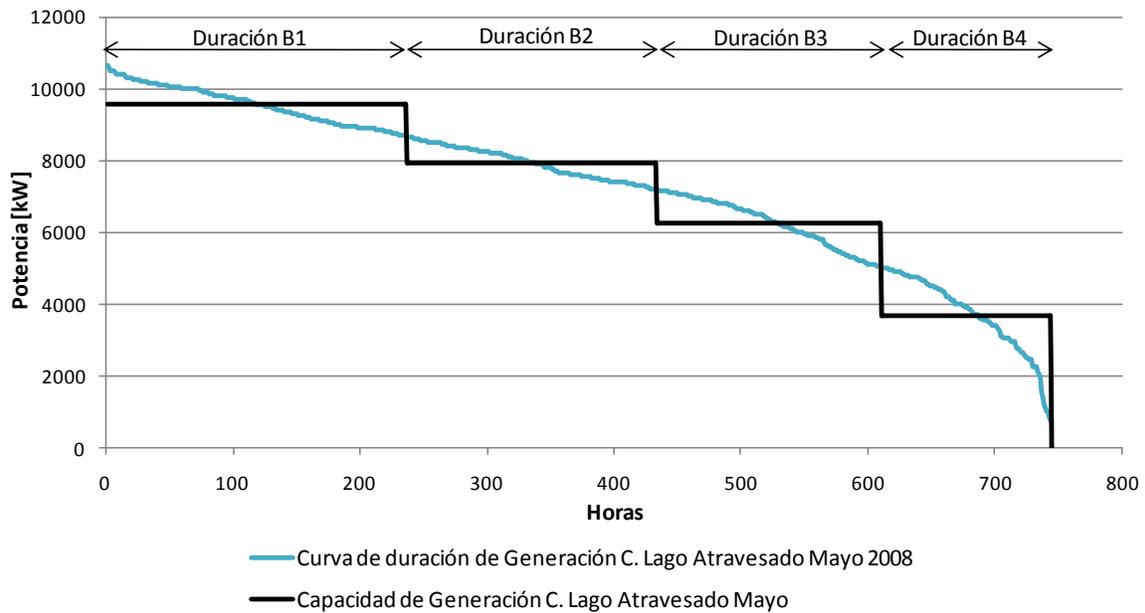
El despacho de unidades generadoras en régimen se realiza considerando la operación económica de las mismas. Para determinar dicho despacho en cada uno de los bloques de demanda se hace necesario primero definir la potencia que podrán aportar las unidades generadoras al sistema. Las consideraciones correspondientes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

- La capacidad máxima reconocible en régimen de las unidades térmicas corresponde a su potencia nominal. Se ha supuesto una capacidad mínima de generación térmica de cada unidad, igual a la potencia mínima despachada en régimen<sup>3</sup> durante el 2008.
- Para las unidades hidráulicas de Aysén y eólicas de Alto Baguales se ha supuesto que la capacidad máxima efectiva que podrán aportar al sistema, corresponderá a la potencia media mensual entregada por cada una de dicha unidades durante el 2008. Si para una unidad la potencia media mensual es inferior a su mínimo técnico entonces se sacará de servicio dicha unidad debido a la activación de la restricción técnica.
- En el caso de las unidades de Lago Atravesado el supuesto anterior no es aplicable ya que la operación histórica del año 2008 evidencia capacidad de regulación al menos intradiaria en dicha central. Por eso, para este caso 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 demanda<sup>4</sup> a la curva de duración de generación de la central Lago Atravesado en dicho mes. A modo de ejemplo, en la Figura 2 se presenta la capacidad de generación supuesta para Mayo 2010:

---

<sup>3</sup> Esto excluye la potencia observada en aquellas horas en la cual la unidad generadora haya entrado o salido de operación.

<sup>4</sup> La duración temporal del bloque-mes-margen  $ijk$  se denomina  $T_{ijk}$  en [hr]



**Figura 2: Determinación de capacidad de generación por bloque de unidades de Lago Atravesado**

En los bloques que el criterio recién descrito defina disponibilidades de potencia inferiores al mínimo técnico de una de las unidades de Lago Atravesado se saca de servicio la central a causa de la restricción técnica. La energía así restringida se traspasa al siguiente bloque de mayor demanda como un incremento equivalente de la potencia disponible en Lago Atravesado. De esta forma se respetan en forma simultánea las restricciones de mínimo técnico y capacidad de regulación en el embalse de la Central Lago Atravesado.

Aclarado lo anterior, 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:

$$C. Op. Régimen sin falla  $ijk = \text{Min} \sum_{n=1}^{\text{Todas las unidades}} P_{ijkn} \cdot CV_{ijkn} (P_{ijkn})$$$

*S. a.*

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

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

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

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

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

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

Donde:

- $P_{ijkn}$ : es la potencia en [MW] despachada en la unidad  $n$  para el bloque  $i$ , mes  $j$  y margen de reserva  $k\%$ .
- $CV_{ijkn}$ : es el costo variable de la unidad  $n$  (en [USD/MWh]) para el bloque  $i$ , mes  $j$  y margen de reserva  $k\%$ . Para el caso de unidades generadoras diesel, el costo variable ( $CV_{ijkn}$ ) será dependiente de la potencia despachada ( $P_{ijkn}$ ) en la unidad. Esto con el objeto de modelar la dependencia del rendimiento en las unidades térmicas respecto a la potencia despachada en las mismas. Esta situación se explica en detalle en la sección 2.6.1.
- $P_{MAX n}$ : 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].
- $\text{Demanda}_{ij}$ : es la demanda total del sistema para el bloque  $i$  y mes  $j$  en [MW].
- $\text{Pérdidas}_{ijk}$ : son las pérdidas totales en líneas de transmisión del sistema en [MW] dado el despacho para el bloque  $i$  y mes  $j$  en [MW] y margen de reserva  $k\%$ .
- $\text{Margen}_{k\%}$ : es la reserva en [MW] correspondiente a un margen de reserva de  $k\%$ .
- $\text{Flujo}_{ijkm}$ : 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  $k\%$ .
- $\text{Flujo}_{MAX m}$ : es la capacidad máxima de transferencia en régimen permanente en [MW] para el tramo  $m$ .

Para incluir las pérdidas totales ( $\text{Pérdidas}_{ijk}$ ) en el modelo de optimización, se estiman las pérdidas en cada línea de transmisión  $m$  para el despacho del bloque  $i$ , mes  $j$  y margen de reserva  $k\%$ , mediante la fórmula:

$$Pérdidas_{ijkm} = R_m \cdot \left( \frac{Flujo_{ijkm}}{Vnom_m} \right)^2$$

Donde:

- $R_m$ : es la resistencia en  $[\Omega]$  del tramo de transmisión  $m$ .
- $Vnom_m$ : es la tensión nominal entre fases en  $[kV]$  del tramo de transmisión  $m$ .

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.

Se ha de observar que en la modelación recién presentada no se reconoce aporte al margen de reserva a las unidades hidráulicas de Aysén ni eólicas de Alto Baguales. Esto se debe a que estas unidades no poseen capacidad de regulación o control de su fuente primaria de energía, por lo cual no podrían proporcionar temporalmente una potencia superior a la determinada por su fuente primaria.

#### 2.4.2 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:

$$C. Op. falla_{ijk} = \sum_{n=1}^{\substack{\text{unidades} \\ \text{operativas} \\ \text{en contingencia}}} (P_{ijkn} + \Delta P_{ijkn}) \cdot CV_n$$

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

$$\frac{\Delta P_{ijkn}}{P_{MAX n}} \cdot E_n = \frac{\Delta P_{ijkm}}{P_{MAX m}} \cdot E_m \quad \forall m, n \text{ unidades con margen operativas}$$

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

Donde:

- $C. Op. falla_{ijk}$ : Costo de operación del sistema (en  $[USD/hr]$ ) tras la desconexión intempestiva de una unidad generadora en el escenario de operación económica (definido según sección 2.4.1) para el bloque  $i$ , mes  $j$  y margen de reserva  $k\%$ .
- $P_{ijkn}$ : despacho de unidad  $n$  en estado de pre-contingencia en  $[MW]$  (equivalente a  $P_{ijkn}$  definido previamente en sección 2.4.1).

- $\Delta P_{ijkn}$ : es el aporte efectivo a la reserva efectuado por la central  $n$  en [MW] tras la desconexión intempestiva de una unidad generadora en el escenario de operación económica (definido según sección 2.4.1) para el bloque  $i$ , mes  $j$  y margen de reserva  $k\%$ .
- $P_{indisponible}$ : es el total de potencia indisponible por desconexión intempestiva de unidad(es) generadora(s) en [MW].
- $E_n$ : es el estatismo del en el control de velocidad de la unidad  $n$  en %.
- $P_{MAX n}$ : es la potencia máxima operativa de la unidad generadora  $n$  en [MW].

Para aquellos casos en los cuales la reserva en giro ( $\sum_{n=1}^{\text{unidades con margen operativas en contingencia}} (P_{MAX n} - P_{ijkn})$ ) 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 2.5.

### 2.4.3 Estructura de despacho en post-contingencia.

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

## 2.5 Cálculo de Potencia No Suministrada en función del Margen de Reserva

En función de lo descrito en la sección 2.4.2, en situación de falla la potencia no suministrada queda determinada por:

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

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 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 pre-contingencia.

## 2.6 Parámetros de unidades generadoras.

### 2.6.1 Costos Variables de operación

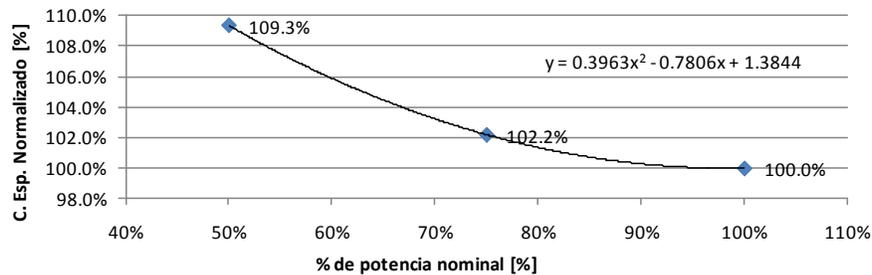
Para la determinación de los costos variables se utilizaron dos fuentes dependiendo de la tecnología de la unidad generadora. Para el caso de unidades eólicas e hidráulicas los costos variables utilizados fueron definidos conforme a los descritos en el Estudio de Tarificación del SM de Aysén de 2006.

En el caso de unidades térmicas, se considera que el rendimiento de cada unidad, y por ende su costo variable, será dependiente de la potencia despachada en la misma. Para esto se consideró como referencia la estructura de rendimiento definida por el proveedor Caterpillar para su modelo 3516B Continuous 1400 ekW 1750 kVA<sup>5</sup>.

**Tabla 1: Estructura de rendimiento para modelo 3516B Continuous 1400 ekW 1750 kVA de Caterpillar**

Carga	Potencia Desp. [kW por hora]	Consumo [lt por hora]	Consumo Específico [lt/kWh]	Consumo Específico Normalizado a Op. Nominal [%]
100%	1400	347.2	0.248	100.0%
75%	1050	266.1	0.253	102.2%
50%	700	189.8	0.271	109.3%

A esta estructura de consumo específico normalizado se ajustó una parábola según se describe en la siguiente Figura 3.



**Figura 3: Dependencia del consumo específico respecto a potencia despachada en unidades térmicas.**

Luego el costo variable de la unidad térmica  $n$  queda determinado por la siguiente relación:

$$CV_n(P_{desp\ n}) = \left( 0.3963 \cdot \frac{P_{desp\ n}^2}{P_{MAX\ n}} - 0.7806 \cdot \frac{P_{desp\ n}}{P_{MAX\ n}} + 1.3844 \right) \cdot CVC_n + CVNC_n$$

Donde:

- $CV_n(P_{desp\ n})$ : Costo variable (en [USD/MWh]) de la unidad térmica  $n$  considerando un despacho de potencia activa de  $P_{desp\ n}$  en la misma.

<sup>5</sup> Se destaca que las unidades N° 545 y N°546 de Central Chacabuco, las unidades N° 543 y N°113 de Central Aysén y N° 544 de Central Tehuelche, son marca Caterpillar con capacidad nominal de 1400 [kW].

- $P_{desp\ n}$ : Potencia despachada en la unidad  $n$ , en [MW].
- $P_{MAX\ n}$ : es la potencia máxima o nominal de la unidad generadora  $n$ , en [MW].
- $CVC_n$ : Costo variable combustible (en [USD/MWh]) para la Central a la que pertenece la unidad  $n$ . Magnitud entregada como antecedente por SAESA.
- $CVNC_n$ : Costo variable no combustible (en [USD/MWh]) para la Central a la que pertenece la unidad  $n$ . Magnitud entregada como antecedente por SAESA.

### **2.6.2 Probabilidad de falla de cada unidad generadora**

Las probabilidades de falla para las distintas unidades se han supuesto como las correspondientes al promedio de tasas de falla históricas (eventos/hora) de unidades de características similares a las del SM de Aysén existentes en el SIC. Para 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 dichas probabilidades de falla.

### **2.6.3 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 considero 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 Aysén existentes en el SIC. Luego, de dividir dicho parámetro por el número promedio de fallas por año estimado según el procedimiento descrito en la sección 2.6.2 se obtiene 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.

### **2.6.4 Parámetros a emplear en el modelo**

En la Tabla 2 se resumen los parámetros relevantes de las unidades generadoras necesarios para el modelamiento.

**Tabla 2: Parámetros de unidades generadoras del SM Aysén.**

Unidad	Pmax [kW]	Pmin [kW]	CVC (*) [USD/MWh]	CVNC [USD/MWh]	T. Medio Indisp. [hr/falla]	Probabilidad de Falla en una hora [%]	Estadismo C. de Velocidad [%]
01_LAG_ATR_H_1	5500	2750	0.00	1.00	21.2	0.0127%	3.2%
02_LAG_ATR_H_2	5500	2750	0.00	1.00	21.2	0.0127%	4.0%
03_AYS_H_118	2700	1350	0.00	1.40	21.2	0.0127%	0.0%
04_AYS_H_116	3000	1500	0.00	1.70	21.2	0.0127%	0.0%
05_AYS_H_117	900	450	0.00	2.80	21.2	0.0127%	0.0%
06_EOL_A_BAG_1	650	325	0.00	6.90	21.2	0.0127%	0.0%
07_EOL_A_BAG_2	650	325	0.00	6.90	21.2	0.0127%	0.0%
08_EOL_A_BAG_3	650	325	0.00	6.90	21.2	0.0127%	0.0%
09_TEH_T_CAT 105	2350	1175	183.38	10.30	10.1	0.0846%	3.0%
10_TEH_T_CAT 103	1825	913	183.38	10.30	10.1	0.0846%	5.0%
11_TEH_T_MAN_1	1915	958	183.38	10.30	10.1	0.0846%	2.4%
12_TEH_T_MAN_2	1915	958	183.38	10.30	10.1	0.0846%	3.3%
13_TEH_T_CAT 544	1400	700	183.38	10.30	10.1	0.0846%	3.0%
14_TEH_T_CAT 104	708	354	183.38	10.30	10.1	0.0846%	3.0%
15_FAR_T_CAT 545	1400	700	181.71	16.40	10.1	0.0846%	3.0%
16_FAR_T_CAT 546	1400	700	181.71	16.40	10.1	0.0846%	3.0%
17_CHA_T_G1	2500	1800	181.71	16.40	10.1	0.0846%	5.0%
21_AYS_T_CAT 543	1400	700	192.73	11.20	10.1	0.0846%	3.0%
22_AYS_T_CAT 113	1400	700	192.73	11.20	10.1	0.0846%	3.0%
23_AYS_T_CAT 111	1200	600	192.73	11.20	10.1	0.0846%	3.0%
24_AYS_T_CAT 112	1200	600	192.73	11.20	10.1	0.0846%	3.0%
25_AYS_T_CAT 114	1200	600	192.73	11.20	10.1	0.0846%	3.0%

(\*) Costo variable combustible determinado para operación con capacidad nominal de unidades.

En la Tabla 2 se observa que el mínimo técnico con el cual se operan la mayoría<sup>6</sup> de las unidades del SM Aysén corresponde al 50% de su capacidad nominal. Para las unidades hidráulicas de Central Aysén implica que en determinadas épocas del año se deba verter agua para no incumplir con la capacidad mínima especificada. Como ya se mencionó en la sección 2.4.1 dicha condición fue tomado en el análisis realizado.

Al respecto, de considerar el impacto económico que esta situación presenta sobre el costo total de operación del sistema<sup>7</sup>, se recomienda revisar los criterios utilizados para definir los mínimos técnicos de estas unidades para efectos de estudios futuros. Esto toda vez que por lo general las unidades hidráulicas de pasada poseen mínimos técnicos inferiores a la mitad de su capacidad nominal.

<sup>6</sup> Excepción a esta regla son las unidades eólicas de Central Alto Baguales y la térmica “17\_CHA\_T\_G1” de Central Chacabuco.

<sup>7</sup> La potencia no generada debido al vertimiento de agua debe ser reemplazada por unidades térmicas a costo de diesel.

## 2.7 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 Montecarlo 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  $N=4.000.000$  de ensayos aleatorios según las probabilidades de falla de las unidades despachadas en estado de pre-contingencia. Para cada ensayo se determinan los costos de operación en régimen, costos de operación en contingencia y costos de operación en post-contingencia, 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:

- $p_{falla\ bloque\ ijkn}$ : Probabilidad de que existan  $n$  fallas en generación durante la operación del bloque<sup>8</sup>  $ijk$ .
- $p_{PNS/falla\ bloque\ ijk}$ : Probabilidad que la ocurrencia de una falla en generación durante la operación del bloque  $ijk$  provoque Potencia No Suministrada (PNS) en los retiros.
- $\overline{PNS}_{ijk}$ : Potencia media no suministrada por evento de falla en generación en bloque  $ijk$ , en [MW].
- $\overline{C.Op}_{falla\ ijk}$ : Costo operacional medio de operar el sistema en situación de falla (estatismos activos) durante una hora en el bloque  $ijk$ , en [USD/hr].
- $\overline{C.Op}_{postfalla\ ijk}$ : Costo operacional medio de operar el sistema en situación de post-contingencia (parte del parque generador indisponible) durante una hora del bloque  $ijk$ , en [USD/hr].
- $\overline{T.Op}_{postfalla\ ijk}$ : Tiempo medio (en [hr]) de operación en estado de post-contingencia tras producirse una falla en generación en el bloque  $ijk$ .

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:

$$E(C.Op)_{ijk} = \sum_{n=0}^{10} p_{falla\ bloque\ ijkn} \cdot C.Op_{Bloque\ con\ falla\ ijkn}$$

Donde:

<sup>8</sup> El modelamiento considera que la probabilidad de falla en cada hora es una v.a. que distribuye Bernoulli con probabilidad de falla  $p_{falla\ por\ hora\ ijk} = \frac{N^o\ Fallas\ totales\ ijk}{N^o\ de\ Ensayos\ Montecarlo}$ . Luego, dado que la suma de v.a. Bernoulli i.i.d. en una distribución Binomial, la probabilidad del número de eventos 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  $p_{falla\ bloque\ ijkn} = \binom{T_{ijk}}{n} p_{falla\ por\ hora}^n (1 - p_{falla\ por\ hora})^{T_{ijk}-n}$

- $C.Op_{\text{Bloque con falla } ijkn}$ : Costo esperado de operación del sistema dado que existen  $n$  eventos independientes de falla en generación en el bloque  $i$ , mes  $j$  y margen de reserva  $k\%$ <sup>9</sup>. Está determinado por la expresión:

$$C.Op_{\text{Bloque con falla } ijkn} =$$

$$\begin{aligned} & T_{\text{falla}} \cdot \text{Costo}_{\text{falla}} \cdot \overline{PNS}_{ijk} \cdot p_{\text{falla}}^{\text{PNS}} \cdot n + \\ & T_{\text{falla}} \cdot \overline{C.Op}_{\text{falla } ijkn} \cdot n + \\ & (\overline{T.Op}_{\text{postfalla } ijkn} - T_{\text{falla}}) \cdot \overline{C.Op}_{\text{postfalla } ijkn} \cdot n + \\ & (T_{ijk} - n \cdot \overline{T.Op}_{\text{postfalla } ijkn}) \cdot \overline{C.Op}_{\text{sin falla } ijkn} \end{aligned} \quad (10)$$

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  $k\%$ :

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

<sup>9</sup> El conteo de  $n$  ( $N^\circ$  de eventos de falla en generación) se efectúa desde 0 hasta 10 fallas en generación porque la probabilidad de ocurrencia de más de diez fallas de generación en un bloque mensual es muy baja, haciendo despreciable el aporte de este escenario de operación al Costo Total esperado,  $E(C.Op)_{ijk}$ .

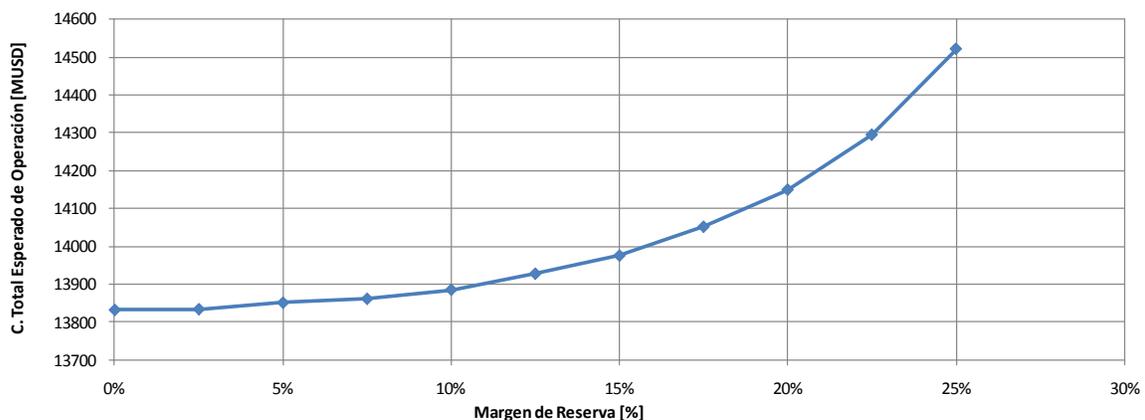
<sup>10</sup> Nótese que la expresión  $\overline{C.Op}_{\text{sin falla } ijkn}$  no es necesariamente equivalente al valor de  $C.Op_{\text{Régimen sin falla}}$ . Esto porque el primero considera un ajuste en las capacidades máximas de generación de régimen de la unidades de Lago Atravesado en consideración que estas aportan potencia a la reserva durante la contingencia, y a que al mismo tiempo se debe mantener la energía total generada por cada una de estas unidades en cada bloque de modelación.

## 2.8 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 2 para valores de margen de reserva entre 0% y 25% (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 nulo. Sin embargo, la NT SyCS especifica en su Art. 5-11 que la reserva mínima deberá ser de un 10% de la capacidad operativa, razón por la cual el margen de reserva mínimo que se deberá respetar en el SM de Aysén en el año 2010.

**Tabla 3: Costo total de operación con margen y energía no suministrada esperado v/s Margen de Reserva.**

Margen de Reserva [%]	Costo Total sin contingencias Gx [MUSD]	Incremento Costo por contingencias Gx [MUSD]	Costo Total de Operación [MUSD]	Pérdidas Medias [% de P. despachada]
0,0%	13804,8	27,3	13832,0	2,15%
2,5%	13808,4	25,6	13834,0	2,16%
5,0%	13828,5	22,6	13851,1	2,14%
7,5%	13839,7	21,7	13861,4	2,16%
<b>10,0%</b>	<b>13868,3</b>	<b>17,1</b>	<b>13885,4</b>	<b>2,13%</b>
12,5%	13912,2	15,5	13927,7	2,14%
15,0%	13962,1	13,4	13975,5	2,14%
17,5%	14041,6	10,1	14051,7	2,11%
20,0%	14143,0	6,7	14149,7	2,11%
22,5%	14292,1	2,7	14294,8	2,13%
25,0%	14494,5	27,2	14521,6	2,16%



**Figura 4: Costo total de operación con margen y energía no suministrada esperado v/s Margen de Reserva.**

De efectuar este mismo análisis para los años 2011, 2012 y 2013 se obtiene que para dichos periodos la estructura de margen de reserva también está definida por el mínimo requerido por la NT SyCS, esto es un 10%.

## 2.9 *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 un escenario de pre-contingencia con el margen de reserva óptimo recomendado para los años 2010 y 2013.

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 los años 2010 y 2013, 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 2.3 (Bloque 4 para Septiembre de 2010 y 2013).

La generación de unidades hidráulicas y eólicas en cada escenario de demanda, se supondrá igual al despacho correspondiente a los bloques de máxima y mínima demanda descritos en la sección 2.4.

### 2.9.1 **Análisis de escenario de demanda máxima 2010**

#### 2.9.1.1 Supuestos y Consideraciones

A continuación se detallan las distribuciones de demanda y generación conforme a un despacho económico en pre-contingencia para el escenario de demanda máxima de 2010 y margen de reserva de 10%.

**Tabla 4: Demanda en escenario de demanda máxima 2010.**

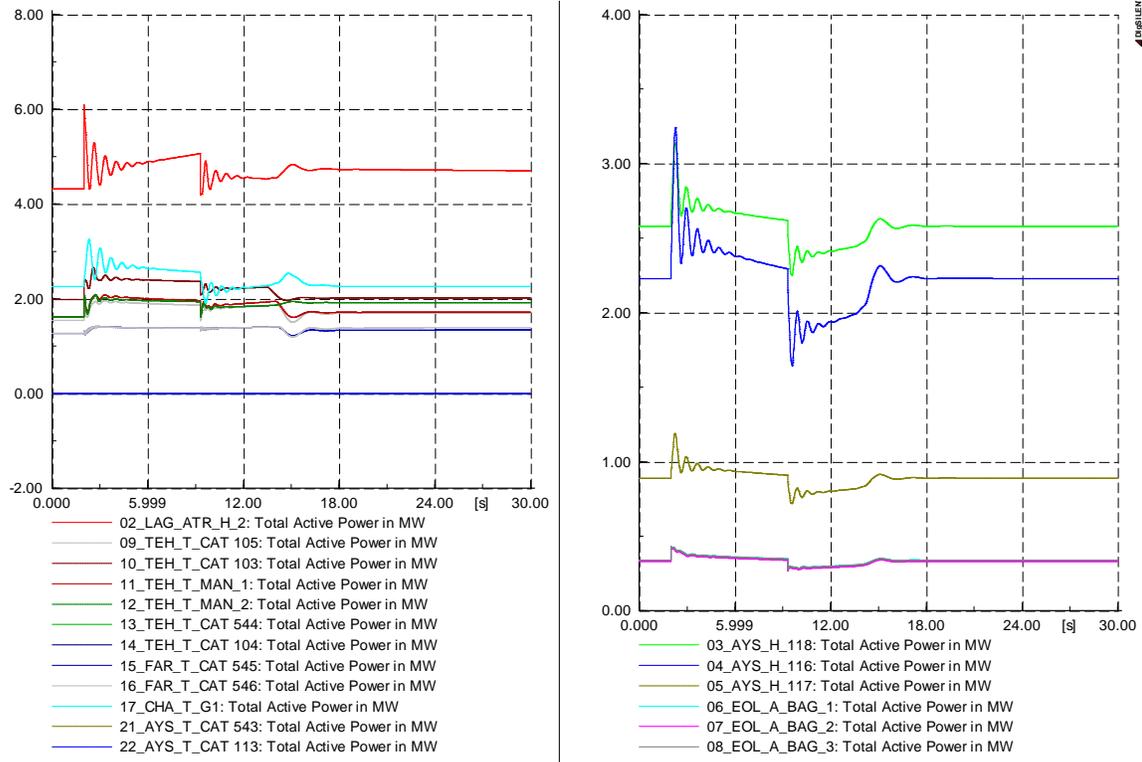
Características de demanda máxima 2010		
Descripción de Carga	P. Activa [MW]	P. Reactiva [Mvar]
Alim. Aysen Centro	1,40	0,14
Alim. Aysen Sur	2,91	0,29
Alim. Mañihuales	0,09	0,02
Alim. Chacabuco	5,84	1,46
Balmaceda	0,91	0,19
Coyhaique Aysen	1,50	0,30
Coyhaique Bajo	4,58	0,21
Coyhaique Medio	3,52	0,22
Isla Alto	4,52	0,29
Tehuelche-Aysén	0,76	0,15
Total	26,04	3,27

**Tabla 5: Despacho en escenario de demanda máxima 2010 con margen de reserva de 10%.**

Despacho de unidades generadoras para demanda máxima 2010					
Unidad Generadora	P Max [MW]	P. Activa despachada [MW]	P. Reactiva despachada [MVar]	Consigna de Tensión [p.u.]	Aporte a Margen de Reserva [MW]
01_LAG_ATR_H_1	5.5	4.45	-0.01	1.050	1.05
02_LAG_ATR_H_2	5.5	4.32	-0.01	1.050	1.18
03_AYS_H_118	2.7	2.58	0.71	1.031	0.00
04_AYS_H_116	3	2.23	0.25	1.022	0.00
05_AYS_H_117	0.9	0.89	0.09	1.025	0.00
06_EOL_A_BAG_1	0.65	0.34	-0.24	0.000	0.00
07_EOL_A_BAG_2	0.65	0.33	-0.24	0.000	0.00
08_EOL_A_BAG_3	0.65	0.34	-0.24	0.000	0.00
09_TEH_T_CAT 105	1.825	1.54	0.23	0.995	0.28
10_TEH_T_CAT 103	2.35	1.98	0.45	1.000	0.37
11_TEH_T_MAN_1	1.915	1.62	0.38	1.000	0.30
12_TEH_T_MAN_2	1.915	1.62	0.38	1.000	0.30
13_TEH_T_CAT 544	1.4	0.00	0.00	0.000	0.00
14_TEH_T_CAT 104	0.708	0.00	0.00	0.000	0.00
15_FAR_T_CAT 545	1.4	1.26	0.33	1.025	0.14
16_FAR_T_CAT 546	1.4	1.26	0.33	1.025	0.14
17_CHA_T_G1	2.5	2.25	0.39	1.008	0.25
21_AYS_T_CAT 543	1.4	0.00	0.00	0.000	0.00
22_AYS_T_CAT 113	1.4	0.00	0.00	0.000	0.00
23_AYS_T_CAT 111	1.2	0.00	0.00	0.000	0.00
24_AYS_T_CAT 112	1.2	0.00	0.00	0.000	0.00
25_AYS_T_CAT 114	1.2	0.00	0.00	0.000	0.00
<b>Total</b>		27.01	2.80	-	4.00
Margen de Reserva [%]					12.9%

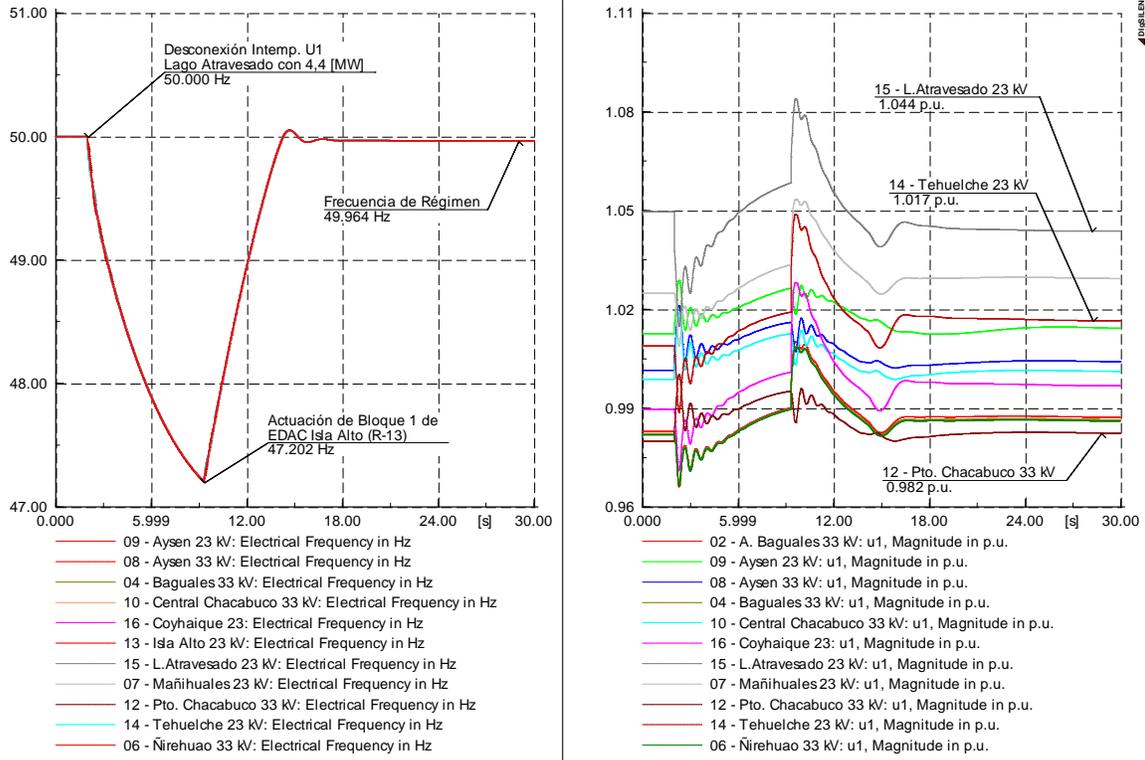
### 2.9.1.2 Resultados

A continuación se describe el comportamiento dinámico observado en el sistema tras la salida intempestiva de su unidad de mayor tamaño, “01\_LAG\_ATR\_H\_1”.



**Figura 5: Comportamiento de generación activa en unidades generadoras frente a desconexión intempestiva de U1 de Lago Atravesado (A la izquierda unidades que aportan a la reserva, a la derecha unidades que no aportan a la reserva).**

En la Figura 5 se observa que tras a la desconexión intempestiva de la unidad de mayor tamaño (unidad de Lago Atravesado), las restantes unidades participantes de la reserva toman carga automáticamente en relación a sus estatismos. Sin embargo, la reserva de capacidad definida por estas unidades es insuficiente respaldar la totalidad de la generación desprendida, razón por la cual actúa por baja frecuencia el EDAC en el alimentador Isla-Alto. Esta situación se verifica en la Figura 6 donde se presenta el comportamiento de la frecuencia y tensión en las barras del sistema.



**Figura 6: Comportamiento de frecuencia (izquierda) y tensión (derecha) frente a desconexión intempestiva de U1 de Lago Atravesado.**

En la Figura 6 se verifica que en la operación de régimen permanente de postcontingencia tanto la frecuencia como la tensión en barras se establecen en magnitudes que se enmarcan dentro de los rangos de operación normal establecidos por la NT SyCS para SSMM, esto es:

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

$$0,94 [p.u.] \leq u_{barrera} \leq 1,06[p.u.]$$

Adicionalmente, a través de la Figura 5 y Figura 6 se verifica que las oscilaciones electromecánicas del sistema son positivamente amortiguadas.

## 2.9.2 Análisis de escenario de demanda máxima 2013

### 2.9.2.1 Supuestos y Consideraciones

A continuación se detallan las distribuciones de demanda y generación conforme a un despacho económico en pre-contingencia para el escenario de demanda máxima de 2013 y margen de reserva de 10%.

**Tabla 6: Demanda en escenario de demanda máxima 2013.**

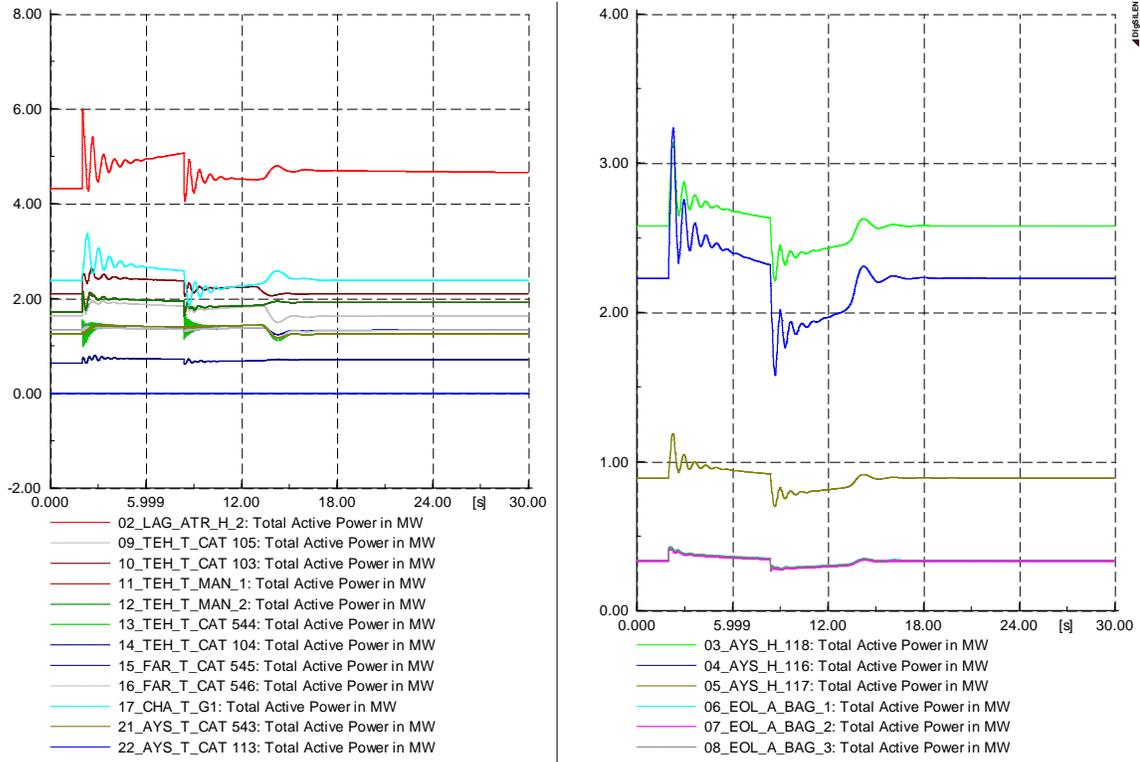
Características de demanda máxima 2013		
Descripción de Carga	P. Activa [MW]	P. Reactiva [Mvar]
Alim. Aysen Centro	1,55	0,16
Alim. Aysen Sur	3,26	0,33
Alim. Mañihuales	0,10	0,02
Alim. Chacacabuco	6,66	1,67
Balmaceda	1,17	0,24
Coyhaique Aysen	1,68	0,34
Coyhaique Bajo	5,25	0,24
Coyhaique Medio	3,99	0,25
Isla Alto	5,13	0,33
Tehuelche-Aysén	0,90	0,18
Total	29,70	3,74

**Tabla 7: Despacho en escenario de demanda máxima 2013 con margen de reserva de 10%.**

Despacho de unidades generadoras para demanda máxima 2013					
Unidad Generadora	P Max [MW]	P. Activa despachada [MW]	P. Reactiva despachada [MVar]	Consigna de Tensión [p.u.]	Aporte a Margen de Reserva [MW]
01_LAG_ATR_H_1	5.5	4.50	-0.01	1.050	1.00
02_LAG_ATR_H_2	5.5	4.32	-0.01	1.050	1.18
03_AYS_H_118	2.7	2.58	0.45	1.020	0.00
04_AYS_H_116	3	2.23	0.21	1.015	0.00
05_AYS_H_117	0.9	0.89	0.08	1.018	0.00
06_EOL_A_BAG_1	0.65	0.34	-0.23	0.000	0.00
07_EOL_A_BAG_2	0.65	0.33	-0.23	0.000	0.00
08_EOL_A_BAG_3	0.65	0.34	-0.23	0.000	0.00
09_TEH_T_CAT 105	1.825	1.63	0.36	0.998	0.19
10_TEH_T_CAT 103	2.35	2.10	0.45	1.000	0.25
11_TEH_T_MAN_1	1.915	1.71	0.38	1.000	0.20
12_TEH_T_MAN_2	1.915	1.71	0.38	1.000	0.20
13_TEH_T_CAT 544	1.4	1.25	0.28	1.023	0.15
14_TEH_T_CAT 104	0.708	0.63	0.14	1.035	0.07
15_FAR_T_CAT 545	1.4	1.33	0.41	1.025	0.07
16_FAR_T_CAT 546	1.4	1.33	0.41	1.025	0.07
17_CHA_T_GI	2.5	2.38	0.70	1.008	0.12
21_AYS_T_CAT 543	1.4	1.25	0.20	1.018	0.15
22_AYS_T_CAT 113	1.4	0.00	0.00	0.000	0.00
23_AYS_T_CAT 111	1.2	0.00	0.00	0.000	0.00
24_AYS_T_CAT 112	1.2	0.00	0.00	0.000	0.00
25_AYS_T_CAT 114	1.2	0.00	0.00	0.000	0.00
Total		30.86	3.72	-	3.66
Margen de Reserva [%]					10.6%

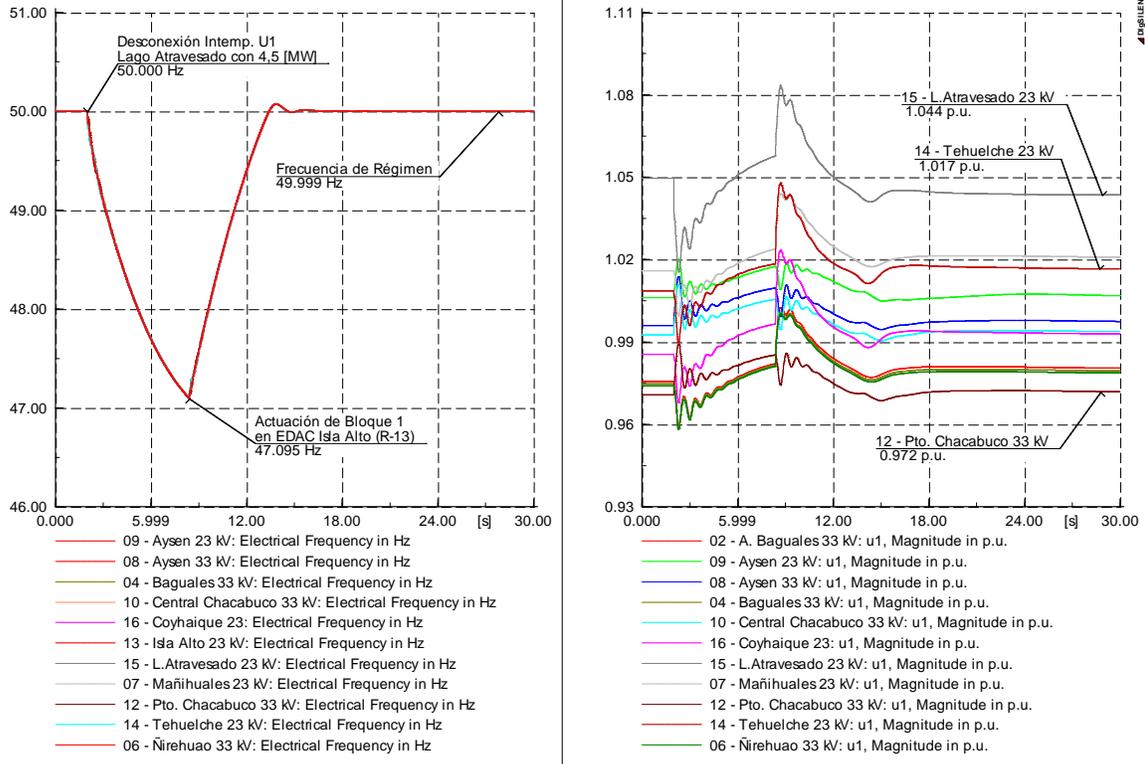
### 2.9.2.2 Resultados

A continuación se describe el comportamiento dinámico observado en el sistema tras la salida intempestiva de su unidad de mayor tamaño, “01\_LAG\_ATR\_H\_1”.



**Figura 7: Comportamiento de generación activa en unidades generadoras frente a desconexión intempestiva de U1 de Lago Atravesado (A la izquierda unidades que aportan a la reserva, a la derecha unidades que no aportan a la reserva).**

En la Figura 7 se observa que tras a la desconexión intempestiva de la unidad de mayor tamaño (unidad de Lago Atravesado), las restantes unidades participantes de la reserva toman carga automáticamente en relación a sus estatismos. Sin embargo, la reserva de capacidad definida por estas unidades es insuficiente respaldar la totalidad de la generación desprendida, razón por la cual actúa por baja frecuencia el EDAC en el alimentador Isla-Alto. Esta situación se verifica en la Figura 8 donde se presenta el comportamiento de la frecuencia y tensión en las barras del sistema.



**Figura 8: Comportamiento de frecuencia (izquierda) y tensión (derecha) frente a desconexión intempestiva de U1 de Lago Atravesado.**

En la Figura 8 se verifica que en la operación de régimen permanente de postcontingencia tanto la frecuencia como la tensión en barras se establecen en magnitudes que se enmarcan dentro de los rangos de operación normal establecidos por la NT SyCS para SSMM, esto es:

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

$$0,94 [p.u.] \leq u_{barrera} \leq 1,06 [p.u.]$$

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

## 2.9.3 Análisis de escenario de demanda mínima 2010

### 2.9.3.1 Supuestos y consideraciones

A continuación se detallan las distribuciones de demanda y generación conforme a un despacho económico en pre-contingencia para el escenario de demanda mínima y margen de 10%.

**Tabla 8: Demanda en escenario de demanda mínima 2010.**

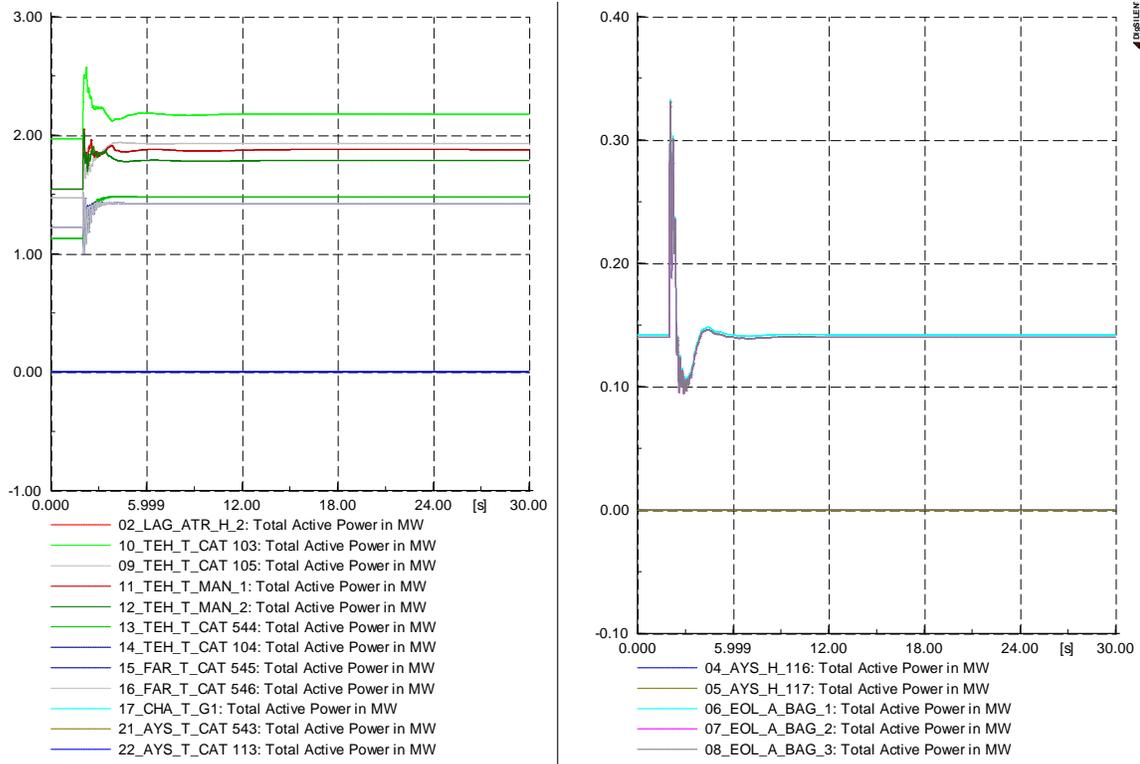
Características de demanda mínima 2010		
Descripción de Carga	P. Activa [MW]	P. Reactiva [Mvar]
Alim. Aysen Centro	0,67	0,07
Alim. Aysen Sur	1,39	0,14
Alim. Mañihuales	0,04	0,01
Alim. Chacacabuco	2,79	0,70
Balmaceda	0,44	0,09
Coyhaique Aysen	0,72	0,14
Coyhaique Bajo	2,19	0,10
Coyhaique Medio	1,68	0,11
Isla Alto	2,16	0,14
Tehuelche-Aysén	0,36	0,07
Total	12,44	1,56

**Tabla 9: Despacho en escenario de demanda mínima 2010 con margen de reserva de 10%.**

Despacho de unidades generadoras para demanda mínima 2010					
Unidad Generadora	P Max [MW]	P. Activa despachada [MW]	P. Reactiva despachada [MVar]	Consigna de Tensión [p.u.]	Aporte a Margen de Reserva [MW]
01_LAG_ATR_H_1	5.5	0.00	0.00	0.000	0.00
02_LAG_ATR_H_2	5.5	0.00	0.00	0.000	0.00
03_AYS_H_118	2.7	2.12	0.04	1.013	0.00
04_AYS_H_116	3	0.00	0.00	0.000	0.00
05_AYS_H_117	0.9	0.00	0.00	0.000	0.00
06_EOL_A_BAG_1	0.65	0.14	-0.23	0.000	0.00
07_EOL_A_BAG_2	0.65	0.14	-0.23	0.000	0.00
08_EOL_A_BAG_3	0.65	0.14	-0.23	0.000	0.00
09_TEH_T_CAT 105	1.825	1.47	0.01	1.009	0.36
10_TEH_T_CAT 103	2.35	1.97	0.00	1.009	0.38
11_TEH_T_MAN_1	1.915	1.54	0.01	1.009	0.37
12_TEH_T_MAN_2	1.915	1.54	0.01	1.009	0.37
13_TEH_T_CAT 544	1.4	1.13	-0.01	1.033	0.27
14_TEH_T_CAT 104	0.708	0.00	0.00	0.000	0.00
15_FAR_T_CAT 545	1.4	1.22	0.01	1.005	0.18
16_FAR_T_CAT 546	1.4	1.22	0.01	1.005	0.18
17_CHA_T_G1	2.5	0.00	0.00	0.000	0.00
21_AYS_T_CAT 543	1.4	0.00	0.00	0.000	0.00
22_AYS_T_CAT 113	1.4	0.00	0.00	0.000	0.00
23_AYS_T_CAT 111	1.2	0.00	0.00	0.000	0.00
24_AYS_T_CAT 112	1.2	0.00	0.00	0.000	0.00
25_AYS_T_CAT 114	1.2	0.00	0.00	0.000	0.00
Total		12.64	-0.60	-	2.12
Margen de Reserva [%]					14.3%

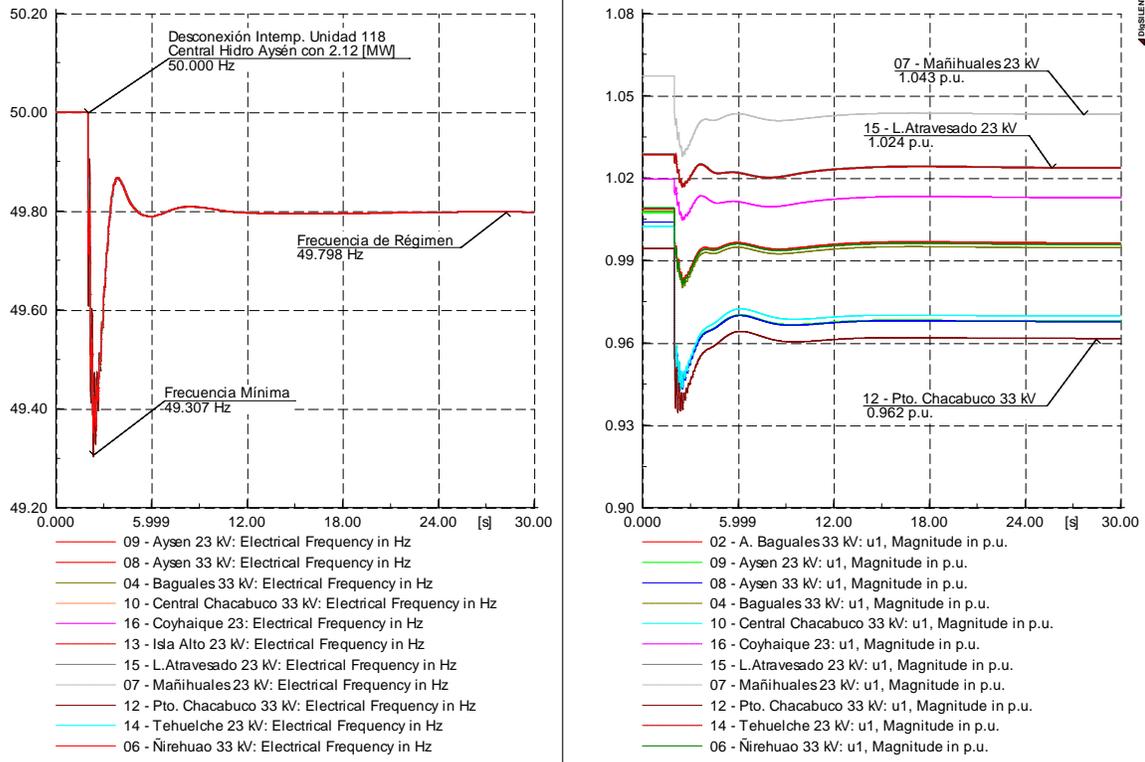
### 2.9.3.2 Resultados

A continuación se describe el comportamiento dinámico observado en el sistema tras la salida intempestiva de su unidad con mayor generación, “03\_AYS\_H\_118”.



**Figura 9: Comportamiento de generación activa en unidades generadoras frente a desconexión intempestiva de unidad N°103 de Tehuelche (A la izquierda unidades que aportan a la reserva, a la derecha unidades que no aportan a la reserva).**

En la Figura 9 se observa que tras a la desconexión intempestiva de la unidad con mayor potencia despachada (unidad N° 118 en Aysén), las restantes unidades participantes de la reserva toman carga automáticamente en relación a sus estatismos, y son capaces de absorber completamente la generación desprendida.



**Figura 10: Comportamiento de frecuencia (izquierda) y tensión (derecha) frente a desconexión intempestiva de U103 de Central Tehuelche.**

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 NT SyCS para SSMM, esto es:

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

$$0,94 [p.u.] \leq u_{barra} \leq 1,06[p.u.]$$

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

## 2.9.4 Análisis de escenario de demanda mínima 2013

### 2.9.4.1 Supuestos y consideraciones

A continuación se detallan las distribuciones de demanda y generación conforme a un despacho económico en pre-contingencia para el escenario de demanda mínima y margen de 10%.

**Tabla 10: Demanda en escenario de demanda mínima 2013.**

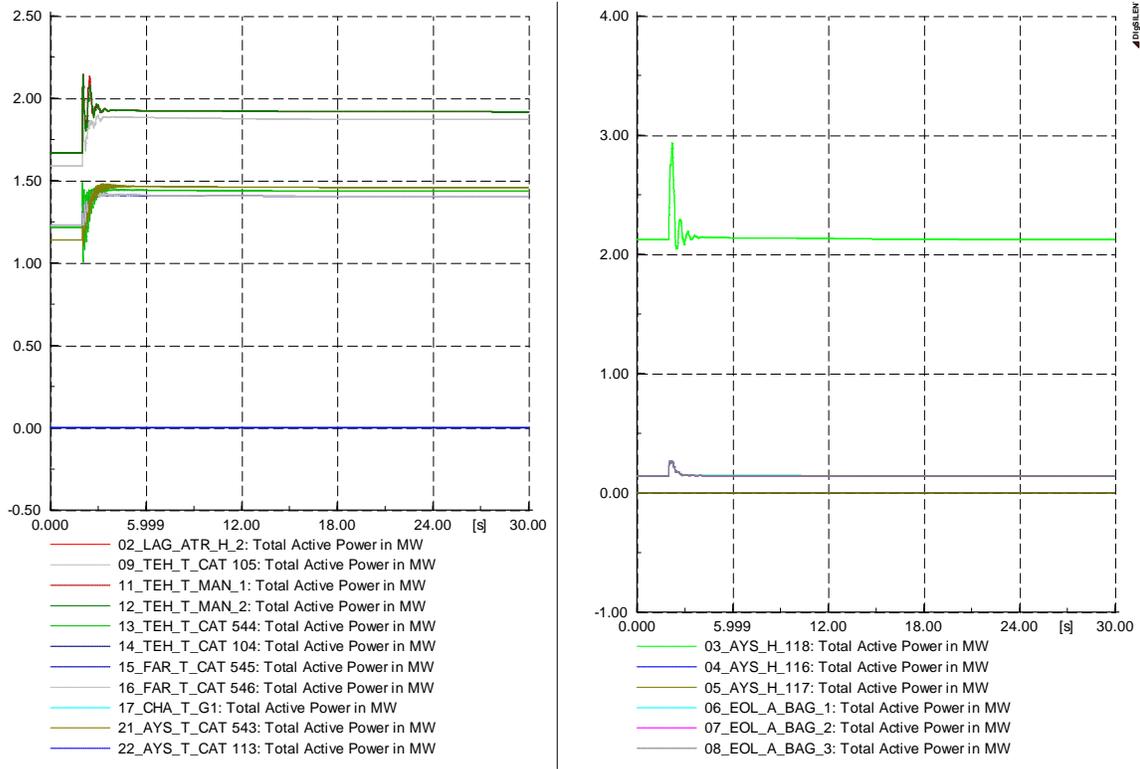
Características de demanda mínima 2013		
Descripción de Carga	P. Activa [MW]	P. Reactiva [Mvar]
Alim. Aysen Centro	0,76	0,08
Alim. Aysen Sur	1,59	0,16
Alim. Mañihuales	0,05	0,01
Alim. Chacacabuco	3,19	0,80
Balmaceda	0,50	0,10
Coyhaique Aysen	0,82	0,16
Coyhaique Bajo	2,50	0,11
Coyhaique Medio	1,92	0,12
Isla Alto	2,46	0,16
Tehuelche-Aysén	0,41	0,08
Total	14,19	1,78

**Tabla 11: Despacho en escenario de demanda mínima 2013 con margen de reserva de 10%.**

Despacho de unidades generadoras para demanda mínima 2013					
Unidad Generadora	P Max [MW]	P. Activa despachada [MW]	P. Reactiva despachada [MVar]	Consigna de Tensión [p.u.]	Aporte a Margen de Reserva [MW]
01_LAG_ATR_H_1	5.5	0.00	0.00	0.000	0.00
02_LAG_ATR_H_2	5.5	0.00	0.00	0.000	0.00
03_AYS_H_118	2.7	2.12	0.00	1.015	0.00
04_AYS_H_116	3	0.00	0.00	0.000	0.00
05_AYS_H_117	0.9	0.00	0.00	0.000	0.00
06_EOL_A_BAG_1	0.65	0.14	-0.23	0.000	0.00
07_EOL_A_BAG_2	0.65	0.14	-0.23	0.000	0.00
08_EOL_A_BAG_3	0.65	0.14	-0.23	0.000	0.00
09_TEH_T_CAT 105	1.825	1.59	0.09	1.009	0.24
10_TEH_T_CAT 103	2.35	2.13	0.08	1.009	0.22
11_TEH_T_MAN_1	1.915	1.67	0.08	1.009	0.25
12_TEH_T_MAN_2	1.915	1.67	0.08	1.009	0.25
13_TEH_T_CAT 544	1.4	1.22	0.05	1.033	0.19
14_TEH_T_CAT 104	0.708	0.00	0.00	0.000	0.00
15_FAR_T_CAT 545	1.4	1.23	0.02	1.007	0.17
16_FAR_T_CAT 546	1.4	1.23	0.02	1.007	0.17
17_CHA_T_GI	2.5	0.00	0.00	0.000	0.00
21_AYS_T_CAT 543	1.4	1.14	0.00	1.015	0.26
22_AYS_T_CAT 113	1.4	0.00	0.00	0.000	0.00
23_AYS_T_CAT 111	1.2	0.00	0.00	0.000	0.00
24_AYS_T_CAT 112	1.2	0.00	0.00	0.000	0.00
25_AYS_T_CAT 114	1.2	0.00	0.00	0.000	0.00
Total		14.42	-0.26	-	1.73
Margen de Reserva [%]					10.7%

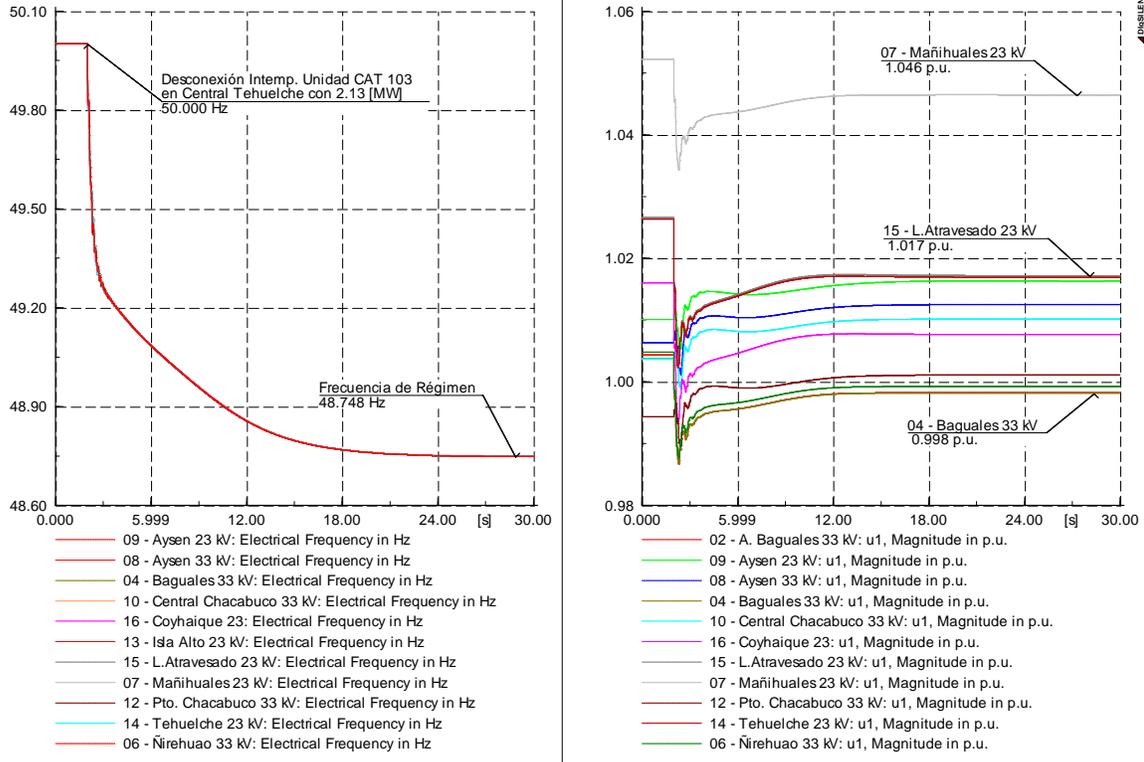
### 2.9.4.2 Resultados

A continuación se describe el comportamiento dinámico observado en el sistema tras la salida intempestiva de su unidad con mayor generación, “10\_TEH\_T\_CAT 103”.



**Figura 11: Comportamiento de generación activa en unidades generadoras frente a desconexión intempestiva de unidad N°103 de Tehuelche (A la izquierda unidades que aportan a la reserva, a la derecha unidades que no aportan a la reserva).**

En la Figura 11 se observa que tras a la desconexión intempestiva de la unidad de con mayor potencia despachada (unidad N° 103 en Tehuelche), las restantes unidades participantes de la reserva toman carga automáticamente en relación a sus estatismos, y son capaces de absorber completamente la generación desprendida.



**Figura 12: Comportamiento de frecuencia (izquierda) y tensión (derecha) frente a desconexión intempestiva de U118 de Central Aysén.**

En la Figura 12 se observa que para la operación de régimen permanente en postcontingencia las tensiones en barras se enmarcan dentro de los rangos de operación normal establecidos por la NT SyCS para SSMM, esto es:

$$0,94 [p. u. ] \leq u_{barra} \leq 1,06[p. u. ]$$

En contraste, la frecuencia se establece dentro del rango de operación de emergencia especificado en la NT SyCS para SSMM, esto es:

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

Adicionalmente, a través de la Figura 11 y Figura 12 se verifica que las oscilaciones electromecánicas del sistema son positivamente amortiguadas.

## 2.10 Conclusiones

Finalmente, en base al análisis dinámico realizado en los escenarios de demanda máxima y demanda mínima con margen de reserva mínimo de 10% para los años 2010 y 2013, se concluye el SM de Aysén es capaz de alcanzar un estado operacional estable y cumplir con los estándares de Seguridad y Calidad de Servicio establecidos en la NT SyCS para SSMM tras la ocurrencia de una contingencia de severidad 4 (desconexión intempestiva de unidad de mayor generación del sistema). Sin embargo, para esto en determinadas situaciones es necesaria la actuación del esquema de EDAC existente en el Alimentador Isla-Alto.

De esta forma se valida que respetar la estructura de margen de reserva mínimo propuesta y mantener los ajustes de EDAC existentes permite sobrellevar la desconexión intempestiva de centrales en el SM Aysén en el periodo 2010-2013.

## 3 ESTUDIO DE RESTRICCIONES DE TRANSMISIÓN

### 3.1 *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 NT SyCS para SSMM, la cual establece que la Empresa debe realizar un estudio denominado “Restricciones en Instalaciones de Transmisión”. Según describe la NT SyCS 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 indicadas que se establecen en el Artículo 5-36 de la presente NT”*

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

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 de Aysén de forma que se garanticen las condiciones establecidas en la NT SyCS para SSMM recién descritas.

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

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

Finalmente, conforme a lo descrito en el Art. 1-4.7) de la NT SyCS la “Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente” para las instalaciones de transmisión del SM de Aysén se determina como el mínimo de los límites de capacidad estudiados.

### 3.2 *Restricciones de Transmisión por Límite Térmico.*

En su Art. 1-4.35) la NT SyCS 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 y 33 kV del SM de Aysén, determinadas para una temperatura de conductor de 50 °C expuesto al sol, a una temperatura ambiente de 15 °C y una brisa de viento de 2 pies/segundo se presentan en la Tabla 12.

**Tabla 12: Características de conductores en sistema de transmisión SM de Aysén.**

Nombre	Tensión [kV]	Tipo	Longitud [km]	Límite Térmico [A] (*)
Alimentador Alto	23	Cu #3 AWG	5,0	200
Arr. Mañihuales	33	Cu #6 AWG	41,4	130
Arr. Ñirehuao	33	Cu #6 AWG	27,7	130
Atravesado-Tehuelche 1	23	Cu #2/0 AWG	21,0	355
Atravesado-Tehuelche 2	23	Cu #2/0 AWG	21,0	355
Aysen-Baguales	33	Cu #1 AWG	55,9	265
Aysen-Pto.Chacabuco (Tramo 1)	33	Cu #2/0 AWG	5,0	355
Aysen-Pto.Chacabuco (Tramo 2)	33	Cu #2/0 AWG	4,0	355
Aysen-Pto.Chacabuco (Tramo 3)	33	Cu #2/0 AWG	4,2	355
Aysen-Pto.Chacabuco (Tramo 4)	33	Cu #4 AWG	2,1	170
Baguales-Arr.Mañihuales	33	Cu #6 AWG	23,1	130
Baguales-Alto Baguales	33	Cu #1 AWG	2,4	265
Baguales-Coyhaique	23	Cu #1 AWG	8,5	265
Empalme C. Chacabuco	33	Cu #2/0 AWG	0,5	355
Empalme Eolica	33	Cu #1 AWG	0,2	265
Tehuelche-Coyhaique	23	Cu #3/0 AWG	5,3	410

(\*) Valores para temperatura en conductor de 75°C, expuesto al sol, temperatura ambiente de 25°C y viento de 2 pies/seg.

En el caso de los transformadores, el límite térmico para operación en régimen permanente corresponde a su capacidad nominal sin sobrecarga, valores que se muestran en la Tabla 13.

**Tabla 13: Capacidades de régimen en transformadores de sistema de transmisión SM Aysén**

Nombre	S Nominal [MVA]	Tensión [kV]	Tipo	Inom Baja [A]	Inom Alta [A]
Autotrafo Alto Baguales	6,5	23/33	OA	163,2	113,7
Autotrafo Aysén	6,5	23/33	OA	163,2	113,7
Autotrafo Mañihuales	2	23/33	OA	50,2	35,0
Autotrafo Farellones	3	23/33	OA	75,3	52,5

### 3.3 Restricciones de Transmisión por Regulación de Tensión.

En este aspecto la NT SyCS 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 de Aysén se procedió a determinar la corriente que da origen a la máxima caída de

tensión tolerada por la NT SyCS para SSMM en estado de operación normal. Esto es una caída de tensión entre 1,06 [p.u.] y 0,94 [p.u.], los valores de tensión en barra máximo y mínimo permitidos por la NT SyCS para SSMM para estado de operación normal. Para dicho análisis se utilizó como antecedente las impedancias de conductores descritos en la base de datos DIGSILENT proporcionada para el estudio. Los resultados obtenidos se describen en la Tabla 14.

**Tabla 14: Restricciones por Regulación de Tensión en sistema de transmisión de SM de Aysén.**

Nombre	Tensión [kV]	Tipo	Longitud [km]	Z1 [Ω]	I <sub>max</sub> por Regulación de Tensión [A]
Alimentador Alto	23	Cu #3 AWG	5,0	3,9	701
Arr. Mañihuales	33	Cu #6 AWG	41,4	58,9	67
Arr. Ñirehuao	33	Cu #6 AWG	27,7	39,4	100
Atravesado-Tehuelche 1	23	Cu #2/0 AWG	21,0	9,7	283
Atravesado-Tehuelche 2	23	Cu #2/0 AWG	21,0	9,7	283
Aysen-Baguales	33	Cu #1 AWG	55,9	32,3	123
Aysen-Pto.Chacabuco (Tramo 1)	33	Cu #2/0 AWG	5,0	2,3	1.707
Aysen-Pto.Chacabuco (Tramo 2)	33	Cu #2/0 AWG	4,0	1,9	2.134
Aysen-Pto.Chacabuco (Tramo 3)	33	Cu #2/0 AWG	4,2	1,9	2.050
Aysen-Pto.Chacabuco (Tramo 4)	33	Cu #4 AWG	2,1	2,0	1.992
Baguales-Arr.Mañiguales	33	Cu #6 AWG	23,1	32,9	120
Baguales-Alto Baguales	33	Cu #1 AWG	2,4	1,4	2.847
Baguales-Coyhaique	23	Cu #1 AWG	8,5	4,9	562
Empalme C. Chacabuco	33	Cu #2/0 AWG	0,5	0,2	17.075
Empalme Eolica	33	Cu #1 AWG	0,2	0,1	34.296
Tehuelche-Coyhaique	23	Cu #3/0 AWG	5,3	2,2	1.260

### 3.4 Restricciones de Transmisión por Contingencia.

La NT SyCS 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 NT SyCS 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 NT SyCS 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 SM con generación eólica, no se deberán producir pérdidas de sincronismo ante eventos de Contingencia Simple que comprendan la desconexión de una o más instalaciones eólicas por actuación de sus protecciones.”*

En base a una revisión topológica y operacional del sistema, se concluye que de las contingencias requeridas por la NT SyCS 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 NT SyCS para SSMM):

- Contingencia de severidad 4 en unidad N°1 (o N°2) de C. Lago Atravesado.
- Contingencia de severidad 2 en uno de los circuitos Tehuelche-Lago Atravesado.
- Desconexión intempestiva de unidades eólicas.

Sin embargo, el requerimiento más severo y de mayor probabilidad de ocurrencia que debe afrontar el sistema en cuanto a contingencias se refiere, corresponde al desmembramiento en islas del mismo, originado en la salida intempestiva de servicio de alguno de los tramos que conforman la interconexión entre Aysén y Coyhaique, lo que corresponde a cualquiera de las siguientes contingencias:

- Contingencia de severidad 3 en línea Coyhaique – Alto Baguales 23kV<sup>11</sup>.
- Contingencia de severidad 3 en línea Alto Baguales – Baguales 33kV.
- Contingencia de severidad 3 en línea Baguales – Aysén 33kV.
- Falla bifásica a tierra franca en transformador Aysén 23/33 kV.

---

<sup>11</sup> Equivalente a escenario de contingencia en transformador 33/23 kV en S/E Alto Baguales.

Con respecto de los efectos que se producen en el sistema eléctrico a causa de las contingencias antes indicadas, es importante destacar que la NT SyCS para SSMM no se pronuncia respecto de la estabilidad de cada una de las islas.

### **3.4.1 Metodología aplicada a la determinación de límites de transmisión por contingencia**

Si bien la NT SyCS establece ciertos criterios y escenarios de contingencia que se deben aplicar al estudio de límites de transferencia, las características particulares del sistema interconectado de Aysén requieren de un análisis un tanto diferente. En particular, tal y como se mencionó, las contingencias más frecuentes y severas en este sistema afectan la interconexión entre Aysén y Coyhaique y originan el desmembramiento del sistema en dos islas. El enfoque aplicado a este estudio de límites de transmisión guarda relación con los criterios a utilizar para la operación de la interconexión mencionada, de tal manera que ante la eventualidad de la separación del sistema en islas, éstas continúen su funcionamiento dentro de los límites establecidos por la NT SyCS, como si se tratase de sistemas independientes.

Así, el estudio se realiza sólo sobre elementos pertenecientes a la interconexión Aysén – Coyhaique. Para el resto de los elementos del sistema se considerará como límite de transmisión el resultante del dimensionamiento térmico o de la capacidad por regulación de tensión.

Para la realización del estudio se aplican las siguientes consideraciones:

- La interconexión presenta sólo dos esquemas de protección, la zona comprendida entre el interruptor 52F2 y el 52F7 (Aysén – Baguales), y la zona comprendida entre el interruptor 52F7 y el 52E3 (Baguales – Coyhaique). Para los elementos comprendidos dentro de una misma zona la respuesta ante contingencia será similar y provocará efectos parecidos sobre el resto del sistema. De esta manera, sólo se analiza un elemento representativo de cada zona, en particular, las líneas Aysén Baguales 33 kV y Alto Baguales – Coyhaique 23 kV.
- Para cada uno de los elementos seleccionados se calculan los límites de transferencia<sup>12</sup>, considerando sentido de flujo desde Aysén hacia Coyhaique y viceversa. El límite viene dado ya sea por la saturación de uno de los elementos serie (sobrecarga en los transformadores de Aysén o de Alto Baguales) o la maximización del despacho de las unidades en un extremo del sistema, haciendo imposible generar más potencia sin comprometer la reserva mínima necesaria para soportar la pérdida de la transferencia por el elemento en cuestión. Este nivel de transferencia se obtiene a partir de un

---

<sup>12</sup> El límite de transferencia por contingencia de cada elemento del sistema de transmisión es determinado por medio de un análisis del comportamiento dinámico del sistema tras la aplicación de una contingencia en la instalación de análisis. El límite por contingencia de un elemento corresponderá a la máxima transferencia de potencia aparente que admite el elemento en condiciones de pre contingencia (dado un esquema de despacho de las unidades generadoras), de tal manera que luego de ocurrido un evento que obligue a disgregar el sistema en islas éstas puedan continuar operando dentro de los límites establecidos por la NT SyCS.

despacho apropiado (no necesariamente económico) que no transgreda un nivel de reserva inferior al 10% y que permita la satisfacción de la demanda del sistema.

- Adicionalmente, se verifica la estabilidad dinámica para el punto de operación determinado por el despacho económico con margen óptimo presentado en la 2.8. Con esto se puede entregar una directriz sobre los rangos de despacho de las unidades del sistema y un dimensionamiento de la reserva asociada a cada una de ellas.
- El despacho económico se calcula de acuerdo a lo señalado en la sección 2. Al modificar el despacho con el objetivo de maximizar la transferencia por los elementos en estudio, se utiliza el mismo ordenamiento de centrales que se utiliza en el despacho óptimo, sin que la generación de cada unidad responda a la optimización del conjunto. En la Tabla 15 se presenta la *lista de mérito* que se aplica en caso de despacho *manual*.

**Tabla 15: Ordenamiento y costo variable por unidad**

Unidad	Costo Variable [USD/MWh]	Unidad	Costo Variable [USD/MWh]
01_LAG_ATR_H_1	1	09_TEH_T_CAT 105	183,4
02_LAG_ATR_H_2	1	10_TEH_T_CAT 103	183,4
03_AYS_H_118	1,4	11_TEH_T_MAN_1	183,4
04_AYS_H_116	1,7	12_TEH_T_MAN_2	183,4
05_AYS_H_117	2,8	13_TEH_T_CAT 544	183,4
06_EOL_A_BAG_1	6,9	14_TEH_T_CAT 104	183,4
07_EOL_A_BAG_2	6,9	15_FAR_T_CAT 545	181,7
08_EOL_A_BAG_3	6,9	16_FAR_T_CAT 546	181,7
		17_CHA_T_G1	181,7
		21_AYS_T_CAT 543	192,7
		22_AYS_T_CAT 113	192,7
		23_AYS_T_CAT 111	192,7
		24_AYS_T_CAT 112	192,7
		25_AYS_T_CAT 114	192,7

Los cálculos de límite de transferencia se realizan sobre escenarios de demanda máxima y mínima para los años 2010 y 2013 (se considera que los años 2011 y 2012 quedarán enmarcados dentro de los límites establecidos por los años señalados). Como escenario de demanda máxima se escoge el bloque 1 asociado al mes de Enero (en ambos años), y como escenario de demanda mínima, el bloque 4 del mes de Septiembre (en ambos años). Los valores de demanda para cada escenario utilizado se presentan en la Tabla 16.

**Tabla 16: Escenarios de demanda Estudio de límites de transferencia por contingencia**

(a) *Bloque 1 Enero. Demanda Máxima 2010*

Consumo	Potencia Activa [kW]	Potencia Reactiva [kVAr]
Alim Aysen Centro	1397	140
Alim Aysen Sur	2911	290
Alim Mañihuales	91	20
Alim. Chacacabuco	5842	1460
Balmaceda	912	190
Coyhaique Aysen	1500	300
Coyhaique Bajo	4585	210
Coyhaique Medio	3521	220
Isla Alto	4520	288
Tehuelche-Aysen	758	150

(b) *Bloque 1 Enero. Demanda Máxima 2013*

Consumo	Potencia Activa [kW]	Potencia Reactiva [kVAr]
Alim Aysen Centro	1554	155
Alim Aysen Sur	3262	325
Alim Mañihuales	101	22
Alim. Chacacabuco	6661	1665
Balmaceda	1171	245
Coyhaique Aysen	1678	336
Coyhaique Bajo	5251	241
Coyhaique Medio	3989	249
Isla Alto	5129	327
Tehuelche-Aysen	902	178

(c) *Bloque 4 Septiembre. Demanda Mínima 2010*

Consumo	Potencia Activa [kW]	Potencia Reactiva [kVAr]
Alim Aysen Centro	667	67
Alim Aysen Sur	1391	139
Alim Mañihuales	43	10
Alim. Chacacabuco	2792	698
Balmaceda	436	91
Coyhaique Aysen	717	143
Coyhaique Bajo	2191	100
Coyhaique Medio	1683	105
Isla Alto	2160	138
Tehuelche-Aysen	362	72

(c) *Bloque 4 Septiembre. Demanda Mínima 2013*

Consumo	Potencia Activa [kW]	Potencia Reactiva [kVAr]
Alim Aysen Centro	761	76
Alim Aysen Sur	1587	158
Alim Mañihuales	49	11
Alim. Chacacabuco	3185	796
Balmaceda	497	104
Coyhaique Aysen	818	164
Coyhaique Bajo	2499	115
Coyhaique Medio	1920	120
Isla Alto	2464	157
Tehuelche-Aysen	413	82

- Como parámetros de estabilidad, a constatar en cada isla, se consideran aquellos establecidos por la NT SyCS. En la Tabla 17, se describen los estados operacionales del sistema que esta norma establece para SSMM.

**Tabla 17: Requerimientos de frecuencia y tensión en barras según la NT SyCS para SSMM.**

Estado del sistema	Frecuencia [Hz]	Tensión en barras [pu]
Normal	[49,5 - 50,5]	[0,94 - 1,06]
Alerta	[49,5 - 50,5]	[1,06 - 1,08] [0,92 - 0,94]
Emergencia	[50,5 - 51,5] [48,5 - 49,5]	[1,08 - 1,1] [0,9 - 0,92]

- Tanto las unidades hidráulicas conectadas a Aysén 23kV, como los aerogeneradores del parque eólico Alto Baguales 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 de Aysén son los últimos entregados por SAESA en forma de antecedente para el

desarrollo de este estudio. De acuerdo a lo informado, se considera que las unidades hidráulicas de Aysén no poseen regulador de velocidad activo.

- Para simular contingencias que involucren una falla, se considerará el tiempo de apertura de los interruptores respectivos, de acuerdo a la intensidad de la falla y la curva de actuación definida para las protecciones (dispuestas en forma de antecedente para el desarrollo de este estudio).
- Las fallas en líneas ocurren al 50% de su longitud.
- Los esquemas de desconexión automática de carga (EDAC) habilitados serán aquellos existentes actualmente en el SM de Aysén. El análisis considera entonces la existencia del EDAC ubicado en el alimentador Isla Alto, y el EDAC ubicado en el alimentador Aysén Centro.

**Tabla 18: Características de EDAC Isla Alto (existente)**

Bloque	Características	Frecuencia [Hz]	Tiempo de operación [s]	Magnitud de EDAC [%]
Rec. R-13 (B1)	Seccionamiento interno alimentador	47,5	1,7	66%
Alim. Isla Alto (B2)	Cabecera alimentador	46,5	0,7	33%
Alim. Isla Alto (B2)	Cabecera alimentador	46	0,5	33%

**Tabla 19: Características de EDAC Aysén Centro (existente)**

Bloque	Características	Frecuencia [Hz]	Tiempo de operación [s]	Magnitud de EDAC [%]
Alim. Aysén Centro (B1)	Cabecera alimentador	46,75	2,62	100%
Alim. Aysén Centro (B1)	Cabecera alimentador	46,5	1,47	100%
Alim. Aysén Centro (B1)	Cabecera alimentador	46,25	0,98	100%
Alim. Aysén Centro (B1)	Cabecera alimentador	46	0,81	100%

### 3.4.2 Límites de transmisión – Línea Aysén Baguales 33 kV

De acuerdo a la metodología planteada en la sección anterior, se calcularon los límites de transferencia de la línea Aysén Baguales 33 kV, para los escenarios planteados para el 2010 y el 2013 (Enero B1 y Septiembre B4 en cada año), para configuraciones de máxima transferencia en el sentido de flujo Aysén – Coyhaique y viceversa. En la Tabla 20 se presentan los resultados obtenidos para los límites de transferencia de la línea para el año 2010. Los resultados para el año 2013 se presentan en la Tabla 21. Notar que la notación “A → B” da cuenta del sentido Aysén – Coyhaique y la notación “B → A” da cuenta del sentido contrario. En las tablas señaladas se presenta el valor de reserva asociado al despacho utilizado en la obtención del límite de transferencia y su distribución entre las

centrales ubicadas en las islas en que se disgrega el sistema. Los límites encontrados para cada año, en cada una de las direcciones de flujo establecidas, se presenta en color rojo.

**Tabla 20: Límites de transferencia Línea Aysén-Baguales 33 kV 2010**

Escenario	Transferencia [kVA]	Reserva Total [kVA]	Distribución de Reserva			
			Aysén [kVA]	Aysén [%]	Tehuelche [kVA]	Tehuelche [%]
A --> B Dmax	4822	9205	1300	14%	7905	86%
B --> A Dmax	3787	5425	3425	63%	2000	37%
A --> B Dmin	6000	13300	4700	35%	8600	65%
B --> A Dmin	1650	3000	0	0%	3000	100%

**Tabla 21: Límites de transferencia Línea Aysén-Baguales 33 kV 2013**

Escenario	Transferencia [kVA]	Reserva Total [kVA]	Distribución de Reserva			
			Aysén [kVA]	Aysén [%]	Tehuelche [kVA]	Tehuelche [%]
A --> B Dmax	5120	5605	700	12%	4905	88%
B --> A Dmax	2434	3800	3200	84%	600	16%
A --> B Dmin	5716	12300	4347	35%	7953	65%
B --> A Dmin	1892	4250	900	21%	3350	79%

Cabe destacar que para los escenarios de demanda máxima, estos límites fueron obtenidos, cuando los transformadores (transformador Aysén 23/33 kV en configuración A → B y el transformador Alto Baguales 33/23 kV en sentido B → A) alcanzaron un nivel de saturación<sup>13</sup>, mientras que para los escenarios de demanda mínima los límites se alcanzan por máxima transferencia que permite al sistema mantenerse en pie una vez disgregado.

Es importante recalcar que en condiciones de baja demanda, la distribución de reserva es primordial para la estabilidad del sistema. Como se puede observar en la Tabla 20 y en la Tabla 21, no sólo es necesaria una reserva igual o superior al 10% de la capacidad de generación en el sistema completo para garantizar la estabilidad dinámica, sino que dicha reserva debe repartirse entre islas, por lo menos dejando un 10% de reserva en la isla deficitaria. El caso particular donde la reserva es 0 en la isla de Aysén se debe a la existencia del EDAC de Aysén centro, que permite la recuperación dinámica, dejando al sistema en estado de emergencia, tal y como se muestra en la Tabla 22.

<sup>13</sup> El criterio de saturación del transformador no garantiza que el sistema separado en islas aguante en pie bajo el escenario de demanda máxima. Eso depende del despacho del sistema. Referir al capítulo 4 de EDAC para mayores detalles.

**Tabla 22: Situación pre y post contingencia escenario B→A Dmin 2010 (Ante falla de severidad 3 en línea Aysén – Baguales 33 kV)**

Datos de consideración	Isla Aysén	Isla Tehuelche
Flujo pre-contingencia en Línea [kVA]	1650	1650
Estado de Operación pre-contingencia	Normal	Normal
Margen de reserva [%]	17,35%	17,35%
Frecuencia Mínima [Hz]	46,52	49,59
Frecuencia Máxima [Hz]	50	51,81
Frecuencia Régimen Permanente [Hz]	48,88	50,95
Banda Tensión Final [p.u.]	[0,96 - 0,98]	[0,97 - 1,04]
Estado final según NTSyCS	Emergencia	Emergencia
EDAC Actuados	Aysén	No

Sin embargo, esta situación se logra sólo a partir del escenario de demanda utilizado. En este caso particular el EDAC permite la recuperación dinámica, pero al no haber ninguna central con capacidad de regulación despachada en la isla (en este caso sólo estaban despachadas las unidades hidráulicas de Aysén, que no cuentan con regulador activo de velocidad) cualquier cambio podría haber provocado que la actuación del EDAC no fuera suficiente. Como se puede ver en la Tabla 21 el límite encontrado para este escenario cuenta con un 21% de reserva en la isla de Aysén, dado que se debe despachar una unidad de la central Chacabuco para encontrar el límite. El caso análogo al 2010 donde el límite se puede encontrar a partir del despacho sólo de las unidades hidráulicas de Aysén en esta isla no existe para el 2013.

Adicionalmente, también se revisó la estabilidad dinámica ante contingencias en el caso en que se utiliza el despacho óptimo obtenido en la sección 2. La Tabla 23 muestra las transferencias asociadas a cada escenario de demanda para el despacho óptimo en el año 2010, mientras que la Tabla 24 muestra estos mismos resultados para el año 2013. Se han incluido los valores totales de reserva, además de la distribución de dicha reserva entre las islas en que el sistema se disgrega.

**Tabla 23: Transferencia Línea Aysén-Baguales 33 kV 2010 bajo despacho óptimo**

Escenario	Transferencia [kVA]	Reserva Total [kVA]	Distribución de Reserva			
			Aysén [kVA]	Aysén [%]	Tehuelche [kVA]	Tehuelche [%]
Dmax Ene 2010	721	4129	519	13%	3610	87%
Dmin Sep 2010	440	2192	364	17%	1828	83%

**Tabla 24: Transferencia Línea Aysén-Baguales 33 kV 2013 bajo despacho óptimo**

Escenario	Transferencia [kVA]	Reserva Total [kVA]	Distribución de Reserva			
			Aysén [kVA]	Aysén [%]	Tehuelche [kVA]	Tehuelche [%]
Dmax Ene 2013	723	3839	405	11%	3434	89%
Dmin Sep 2013	126	1825	601	33%	1224	67%

Todos los escenarios de despacho óptimo calculados, junto con el nivel de reserva total propuestos en la sección 2.8 convergen a estados estables una vez desmembrado el sistema por la contingencia en la línea Aysén – Baguales 33 kV (en los casos de demanda baja se activa el EDAC de Aysén centro). Notar además que los escenarios de demanda máxima 2010 y 2013 y el escenario de demanda mínima 2013 presentan flujo en la dirección A → B, mientras que el escenario de demanda mínima 2010 presenta flujo en el sentido opuesto. Como se puede apreciar, los casos donde el despacho responde a una optimización económica permiten la operación de la línea Aysén – Baguales 33 kV lejos de sus límites de transferencia, además con un nivel de margen adecuado en cada extremo del sistema, garantizando la estabilidad dinámica en caso de falla en dicha línea.

### 3.4.3 Límites de transmisión – Línea Alto Baguales Coyhaique 23 kV

De acuerdo a la metodología planteada en la sección anterior, se calcularon los límites de transferencia de la línea Alto Baguales Coyhaique 23 kV, para los escenarios planteados para el 2010 y el 2013 (Enero B1 y Septiembre B4), en configuraciones de máxima transferencia en sentido Aysén – Coyhaique y viceversa. En la Tabla 25 se presentan los resultados obtenidos para los límites de transferencia de la línea para el año 2010. Los resultados para el año 2013 se presentan en la Tabla 26. Se respetan las mismas convenciones proporcionadas en la sección anterior

**Tabla 25: Límites de transferencia Línea Alto Baguales - Coyhaique 23 kV 2010**

Escenario	Transferencia [kVA]	Reserva Total [kVA]	Distribución de Reserva			
			Aysén [kVA]	Aysén [%]	Tehuelche [kVA]	Tehuelche [%]
A --> B Dmax	3567	9205	1300	14%	7905	86%
B --> A Dmax	5360	5425	3425	63%	2000	37%
A --> B Dmin	6426	13300	4700	35%	8600	65%
B --> A Dmin	2237	3000	0	0%	3000	100%

**Tabla 26: Límites de transferencia Línea Alto Baguales - Coyhaique 23 kV 2013**

Escenario	Transferencia [kVA]	Reserva Total [kVA]	Distribución de Reserva			
			Aysén [kVA]	Aysén [%]	Tehuelche [kVA]	Tehuelche [%]
A --> B Dmax	3422	5605	700	12%	4905	88%
B --> A Dmax	4184	3800	3200	84%	600	16%
A --> B Dmin	5008	12300	4347	35%	7953	65%
B --> A Dmin	2618	4250	900	21%	3350	79%

Cabe destacar que para los escenarios de demanda máxima, estos límites fueron obtenidos, cuando los transformadores (transformador Aysén 23/33 kV en configuración A  $\rightarrow$  B y el transformador Alto Baguales 33/23 kV en sentido B  $\rightarrow$  A) alcanzaron un nivel de saturación, mientras que para los escenarios de demanda mínima los límites se alcanzan por máxima transferencia que permite al sistema mantenerse en pie una vez disgregado.

Al igual que en el caso de la línea Aysén – Baguales 33 kV, en este caso se distingue que en condiciones de baja demanda, la distribución de reserva es primordial para la estabilidad del sistema, requiriéndose que la reserva total del sistema se reparta entre las islas, dejando por lo menos un 10% en la isla deficitaria. Para este elemento también se consigue que la operación de EDAC de Aysén recupere el sistema, en ausencia de capacidad de regulación en la isla Aysén para el escenario B  $\rightarrow$  A Dmin, tal y como se muestra en la Tabla 27. En este caso las consideraciones con el caso homólogo son las mismas.

**Tabla 27: Situación pre y post contingencia escenario B $\rightarrow$ A Dmin 2010 (Ante falla de severidad 3 en línea Alto Baguales – Coyhaique 23 kV)**

Datos de consideración	Isla Aysén	Isla Tehuelche
Flujo pre-contingencia en Línea [kVA]	2237	2237
Estado de Operación pre-contingencia	Normal	Normal
Margen de reserva [%]	17.35%	17.35%
Frecuencia Mínima [Hz]	46.7	49.12
Frecuencia Máxima [Hz]	50	52.33
Frecuencia Régimen Permanente [Hz]	48.73	51.31
Banda Tensión Final [p.u.]	[0,96 - 0,98]	[1 - 1,04]
Estado final según NTSyCS	Emergencia	Emergencia
EDAC Actuados	Aysén	No

Adicionalmente, también se revisó la estabilidad dinámica ante contingencias en el caso en que se utiliza el despacho óptimo obtenido en la sección 2. La Tabla 28 muestra las transferencias asociadas a cada escenario de demanda para el despacho óptimo en el año 2010, mientras que la Tabla 29 muestra estos mismos resultados para el año 2013. Se han incluido los valores totales de reserva, además de la distribución de dicha reserva entre las islas en que el sistema se disgrega.

**Tabla 28: Transferencia Línea Alto Baguales – Coyhaique 23 kV 2010 bajo despacho óptimo**

Escenario	Transferencia [kVA]	Reserva Total [kVA]	Distribución de Reserva			
			Aysén [kVA]	Aysén [%]	Tehuelche [kVA]	Tehuelche [%]
Dmax Ene 2010	1223	4129	519	13%	3610	87%
Dmin Sep 2010	440	2192	364	17%	1828	83%

**Tabla 29: Transferencia Línea Aysén-Baguales 33 kV 2013 bajo despacho óptimo**

Escenario	Transferencia [kVA]	Reserva Total [kVA]	Distribución de Reserva			
			Aysén [kVA]	Aysén [%]	Tehuelche [kVA]	Tehuelche [%]
Dmax Ene 2013	1420	3839	405	11%	3434	89%
Dmin Sep 2013	875	1825	601	33%	1224	67%

Todos los escenarios de despacho óptimo calculados, junto con el nivel de reserva total propuestos en la sección 2.8 convergen a estados estables una vez desmembrado el sistema por la contingencia en la línea Alto Baguales – Coyhaique 23 [kV] (en los casos de demanda baja se activa el EDAC de Aysén centro). Notar además que los escenarios de demanda máxima 2010 y 2013 y el escenario de demanda mínima 2013 presentan flujo en la dirección A → B, mientras que el escenario de demanda mínima 2010 presenta flujo en el sentido opuesto. Como se puede apreciar, los casos donde el despacho responde a una optimización económica permiten la operación de la línea Alto Baguales – Coyhaique 23 [kV] lejos de sus límites de transferencia, además con un nivel de margen adecuado en cada extremo del sistema, garantizando la estabilidad dinámica en caso de falla en dicha línea.

#### **3.4.4 Comentarios adicionales sobre límites de transmisión obtenidos**

De acuerdo a los resultados presentados, se plantea que en la medida que las unidades del sistema se despachen con un nivel de reserva suficiente y bien distribuida entre los extremos del sistema, el sistema no debería tener problemas de recuperación dinámica ante fallas que disgreguen el sistema en dos islas. De acuerdo a la operación económica planteada, el enlace entre Aysén y Coyhaique no debería operar cerca de sus límites de transmisión en condiciones normales. Sin embargo, existe una familia de escenarios factibles donde el sistema podrá operar en forma económica, incluso preservando la reserva total del sistema pero de manera insegura. El caso más recurrente corresponde al despacho exclusivamente hidráulico (Lago Atravesado – Aysén), donde toda la reserva se ubica en Lago Atravesado y no existe reserva en el lado de Aysén. Como ya se ha visto en este estudio, el EDAC ubicado en Aysén servirá como una especie de salvavidas que evitará la pérdida total de esta isla, pero la ausencia de reserva impide que el sistema pueda mantenerse en servicio luego de ocurrir cualquier falla y en todo escenario despachado, por lo que una política dependiente del EDAC tiene un nivel de riesgo no despreciable asociado. Otras medidas que pueden ser adoptadas en la operación del sistema involucran la habilitación de los reguladores de velocidad de las centrales de Aysén y el despacho (no económico) de una de las unidades de Chacabuco a mínimo técnico, como respaldo en giro.

Finalmente, el estudio realizado contempla la preservación de la estabilidad de ambos sistemas como única alternativa ante la ruptura del enlace Aysén – Coyhaique. Dependiendo de la temporada del año, esta prerrogativa puede ser apropiada o no. Si la reposición del sistema resulta complicada, como en épocas invernales, sin duda la preservación de la estabilidad del sistema es primordial.

### 3.5 Valores finales, máximas capacidades de transmisión

Considerando entonces los límites térmicos, de caída de tensión y por contingencia, se obtiene el valor máximo de transferencia de potencia aparente y de corriente para cada tramo de línea y transformador del sistema mediano de Aysén. En la Tabla 30 se detalla el límite de transmisión para las líneas del sistema para el año 2010. Esta misma situación se muestra para el año 2013 en la Tabla 31<sup>14</sup>. Notar que la notación “A → B” da cuenta del sentido Aysén – Coyhaique y la notación “B → A” da cuenta del sentido contrario. En la Tabla 32 se presentan los límites para los transformadores del sistema.

**Tabla 30: Restricciones de Capacidad en Líneas de transmisión de SM de Aysén, año 2010**

Nombre	Tensión [kV]	A --> B		B --> A	
		I max [A]	S max [MVA]	I max [A]	S max [MVA]
Alimentador Alto	23	200	7,97	200	7,97
Arr. Mañihuales	33	67	3,84	67	3,84
Arr. Ñirehuao	33	100	5,74	100	5,74
Atravesado-Tehuelche 1	23	283	11,29	283	11,29
Atravesado-Tehuelche 2	23	283	11,29	283	11,29
Aysen-Baguales	33	105	6,00	66	3,79
Aysen-Pto.Chacabuco (Tramo 1)	33	355	20,29	355	20,29
Aysen-Pto.Chacabuco (Tramo 2)	33	355	20,29	355	20,29
Aysen-Pto.Chacabuco (Tramo 3)	33	355	20,29	355	20,29
Aysen-Pto.Chacabuco (Tramo 4)	33	170	9,72	170	9,72
Baguales-Arr.Mañiguales	33	120	6,89	120	6,89
Baguales-Alto Baguales	33	161	9,22	135	7,69
Baguales-Coyhaique	23	161	6,43	135	5,36
Empalme C. Chacabuco	33	355	20,29	355	20,29
Empalme Eolica	33	265	15,15	265	15,15
Tehuelche-Coyhaique	23	410	16,33	410	16,33

<sup>14</sup> Para los años 2011 y 2012 se deben considerar valores intermedios de una interpolación lineal para establecer los máximos, en aquellos casos en que se reduzcan los límites con el tiempo (relacionado con los límites por contingencia)

**Tabla 31: Restricciones de Capacidad en Líneas de transmisión de SM de Aysén, año 2013**

Nombre	Tensión [kV]	A --> B		B --> A	
		I max [A]	S max [MVA]	I max [A]	S max [MVA]
Alimentador Alto	23	200	7,97	200	7,97
Arr. Mañihuales	33	67	3,84	67	3,84
Arr. Ñirehuao	33	100	5,74	100	5,74
Atravesado-Tehuelche 1	23	283	11,29	283	11,29
Atravesado-Tehuelche 2	23	283	11,29	283	11,29
Aysen-Baguales	33	100	5,72	43	2,43
Aysen-Pto.Chacabuco (Tramo 1)	33	355	20,29	355	20,29
Aysen-Pto.Chacabuco (Tramo 2)	33	355	20,29	355	20,29
Aysen-Pto.Chacabuco (Tramo 3)	33	355	20,29	355	20,29
Aysen-Pto.Chacabuco (Tramo 4)	33	170	9,72	170	9,72
Baguales-Arr.Mañihuales	33	120	6,89	120	6,89
Baguales-Alto Baguales	33	126	7,19	105	6,00
Baguales-Coyhaique	23	126	5,01	105	4,18
Empalme C. Chacabuco	33	355	20,29	355	20,29
Empalme Eolica	33	265	15,15	265	15,15
Tehuelche-Coyhaique	23	410	16,33	410	16,33

**Tabla 32: Restricciones de Capacidad en Transformadores de transmisión de SM de Aysén**

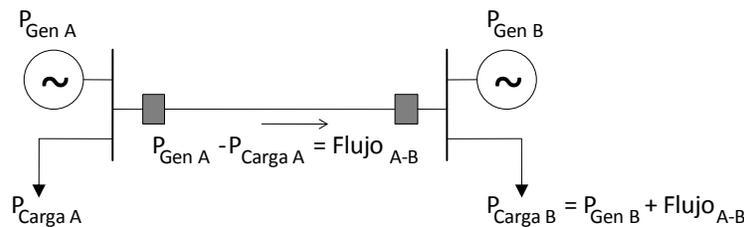
Nombre	Tensión [kV]	Inom Baja [A]	Inom Alta [A]	S Nominal [MVA]
Autotrafo Alto Baguales	23/33	163,16	113,72	6,5
Autotrafo Aysén	23/33	163,16	113,72	6,5
Autotrafo Mañihuales	23/33	50,20	34,99	2,0
Autotrafo Farellones	23/33	75,31	52,49	3,0

## 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 NT SyCS para SSMM, la cual establece que la Empresa debe realizar un estudio denominado “EDAC” (Esquema de Desprendimiento Automático de Carga). Según describe la NT SyCS 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 13 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 13: Esquema 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 toda vez que 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.

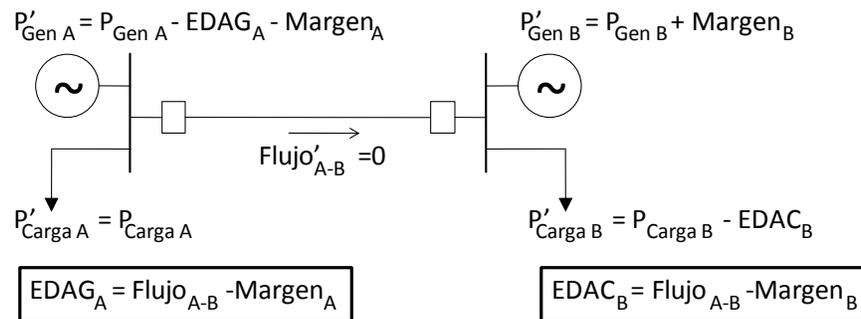
En la práctica, para restablecer de forma oportuna el equilibrio generación-demanda en cada subsistema se utilizan dos métodos: la actuación del control de velocidad en unidades generadoras y la actuación de esquemas de desconexión automáticos de carga o generación, EDAC o EDAG respectivamente.

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 despachada de modo de restablecer el equilibrio generación-demanda y establecer la frecuencia en un valor de régimen. Por el contrario cuando generación es mayor que la demanda (situación excedentaria) y la frecuencia está en aumento, el control de velocidad actúa disminuyendo la consigna de potencia de la unidad para recuperar una operación estable.

Sin embargo, en algunos casos 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 14 presenta el caso descrito previamente, en donde frente a una contingencia en la línea de interconexión entre A y B, se activa la operación automática de sistemas de control de velocidad en unidades generadoras y de EDAC y EDAG.



**Figura 14: Accionamiento de automatismos para restablecer la operación estable tras contingencia.**

En el SM de Aysén se identifican dos centros de demanda-generación, a saber Aysén-Chacabuco y Coyhaique-Tehuelche, unidos por la línea de 33 kV Aysén – Coyhaique. 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 solicita la NT SyCS consiste en determinar el nivel y localización óptima de los EDAC. La implementación de Esquemas de Desconexión Automática de Generación (EDAG), no es una exigencia de la NT SyCS para el estudio de “EDAC”.

## 4.2 Situación Actual Sistema de Aysén

El sistema de Aysén cuenta en la actualidad con dos EDAC ya instalados y operativos. Uno de estos esquemas se encuentra en el extremo Tehuelche – Coyhaique del sistema, específicamente en el alimentador de Isla Alto. El otro EDAC se ubica en el extremo Aysén – Chacabuco, particularmente en el alimentador de Aysén Centro. Las características del EDAC de Isla Alto se presentan en la Tabla 33, mientras que las características del EDAC de Aysén Centro se presentan en la Tabla 34.

**Tabla 33: Características de EDAC Isla Alto (existente)**

Bloque	Características	Frecuencia [Hz]	Tiempo de operación [s]	Magnitud de EDAC [%]
Rec. R-13 (B1)	Seccionamiento interno alimentador	47,5	1,7	66%
Alim. Isla Alto (B2)	Cabecera alimentador	46,5	0,7	33%
Alim. Isla Alto (B2)	Cabecera alimentador	46	0,5	33%

**Tabla 34: Características de EDAC Aysén Centro (existente)**

Bloque	Características	Frecuencia [Hz]	Tiempo de operación [s]	Magnitud de EDAC [%]
Alim. Aysén Centro (B1)	Cabecera alimentador	46,75	2,62	100%
Alim. Aysén Centro (B1)	Cabecera alimentador	46,5	1,47	100%
Alim. Aysén Centro (B1)	Cabecera alimentador	46,25	0,98	100%
Alim. Aysén Centro (B1)	Cabecera alimentador	46	0,81	100%

El presente estudio de EDAC identifica aquellas contingencias que comprometen la seguridad del sistema y revisa si los ajustes de EDAC existentes permiten su recuperación ante dichas fallas.

## 4.3 Metodología aplicada

El objetivo específico de este estudio corresponde a establecer si los ajustes aplicados tanto sobre el EDAC de Isla Alto como en el de Aysén Centro contribuyen adecuadamente a la recuperación del sistema, ante contingencias que comprometen la confiabilidad del mismo. Para esto, el análisis se lleva a cabo de la siguiente manera:

- Identificación de aquellas contingencias que ocasionan pérdida permanente de suministro, a través de la simulación de cada contingencia y revisión de la evolución dinámica de las variables frecuencia y tensión, sin considerar la actuación de EDAC.
- Revisión del funcionamiento de EDAC existentes en el sistema para las contingencias identificadas en el punto anterior.

El estudio se desarrolla bajo las siguientes consideraciones:

- Se usan tres escenarios de demanda considerados como de alta exigencia para el sistema: demanda máxima 2010, demanda máxima 2013 y demanda mínima 2010. Estos escenarios de demanda se presentan en la Tabla 35.

**Tabla 35: Escenarios de demanda estudio EDAC**

Carga	Max 2010		Max 2013		Min 2010	
	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]
Alim Aysen Centro	1,40	0,14	1,55	0,16	0,67	0,07
Alim Aysen Sur	2,91	0,29	3,26	0,33	1,39	0,14
Alim Mañihuales	0,09	0,02	0,10	0,02	0,04	0,01
Alim. Chacacabuco	5,84	1,46	6,66	1,67	2,79	0,70
Balmaceda	0,91	0,19	1,17	0,24	0,44	0,09
Coyhaique Aysen	1,50	0,30	1,68	0,34	0,72	0,14
Coyhaique Bajo	4,59	0,21	5,25	0,24	2,19	0,10
Coyhaique Medio	3,52	0,22	3,99	0,25	1,68	0,11
Isla Alto	4,52	0,29	5,13	0,33	2,16	0,14
Tehuelche-Aysen	0,76	0,15	0,90	0,18	0,36	0,07

- Para cada escenario de demanda se considera el despacho resultante en la obtención del margen de reserva óptimo. Estos despachos se muestran en la Tabla 36, adicionalmente se presentan las transferencias de potencia por las líneas importantes del sistema en la Tabla 37.

**Tabla 36: Despacho para cada escenario de demanda estudio EDAC**

Unidad Generadora	Max 2010		Max 2013		Min 2010	
	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]
01_LAG_ATR_H_1	4,45	-0,01	4,50	-0,01	0,00	0,00
02_LAG_ATR_H_2	4,32	-0,01	4,32	-0,01	0,00	0,00
03_AYS_H_118	2,58	0,71	2,58	0,45	2,12	0,04
04_AYS_H_116	2,23	0,25	2,23	0,21	0,00	0,00
05_AYS_H_117	0,89	0,09	0,89	0,08	0,00	0,00
09_TEH_T_CAT 105	1,54	0,23	1,63	0,36	1,47	0,01
10_TEH_T_CAT 103	1,98	0,45	2,10	0,45	1,97	0,00
11_TEH_T_MAN_1	1,62	0,38	1,71	0,38	1,54	0,01
12_TEH_T_MAN_2	1,62	0,38	1,71	0,38	1,54	0,01
13_TEH_T_CAT 544	0,00	0,00	1,25	0,28	1,13	-0,01
14_TEH_T_CAT 104	0,00	0,00	0,63	0,14	0,00	0,00
15_FAR_T_CAT 545	1,26	0,33	1,33	0,41	1,22	0,01
16_FAR_T_CAT 546	1,26	0,33	1,33	0,41	1,22	0,01
17_CHA_T_G1	2,25	0,39	2,38	0,70	0,00	0,00
21_AYS_T_CAT 543	0,00	0,00	1,25	0,20	0,00	0,00
22_AYS_T_CAT 113	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23_AYS_T_CAT 111	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
24_AYS_T_CAT 112	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
25_AYS_T_CAT 114	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

**Tabla 37: Transferencias líneas principales para cada escenario de demanda estudio EDAC**

<b>Escenario demanda Máxima 2010</b>					
<b>Línea transmisión</b>		<b>P [MW]</b>		<b>Q [MVar]</b>	
<b>A</b>	<b>B</b>	<b>A</b>	<b>B</b>	<b>A</b>	<b>B</b>
Coyhaique	Baguales	-1,21	1,22	0,08	-0,08
Aysén	Baguales	0,16	-0,14	0,72	-0,89
Tehuelche	Coyhaique	9,52	-9,33	-0,23	0,53
Tehuelche	Lago Atravesado	-4,19	4,28	0,41	-0,30
<b>Escenario demanda Máxima 2013</b>					
<b>Línea transmisión</b>		<b>P [MW]</b>		<b>Q [MVar]</b>	
<b>A</b>	<b>B</b>	<b>A</b>	<b>B</b>	<b>A</b>	<b>B</b>
Coyhaique	Baguales	-1,40	1,42	-0,05	0,05
Aysén	Baguales	0,30	-0,28	0,66	-0,83
Tehuelche	Coyhaique	10,91	-10,66	0,07	0,33
Tehuelche	Lago Atravesado	-4,31	4,40	0,30	-0,19
<b>Escenario demanda Mínima 2010</b>					
<b>Línea transmisión</b>		<b>P [MW]</b>		<b>Q [MVar]</b>	
<b>A</b>	<b>B</b>	<b>A</b>	<b>B</b>	<b>A</b>	<b>B</b>
Coyhaique	Baguales	-1,05	1,06	-0,22	0,21
Aysén	Baguales	-0,34	0,34	0,09	-0,28
Tehuelche	Coyhaique	4,98	-4,93	-0,44	0,52
Tehuelche	Lago Atravesado	0,00	0,00	-0,04	0,02

- Se consideran las siguientes contingencias para la identificación:
  - Severidad 2 en circ.1 línea Lago Atravesado – Tehuelche 23 [kV]
  - Severidad 3 en línea Aysén – Baguales 33 [kV]
  - Severidad 3 en línea Alto Baguales – Coyhaique 23 [kV]
  - Severidad 3 en línea Coyhaique – Tehuelche 23 [kV]
  - Severidad 3 en línea Alimentador Chacabuco 23 [kV]
  - Severidad 4 unidad 1 Lago Atravesado
  - Severidad 4 unidad 1 Chacabuco
  - Severidad 4 unidad 118 Aysén
  
- Se consideran los últimos valores de parámetros de las máquinas y ajustes a los controladores de las mismas (velocidad y potencia) entregados por SAESA<sup>15</sup>.

<sup>15</sup> Cabe desatacar algunos de los últimos esquemas de controladores entregados por SAESA presentan algunas dificultades para limitar la potencia que generan las máquinas respectivas. Dichos problemas fueron solucionados por Systeem en orden de poder continuar con el desarrollo de los estudios solicitados y las dificultades encontradas son las siguientes:

- El controlador de las unidades MAN 101 y 102 de central Tehuelche no poseen limitador de potencia, lo que permite que dichas unidades generen en régimen permanente potencias superiores a su capacidad máxima, hecho irreal que afecta el resultado de los estudios.
- El controlador de la unidad CAT 103 de central Tehuelche sí posee limitador de potencia, pero sus valores se encuentran liberados, provocando los mismos problemas que el caso anterior.
- Desajustes en la limitación de potencia en controladores de unidades CAT 104 y 105 de central Tehuelche.

#### 4.4 Resultados de identificación y análisis funcionamiento EDAC

Al evaluar las contingencias señaladas, en los escenarios de demanda especificados, se obtienen los valores de régimen permanente (sin la intervención de los EDAC) presentados en la Tabla 38 frecuencia para la zona de Tehuelche, la Tabla 39 frecuencia para la zona Aysén y Tabla 40 con rangos de tensiones observados en el sistema.

**Tabla 38: Resultados frecuencia de régimen permanente (zona Tehuelche) ante contingencias señaladas**

Contingencia	Ubicación	Escenario de demanda		
		Dda Max 2010	Dda Max 2013	Dda Min 2010
Severidad 2	Círc. 1 Lago Atravesado - Tehuelche 23 [kV]*	49,993	49,994	50
Severidad 3	Línea Aysén - Baguales 33 [kV]	50,15	50,123	50,1
Severidad 3	Línea Alto Baguales - Coyhaique 23 [kV]	50,118	50,108	50,103
Severidad 3	Línea Coyhaique - Tehuelche 23 [kV]	51,555	51,041	50,61
Severidad 3	Línea Aysén - Chacabuco 23 [kV]	50,111	50,117	50,003
Severidad 4	Unidad 1, central Lago Atravesado*	46,387	46,273	50
Severidad 4	Unidad 1, central Chacabuco*	49,795	49,806	50
Severidad 4	Unidad 118, central Aysén	49,77	49,783	49,795

\*: Elemento fuera de la operación en escenario demanda mínima por lo que se mantienen las condiciones de prefalla

**Tabla 39: Resultados frecuencia de régimen permanente (zona Aysén) ante contingencias señaladas**

Contingencia	Ubicación	Escenario de demanda		
		Dda Max 2010	Dda Max 2013	Dda Min 2010
Severidad 2	Círc. 1 Lago Atravesado - Tehuelche 23 [kV]*	49,993	49,994	50
Severidad 3	Línea Aysén - Baguales 33 [kV]	50,015	50,035	46,567
Severidad 3	Línea Alto Baguales - Coyhaique 23 [kV]	50,013	50,029	46,212
Severidad 3	Línea Coyhaique - Tehuelche 23 [kV]	47,471	46,53	42,966
Severidad 3	Línea Aysén - Chacabuco 23 [kV]	50,111	50,117	50,003
Severidad 4	Unidad 1, central Lago Atravesado*	46,387	46,273	50
Severidad 4	Unidad 1, central Chacabuco*	49,795	49,806	50
Severidad 4	Unidad 118, central Aysén	49,77	49,783	49,795

\*: Elemento fuera de la operación en escenario demanda mínima por lo que se mantienen las condiciones de prefalla

**Tabla 40: Resultados tensiones de régimen permanente ante contingencias señaladas**

Contingencia	Ubicación	Escenario de demanda		
		Dda Max 2010	Dda Max 2013	Dda Min 2010
Severidad 2	Círc. 1 Lago Atravesado - Tehuelche 23 [kV]*	[0,973 - 1,055]	[0,966 - 1,055]	[0,996 - 1,057]
Severidad 3	Línea Aysén - Baguales 33 [kV]	[0,982 - 1,048]	[0,973 - 1,049]	[1,015 - 1,065]
Severidad 3	Línea Alto Baguales - Coyhaique 23 [kV]	[0,988 - 1,049]	[0,976 - 1,051]	[1,029 - 1,092]
Severidad 3	Línea Coyhaique - Tehuelche 23 [kV]	[0,965 - 1,02]	[0,953 - 1,02]	[1,016 - 1,067]
Severidad 3	Línea Aysén - Chacabuco 23 [kV]	[0,984 - 1,049]	[0,974 - 1,049]	[1,007 - 1,089]
Severidad 4	Unidad 1, central Lago Atravesado*	[0,993 - 1,066]	[0,984 - 1,065]	[0,996 - 1,057]
Severidad 4	Unidad 1, central Chacabuco*	[0,956 - 1,052]	[0,943 - 1,052]	[0,996 - 1,057]
Severidad 4	Unidad 118, central Aysén	[0,962 - 1,052]	[0,956 - 1,053]	[0,962 - 1,044]

\*: Elemento fuera de la operación en escenario demanda mínima por lo que se mantienen las condiciones de prefalla

De los resultados presentados en la Tabla 38, Tabla 39 y Tabla 40 se pueden identificar como fallas que comprometen la seguridad del sistema las siguientes contingencias:

- Severidad 3 en línea Aysén – Baguales 33 [kV]. Escenario demanda mínima 2010.
- Severidad 3 en línea Alto Baguales – Coyhaique 23 [kV]. Escenario demanda mínima 2010.
- Severidad 3 en línea Coyhaique – Tehuelche 23 [kV]. Demanda mínima 2010 y demanda máxima 2010 y 2013.
- Severidad 4 unidad 1 Lago Atravesado. Escenario demanda máxima 2010 y 2013.

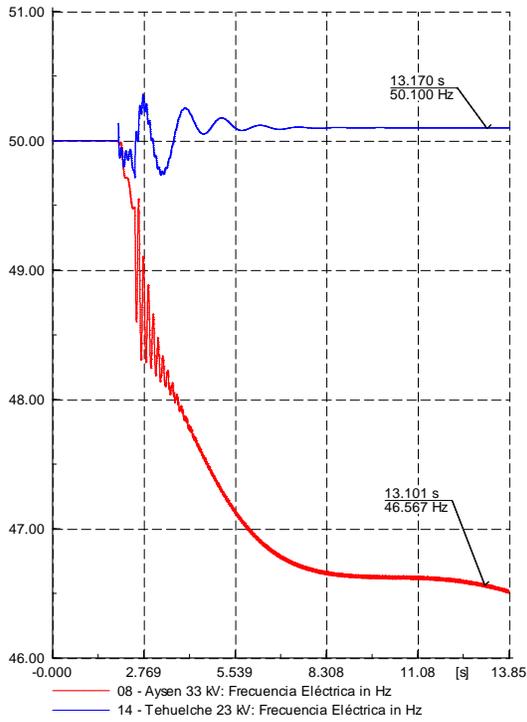
Todas estas contingencias deben ser analizadas en función del comportamiento de los EDAC ya integrados al sistema mediano de Aysén.

#### **4.4.1 Respuesta del sistema ante separación del sistema en dos islas. Escenario demanda mínima**

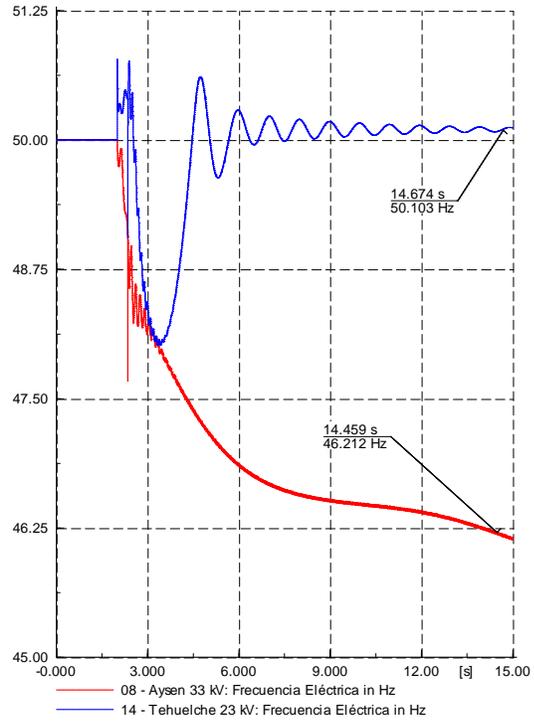
De las fallas que originan problemas graves de seguridad en el sistema, tanto la contingencia de severidad 3 en línea Aysén – Baguales 33 [kV], como la contingencia de severidad 3 en línea Alto Baguales – Coyhaique 23 [kV] y la contingencia de severidad 3 en línea Coyhaique – Tehuelche 23 [kV] originan la disgregación del sistema en dos islas y los efectos que ocasionan sobre el sistema son similares, por lo que son analizadas en conjunto.

De acuerdo a la identificación realizada, en el escenario de demanda mínima 2010, la transferencia en la zona Coyhaique – Aysén ocurre desde el polo ubicado en Tehuelche hacia el polo ubicado en Aysén. De esta manera, ante una pérdida del enlace entre ambos polos, la zona de Tehuelche queda excedentaria en generación, mientras que el sector de Aysén queda deficitario. En un escenario definido conjuntamente por el despacho de unidades, el reducido margen con que cuenta el sistema y la ausencia del EDAC de Aysén centro, una contingencia de severidad 3 ocasiona la pérdida total de la isla deficitaria (Aysén), como se puede apreciar en la Figura 15.

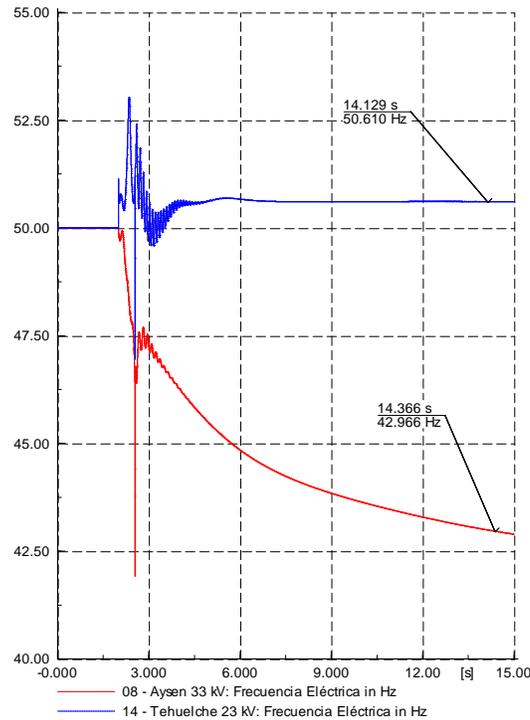
Al habilitar el EDAC de Aysén centro y simular las contingencias en las condiciones antes señaladas, el sistema tiene un comportamiento estable, obteniéndose una recuperación dinámica efectiva de la zona deficitaria al desprender la carga ubicada en Aysén centro, como se pueden apreciar en la Figura 16. En el caso de la contingencia en la línea Coyhaique - Tehuelche 23 [kV] se obtienen valores de régimen permanente que se encuentran dentro de lo permitido por la NT SyCS, mientras que en los casos restantes, si bien existe recuperación dinámica, la respuesta dinámica de frecuencia en la isla de Aysén presenta oscilaciones no amortiguadas de  $\pm 0.25\%$  de la frecuencia central, respuesta que no es aceptable dentro del marco regulatorio para el régimen permanente del sistema, por lo que debe ser solucionada.



(a) Contingencia en línea Aysén – Baguales 33 [kV]

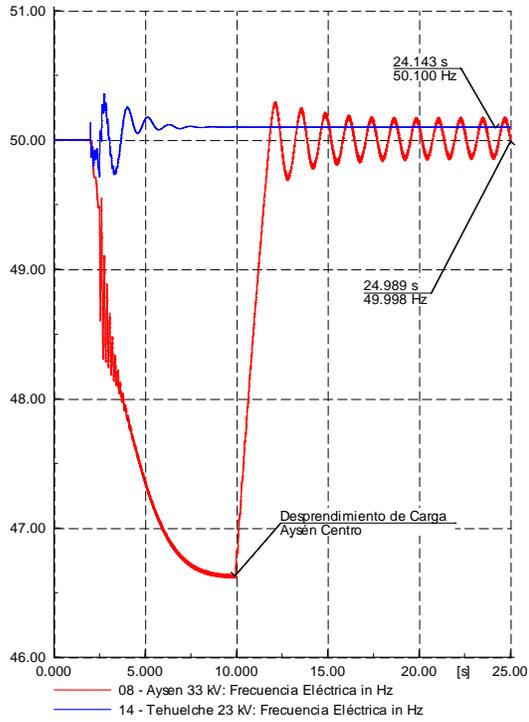


(b) Contingencia en línea Alto Baguales – Coyhaique 23[kV]

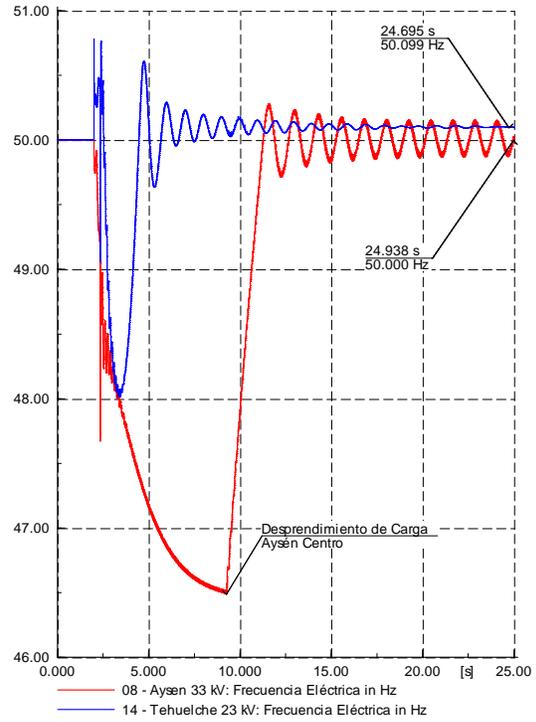


(c) Contingencia en línea Coyhaique – Tehuelche 23 [kV]

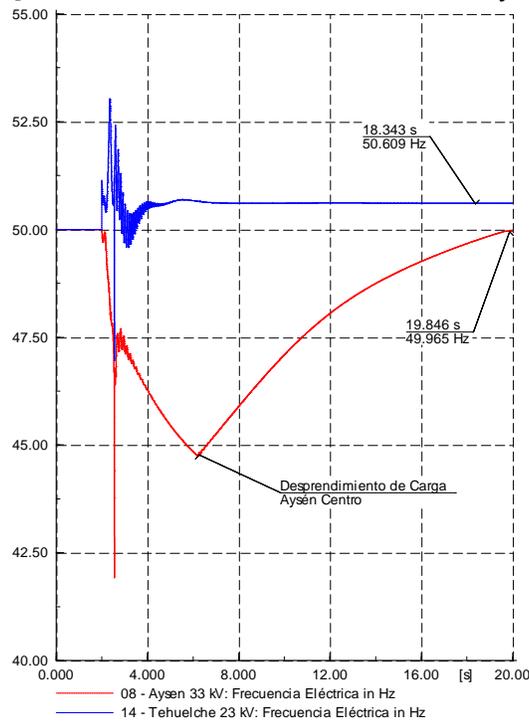
Figura 15: Frecuencia del sistema ante contingencia severidad 3 sin EDAC Aysén centro. Escenario demanda mínima 2010



(a) Contingencia en línea Aysén – Baguales 33 [kV]



(b) Contingencia en línea Alto Baguales – Coyhaique 23[kV]



(c) Contingencia en línea Coyhaique – Tehuelche 23 [kV]

Figura 16: Frecuencia del sistema ante contingencia severidad 3 con EDAC Aysén centro. Escenario demanda mínima 2010

Este comportamiento oscilatorio, que indica la presencia de un estado críticamente estable, guarda relación con la carga que queda en el sistema una vez actuado el EDAC (por lo tanto del monto de desprendimiento) y la potencia que pueden inyectar las unidades generadoras que deben mantener en pie el sistema deficitario de Aysén. En el escenario pre-contingencia particular de este estudio, se distinguen dos focos de generación con niveles similares de inyección en la zona de Aysén, la unidad 118 de central Aysén, sin capacidad de regulación con alrededor de 2,4 [MW] y las unidades 545 y 546 de Chacabuco, con capacidad de regulación y con alrededor de 2 [MW] de generación. Al desmembrarse el sistema, estos dos focos comienzan a oscilar con tal de redistribuir la carga que queda en el sistema.

Después de ocurrida la falla, el nivel de carga que queda si no actúa ningún EDAC es superior a la generación, por lo que se pierde esta parte del sistema. Al actuar el EDAC de Aysén centro, el nivel de carga que se desprende es de 0,67 [MW], suficiente para mantener al sistema en pie, pero la demanda resultante es muy cercana a la generación de la zona, originando la oscilación de potencia entre los polos de generación (Aysén y Farellones). A medida que aumenta el monto del desprendimiento de carga por EDAC, la solicitud sobre los polos de generación disminuye y existe un nivel de carga a partir del cual las oscilaciones son amortiguadas.

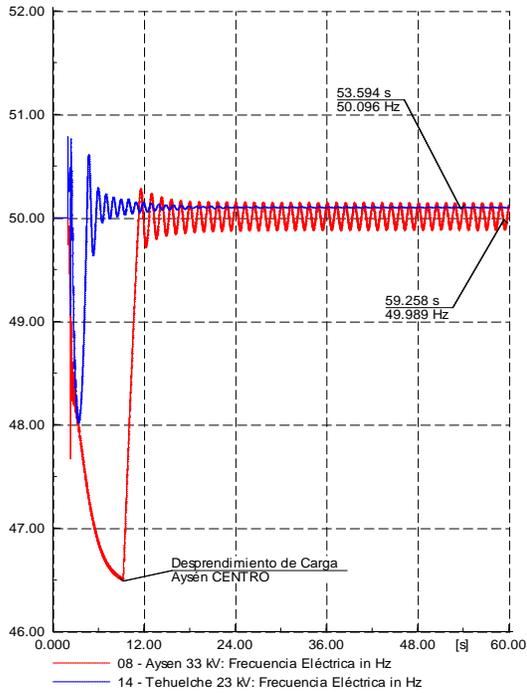
De acuerdo a la distribución disponible para la carga, para aumentar el valor a desprender se debe optar entre la desconexión completa de la cabecera de los alimentadores Aysén centro, Aysén sur, Chacabuco o alguna combinación de éstos. La combinación de mínima carga a desconectar que permite que ante ambas contingencias (S3 en línea Aysén – Baguales 33 [kV] y S3 en línea Alto Baguales – Coyhaique 23 [kV]) el sistema se recupere con un comportamiento amortiguado, corresponde a desprender simultáneamente la carga del alimentador Aysén centro y el alimentador Aysén Sur. La Figura 17 presenta los comportamientos dinámicos del sistema para dos combinaciones distintas de EDAC (sólo Aysén centro y la combinación Aysén centro + Aysén Sur).

Si existe la posibilidad de instalar nuevos equipos de interrupción dentro de los alimentadores de Aysén, el monto mínimo de desprendimiento de carga puede descender. En el caso particular del escenario simulado, el mínimo desprendimiento de carga necesario para evitar las oscilaciones críticas, alcanza un monto equivalente al 100% del alimentador Aysén centro y un 60% del alimentador Aysén sur (1,5 MW en este escenario). En la Tabla 41 presentan algunos valores referenciales de monto de desprendimiento de carga para este escenario y la su respectiva consecuencia sobre las oscilaciones críticas que puede adquirir el sistema.

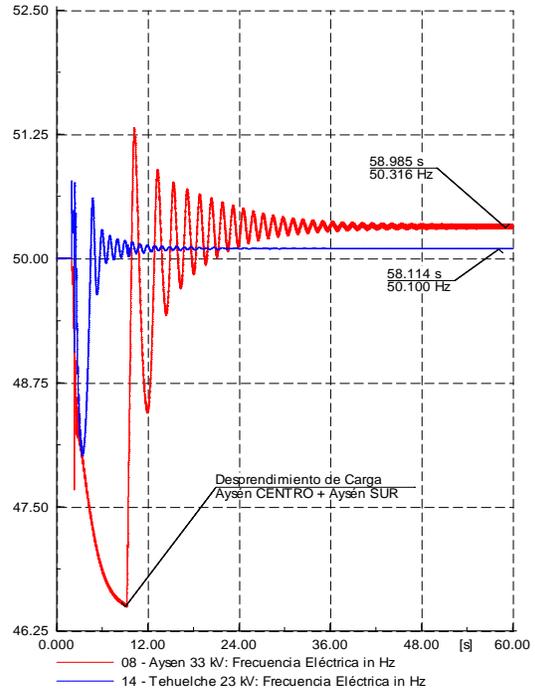
**Tabla 41: Montos referenciales desprendimiento de carga**

Aysén centro		Aysén sur		Desp.EDAC [kW]	Se producen oscilaciones críticas?
% Carga total	P [kW]	% Carga total	P [kW]		
100%	667,0	0%	0,0	667,0	Sí
100%	667,0	5%	69,6	736,6	Sí
100%	667,0	10%	139,1	806,1	Sí
100%	667,0	20%	278,2	945,2	Sí
100%	667,0	30%	417,3	1084,3	Sí
100%	667,0	40%	556,4	1223,4	Sí
100%	667,0	50%	695,5	1362,5	Sí
100%	667,0	60%	834,6	1501,6	No
100%	667,0	70%	973,7	1640,7	No
100%	667,0	80%	1112,8	1779,8	No
100%	667,0	90%	1251,9	1918,9	No
100%	667,0	100%	1391,0	2058,0	No

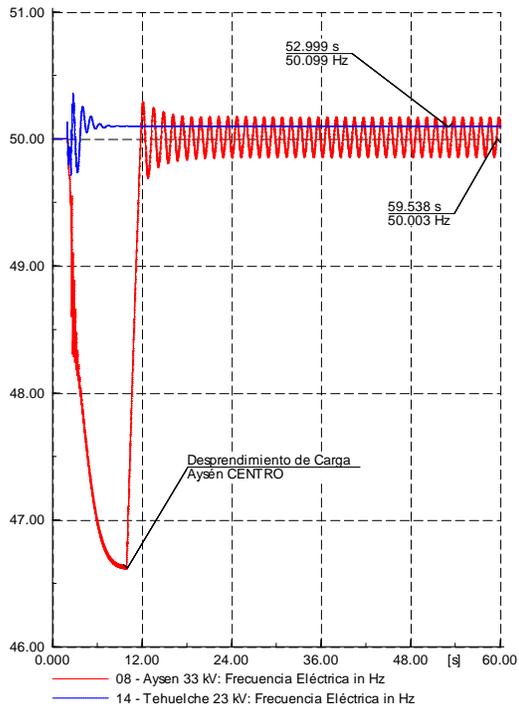
Recordar que este monto depende del margen de reserva con que queda la isla una vez perdido el enlace y que los EDAC que se implementen para la zona de Aysén (y que combinan carga de más de un alimentador) en ambos alimentadores deben actuar simultáneamente (por lo que sus ajustes de tiempo y frecuencia deben ser idénticos.). Si un EDAC actúa antes que el otro, o bien, el sistema se recuperará dinámicamente pero entrará en un régimen de oscilaciones críticas o se perderá la estabilidad dinámica de la isla.



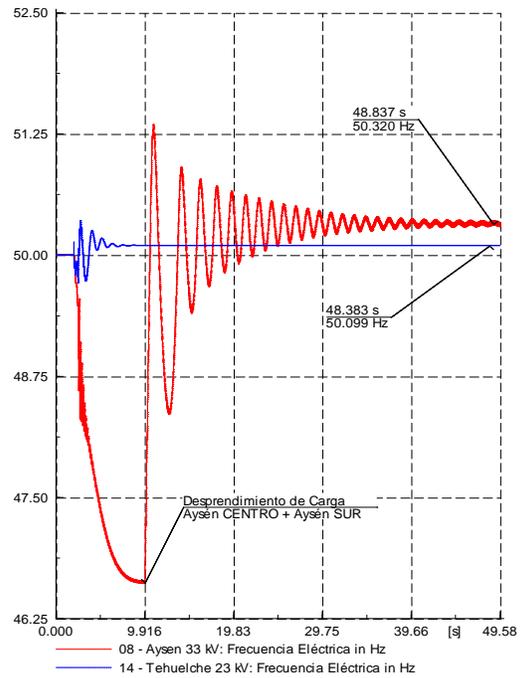
(a) Contingencia en línea Aysén – Baguales 33 [kV]. Desprendimiento EDAC centro



(b) Contingencia en línea Aysén – Baguales 33 [kV]. Desprendimiento EDAC centro + EDAC sur



(c) Contingencia en línea Aysén – Baguales 33 [kV]. Desprendimiento EDAC centro



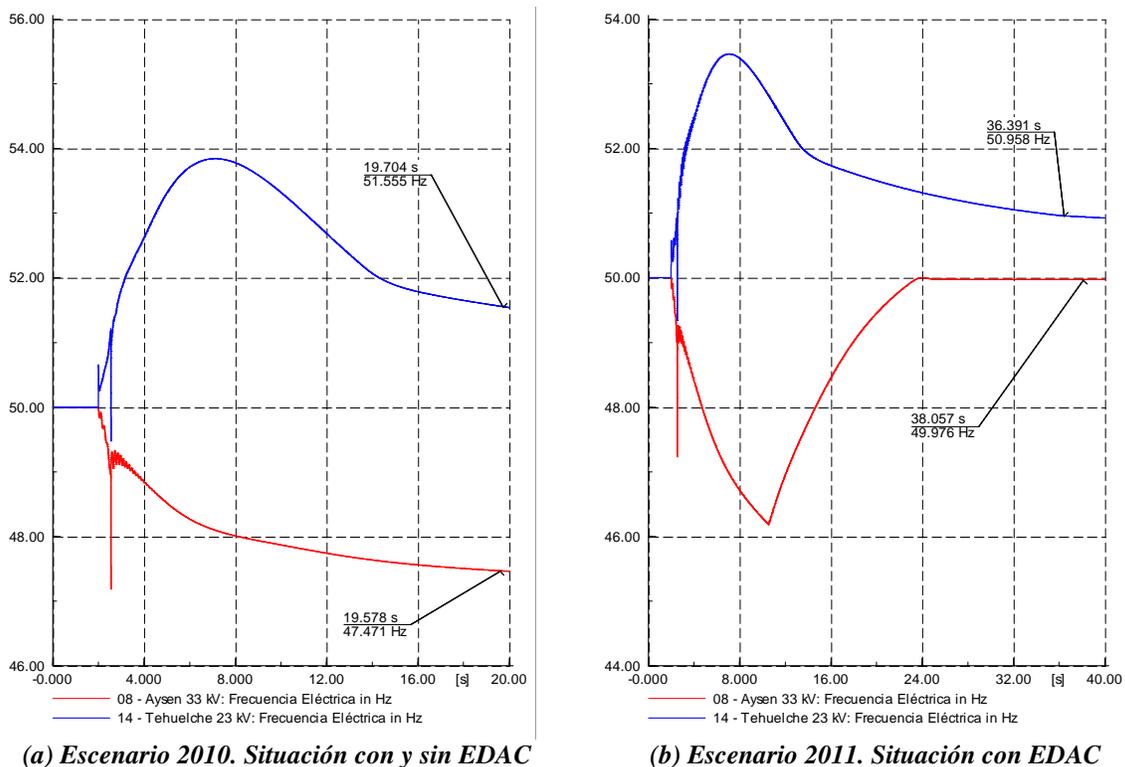
(d) Contingencia en línea Alto Baguales – Coyhaique 23[kV]. Desprendimiento EDAC centro + EDAC sur

Figura 17: Frecuencia del sistema ante contingencia severidad 3 con EDAC Aysén centro + EDAC Aysén sur. Escenario demanda mínima 2010

#### 4.4.2 Respuesta del sistema ante separación del sistema en dos islas. Escenario demanda máxima

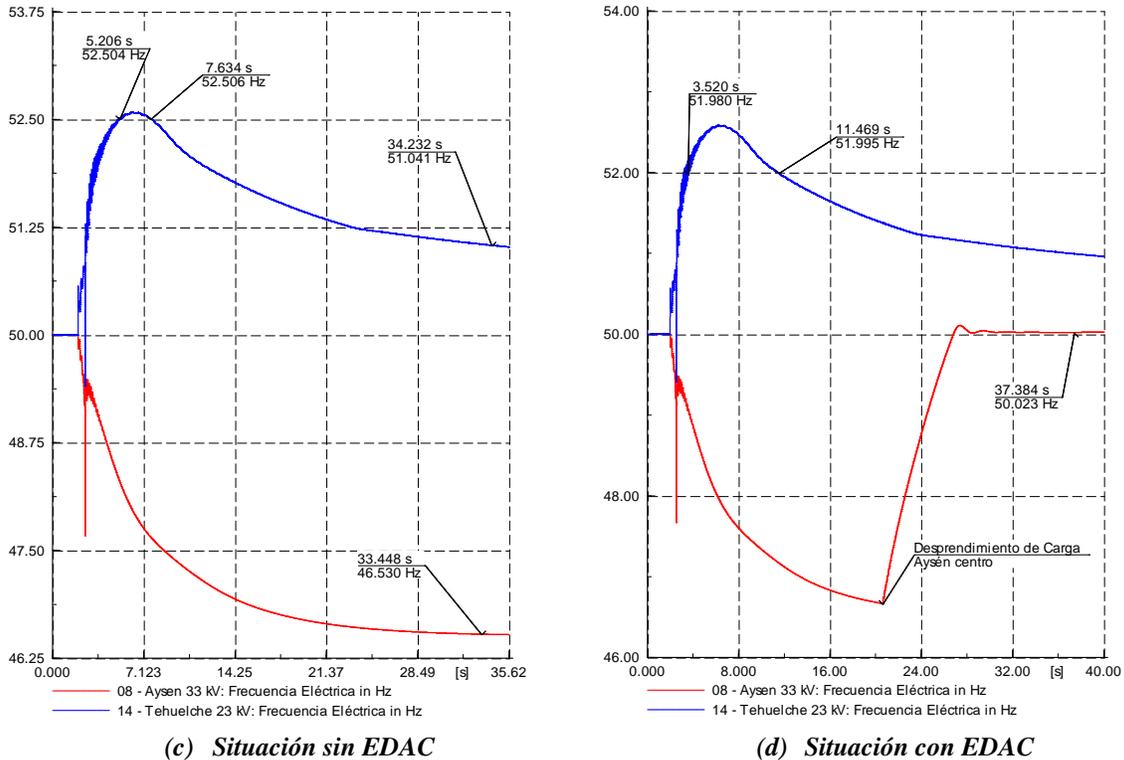
En el caso de la contingencia de severidad 3 en la línea Tehuelche – Coyhaique 23 [kV], para el escenario de demanda máxima 2010 y 2013, el centro de carga se encuentra en Coyhaique, haciendo que la transferencia vaya de Tehuelche hacia Coyhaique y de Aysén hacia Coyhaique. Ante la pérdida del enlace Tehuelche – Coyhaique 23 [kV], la zona que contiene al centro de carga queda deficitaria al perder la generación de Tehuelche y Lago Atravesado, quedando alimentada desde Aysén.

Para el escenario 2010, el comportamiento con y sin EDAC ante esta situación es el mismo, dado que el EDAC no alcanza a activarse (ver Figura 18). Esta situación podría sugerir que el ajuste de disparo del EDAC de Aysén centro es muy lento o que la frecuencia de corte es muy baja. Sin embargo, en estudios anteriores (minuta de Junio de 2010) se verificó que aumentar la frecuencia de corte del EDAC traerá problemas de actuación innecesaria, y los consiguientes problemas con los clientes. Por otro lado, para el escenario de demanda máxima 2011, los ajustes del EDAC son apropiados para la recuperación del sistema ante una falla en la línea Tehuelche – Coyhaique 23 [kV] (ver Figura 18), por lo que no será necesario aumentar dicha frecuencia por el momento.



**Figura 18: Frecuencia del sistema ante contingencia severidad 3 en línea Tehuelche – Coyhaique 23 [kV]. Escenario demanda máxima 2010 y 2011**

Para el escenario 2013, en ausencia del EDAC de Aysén centro, se pierde por completo el área deficitaria del sistema, mientras que si dicho EDAC se encuentra activo, el área deficitaria logra la recuperación dinámica, alcanzando valores de frecuencia dentro de lo permitido por la NT SyCS. La Figura 19 retrata esta situación.



**Figura 19: Frecuencia del sistema ante contingencia severidad 3 en línea Tehuelche – Coyhaique 23 [kV]. Escenario demanda máxima 2013**

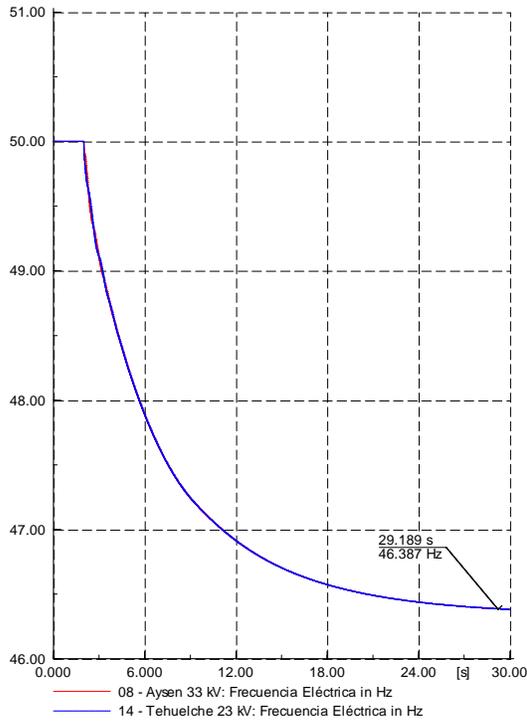
De esta manera, el EDAC ubicado en la zona de Aysén constituye una alternativa apropiada para preservar la seguridad del sistema, y en este caso en particular, el desprendimiento de carga de Aysén centro es suficiente, dado que contribuye a la recuperación dinámica en situaciones donde la zona de Aysén queda deficitaria a raíz de una contingencia y la reserva despachada no es suficiente para mantenerla en pie.

#### **4.4.3 Respuesta del sistema ante salida intempestiva de unidad generadora de mayor despacho. Escenario de demanda máxima**

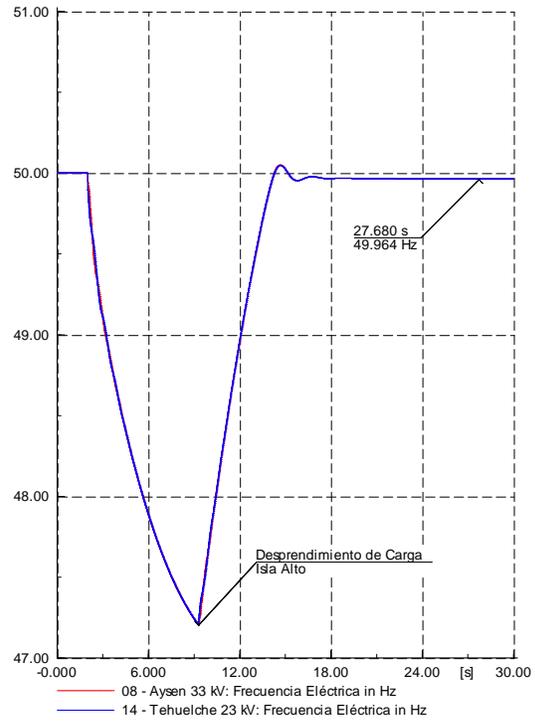
Para el escenario de demanda máxima 2010, la reserva con que se despacha el sistema, no es suficiente para compensar la pérdida de la unidad que genera mayor potencia en ese momento, una unidad de Lago Atravesado. De esta manera, de no mediar acciones correctivas como la actuación de un EDAC, el sistema completo inevitablemente sufrirá un apagón (notar que en este caso el sistema no se disgrega en islas), como se puede observar en la Figura 20. Al activar los EDAC del sistema, en particular el EDAC de Isla Alto, el sistema logra la recuperación dinámica. El EDAC de Aysén centro actúa más tarde que el de Isla Alto bajo mismas condiciones por lo que sirve de respaldo ante una eventual falla en la actuación del EDAC de Isla Alto. En la Figura 20 se muestra la respuesta del sistema para la actuación del EDAC de Isla Alto y el de Aysén centro. En ambos casos el sistema consigue la recuperación dinámica y valores de régimen dentro de lo estipulado en la NT SyCS, notar que el respaldo de Aysén centro sólo alcanza para dejar al sistema en estado de emergencia.

El caso del escenario de demanda máxima 2013 es análogo al caso de demanda máxima 2010. Los resultados para la situación sin EDAC, con EDAC en Isla Alto y Aysén centro y sólo con EDAC en Aysén centro se presentan en la Figura 21.

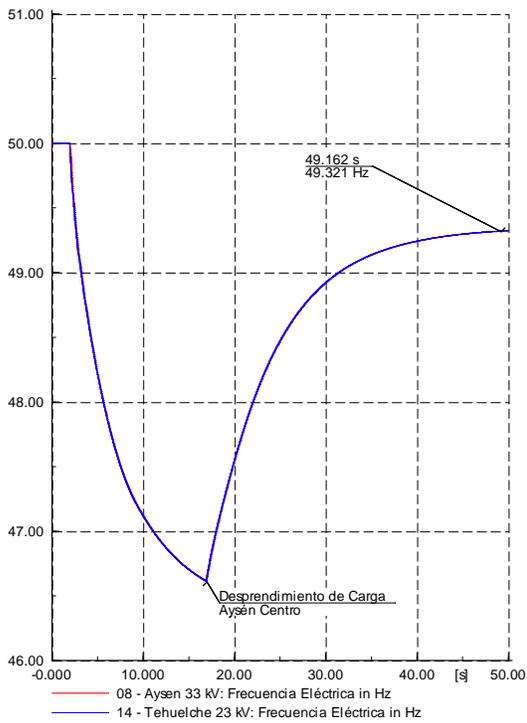
Adicionalmente, se simuló la respuesta del sistema frente a la actuación de un EDAC hipotético instalado en la zona de Balmaceda. Esto es una prueba para evaluar la posibilidad de reducir el monto de desprendimiento de carga asociado al EDAC, de tal manera de dejar un menor número de clientes sin suministro. De acuerdo a la distribución disponible para la carga, la única alternativa de reducción del valor de carga del EDAC en la zona de Isla Alto, corresponde a localizar un esquema de desprendimiento en la carga de Balmaceda, inhabilitando el EDAC de Isla Alto. Los resultados a las pruebas para el escenario de demanda máxima 2010 y 2013 se incluyen donde corresponda en la Figura 20 y Figura 21. En ambos casos, el hipotético EDAC en Balmaceda no es suficiente para obtener una recuperación dinámica cuyos valores de régimen permanente se encuentren dentro de los límites de la NT SyCS.



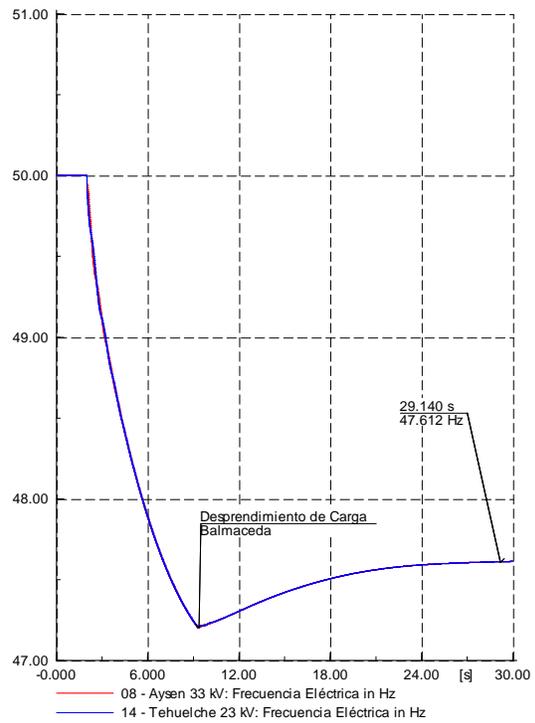
**(a) Salida intempestiva UI Lago Atravesado. Sin EDAC**



**(b) Salida intempestiva UI Lago Atravesado. Actuación EDAC Isla Alto**

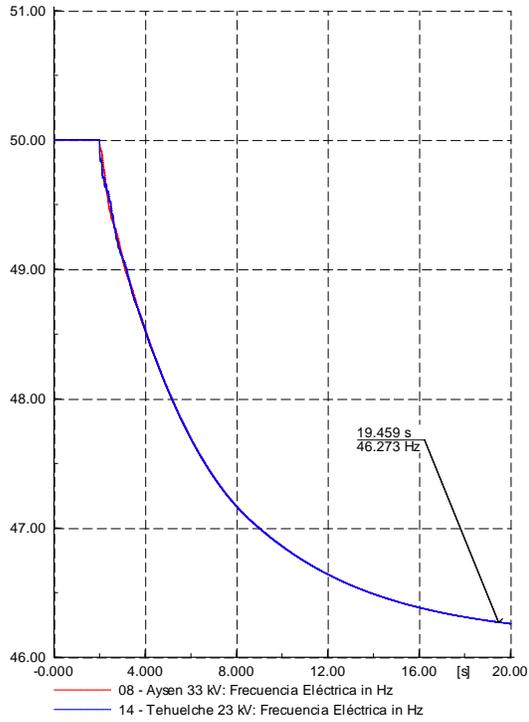


**(c) Salida intempestiva UI Lago Atravesado. Actuación EDAC Aysén centro**

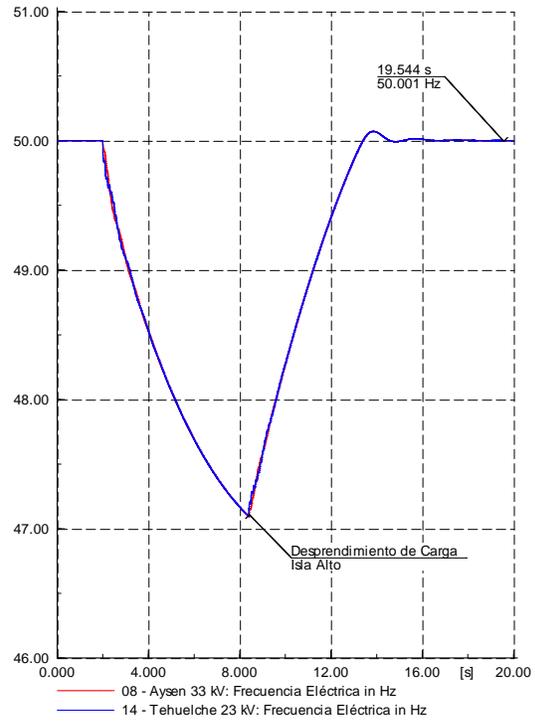


**(d) Salida intempestiva UI Lago Atravesado. Actuación EDAC Balmaceda**

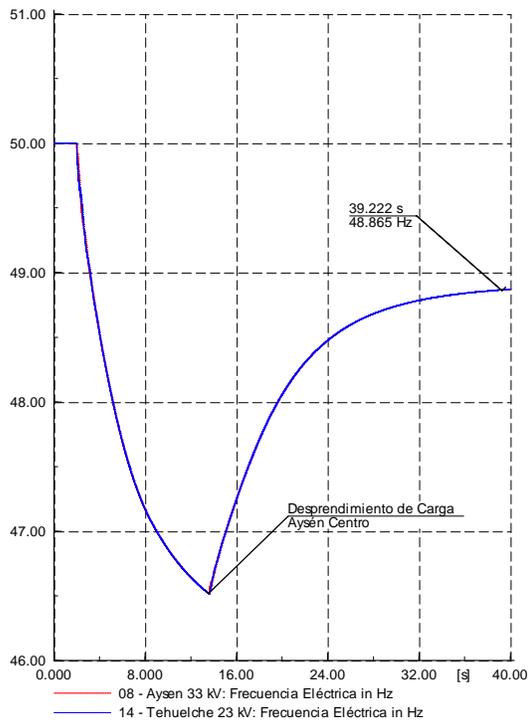
**Figura 20: Frecuencia del sistema ante contingencia severidad 4 Unidad 1 Lago Atravesado. Escenario demanda máxima 2010**



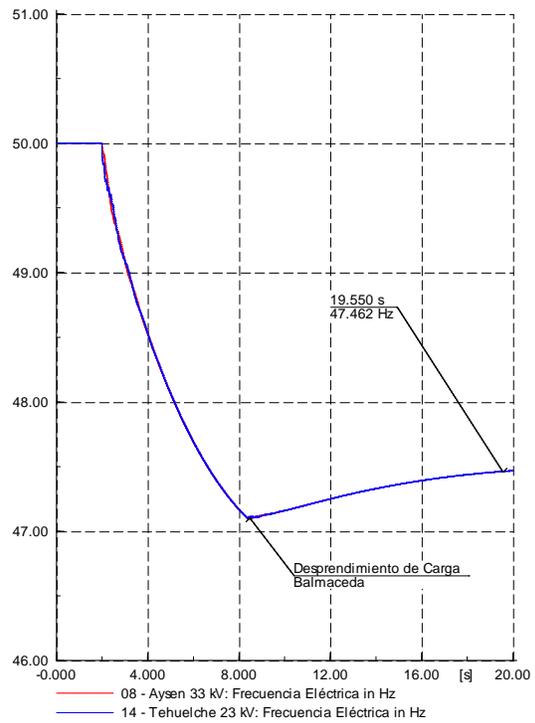
**(a) Salida intempestiva UI Lago Atravesado. Sin EDAC**



**(b) Salida intempestiva UI Lago Atravesado. Actuación EDAC Isla Alto**



**(c) Salida intempestiva UI Lago Atravesado. Actuación EDAC Aysén centro**



**(d) Salida intempestiva UI Lago Atravesado. Actuación EDAC Balmaceda**

**Figura 21: Frecuencia del sistema ante contingencia severidad 4 Unidad 1 Lago Atravesado. Escenario demanda máxima 2013**

## 4.5 Conclusiones

El sistema mediano de Aysén, cuenta con dos esquemas de desconexión automática de carga (EDAC) ya implementados y operativos: EDAC Isla Alto y EDAC Aysén centro. En este estudio se verifica su efectiva actuación ante contingencias y se analizan los ajustes ya establecidos.

Sobre la localización de los EDAC, dado que existe una cantidad no despreciable de situaciones donde el sistema se disgrega en islas, es apropiado mantener esquemas de desconexión de carga en ambos polos del sistema (zona de Aysén y zona de Coyhaique).

Con respecto al EDAC de Aysén centro, se verificó su operación ante contingencias que disgregan en dos islas el sistema, para el escenario de demanda mínima 2010 y para el escenario de demanda máxima 2013. Con respecto a los ajustes asociados a este EDAC, se verificó que el monto del desprendimiento de carga resulta insuficiente ante contingencias que dejan muy ajustado el requerimiento de potencia activa en la zona de Aysén (considerando a la zona bajo operación en isla). Particularmente, se evidencia el surgimiento de comportamientos oscilatorios de la frecuencia de la zona en el caso en que el desprendimiento de carga asociado al EDAC es muy pequeño. La recomendación consiste en aumentar la carga que se desprende. De acuerdo a las combinaciones de carga posibles que se pueden desprender, se identifica que la combinación que asegura la recuperación del sistema corresponde a la suma del 100% de la carga del alimentador Aysén Centro más un 60% de la carga del alimentador Aysén Sur.

Con respecto al EDAC de Isla Alto, se verificó su operación ante salidas intempestivas de generadores en la zona de Tehuelche (particularmente una unidad de Lago Atravesado), para el escenario de demanda máxima 2010 y 2013. Con respecto a los ajustes asociados a este EDAC, se verificó que el monto del desprendimiento de carga es suficiente para la recuperación del sistema. De acuerdo a las características de la zona, el primer escalón del EDAC de Isla Alto corresponde al mínimo monto de carga que se puede desprender y que garantiza la seguridad del sistema. Se analizó un monto menor, asociado al desprendimiento de la carga ubicada en Balmaceda, pero este monto no es suficiente para la recuperación del sistema ante contingencias, por lo que se recomienda mantener el EDAC de Isla Alto en sus ajustes actuales.

Finalmente, se verifica que ante fallas que no separan el sistema en islas, el EDAC ubicado en la zona de Aysén sirve de respaldo a la actuación del EDAC en la zona de Coyhaique. Se verifica también que existe sólo una contingencia (S3 en línea Coyhaique – Tehuelche 23 [kV] escenario demanda máxima 2010) ante la cual la operación de los EDAC no posee la frecuencia de corte apropiada o es muy lenta, situación que a medida que crece la demanda en el tiempo desaparece. Además, no es beneficioso levantar los ajustes de tiempo y frecuencia en los EDAC, porque esto podría provocar la operación indeseada de estos esquemas (tal y como se presentó en la minuta de Junio de 2010 sobre análisis de contingencias), por lo que se recomienda mantener los ajustes de tiempo y frecuencia de activación ya implementados.

## 5 ESTUDIO DE CONTINUIDAD

### 5.1 Introducción

El contenido de este capítulo se ha desarrollado en el contexto de la aplicación de la NT SyCS para SSMM la cual establece que la Empresa debe realizar un estudio denominado “Estudio de Continuidad”. Según describe la NT SyCS 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<sub>i</sub> : 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<sub>inst</sub> : 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<sub>i</sub> : Tiempo de duración de cada interrupción.*
- *n : Número de interrupciones en el período.”*

Luego, el objetivo del presente estudio es proyectar los Índices de Calidad 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 Calidad de Suministro tanto a nivel sistémico como a nivel de los puntos de conexión específicos con el sistema de distribución o clientes particulares.

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

Punto de Conexión	Cargas Conectadas
Aysén 23kV	Alimentador Aysén Centro
	Alimentador Aysén Sur
Aysén 33kV	Alimentador Chacabuco
Tehuelche 23kV	Alimentador Isla-Alto
	Alimentador Balmaceda
Coyhaique 23kV	Alimentador Coyhaique Medio
	Alimentador Coyhaique Bajo
Alto Baguales 23kV	Carga Tehuelche-Coyhaique
Baguales 33kV	Carga Aysén Coyhaique

## 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 de Aysén 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 de Aysén.
- 4) Calcular los de índices de calidad 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 2 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 de Aysén durante el año 2008, y las proyecciones de demanda máxima estimada por SAESA para el año 2010 en el SM de Aysén.

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 mínimo de 10% según fue determinado previamente en la sección 2.8 para el año 2010. De esta forma el despacho requerido corresponderá despacho económico en pre-contingencia con un margen de reserva mínimo de 10%. 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 indisponibilidades<sup>16</sup> 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.

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 de Aysén.

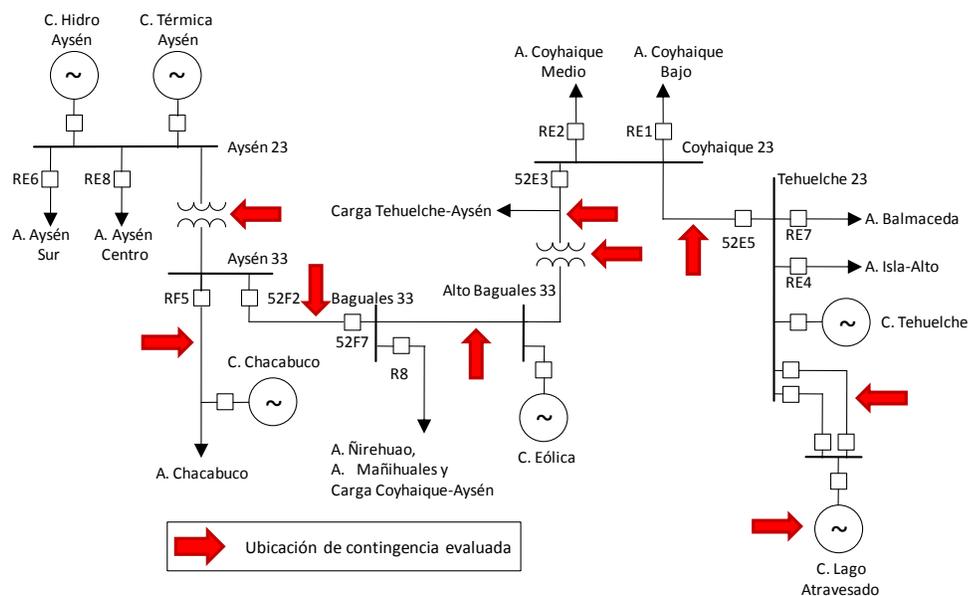
---

<sup>16</sup> Programada o forzada producto de alguna contingencia.

De esta forma, 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
Desconexión intempestiva de unidad generadora con mayor despacho
Falla en un circuito de línea Tehuelche-Lago Atravesado 23kV
Falla en línea Alto Baguales-Coyhaique 23kV
Falla en línea Baguales-Alto Baguales 23kV
Falla en línea Aysén-Baguales 33kV
Falla en línea Tehuelche-Coyhaique 23kV
Falla en Alim. Chacabuco 23kV
Falla en transformador Aysén 23/33 kV
Falla en transformador Alto Baguales 33/23 kV



**Figura 22: Contingencias analizadas para evaluación de índices de calidad de suministro.**

Los efectos que cada una de estas situaciones tienen sobre la topología del sistema y sus condiciones de operación en el estado de post-contingencia son tratados a continuación.

#### 5.4.1 Desconexión de la unidad generadora con mayor despacho

Esta contingencia no tiene efectos de conectividad del sistema. Sin embargo, puede afectar a la continuidad de suministro a través de la activación de EDAC por subfrecuencia.

#### 5.4.2 Falla de un circuito en línea Tehuelche-Lago Atravesado 23kV

La desconexión por operación de protecciones del circuito fallado en este caso no implica un cambio en la conectividad del sistema, ya que en post-contingencia el circuito sano de la línea Lago Atravesado-Tehuelche mantiene el vínculo del sistema.

#### **5.4.3 Contingencia en tramos de línea Alto Baguales–Coyhaique 23kV, Baguales-Alto Baguales 33kV y Transformador Alto Baguales 23/33 kV.**

Frente a esta contingencia, los interruptores que aíslan la falla son 52F7 ubicado en Baguales 33kV y 52E3 ubicado en Coyhaique 23kV. Tras la apertura de 52F7 y 52E3 se produce el desprendimiento de la carga y generación ubicada entre estos puntos; a saber los alimentadores Ñirehuao y Mañihuales, las cargas Coyhaique-Aysén, Tehuelche-Aysén y las unidades eólicas de Alto Baguales.

#### **5.4.4 Contingencia en tramo de línea Aysén-Baguales 33kV.**

Frente a esta contingencia, los interruptores que aíslan la falla son 52F2 ubicado en Aysén 33kV y 52F7 ubicado en Baguales 33kV. Si bien, al despejar la falla, el sistema quedará seccionado en dos islas, esta apertura no ocasionará una pérdida directa de ninguna de las cargas del sistema.

#### **5.4.5 Contingencia en tramo de línea Tehuelche-Coyhaique 23kV.**

Frente esta contingencia los interruptores que aíslan la falla son 52E3 ubicado en Coyhaique 33kV y 52E5 ubicado en Tehuelche 23kV. Tras la apertura de 52E3 y 52E5, se produce el desprendimiento total de la carga conectada a la barra de Coyhaique 23kV; Alimentadores Coyhaique Medio y Coyhaique Bajo.

#### **5.4.6 Contingencia en Alimentador Chacabuco.**

Frente a esta contingencia, los interruptores que aíslan la falla son RF5 ubicado en Aysén 33kV y el interruptor de la central Chacabuco. Tras la apertura de los interruptores antes indicados habrá un desprendimiento total de la carga y generación interconectada a través del alimentador Chacabuco; el alimentador Chacabuco propiamente tal y la central generadora Chacabuco.

#### **5.4.7 Falla en transformador Aysén 23/33 kV.**

Frente a esta contingencia los interruptores que aíslan la falla son RF5 y 52F2 ubicados en Aysén 33kV y los interruptores de unidades hidráulicas y térmicas conectadas a Aysén 23kV. Por ende, toda vez que se produzca esta contingencia tras la apertura de los interruptores se producirán los siguientes eventos:

- Toda la carga y generación directamente conectada a Aysén 23kV es desconectada, a saber alimentadores Aysén Centro y Aysén sur, y centrales térmicas e hidráulicas conectadas a Aysén 23kV.
- Conformación de dos islas eléctricas: Una primera determinada por las instalaciones desde el interruptor 52F2 hacia Coyhaique, y una segunda isla determinada por las instalaciones ubicadas aguas abajo de RF5 (Carga de A. Chacabuco y Central Chacabuco).

#### 5.4.8 Actuación de EDAC

Si bien la actuación del EDAC no es una contingencia propiamente tal, su activación produce un desprendimiento de carga, y sus efectos deben ser considerados en la determinación de los Índices FMIK y TTIK.

Toda vez que producto de una contingencia los subsistemas a los que pertenecen el alimentador Isla Alto o el alimentador Aysén Centro resulten deficitarios en capacidad de generación máxima<sup>17</sup>, se registrará una baja de frecuencia que determinará la activación del respectivo EDAC, cuyo efecto es la desconexión total o parcial de su carga.

---

<sup>17</sup> Esto es que la demanda local del subsistema sea superior a la capacidad de generación máxima de las unidades operativas en dicho subsistema.

## **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 9-16 de la NT SyCS para SSMM:

*“...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.*

*ii) 15 horas, para transformadores, equipos de conexión y equipos estáticos de compensación...*

*d) Frecuencia de salidas 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.*

*ii) 2,0 veces, para transformadores, equipos de conexión y equipos estáticos de compensación.”*

A criterio del Consultor, las tasas de falla e indisponibilidades forzadas para transformadores descritas por la NT SyCS para SSMM son de magnitudes exageradas, en función de lo cual el análisis realizado considera:

- Tasa de falla en transformadores de transmisión: 1 vez cada 10 años.
- Tiempo de indisponibilidad forzada por evento de falla en transformador de transmisión: 8 horas.

Para el caso de unidades generadoras, se consideran las tasas de falla e indisponibilidades forzadas obtenidas en las secciones 2.6.2 y 2.6.3 del “Estudio de Control de Frecuencia y Margen de Reserva” descrito en el presente documento.

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

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

Descripción de Contingencia	Longitud [km]	Nº de circuitos	Tasa de falla [fallas/hr de Op. normal]	Horas de Indisponibilidad forzada por evento de falla [hrs en falla/falla]
Desconexión intempestiva de unidad Hidraulica	N/A	N/A	0,0001265	21,2
Desconexión intempestiva de unidad Térmica	N/A	N/A	0,0008463	10,12
Falla en un circuito de línea Tehuelche-Lago Atravesado 23kV	21,0	2	0,0002283	2,1
Falla en línea Alto Baguales-Coyhaique 23kV	8,5	1	0,0002283	1
Falla en línea Baguales-Alto Baguales 23kV	2,4	1	0,0002283	1
Falla en línea Aysén-Baguales 33kV	55,9	1	0,0002283	2,8
Falla en línea Tehuelche-Coyhaique 23kV	5,3	1	0,0002283	1
Falla en Alim. Chacabuco 23kV	9,0	1	0,0002283	1
Falla en transformador Aysén 23/33 kV	N/A	N/A	0,0000114	8
Falla en transformador Alto Baguales 33/23 kV	N/A	N/A	0,0000114	8

## 5.6 Cálculo de Índices de Calidad de Suministro FMIK y TTIK.

### 5.6.1 Cálculo de Índices de Calidad 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).

- $MVA_{Max_{hj}}$ <sup>18</sup>: es la potencia máxima en [MVA] suministrada en el punto de conexión  $h$  durante el mes  $j$ .
- $t_m$ : Horas de indisponibilidad forzada en 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.

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

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

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

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.

---

<sup>18</sup> 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 NT SyCS 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  $j$ .

Como resultado de este proceso se obtiene los índices de calidad de suministro FMIK y TTIK en los puntos de conexión del SM de Aysén proyectados para el año 2010.

**Tabla 45: Índice FMIK en puntos de conexión proyectado mensualmente para el año 2010.**

FMIK Punto de Conexión	Mes												Total Año 2010
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Aysén 23 kV	0,01	0,09	0,11	0,07	0,10	0,11	0,07	0,03	0,06	0,06	0,02	0,04	<b>0,72</b>
Aysén 33kV	0,01	0,04	0,08	0,01	0,04	0,07	0,03	0,01	0,01	0,03	0,01	0,02	<b>0,33</b>
Tehuelche 23kV	0,04	0,02	0,19	0,04	0,03	0,02	0,02	0,01	0,08	0,04	0,01	0,04	<b>0,50</b>
Coyhaique 23kV	0,12	0,12	0,12	0,12	0,13	0,13	0,13	0,13	0,11	0,12	0,12	0,14	<b>1,38</b>
Alto Baguales 23kV	0,25	0,27	0,26	0,24	0,30	0,28	0,28	0,26	0,23	0,27	0,24	0,27	<b>2,95</b>
Baguales 33kV	0,25	0,27	0,26	0,24	0,30	0,28	0,28	0,26	0,23	0,27	0,24	0,27	<b>2,95</b>

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

TTIK Barra	Mes												Total Año 2010
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Aysén 23 kV	0,05	0,13	0,15	0,10	0,14	0,15	0,11	0,07	0,10	0,10	0,06	0,08	<b>1,17</b>
Aysén 33kV	0,05	0,08	0,16	0,04	0,08	0,15	0,07	0,05	0,04	0,07	0,04	0,06	<b>0,84</b>
Tehuelche 23kV	0,04	0,02	0,19	0,04	0,03	0,02	0,02	0,01	0,08	0,04	0,01	0,04	<b>0,50</b>
Coyhaique 23kV	0,12	0,12	0,12	0,12	0,13	0,13	0,13	0,13	0,11	0,12	0,12	0,14	<b>1,38</b>
Alto Baguales 23kV	0,29	0,31	0,29	0,27	0,34	0,32	0,32	0,31	0,26	0,31	0,28	0,31	<b>3,40</b>
Baguales 33kV	0,29	0,31	0,29	0,27	0,34	0,32	0,32	0,31	0,26	0,31	0,28	0,31	<b>3,40</b>

### 5.6.2 Cálculo de Índices de Calidad 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:

$$FMIK_j = \sum_m FMIK_j^m$$

$$TTIK_j = \sum_m TTIK_j^m$$

Como resultado de este proceso se obtiene los índices de calidad de suministro FMIK y TTIK totales para el SM de Aysén proyectados para el año 2010.

**Tabla 47: 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	0,07	0,09	0,14	0,08	0,10	0,10	0,09	0,07	0,08	0,09	0,07	0,09	<b>0,99</b>
TTIK	0,09	0,11	0,16	0,09	0,12	0,13	0,11	0,09	0,10	0,11	0,08	0,10	<b>1,2</b>

## 6 ESTUDIO DE CONTROL DE TENSION Y REQUERIMIENTO DE POTENCIA REACTIVA

### 6.1 *Introducción*

El contenido de este capítulo se ha desarrollado en el contexto de la aplicación de la NT SyCS para SSMM, la cual establece que la Empresa debe realizar un estudio denominado “Control de Tensión y Requerimiento de Potencia Reactiva”. Según describe la NT SyCS para SSMM en el Art. 5.3, 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 NT SyCS para SSMM establece a través de su artículo 5-44 que *“En Estado Normal o Estado de Alerta, los márgenes de reserva de potencia reactiva que el SM deberá mantener, serán los que se determinen de acuerdo al Estudio de Control de Tensión establecido en el Título 6-2 de la presente NT.”*

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

Para tal efecto, en el estudio 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.
- Contingencia más crítica desde el punto de vista del requerimiento de potencia reactiva.
- Reserva mínima de potencia reactiva para afrontar la contingencia más crítica.
- Márgenes de estabilidad de tensión para la barra más débil del sistema eléctrico.

### 6.2 *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 NT SyCS 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. Esta etapa permite identificar la contingencia más crítica para el sistema, la cual se determina como 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 del sistema. Adicionalmente, se verifica que cada unidad generadora cumpla con la restricción de generación impuesta por su respectiva carta de operación, según lo indicado en el Art. 5-47 de la NT SyCS 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.”*

La aplicación de la metodología recién descrita para distintos escenarios de operación se presenta en detalle en la sección 6.5.

### **6.3 Escenarios de Estudio**

Los escenarios de estudios se diferencian por la demanda y el despacho de generación utilizado en cada caso, en consideración de los supuestos de demanda descritos en la sección 2.3 para cumplir con la resolución semestral y el horizonte de operación establecido en la NT SyCS para SSMM. En este sentido, se consideraron 3 escenarios de demanda y un horizonte de 48 meses como sigue:

- Escenario de demanda máxima primer semestre (Enero)
  - 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 (Septiembre)
  - Año 2010.
  - Año 2011.
  - Año 2012.
  - Año 2013.

La asignación mensual de los escenarios de demanda máxima semestral y mínima anual ha sido determinada a partir de la identificación de los meses de demandas máximas y mínimas durante el año 2008 en el SM de Aysén.

A continuación, en las Tabla 48 y Tabla 49, 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 pre-contingencia para el año 2010, 2011, 2012 y 2013 considerando un margen de reserva en giro de 10%.

**Tabla 48: Despachos de generación en kW considerados en los estudios de control de tensión y requerimiento de potencia reactiva**

Unidad	P Max [kW]	Demanda Máx 1er Semestre (Enero)				Demanda Mín (B4 Septiembre)				Demanda Máx 2do Semestre (Julio)			
		2010	2011	2012	2013	2010	2011	2012	2013	2010	2011	2012	2013
01_LAG_ATR_H_1	5500	4447	4472	4504	4495	0	0	0	0	5117	5102	5131	5125
02_LAG_ATR_H_2	5500	4318	4318	4318	4318	0	0	0	0	4980	4980	4980	4980
03_AYS_H_118	2700	2579	2579	2579	2579	2124	2124	2124	2124	2390	2390	2390	2390
04_AYS_H_116	3000	2228	2228	2228	2228	0	0	0	0	1870	1870	1870	1870
05_AYS_H_117	900	889	889	889	889	0	0	0	0	487	487	487	487
06_EOL_A_BAG_1	650	339	339	339	339	142	142	142	142	119	119	119	119
07_EOL_A_BAG_2	650	330	330	330	330	140	140	140	140	119	119	119	119
08_EOL_A_BAG_3	650	338	338	338	338	140	140	140	140	115	115	115	115
09_TEH_T_CAT 105	1825	1541	1529	1603	1633	1469	1563	1551	1589	1456	1500	1485	1532
10_TEH_T_CAT 103	2350	1981	1967	2062	2101	1970	2094	2092	2133	1872	1936	1911	1969
11_TEH_T_MAN_1	1915	1619	1606	1682	1713	1543	1637	1628	1667	1528	1576	1559	1608
12_TEH_T_MAN_2	1915	1619	1606	1682	1713	1543	1637	1628	1667	1528	1576	1559	1608
13_TEH_T_CAT 544	1400	0	1170	1229	1251	1128	1194	1191	1215	0	0	1138	1173
14_TEH_T_CAT 104	708	0	0	623	633	0	0	602	0	0	0	0	0
15_FAR_T_CAT 545	1400	1264	1310	1384	1333	1218	1290	1316	1231	1315	1268	1307	1266
16_FAR_T_CAT 546	1400	1264	1311	1384	1332	1218	1289	1316	1229	1315	1267	1307	1267
17_CHA_T_GI	2500	2253	2336	2471	2379	0	0	0	0	2350	2264	2334	2260
21_AYS_T_CAT 543	1400	0	0	0	1252	0	0	0	1139	0	1181	1225	1170
22_AYS_T_CAT 113	1400	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1170
23_AYS_T_CAT 111	1200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24_AYS_T_CAT 112	1200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25_AYS_T_CAT 114	1200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26_AYS_H_Pelton 3	2000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL [kW]</b>		<b>27008</b>	<b>28328</b>	<b>29644</b>	<b>30854</b>	<b>12637</b>	<b>13252</b>	<b>13869</b>	<b>14417</b>	<b>26560</b>	<b>27751</b>	<b>29037</b>	<b>30227</b>
<b>Margen de Reserva [%]</b>		<b>13%</b>	<b>13%</b>	<b>10%</b>	<b>11%</b>	<b>14%</b>	<b>10%</b>	<b>10%</b>	<b>11%</b>	<b>10%</b>	<b>10%</b>	<b>10%</b>	<b>10%</b>

**Tabla 49: Distribución de demanda en kW considerada en los estudios de control de tensión y requerimiento de potencia reactiva**

Carga	Demanda Máx 1er Semestre (Enero)				Demanda Mín (B4 Septiembre)				Demanda Máx 2do Semestre (Julio)			
	2010	2011	2012	2013	2010	2011	2012	2013	2010	2011	2012	2013
Alim Aysen Centro	1397	1449	1501	1554	667	699	730	761	1362	1413	1464	1516
Alim Aysen Sur	2911	3028	3145	3262	1391	1457	1522	1587	2839	2953	3067	3181
Alim Mañihuales	91	94	98	101	43	45	47	49	88	92	95	98
Alim. Chacabuco	5842	6119	6392	6661	2792	2924	3055	3185	5697	5967	6234	6496
Balmaceda	912	997	1082	1171	436	456	477	497	889	972	1056	1142
Coyhaique Aysen	1500	1559	1618	1678	717	751	784	818	1463	1520	1578	1636
Coyhaique Bajo	4585	4811	5034	5251	2191	2295	2398	2499	4471	4692	4909	5121
Coyhaique Medio	3521	3679	3835	3989	1683	1762	1841	1920	3434	3588	3740	3890
Isla Alto	4520	4723	4926	5129	2160	2263	2364	2464	4409	4606	4804	5002
Tehuelche-Aysen	758	808	856	902	362	380	397	413	740	788	835	879
<b>TOTAL [kW]</b>	<b>26036</b>	<b>27267</b>	<b>28488</b>	<b>29697</b>	<b>12443</b>	<b>13032</b>	<b>13616</b>	<b>14194</b>	<b>25392</b>	<b>26592</b>	<b>27783</b>	<b>28962</b>

## 6.4 *Contingencias Simuladas*

En base a una revisión topológica y operacional del sistema de Aysén, se concluye que de las contingencias requeridas por la NT SyCS para SSMM en su Art. 1.4, sólo las siguientes permitirían satisfacer el requerimiento de no provocar el desmembramiento en islas eléctricas tras la ocurrencia de la contingencia (Art. 5-35 de la NT SyCS para SSMM):

- Contingencia de severidad 4 en unidad generadora convencional. (Hidráulica ó térmica)
- Contingencia de severidad 2 en uno de los circuitos Tehuelche - Lago Atravesado.
- Desconexión intempestiva de unidades eólicas.

Las contingencias simuladas para los estudios de control de tensión y requerimiento de potencia reactiva, en consecuencia con lo antes indicado son las siguientes:

- Contingencia de severidad 4 en unidad N°1 (o N°2) de Central Lago Atravesado.
- Contingencia de severidad 4 en unidad 118 de la Central Aysén.
- Contingencia de severidad 4 en unidad N°2 (ó N°3) de Central Chacabuco.
- Contingencia de severidad 2 en uno de los circuitos Tehuelche - Lago Atravesado.

## 6.5 *Resultados estudio de control de tensión y requerimiento de potencia reactiva*

En esta sección se resumen los principales resultados obtenidos del estudio de control de tensión y requerimiento de potencia reactiva. Los resultados se alcanzan utilizando la metodología descrita en la sección 6.2, los escenarios de estudios tanto de despacho de generación como de distribución de demandas explicados en la sección 6.3, y finalmente analizando las contingencias señaladas en la sección 6.4.

Para cada escenario de estudio se determinó 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 que afecta al SM de Aysén, 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.

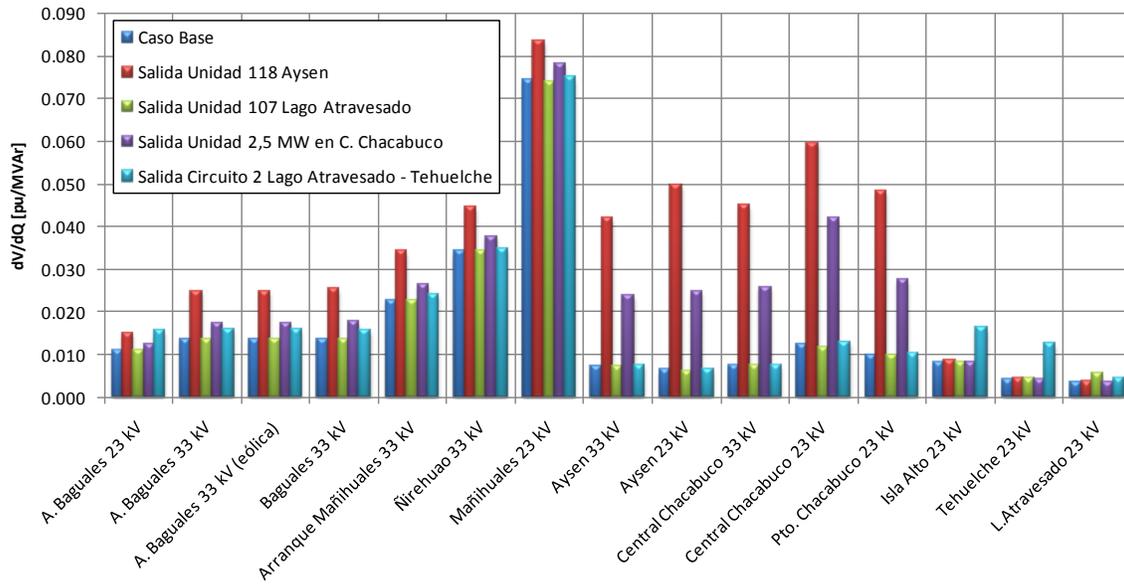
A continuación se muestran los principales resultados obtenidos del estudio de control de tensión y requerimiento de potencia reactiva. El detalle completo de los resultados de dicho estudio se describe en el Anexo N°4.

### 6.5.1 **Identificación de la barra más débil**

La barra más débil se determinó como aquella que ante variaciones de potencia reactiva en los tramos que la interconectan con el sistema eléctrico presenta mayores variaciones de tensión. Lo anterior se cuantifica a través del índice ( $dV/dQ$ ), que es calculado para todas las barras y para las contingencias descritas en la sección 6.4.

En todos los escenarios analizados, tanto en operación normal como en post-contingencia, la barra más débil corresponde a Mañihuales 23 kV. A modo de ejemplo, la Figura 23 muestra la sensibilidad de la tensión ante variaciones de la potencia reactiva ( $dV/dQ$ ), para el año 2010, en el escenario de demanda máxima primer semestre.

Complementariamente, a partir de la misma Figura 23, se puede observar que la barra Mañihuales 23 kV, abastecida desde un arranque de la línea Aysén - Coyhaique 33 kV, corresponden a la zona con mayor sensibilidad a las variaciones de potencia reactiva. Por otra parte, las barras cercanas a las centrales Aysén y Chacabuco son notablemente sensibles a la falla de unidades en Centrales Aysén y Chacabuco, mientras las barras de la zona de Coyhaique presentan un mejor soporte de tensión ante variaciones de potencia reactiva.

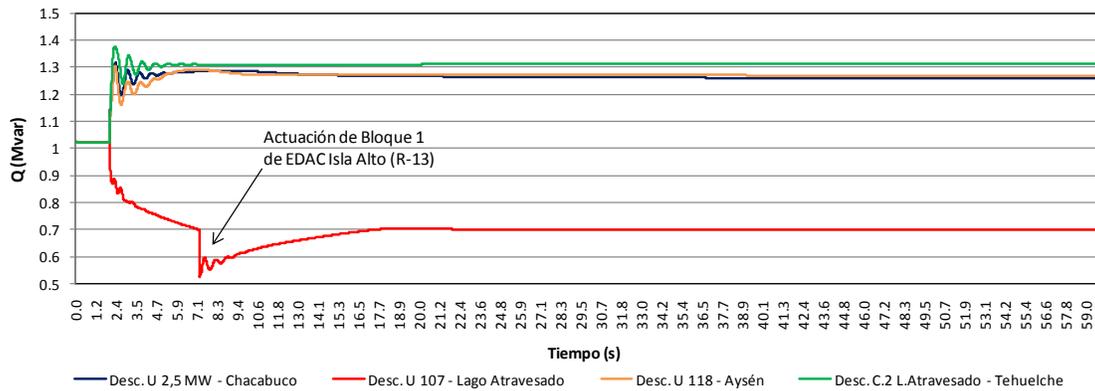


**Figura 23: Sensibilidad de la tensión frente a variaciones de la potencia reactiva (1-2010).**

### 6.5.2 Verificación del comportamiento dinámico y estimación de la reserva de potencia reactiva

A continuación se presenta la reserva mínima de potencia reactiva que debe poseer el sistema eléctrico de Aysén para afrontar las distintas contingencias estudiadas, la cual se determina como aquella que produce la mayor diferencia entre el despacho total de potencia reactiva precontingencia y el valor máximo de la generación total de potencia reactiva que se registra durante la evolución dinámica del sistema. Durante el proceso, también se ha verificado 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 NT SyCS para SSMM.

A modo de ejemplo, la Figura 24 muestra la evolución dinámica del total de generación de potencia reactiva para la demanda del segundo semestre de 2010. En cada escenario de estudio, dicha gráfica permite identificar cual es la contingencia más crítica para el sistema eléctrico de Aysén y determinar la cantidad de reserva de potencia reactiva que se requiere para afrontar dicha contingencia.



**Figura 24: Evolución dinámica generación total de potencia reactiva año 7-2010**

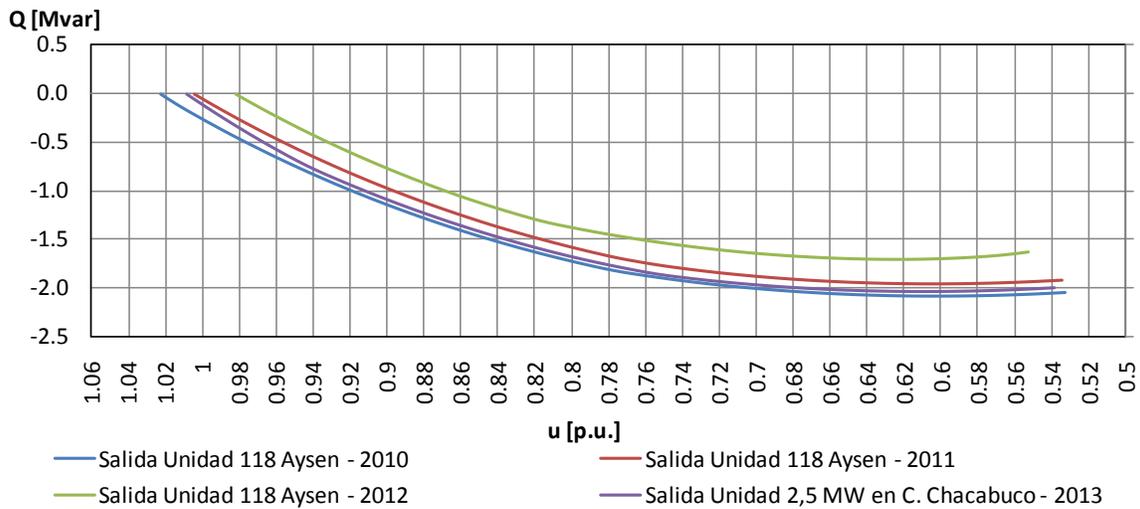
En la Tabla 50 se muestra un resumen con el requerimiento de potencia reactiva y contingencia crítica para todos los escenarios de demanda y para año del horizonte de estudio.

**Tabla 50: Resumen requerimiento de potencia reactiva y contingencia más crítica asociada**

Escenario	Contingencia más crítica	Requerimiento de Potencia Reactiva (kVar)
Demanda Máxima 1er Sem 2010	Desc. C.2 L.Atravesado - Tehuelche	250.0
Demanda Máxima 1er Sem 2011	Desc. U 118 - Aysén	299.7
Demanda Máxima 1er Sem 2012	Desc. U 118 - Aysén	407.4
Demanda Máxima 1er Sem 2013	Desc. U 2,5 MW - Chacabuco	256.9
Demanda Máxima 2do Sem 2010	Desc. C.2 L.Atravesado - Tehuelche	349.9
Demanda Máxima 2do Sem 2011	Desc. C.2 L.Atravesado - Tehuelche	331.9
Demanda Máxima 2do Sem 2012	Desc. C.2 L.Atravesado - Tehuelche	340.2
Demanda Máxima 2do Sem 2013	Desc. C.2 L.Atravesado - Tehuelche	326.7
Demanda Mínima 2010	Desc. U 118 - Aysén	178.4
Demanda Mínima 2011	Desc. U 118 - Aysén	189.2
Demanda Mínima 2012	Desc. U 118 - Aysén	202.0
Demanda Mínima 2013	Desc. U 118 - Aysén	148.0

### 6.5.3 Determinación de la curva Q-V de la barra más débil

Una vez determinada la barra más débil del sistema eléctrico de Aysén (sección 6.5.1), y luego de determinada la contingencia más crítica para el sistema desde el punto de vista de requerimientos de potencia reactiva (sección 6.5.2). A continuación se determina la curva Q-V de la barra Mañihuales 23 kV para las contingencias críticas en cada año. Lo anterior en busca de verificar que las tensiones pre y post contingencia permanecen dentro de la banda aceptable por la NT SyCS para SSMM. Además, se determina el Margen de Estabilidad de Tensión (MET) para cada año, que indica qué porcentaje presenta la tensión post contingencia en el punto de colapso ( $dV/dQ=0$ ), respecto a la mínima tensión aceptable por la NT SyCS para SSMM en estado de alerta. A modo de ejemplo, en la Figura 25 se muestra la curva Q-V resultante en la barra Mañihuales 23 kV para la demanda máxima del primer semestre en cada año del horizonte de estudio.



**Figura 25: Curva Q-V barra Mañihuales 23 kV para las contingencias críticas en escenarios de demanda máxima de primer semestre.**

En la Tabla 51 se muestran un resumen con los resultados de las tensiones de colapso del sistema eléctrico de Aysén tanto en operación normal como en contingencia. Se puede observar que el SM de Aysén presenta márgenes de estabilidad de tensión del orden de un 30%<sup>19</sup> en la mayoría de los casos, lo que es un indicativo de la robustez del sistema desde el punto de vista del control de tensiones y reservas de potencia reactiva.

**Tabla 51: Resumen tensiones de colapso y márgenes de estabilidad de tensión (MET)**

Escenario	Contingencia más crítica	Tensión de Operación [p.u.]		Tensión de Colapso [p.u.]		Margen de Estabilidad de Tensión (MET) [%]
		Estado Normal	Estado de Postcontingencia	Estado Normal	Estado de Postcontingencia	
Dda Máx 1-2010	Salida Unidad 118 Aysen	1.025	1.022	0.595	0.602	35%
Dda Máx 1-2011	Salida Unidad 118 Aysen	1.022	1.004	0.602	0.604	34%
Dda Máx 1-2012	Salida Unidad 118 Aysen	1.020	0.982	0.610	0.622	32%
Dda Máx 1-2013	Salida Unidad 2,5 MW en C. Chacabuco	1.016	1.008	0.586	0.608	34%
Dda Máx 7-2010	Salida Unidad 2,5 MW en C. Chacabuco	1.021	1.000	0.621	0.600	35%
Dda Máx 7-2011	Desc. Circuito N°2 Lago Atravesado - Tehuelche	1.002	1.017	0.572	0.587	36%
Dda Máx 7-2012	Desc. Circuito N°2 Lago Atravesado - Tehuelche	1.016	1.006	0.586	0.596	35%
Dda Máx 7-2013	Desc. Circuito N°2 Lago Atravesado - Tehuelche	1.012	1.000	0.582	0.570	38%
Dda Mín 2010	Salida Unidad 118 Aysen	1.057	1.045	0.607	0.655	29%
Dda Mín 2011	Salida Unidad 118 Aysen	1.055	1.040	0.615	0.680	26%
Dda Mín 2012	Salida Unidad 118 Aysen	1.053	1.030	0.613	0.680	26%
Dda Mín 2013	Salida Unidad 118 Aysen	1.052	1.051	0.592	0.621	33%

El Margen de Estabilidad de Tensión se calcula para cada caso aplicando la relación:

<sup>19</sup> Esto es, que la tensión Mañihuales 23 kV puede bajar hasta en un 30% desde la operación en estado de alerta antes de observarse un colapso en el sistema por inestabilidad de tensión en régimen permanente.

$$MET = \frac{u_{min} - u_{colapso}}{u_{min}} \cdot 100 [\%]$$

Donde:

- $u_{min}$ : es la mínima tensión en barras permitida por la NT SyCS para SSMM en los estados de operación de Normal y Alerta. Para el estado de Operación Normal,  $u_{min}$  corresponde a 0,94 [p.u.], mientras que para el estado de Operación en Alerta,  $u_{min}$  corresponde a 0,92 [p.u.]
- $u_{colapso}$ : es la tensión de colapso (en [p.u.]) de la barra en estudio, esto es, la tensión para la cual que  $du/dQ = 0$  en el escenario de operación evaluado.

A modo de referencia, para el SIC y SING, el Art. 5-55 de la NT SyCS establece que el margen de estabilidad de tensión (MET) puede ser de a lo menos un 20% las en barras de consumo de dichos sistemas.

## 7 PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO PARA EL SISTEMA DE AYSÉN

### 7.1 *Introducción*

En conformidad a la NT SyCS 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 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 actualmente vigente en el Sistema Mediano de Aysén, el cual ha sido revisado para verificar la inclusión los aspectos requeridos en la NT SyCS 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.

### 7.2 *Descripción General del Sistema Mediano de Aysén*

El sistema Aysén consta de 6 centrales las cuales abastecen la demanda de la zona en su totalidad. El parque de generación se divide en centrales Hidráulicas, Térmicas y Eólicas.

Para interconectar el sistema existen 3 líneas de transmisión llamadas Línea Aysén – Coyhaique (una parte en 33 kV y otra en 23 kV), Línea Tehuelche – Ogana en 23 kV y por último existe la línea Lago Atravesado – Tehuelche, dicha línea energizada en 23 kV y en doble circuito.

#### 7.2.1 **Centrales Sistemas Aysén**

El sistema Aysén consta de un total de Generación disponible de 4 MW, lo que se divide en 19,60 MW de generación hidroeléctrica, 21,81 MW de generación Térmica, y 1,95 MW de generación eólica.

##### 7.2.1.1 Centrales Hidráulicas

El sistema Aysén consta de 2 Centrales hidráulicas denominadas Central Puerto Aysén (8,6 MW, 4 unidades) y Central Lago Atravesado (11 MW, 2 unidades) lo que corresponde al 45,2 % del parque de generación Total.

##### 7.2.1.2 Centrales Térmicas

El sistema de Aysén consta de 3 Centrales térmicas denominadas Central Térmica Aysén (6,4 MW, 5 unidades), ubicada en Puerto Aysén, Central Térmica Chacabuco (5,3 MW, 3 unidades), ubicada a 7 km de Chacabuco, Central Térmica Tehuelche (10,11 MW, 6

unidades) ubicada en Coyhaique. Central Puerto Ibáñez, ubicada en esta localidad, genera en forma aislada por mantenimiento o cuando se presentan fallas en LMT que alimenta a esta localidad.

El porcentaje de generación térmica en la zona es de 50,3 %.

#### 7.2.1.3 Central Eólica

Aprovechando los recursos naturales, existe una central eólica denominada Central Alto Baguales, (1,95 MW, 3 unidades), generación correspondiente al 4,5 % de la capacidad total.

### 7.2.2 Líneas de Transmisión

El sistema Aysén consta de tres líneas que interconectan el sistema, la primera de ellas denominada Aysén – Coyhaique es una línea que interconecta Central Aysén con Coyhaique, dicha línea está alimentada en 33 kV hasta S/E Alto Baguales y energizada en 23 kV hasta Coyhaique, línea que posee sincronizador en S/E Aysén a través del interruptor 52F2, y en la barra Baguales 33 kV a través del interruptor 52F7. Esta línea tiene una capacidad de transferencia de aproximadamente 4 [MVA]<sup>20</sup>. La segunda línea corresponde a la que interconecta la Central Tehuelche con Coyhaique, cuya interconexión con Aysén se realiza a través del interruptor 52E3, alimentada en 23 kV. Por último existe la línea Lago Atravesado – Tehuelche, energizada en 23 kV y en doble circuito, que entrega la potencia proveniente desde la central Lago Atravesado a la barra de 23 kV en Central Tehuelche. Ambos circuitos poseen sincronizadores en los interruptores que llegan a la barra de 23 kV Tehuelche.

## 7.3 *Plan de Recuperación de Servicio*

### 7.3.1 Características

Se aplicará el PRS Aysén cuando se produzca una pérdida total de suministro en las barras de 33 y 23 kV de Centrales de Puerto Aysén, barra de 23 kV Central Tehuelche, e Interconexión Aysén – Coyhaique.

### 7.3.2 Definiciones

- CCT: Centro de Control de Transmisión, ubicado en la ciudad de Osorno. En condiciones normales de operación, es el coordinador del sistema.
- CCD: Centro de Control de Distribución, ubicado en la ciudad de Osorno. Se encarga de la operación del sistema de distribución y tiene control directo sobre las cuadrillas de trabajo que se encuentran ubicadas en Aysén.

---

<sup>20</sup> Capacidad de 6 [MVA] en sentido Aysén – Baguales; 3,79 [MVA] en sentido Baguales – Aysén.

- CO: Centro de Operación, encargado del despacho de las centrales de generación del sistema de Aysén. En el sistema existen dos centros de operación: CO Tehuelche y CO Aysén, que controlan a la Central Tehuelche y Central Puerto Aysén, respectivamente, los cuales dependen jerárquicamente del CCT. Ambos CO se encuentran ubicados en el SM Aysén.

### **7.3.3 Delegación de funciones durante PRS**

- La dirección de la aplicación del Plan de Recuperación de Servicio la hará el CO Tehuelche por delegación del CCT, quedando el CO de Aysén subordinado a las indicaciones del CO Tehuelche.
- Las solicitudes de autorización al CCT serán requeridas directamente por el CO de Central Tehuelche.
- La coordinación de las maniobras realizadas por las cuadrillas de trabajo en Aysén se llevará a cabo a través del CCT, quien canalizará los requerimientos de los CO con el CCD, el cual tiene control directo sobre las cuadrillas.
- La verificación de las líneas del sistema de transmisión las realizará el CCT, a través de los sistemas de monitoreo y control y/o de las cuadrillas de trabajo coordinadas con el CCD.
- Los operadores de las instalaciones deberán informar a los CO respectivos y/o CCT respecto a inconvenientes o dificultades que surjan durante el PRS, de manera que el organismo coordinador respectivo pueda evaluar alternativas de recuperación, comunicando al CO Tehuelche y CCT los cambios realizados.
- CO Tehuelche autoriza a CO Aysén 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 Tehuelche.
- El CO de Tehuelche, en coordinación con Central Puerto Aysén, sincronizarán los subsistemas de Aysén y Coyhaique en Puerto Aysén (52F2), previa autorización del CCT.
- La sincronización de Central Alto Baguales dependerá de la disponibilidad de potencia de ésta y la estabilidad del sistema.
- 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.

### **7.3.4 Consideraciones iniciales del PRS**

- CCT declara la existencia de un Apagón Total o Parcial a partir de la información del estado operativo del sistema, obtenida mediante el Sistema de Información, Operación y Control (SIOC) y/o informadas por los CO.
- CCT verifica la disponibilidad de los sistemas de supervisión y control, además de las comunicaciones con los CO, operadores de subestaciones, cuadrillas móviles y personal de mantenimiento, según corresponda.

- Coordinación del CCT con los CO para apertura de interruptores del Sistema de Transmisión.
- CO Tehuelche y CO Aysén verifican estado de unidades de generación e instalaciones principales de la central, informando al CCT y a CO Tehuelche de posibles averías que produzcan indisponibilidades para la posterior recuperación del servicio. Además, deben identificar unidades de partida autónomas y disponibilidad para tomar carga.
- Identificar componente fallada mediante los equipos de monitoreo del CCT o a través de información entregada por CO Tehuelche y/o CO Aysén, en caso de indisponibilidad de los sistemas de supervisión y control.
- CCT coordina con los CO el aislamiento de la falla mediante equipos y dispositivos disponibles en el sistema.
- CCT delega en CO Tehuelche el inicio del Procedimiento del PRS.

### **7.3.5 Condiciones de Partida del PRS**

- Disponer interruptores según esquema de Recuperación de Servicio, en el estado que se describe en el procedimiento para los sistemas de Coyhaique y Aysén
- Deshabilitar esquema de baja frecuencia de Central Puerto Aysén y Central Tehuelche.
- Mantener esquema de sincronización automático de Central Alto Baguales con control en manual.
- Central Tehuelche energiza su barra de 23 kV.
- Central Puerto Aysén energiza su barra 33 y 23 kV.
- Central Lago Atravesado y Alto Baguales disponibles para sincronizar según requerimiento del CCT o CO Tehuelche.

### **7.3.6 Conceptos**

Con energía proveniente de Central Tehuelche se recuperan los consumos alimentados desde la barra de 23 kV de Tehuelche y del sector de Ogana lo que corresponde a la ciudad de Coyhaique, Balmaceda, Villa Frei y Puerto Ibáñez. En caso de existir indisponibilidad de potencia en Central Tehuelche se dispone de la Central Lago Atravesado.

- Central Tehuelche
  - Alimentador Balmaceda (A-804).
  - Alimentador Isla – Alto (A-805).
- Coyhaique
  - Alimentador Bajo (A-807)
  - Alimentador Medio (A-808)

Con energía proveniente de central Puerto Aysén se recuperan los consumos alimentados desde la barra de 23 y 33 kV Respectivamente con lo que se alimentan los consumos de Aysén y Puerto Chacabuco.

- Central Puerto Aysén Barra 23 kV
  - Alimentador Aysén Sur. (A-821)
  - Alimentador Aysén Centro. (A-801)
- Central Puerto Aysén Barra 33 kV
  - Alimentador Chacabuco. (A-802)

Una vez recuperado todos los consumos se sincronizan las centrales Tehuelche y Puerto Aysén en Puerto Aysén por medio del Interruptor 52F2 (A-806).

## 7.4 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 Aysén-Coyhaique, disponibilidad de potencia en Central Alto Baguales, Central Aysén y Central Lago Atravesado.

### PROCEDIMIENTO

<b>Sistema Coyhaique</b>		
<b>1</b>	<b>CO Tehuelche</b>	Disponer de estado de interruptores de acuerdo al esquema de recuperación de servicio. Abrir equipos no operados 52E3 Coyhaique – Baguales, 52F7 Aysén-Baguales, RE1 Bajo (A-807), RE2 Medio (A-808), RE4 Isla-Alto (A-805) y RE7 Balmaceda (A-804).
<b>2</b>	<b>CO Tehuelche</b>	Autorizar a C. Aysén inicio de plan particular de recuperación de servicio.
<b>3</b>	<b>CO Tehuelche</b>	Energizar Barra 23 kV con energía de Grupo Térmico (cualquier unidad, de preferencia Grupo N°5105 por rapidez).
<b>4</b>	<b>CO Tehuelche</b>	Energiza alimentador RE7 – Balmaceda (A-804).
<b>5</b>	<b>CO Tehuelche</b>	Cierra 52E5 (A-809) Línea 23 kV Tehuelche-Coyhaique, con esto se energiza hasta las cabeceras de alimentadores de Coyhaique. Si cierra en forma normal entran en servicio de inmediato R2 Tte. Vidal que es de baja carga.
<b>6</b>	<b>CO Tehuelche</b>	Con disponibilidad de potencia en Central Tehuelche cierra Alimentador RE1-Bajo (A-807) en Coyhaique.
<b>7</b>	<b>CO Tehuelche</b>	Con disponibilidad de potencia en Central Tehuelche se cierra Alimentador RE2 Medio (A-808) en Coyhaique. Si la demanda es alta y no permite su cierre completo se seccionará la red en Rec. R-11 – Freire con Las Quintas.
<b>8</b>	<b>CO Tehuelche</b>	Con disponibilidad de potencia en Central Tehuelche se cierra Alimentador RE4 Isla-Alto (A-805) en Central Tehuelche, si la demanda es alta y no permite su cierre completo se seccionará la red en Rec. R-13 – Victoria con Simpson.
<b>9</b>	<b>CO Tehuelche</b>	Cierra 52E3 Línea 23 kV Alto Baguales-Coyhaique, con esto se energiza hasta las cabeceras de alimentadores Ñirehuao y Mañihuales. Si la demanda es alta y no permite su cierre completo se seccionará la red en Rec. R-9-Mañihuales.
<b>10</b>	<b>CO Tehuelche</b>	Con disponibilidad de potencia en Central Tehuelche y en coordinación con Central Puerto Aysén se cierra Interruptor 52E7 – Interconexión Aysén-Baguales, con esto se energiza línea de 33 kV hacia Aysén.
<b>11</b>	<b>CO Tehuelche</b>	Según disponibilidad de recursos, sincronizar Central Hidroeléctrica Lago Atravesado.

12	<b>CO Tehuelche</b>	Coordinar con Central Puerto Aysén y CCT la sincronización del sistema.
<b>Sistema Aysén</b>		
1	<b>Central Aysén</b>	Disponer de estado de interruptores de acuerdo al esquema de recuperación de servicio. Abrir equipos no operados 52F2 Aysén-Coyhaique (A-806), RE6 Aysén centro (A-801), RE8 Aysén sur (A-821) y RF5 Chacabuco (A-802).
2	<b>Central Aysén</b>	Central Hidroeléctrica Aysén y Grupo N° 5114 Caterpillar energizan barra 23 y 33 kV, de acuerdo a disponibilidad
3	<b>Central Aysén</b>	Se energiza Alimentador RF5 – Chacabuco (A-802).
4	<b>Central Aysén</b>	Con Disponibilidad de potencia en Central Térmica Aysén, cerrar Alimentador RE8–Aysén Centro (A-801).
5	<b>Central Aysén</b>	Con disponibilidad de potencia en central Térmica Aysén cerrar Alimentador RE6 - Aysén Sur (A821).
6	<b>Central Aysén</b>	Coordinar con Central Tehuelche y CCT la sincronización del sistema (Interruptor 52F2 – Interconexión Aysén-Baguales).

Una vez recuperado los consumos en Coyhaique y Aysén se deben sincronizar los subsistemas en Central Puerto Aysén por medio del Interruptor 52F2, previa autorización por parte del CCT quien se encarga de verificar el estado operacional de las líneas. Después de haber estabilizado el sistema, se sincroniza la Central Lago Atravesado y toma la regulación de frecuencia y la carga de Central Tehuelche, esta ultima queda fuera de servicio. Si las condiciones del momento lo permiten se sincroniza la Central Eólica Alto Baguales.

Se debe tener presente que la Central Puerto Aysén es hidráulica de pasada por tanto su potencia quedara sujeta al recurso disponible del momento, en caso que existe escasez del recurso natural se dispone de unidades térmicas en dicha Central (El uso de estas unidades queda sujeto solo a condiciones especiales).

## 8 ANEXOS

### 8.1 Anexo N°1: Estimación de Tasas de falla e indisponibilidad forzada de unidades generadoras del SM de Aysén.

Como se describe en la sección 2.6.2 y, la probabilidad de falla de cada unidad se estimó considerando la tasa de falla de unidades de similares características a la del SM de Aysén 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 52 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 52: Estadísticas de falla e indisponibilidad forzada para unidades diesel e hidráulicas de pequeño tamaño del SIC.**

Central	N° Fallas en Periodo	Tasa Falla Anual	N° 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
Las Vegas	69	40,6	1	40,6	0,00462963	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
Concón	113	66,7	1	66,7	0,00761866	Diesel	N/I
Const. Elek	24	15,3	1	15,3	0,00174216	Diesel	N/I
Curacautín	3	1,8	1	1,8	0,00020492	Diesel	75
Chiloé	0	0	6	0	0	Diesel	N/I
Chuyaca	0	0	1	0	0	Diesel	N/I
Curauma	28	4,9	2	2,5	0,00028167	Diesel	N/I
Esperanza	9	5,9	1	5,9	0,00067812	Diesel	N/I
Lebu	0	0	1	0	0	Diesel	75
Monte Patria	0	0	1	0	0	Diesel	N/I
Placilla	0	0	1	0	0	Diesel	N/I
Quintay	0	0	1	0	0	Diesel	N/I
Totoral	0	0	1	0	0	Diesel	N/I
Esperanza	15	9,9	1	9,9	0,0011302	Diesel	N/I
Quellón	6	1,1	1	1,1	0,00012071	Diesel	N/I
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
Chacabuquito	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

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

**Tabla 53: Tasa de falla horaria estimada por tecnología para unidades del SM de Aysén.**

Tecnología	Tasa de Falla Horaria [Fallas/hr]
Diesel	0,0008463
Hidro	0,0001265

Adicionalmente, en la Tabla 52 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 horaria estimada en la Tabla 53 se obtiene el tiempo medio de indisponibilidad de cada tecnología por falla:

**Tabla 54: Tiempo medio de indisponibilidad por evento de falla para unidades del SM de Aysén.**

Tecnología	Tiempo medio de indisponibilidad por falla [hr/Falla]
Diesel	10,12
Hidro	21,25

Dado que para el caso de unidades eólicas de Alto Bagues no se posee de una estadística lo suficientemente completa en el SIC<sup>21</sup>, se asumirá que el comportamiento de dichas unidades, en lo que a tasa de falla e indisponibilidad forzada se refiere, corresponderá al de una unidad hidráulica.

---

<sup>21</sup> Central Canela sólo ha registrado una salida no programada en los últimos tres años.

## 8.2 *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 de Aysén en el año 2010. Los escenarios de demanda y operación descritos son definidos según la modulación de bloques de demanda para el 2010<sup>22</sup>.

---

<sup>22</sup> Estos no corresponden directamente al escenario de demanda mínima o máxima, sino a la modulación de bloques de la demanda en el año 2010. Estos bloques en conjunto con la duración de los mismos representan la operación del SM a lo largo de todo el año. El bloque N°1 (B1) es el de mayor demanda para cada mes y lo siguen decreciendo en demanda los bloques N°2 (B2), N°3 (B3) y N°4 (B4).

**Tabla 55: Modulación de bloques de demanda proyectados para 2010 en el SM de Aysén.**

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
Alim. Aysen Centro	1,199	1,187	1,168	1,206	1,126	1,183	1,192	1,173	1,084	1,157	1,155	1,110
Alim. Aysen Sur	2,498	2,475	2,435	2,513	2,347	2,465	2,485	2,446	2,259	2,411	2,408	2,314
Alim. Mañihuales	0,079	0,078	0,077	0,080	0,074	0,078	0,079	0,077	0,071	0,076	0,076	0,073
Alim. Chacabuco	5,143	5,094	5,013	5,174	4,830	5,074	5,116	5,035	4,651	4,963	4,956	4,763
Alim. Balmaceda	0,794	0,787	0,774	0,799	0,746	0,784	0,790	0,778	0,718	0,767	0,766	0,736
Carga Coyhaique Aysen	1,307	1,294	1,274	1,315	1,227	1,289	1,300	1,279	1,182	1,261	1,259	1,210
Alim. Coyhaique Bajo	3,919	3,882	3,820	3,943	3,681	3,867	3,899	3,837	3,544	3,782	3,777	3,630
Alim. Coyhaique Medio	3,013	2,985	2,937	3,031	2,830	2,973	2,997	2,950	2,725	2,908	2,904	2,790
Alim. Isla Alto	3,868	3,831	3,770	3,891	3,633	3,816	3,848	3,787	3,498	3,733	3,728	3,582
Carga Tehuelche-Aysen	0,661	0,655	0,644	0,665	0,621	0,652	0,657	0,647	0,598	0,638	0,637	0,612
<b>TOTAL [MVA]</b>	<b>22,481</b>	<b>22,269</b>	<b>21,914</b>	<b>22,617</b>	<b>21,115</b>	<b>22,181</b>	<b>22,364</b>	<b>22,008</b>	<b>20,331</b>	<b>21,696</b>	<b>21,665</b>	<b>20,819</b>
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
Alim. Aysen Centro	1,067	1,073	1,004	1,027	1,005	1,056	1,085	1,077	0,937	0,997	1,025	0,970
Alim. Aysen Sur	2,223	2,237	2,093	2,141	2,094	2,201	2,261	2,245	1,954	2,079	2,137	2,021
Alim. Mañihuales	0,070	0,071	0,066	0,068	0,066	0,070	0,072	0,071	0,062	0,066	0,068	0,064
Alim. Chacabuco	4,577	4,604	4,309	4,407	4,311	4,532	4,655	4,621	4,022	4,279	4,399	4,160
Alim. Balmaceda	0,707	0,711	0,666	0,681	0,666	0,700	0,719	0,714	0,621	0,661	0,679	0,643
Carga Coyhaique Aysen	1,163	1,170	1,095	1,120	1,095	1,152	1,183	1,174	1,022	1,087	1,118	1,057
Alim. Coyhaique Bajo	3,488	3,509	3,284	3,358	3,285	3,453	3,547	3,521	3,065	3,261	3,352	3,170
Alim. Coyhaique Medio	2,682	2,697	2,525	2,582	2,526	2,655	2,727	2,707	2,356	2,507	2,577	2,437
Alim. Isla Alto	3,442	3,463	3,241	3,314	3,242	3,408	3,501	3,475	3,025	3,218	3,308	3,129
Carga Tehuelche-Aysen	0,588	0,592	0,554	0,566	0,554	0,582	0,598	0,594	0,517	0,550	0,565	0,535
<b>TOTAL [MVA]</b>	<b>20,007</b>	<b>20,126</b>	<b>18,837</b>	<b>19,263</b>	<b>18,845</b>	<b>19,809</b>	<b>20,348</b>	<b>20,199</b>	<b>17,582</b>	<b>18,704</b>	<b>19,228</b>	<b>18,184</b>
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
Alim. Aysen Centro	0,880	0,910	0,841	0,875	0,827	0,881	0,938	0,949	0,803	0,849	0,845	0,834
Alim. Aysen Sur	1,835	1,897	1,752	1,825	1,724	1,836	1,955	1,977	1,673	1,770	1,761	1,738
Alim. Mañihuales	0,058	0,060	0,055	0,058	0,055	0,058	0,062	0,063	0,053	0,056	0,056	0,055
Alim. Chacabuco	3,777	3,905	3,607	3,756	3,549	3,780	4,025	4,070	3,444	3,644	3,624	3,577
Alim. Balmaceda	0,583	0,603	0,557	0,580	0,548	0,584	0,622	0,629	0,532	0,563	0,560	0,553
Carga Coyhaique Aysen	0,960	0,992	0,916	0,954	0,902	0,961	1,023	1,034	0,875	0,926	0,921	0,909
Alim. Coyhaique Bajo	2,878	2,976	2,748	2,862	2,705	2,881	3,067	3,102	2,624	2,777	2,762	2,726
Alim. Coyhaique Medio	2,213	2,288	2,113	2,201	2,079	2,215	2,358	2,385	2,018	2,135	2,123	2,096
Alim. Isla Alto	2,840	2,937	2,713	2,825	2,669	2,843	3,027	3,061	2,590	2,741	2,726	2,690
Carga Tehuelche-Aysen	0,485	0,502	0,463	0,483	0,456	0,486	0,517	0,523	0,443	0,468	0,466	0,460
<b>TOTAL [MVA]</b>	<b>16,508</b>	<b>17,070</b>	<b>15,765</b>	<b>16,420</b>	<b>15,514</b>	<b>16,525</b>	<b>17,593</b>	<b>17,792</b>	<b>15,054</b>	<b>15,928</b>	<b>15,842</b>	<b>15,636</b>
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
Alim. Aysen Centro	0,712	0,790	0,692	0,709	0,681	0,716	0,800	0,790	0,671	0,708	0,716	0,701
Alim. Aysen Sur	1,484	1,647	1,442	1,478	1,420	1,491	1,668	1,647	1,398	1,476	1,492	1,462
Alim. Mañihuales	0,047	0,052	0,046	0,047	0,045	0,047	0,053	0,052	0,044	0,047	0,047	0,046
Alim. Chacabuco	3,056	3,391	2,968	3,042	2,924	3,070	3,433	3,391	2,878	3,038	3,072	3,010
Alim. Balmaceda	0,472	0,524	0,458	0,470	0,452	0,474	0,530	0,524	0,445	0,469	0,474	0,465
Carga Coyhaique Aysen	0,777	0,862	0,754	0,773	0,743	0,780	0,872	0,862	0,731	0,772	0,781	0,765
Alim. Coyhaique Bajo	2,329	2,584	2,262	2,318	2,228	2,340	2,616	2,584	2,193	2,315	2,341	2,294
Alim. Coyhaique Medio	1,790	1,987	1,739	1,782	1,713	1,799	2,011	1,987	1,686	1,780	1,800	1,763
Alim. Isla Alto	2,298	2,551	2,232	2,288	2,199	2,309	2,582	2,550	2,165	2,285	2,310	2,264
Carga Tehuelche-Aysen	0,393	0,436	0,381	0,391	0,376	0,395	0,441	0,436	0,370	0,390	0,395	0,387
<b>TOTAL [MVA]</b>	<b>13,358</b>	<b>14,824</b>	<b>12,973</b>	<b>13,297</b>	<b>12,781</b>	<b>13,421</b>	<b>15,006</b>	<b>14,822</b>	<b>12,582</b>	<b>13,279</b>	<b>13,427</b>	<b>13,156</b>
Duración de Bloque [hr]	107	162	190	199	134	131	186	237	170	210	164	166

**Tabla 56: Despacho (en [kW]) económico de unidades de generadoras para bloques de demanda proyectados para el 2010 considerando un margen de reserva de 10%.**

Unidad	P <sub>max</sub> [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_LAG_ATR_H_1	5500	4318	5137	3277	4673	4778	4489	4980	4284	2848	3969	4429	4095
02_LAG_ATR_H_2	5500	4318	0	3277	4673	4778	4489	4980	4284	2848	3969	4429	4095
03_AYS_H_118	2700	2579	2226	1973	2338	2067	2025	2390	2151	2124	2621	2646	2520
04_AYS_H_116	3000	2228	1506	0	1724	1539	1531	1870	0	0	2065	2418	2138
05_AYS_H_117	900	889	654	0	547	489	503	487	0	0	647	858	842
06_EOL_A_BAG_1	650	339	375	278	441	222	232	119	175	142	419	343	327
07_EOL_A_BAG_2	650	330	373	272	437	225	229	119	201	140	400	399	331
08_EOL_A_BAG_3	650	338	373	271	434	222	212	115	193	140	402	388	307
09_TEH_T_CAT 103	1825	1691	1439	1754	1498	1535	1722	1509	1720	1775	1690	1596	1691
10_TEH_T_CAT 105	2350	2175	1849	2258	1929	1977	2219	1944	2215	2286	2173	2056	2177
11_TEH_T_MAN_1	1915	0	1512	1840	0	0	0	0	0	1863	0	0	0
12_TEH_T_MAN_2	1915	0	1512	1840	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13_TEH_T_CAT 544	1400	0	1100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14_TEH_T_CAT 104	708	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15_FAR_T_CAT 545	1400	1283	1166	1400	1174	1319	1329	1180	1276	1344	1276	1294	1353
16_FAR_T_CAT 546	1400	1281	1166	1400	1174	1319	1331	1180	1276	1344	1274	1294	1353
17_CHA_T_G1	2500	0	2079	2500	2097	0	2371	2108	2279	2401	0	0	0
21_AYS_T_CAT 543	1400	1182	0	0	0	1231	0	0	1205	1289	1175	0	0
22_AYS_T_CAT 113	1400	0	0	0	0	0	0	0	1205	0	0	0	0
23_AYS_T_CAT 111	1200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24_AYS_T_CAT 112	1200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25_AYS_T_CAT 114	1200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL [kW]</b>		<b>22950</b>	<b>22467</b>	<b>22340</b>	<b>23140</b>	<b>21699</b>	<b>22681</b>	<b>22983</b>	<b>22465</b>	<b>20546</b>	<b>22080</b>	<b>22148</b>	<b>21229</b>

Unidad	P <sub>max</sub> [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_LAG_ATR_H_1	5500	3444	3336	0	3535	3960	3583	4438	2846	3579	5178	3426	3148
02_LAG_ATR_H_2	5500	3444	0	0	3535	3960	3583	4438	2846	0	0	3426	3148
03_AYS_H_118	2700	2579	2226	1973	2338	2067	2025	2390	2151	2124	2621	2646	2520
04_AYS_H_116	3000	2228	1506	0	1724	1539	1531	1870	0	0	2065	2418	2138
05_AYS_H_117	900	889	654	0	547	489	503	487	0	0	647	858	842
06_EOL_A_BAG_1	650	339	375	278	441	222	232	119	175	142	419	343	327
07_EOL_A_BAG_2	650	330	373	272	437	225	229	119	201	140	400	399	331
08_EOL_A_BAG_3	650	338	373	271	434	222	212	115	193	140	402	388	307
09_TEH_T_CAT 103	1825	1759	1675	1719	1682	1654	1802	0	1730	1558	1463	1498	1512
10_TEH_T_CAT 105	2350	2269	2153	2213	2166	2123	2317	2268	2228	2004	1882	1929	1947
11_TEH_T_MAN_1	1915	0	1753	1804	0	0	0	0	1815	1636	1531	0	0
12_TEH_T_MAN_2	1915	0	1753	1803	0	0	0	0	0	1636	0	0	0
13_TEH_T_CAT 544	1400	0	1282	1319	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14_TEH_T_CAT 104	708	0	0	666	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15_FAR_T_CAT 545	1400	1333	1400	1164	1356	1391	1391	1207	1313	1245	1121	1082	1089
16_FAR_T_CAT 546	1400	1334	1400	1164	1356	1390	1391	1212	1312	1245	1120	1081	1088
17_CHA_T_G1	2500	0	0	2081	0	0	0	2161	2344	2220	0	0	0
21_AYS_T_CAT 543	1400	0	0	1061	0	0	1318	0	1253	0	0	0	0
22_AYS_T_CAT 113	1400	0	0	1059	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23_AYS_T_CAT 111	1200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24_AYS_T_CAT 112	1200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25_AYS_T_CAT 114	1200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL [kW]</b>		<b>20284</b>	<b>20259</b>	<b>18848</b>	<b>19551</b>	<b>19241</b>	<b>20117</b>	<b>20824</b>	<b>20407</b>	<b>17669</b>	<b>18850</b>	<b>19491</b>	<b>18397</b>

Unidad	Pmax [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_LAG_ATR_H_1	5500	5344	3700	0	2906	3123	2780	3741	5332	3790	4938	5038	4898
02_LAG_ATR_H_2	5500	0	0	0	2906	3123	2780	3741	0	0	0	0	0
03_AYS_H_118	2700	2579	2226	1973	2338	2067	2025	2390	2151	2124	2621	2646	2520
04_AYS_H_116	3000	2228	1506	0	1724	1539	1531	1870	0	0	2065	2418	2138
05_AYS_H_117	900	889	654	0	547	489	503	487	0	0	647	858	842
06_EOL_A_BAG_1	650	339	375	278	441	222	232	119	175	142	419	343	327
07_EOL_A_BAG_2	650	330	373	272	437	225	229	119	201	140	400	399	331
08_EOL_A_BAG_3	650	338	373	271	434	222	212	115	193	140	402	388	307
09_TEH_T_CAT 103	1825	1399	1627	1632	0	0	1665	1748	1469	1780	1388	1387	1458
10_TEH_T_CAT 105	2350	1802	2095	2101	2293	2185	2144	2251	1891	2292	1782	1786	1877
11_TEH_T_MAN_1	1915	0	1709	1714	0	0	0	0	1540	0	1446	0	0
12_TEH_T_MAN_2	1915	0	0	1714	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13_TEH_T_CAT 544	1400	0	0	1252	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14_TEH_T_CAT 104	708	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15_FAR_T_CAT 545	1400	700	1244	1197	1274	1251	1290	1400	1135	1243	0	700	1047
16_FAR_T_CAT 546	1400	700	1243	1196	1274	1251	1290	0	1135	1243	0	0	0
17_CHA_T_GI	2500	0	0	2138	0	0	0	0	2026	2219	0	0	0
21_AYS_T_CAT 543	1400	0	0	0	0	0	0	0	700	0	0	0	0
22_AYS_T_CAT 113	1400	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23_AYS_T_CAT 111	1200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24_AYS_T_CAT 112	1200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25_AYS_T_CAT 114	1200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL [kW]</b>		16648	17125	15738	16575	15698	16680	17982	17950	15114	16108	15962	15745

Unidad	Pmax [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_LAG_ATR_H_1	5500	3323	0	0	0	3672	3031	5338	0	0	0	2811	3145
02_LAG_ATR_H_2	5500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
03_AYS_H_118	2700	2579	2226	1973	2338	2067	2025	2390	2151	2124	2621	2646	2520
04_AYS_H_116	3000	2228	1506	0	1724	1539	1531	1870	0	0	2065	2418	2138
05_AYS_H_117	900	889	654	0	547	489	503	487	0	0	647	858	842
06_EOL_A_BAG_1	650	339	375	278	441	222	232	119	175	142	419	343	327
07_EOL_A_BAG_2	650	330	373	272	437	225	229	119	201	140	400	399	331
08_EOL_A_BAG_3	650	338	373	271	434	222	212	115	193	140	402	388	307
09_TEH_T_CAT 103	1825	1470	1462	1487	1459	1441	1730	1374	1535	1472	1303	1566	1560
10_TEH_T_CAT 105	2350	1893	1881	1910	1877	1856	2227	1770	1975	1889	1672	2017	2009
11_TEH_T_MAN_1	1915	0	1534	1561	1530	0	1815	0	1611	1545	1361	0	0
12_TEH_T_MAN_2	1915	0	1534	1561	1530	0	0	0	1611	1545	1361	0	0
13_TEH_T_CAT 544	1400	0	1122	1139	0	0	0	0	1178	1128	996	0	0
14_TEH_T_CAT 104	708	0	567	0	0	0	0	0	595	0	0	0	0
15_FAR_T_CAT 545	1400	0	1193	1251	935	1083	0	700	1224	1218	0	0	0
16_FAR_T_CAT 546	1400	0	0	1250	0	0	0	861	1224	1215	0	0	0
17_CHA_T_GI	2500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21_AYS_T_CAT 543	1400	0	0	0	0	0	0	0	1128	0	0	0	0
22_AYS_T_CAT 113	1400	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23_AYS_T_CAT 111	1200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24_AYS_T_CAT 112	1200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25_AYS_T_CAT 114	1200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL [kW]</b>		13389	14802	12954	13253	12816	13535	15143	14802	12560	13246	13444	13179

**Tabla 57: Tasas de falla e indisponibilidades forzadas para a contingencias en instalaciones del SM de Aysén.**

Descripción de Contingencia	Longitud [km]	Nº de circuitos	Tasa de falla [fallas/hr de Op. normal]	Horas de Indisponibilidad forzada por evento de falla [hrs en falla/falla]
Desconexión intempestiva de unidad Hidraulica	N/A	N/A	0,0001265	21,2
Desconexión intempestiva de unidad Térmica	N/A	N/A	0,0008463	10,12
Falla en un circuito de línea Tehuelche-Lago Atravesado 23kV	21,0	2	0,0002283	2,1
Falla en línea Alto Baguales-Coyhaique 23kV	8,5	1	0,0002283	1
Falla en línea Baguales-Alto Baguales 23kV	2,4	1	0,0002283	1
Falla en línea Aysén-Baguales 33kV	55,9	1	0,0002283	2,8
Falla en línea Tehuelche-Coyhaique 23kV	5,3	1	0,0002283	1
Falla en Alim. Chacabuco 23kV	9,0	1	0,0002283	1
Falla en transformador Aysén 23/33 kV	N/A	N/A	0,0000114	8
Falla en transformador Alto Baguales 33/23 kV	N/A	N/A	0,0000114	8

**Tabla 58: Generación máxima total mensual durante el 2008 en el SM de Aysén.**

Mes 2008	Generación Máxima Mensual 2008 [MW]
Ene-08	20,200
Feb-08	19,950
Mar-08	19,100
Abr-08	19,250
May-08	18,100
Jun-08	18,500
Jul-08	19,700
Ago-08	18,700
Sep-08	18,800
Oct-08	18,400
Nov-08	18,700
Dic-08	18,550

**Tabla 59: Demanda máxima esperada para el 2010 en el SM de Aysén.**

Nombre	Código	Dda Máxima Esperada 2010	
		[MW]	[MVA]
Alim. Aysén Centro	A801	1,397	1,404
Alim. Aysén Sur	A821	2,911	2,926
Alim. Mañihuales	A815	0,091	0,093
Alim. Chacabuco	A802	5,842	6,022
Alim. Balmaceda	A804	0,912	0,930
Carga Coyhaique Aysén	A806	1,500	1,530
Alim. Coyhaique Bajo	A807	4,585	4,589
Alim. Coyhaique Medio	A808	3,521	3,528
Alim. Isla Alto	A805	4,520	4,529
Carga Tehuelche-Aysén	A809	0,758	0,774
<b>Total</b>		<b>26,036</b>	<b>26,326</b>

### 8.3 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 en la línea Coyhaique-Tehuelche 23kV en Marzo del 2010 al FMIK y TTIK del punto de conexión Coyhaique 23kV, es decir los factores  $FMIK_{Coyhaique-Tehuelche\ 23kV; Marzo\ 2010}$  y  $TTIK_{Coyhaique-Tehuelche\ 23kV; Marzo\ 2010}$ .

- Del análisis descrito en la sección 5.4.5 se observa que para la falla planteada las protecciones principales operan desenergizando los alimentadores Coyhaique Medio y Coyhaique Bajo.
- Para esta condición, según los valores de demanda descritos en la Tabla 55 del Anexo N°2, el valor de  $MVA_{restringido\ h\ j\ i\ m}$  para cada bloque de demanda durante el mes de Marzo para el caso en análisis están determinados por:

**Tabla 60: Potencia suministrada al punto de conexión Coyhaique 23kV en estado de pre-contingencia.**

Consumos en punto de conexión restringido	Mar B1	Mar B2	Mar B3	Mar B4
Alim. Coyhaique Bajo	3,820	3,284	2,748	2,262
Alim. Coyhaique Medio	2,937	2,525	2,113	1,739
MVA[restringido h\ j\ i\ m]	6,757	5,809	4,861	4,000

Así mismo, la duración  $T_{i;Marzo\ 2010}$  de cada uno de los bloques de demanda  $i$  está determinada por:

**Tabla 61: Duración (en hrs) de bloques de demanda para Marzo de 2010.**

Mar B1	Mar B2	Mar B3	Mar B4
95	285	174	190

- La tasa de falla se obtiene multiplicar la tasa de falla horaria de la línea Tehuelche-Coyhaique (ver Tabla 57) por el N° de horas de Marzo, resultando:

$$pf_{Coyhaique-Tehuelche\ 23kV; Marzo\ 2010} = 0,16986$$

- La duración de la indisponibilidad forzada provocada por la falla en la línea Coyhaique-Tehuelche 23kV, a saber  $t_{Coyhaique-Tehuelche\ 23kV}$ , tiene una duración de una hora (ver Tabla 57).
- La demanda máxima en el punto de conexión Coyhaique 23kV durante Marzo de 2010, a saber  $MVA_{Max_{Coyhaique\ 23kV; Marzo\ 2010}}$ , es 7,676 [MVA]. Esta magnitud es determinada aplicando a la estructura de demanda máximas entregadas por SAESA (ver Tabla 59), la modulación de demanda máximas mensuales observadas durante el 2008 en el SM de Aysén.

$$MVA_{Max_{Coyhaique\ 23kV;Marzo\ 2010}} = \frac{MW_{Max_{Marzo;2008}}}{MW_{Max_{2008}}} \cdot MVA_{Max_{Coyhaique\ 23kV;2010}}$$

$$MVA_{Max_{Coyhaique\ 23kV;Marzo\ 2010}} = \frac{\frac{19,1}{20,2}}{\frac{20,2}{MW_{Max_{2008}}}} \cdot \overbrace{(4,589 + 3,528)}^{MVA_{Max_{Coyhaique\ 23kV;2010}}} = 7,676 \text{ [MVA]}$$

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

$$FMK_{Coyhaique\ 23kV;Marzo\ 2010}^{Coyhaique-Tehuelche\ 23kV} = 0,116103$$

$$TTIK_{Coyhaique\ 23kV;Marzo\ 2010}^{Coyhaique-Tehuelche\ 23kV} = 0,116103$$

## 8.4 Anexo N°4: Resultados Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva.

En el presente anexo se detallan los resultados obtenidos del estudio de control de tensión y requerimiento de potencia reactiva descrito en el capítulo 6. Se muestran los resultados con los supuestos expuestos en dicho capítulo:

- Metodología utilizada (Metodología descritas en la sección 6.2)
- Escenarios de estudios (Despachos de generación y demanda descritas en la sección 6.3)
- Contingencias simuladas (Contingencias descritas en la sección 6.4)

### 8.4.1 Escenario demanda máxima 1er semestre (Enero B1)

#### 8.4.1.1 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 Aysén, en condiciones normales de operación y post contingencia.

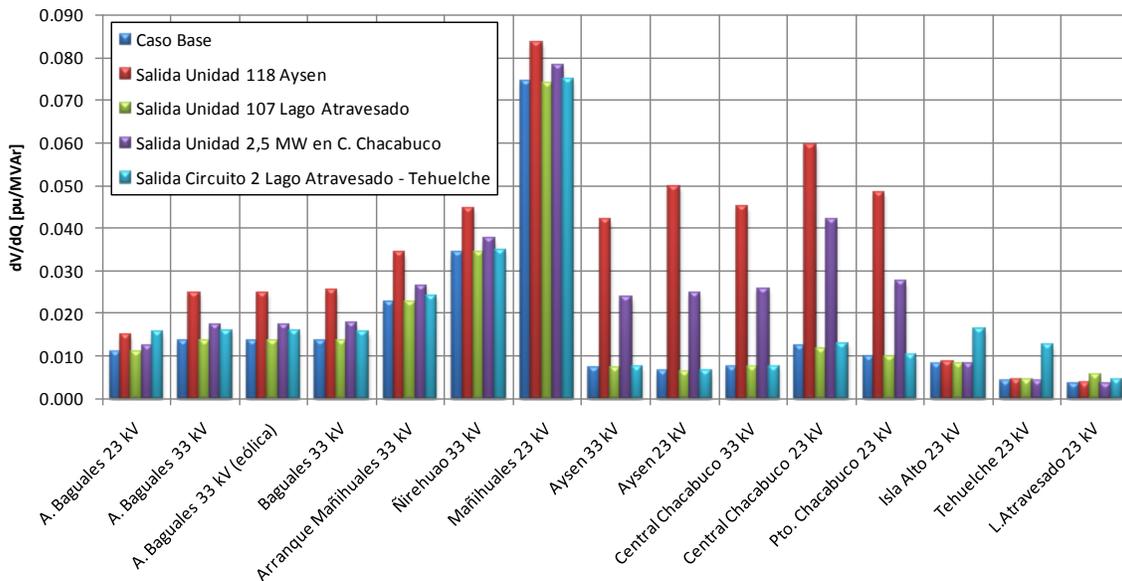
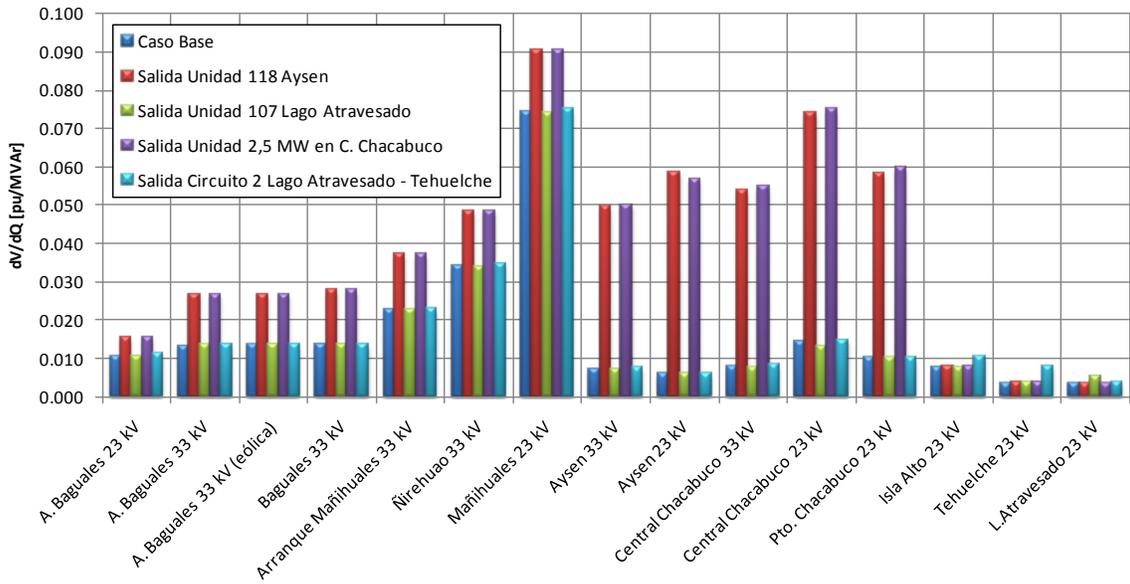
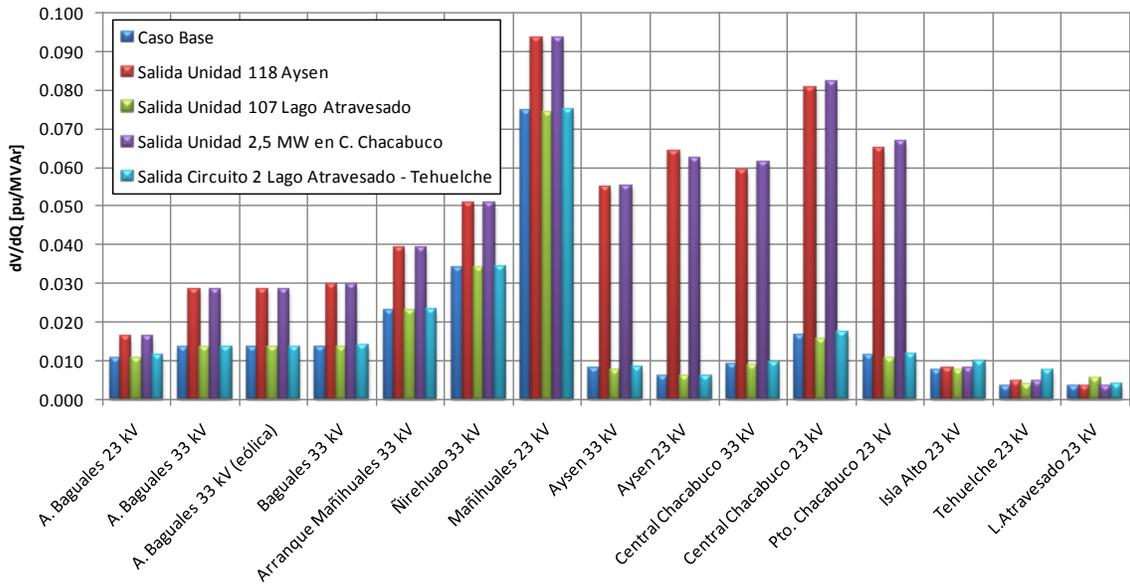


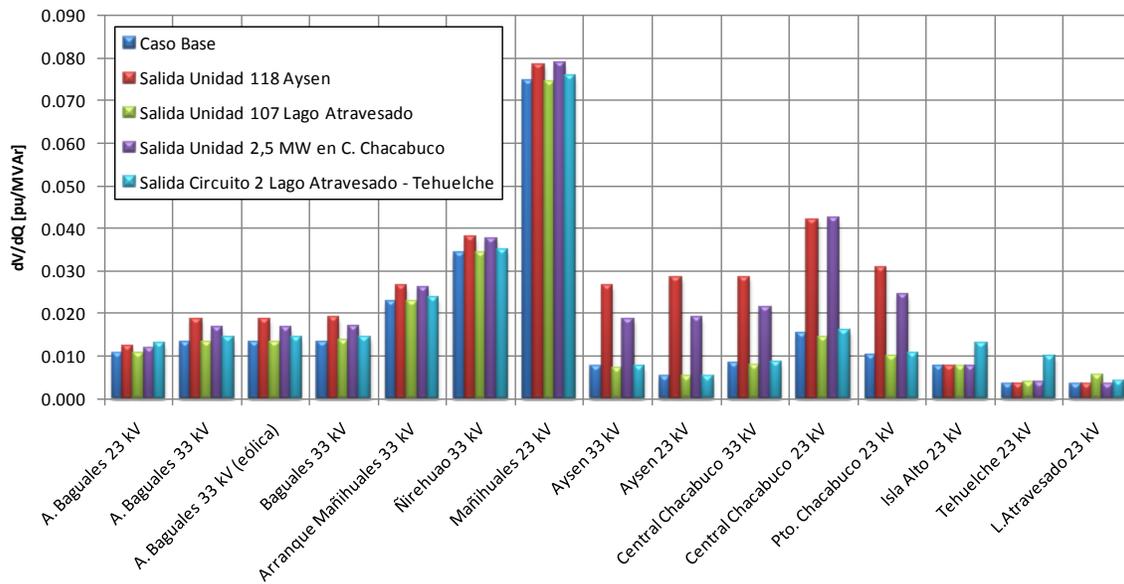
Figura 26: Sensibilidad de la tensión frente a variaciones de la potencia reactiva (1-2010).



**Figura 27: Sensibilidad de la tensión frente a variaciones de la potencia reactiva (1-2011).**



**Figura 28: Sensibilidad de la tensión frente a variaciones de la potencia reactiva (1-2012).**



**Figura 29: Sensibilidad de la tensión frente a variaciones de la potencia reactiva (1-2013).**

A partir de la Figura 26, Figura 27, Figura 28 y Figura 29, se puede observar que para todos los años en estudio, tanto en operación normal como en post contingencia, la barra más débil corresponde a Mañihuales 23 kV.

Complementariamente, si bien la zona de Mañihuales y Ñirehuao presenta una importante sensibilidad a las variaciones de potencia reactiva, la desconexión de unidades de tamaño relevante en las centrales Chacabuco (U1) y Aysén (N°118) provoca un impacto relevante sobre la sensibilidad de tensión de dicha zona. Esta situación se justifica por la ajustada operación presentan las unidades de Aysén y Chacabuco en postcontingencia y la marcada situación deficitaria en la zona de Aysén-Chacabuco tras el desprendimiento local de generación. Si bien la existencia de estas marcadas sensibilidades no define la mejor situación<sup>23</sup>, el sistema resulta estable en postcontingencia por lo cual no se recomiendan mejoras o modificaciones particulares por esta causa. En contraste, para el escenario 2013 el comportamiento descrito se ve aminorado. Esto porque que el despacho económico de este año agrega la operación de la unidad N°543 en Central Aysén, la cual permite atenuar la sensibilidad de tensión en la zona.

Por otro lado, en la zona de Tehuelche y Lago Atravesado las barras presentan un mejor soporte de tensión ante variaciones de potencia reactiva. Esto se debe a la actuación

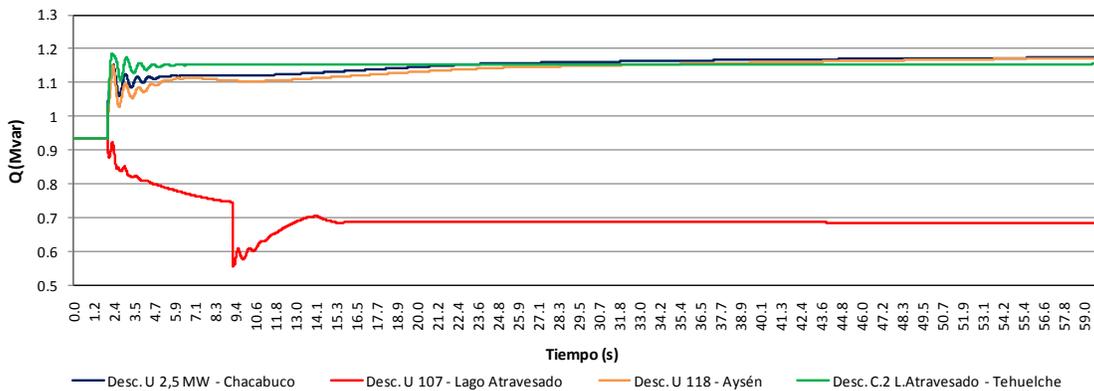
<sup>23</sup> Esta sensibilidad de la tensión puede ser corregida incorporando unidades adicionales a la operación de la zona de Aysén. Sin embargo desde el punto de vista económico esto no es beneficioso, razón por la cual no se utiliza este recurso. Adicionalmente, frente a las contingencias especificadas el sistema resulta con una operación estable, razón por la cual no existen limitantes técnicas que obliguen a una operación distinta de la económica con un margen de 10%

del EDAC en Isla Alto (sólo en R-13) frente a contingencias en central Lago Atravesado, y a la mayor numero de unidades operativas en Central Tehuelche que pueden aportar a la reserva de reactivos en postcontingencia.

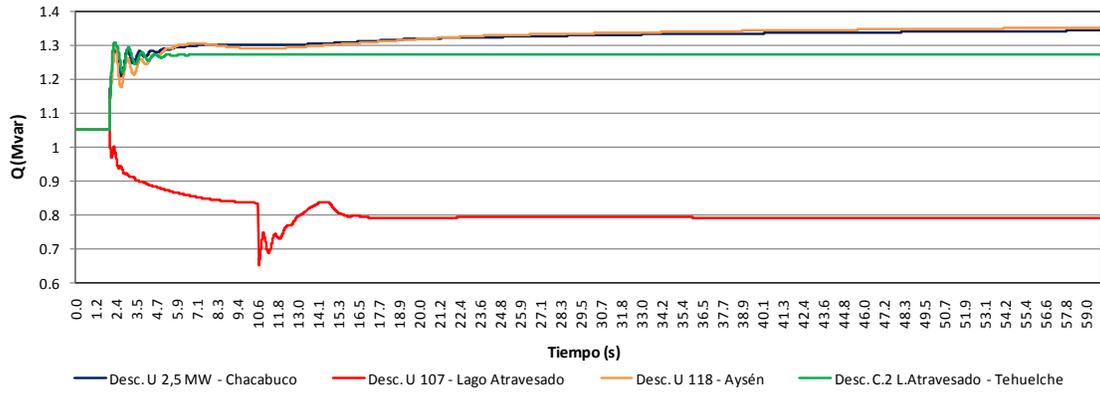
#### 8.4.1.2 Verificación del comportamiento dinámico y estimación de la reserva de potencia reactiva

A continuación se presenta la reserva mínima de potencia reactiva que debe poseer el SM de Aysén para afrontar las distintas contingencias estudiadas, la cual se determina como aquella que produce la mayor diferencia entre el despacho total de potencia reactiva pre contingencia y la evolución dinámica de la generación total de potencia reactiva del sistema. Cabe destacar que se ha verificado que cada unidad generadora cumple con la restricción de generación impuesta por su respectiva carta de operación.

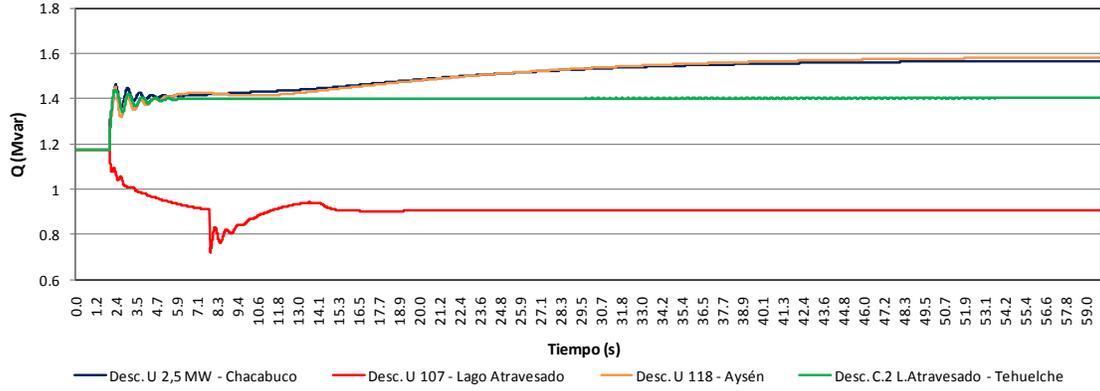
Las siguientes gráficas muestran la evolución dinámica del total de generación reactiva, en busca de identificar cual es la contingencia más crítica para el SM de Aysén y determinar la cantidad de reserva de potencia reactiva que se requiere para afrontar dicha contingencia.



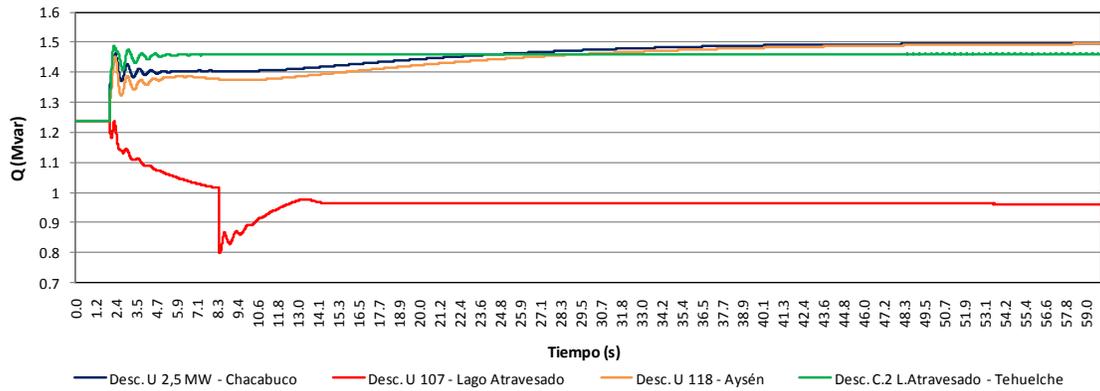
**Figura 30: Evolución dinámica generación total de potencia reactiva año 1-2010**



**Figura 31: Evolución dinámica generación total de potencia reactiva año 1-2011**



**Figura 32: Evolución dinámica generación total de potencia reactiva año 1-2012**



**Figura 33: Evolución dinámica generación total de potencia reactiva año 1-2013**

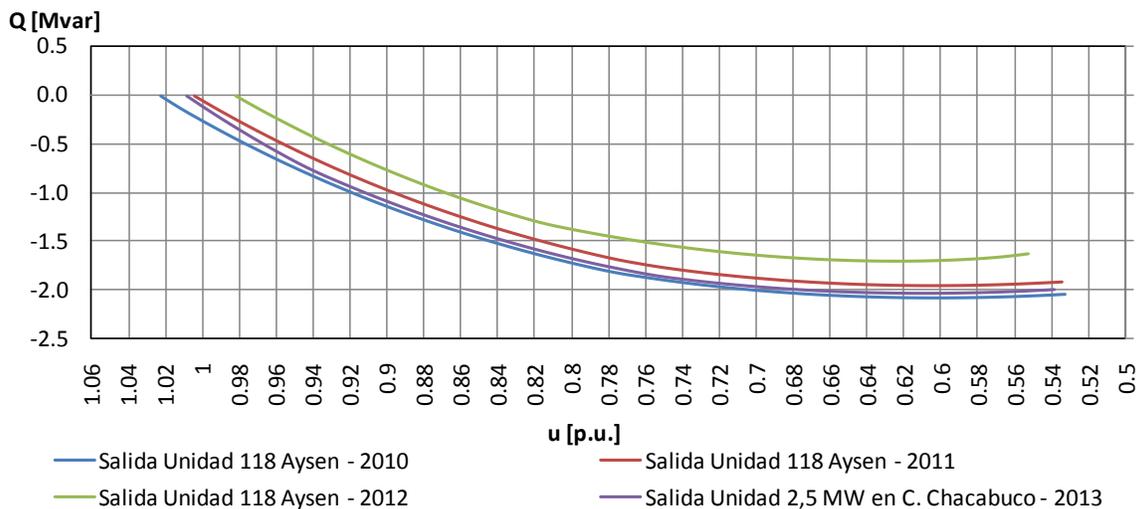
En la Tabla 62 se muestra un resumen con el requerimiento de potencia reactiva y contingencia crítica para las demandas máximas del primer semestre de cada año del horizonte de estudio.

**Tabla 62: Resumen requerimiento de potencia reactiva y contingencia más crítica asociada**

Escenario	Contingencia más crítica	Requerimiento de Potencia Reactiva (kVar)
Demanda Máxima 1er Sem 2010	Desc. C.2 L.Atravesado - Tehuelche	250,0
Demanda Máxima 1er Sem 2011	Desc. U 118 - Aysén	299,7
Demanda Máxima 1er Sem 2012	Desc. U 118 - Aysén	407,4
Demanda Máxima 1er Sem 2013	Desc. U 2,5 MW - Chacabuco	256,9

#### 8.4.1.3 Determinación de la curva Q-V de la barra más débil

Una vez determinada la barra más débil del sistema eléctrico de Aysén (sección 8.4.1.1), y luego de determinada la contingencia más crítica para el sistema desde el punto de vista de requerimientos de potencia reactiva (sección 8.4.1.2). A continuación se determina la curva Q-V de la barra Mañihuales 23 kV para las contingencias críticas en cada año, lo anterior en busca de verificar que las tensiones pre y post contingencia permanecen dentro de la banda aceptable por la NT SyCS para SM en estado normal y de alerta respectivamente. Además, se determinó el Margen de Estabilidad de Tensión (MET) para cada año. Este parámetro indica cuanto puede llegar descender la tensión de barra bajo la mínima tensión aceptable por la Norma Técnica en estado de alerta, antes que se obtenga la tensión de colapso ( $dV/dQ=0$ ), y por ende inestabilidad de tensión en el sistema. En la Figura 34 se muestra la curva Q-V resultante para la barra Mañihuales 23 kV en cada año del horizonte de estudio.



**Figura 34: Curva Q-V barra Mañihuales 23 kV para las contingencias críticas de cada año.**

En la Tabla 63 se muestran un resumen con los resultados de las tensiones de colapso del sistema eléctrico de Aysén tanto en operación normal como en contingencia. Se puede observar que el sistema de Aysén presenta márgenes de estabilidad de tensión sobre el 30%

en todos los casos, lo que es un indicativo que el sistema es robusto desde el punto de vista del control de tensiones y reservas de potencia reactiva.

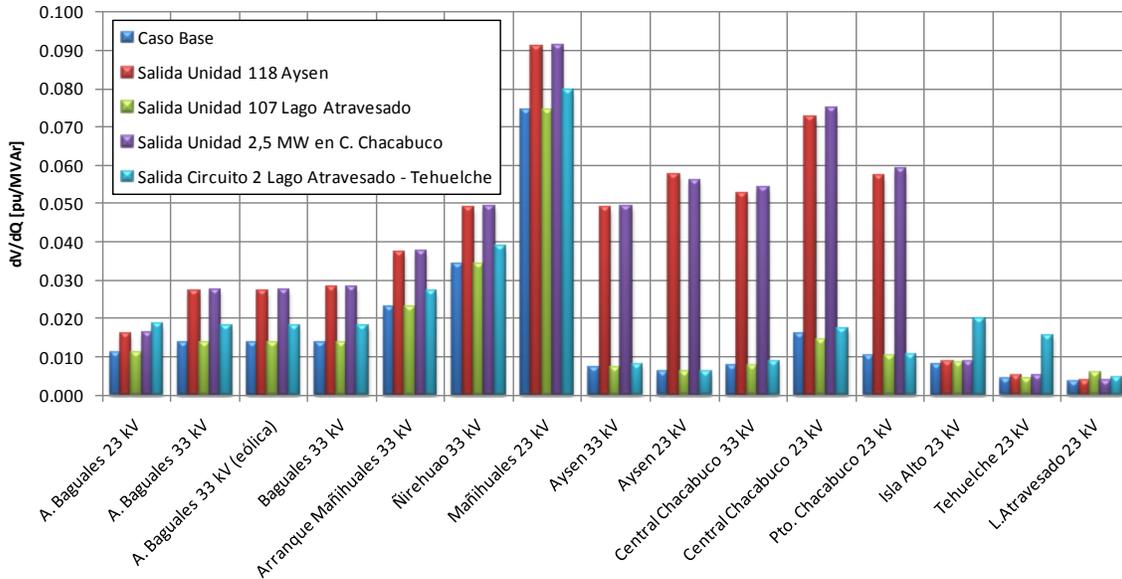
**Tabla 63: Resumen tensiones de colapso y márgenes de estabilidad de tensión (MET) para el 1-2010**

Año	Escenario de Evaluación	
2010	Operación Normal	Salida Unidad 118 Aysen
Tensión de operación [p.u.]	1,025	1,022
Rango de tensión aceptable [p.u.]	0,94 - 1,06	0,92 - 1,08
Tensión punto de colapso [p.u.]	0,595	0,602
MET [%]	37%	35%
2011	Operación Normal	Salida Unidad 118 Aysen
Tensión de operación [p.u.]	1,022	1,004
Rango de tensión aceptable [p.u.]	0,94 - 1,06	0,92 - 1,08
Tensión punto de colapso [p.u.]	0,602	0,604
MET [%]	36%	34%
2012	Operación Normal	Salida Unidad 118 Aysen
Tensión de operación [p.u.]	1,020	0,982
Rango de tensión aceptable [p.u.]	0,94 - 1,06	0,92 - 1,08
Tensión punto de colapso [p.u.]	0,610	0,622
MET [%]	35%	32%
2013	Operación Normal	Salida Unidad 2,5 MW en C. Chacabuco
Tensión de operación [p.u.]	1,016	1,008
Rango de tensión aceptable [p.u.]	0,94 - 1,06	0,92 - 1,08
Tensión punto de colapso [p.u.]	0,586	0,608
MET [%]	38%	34%

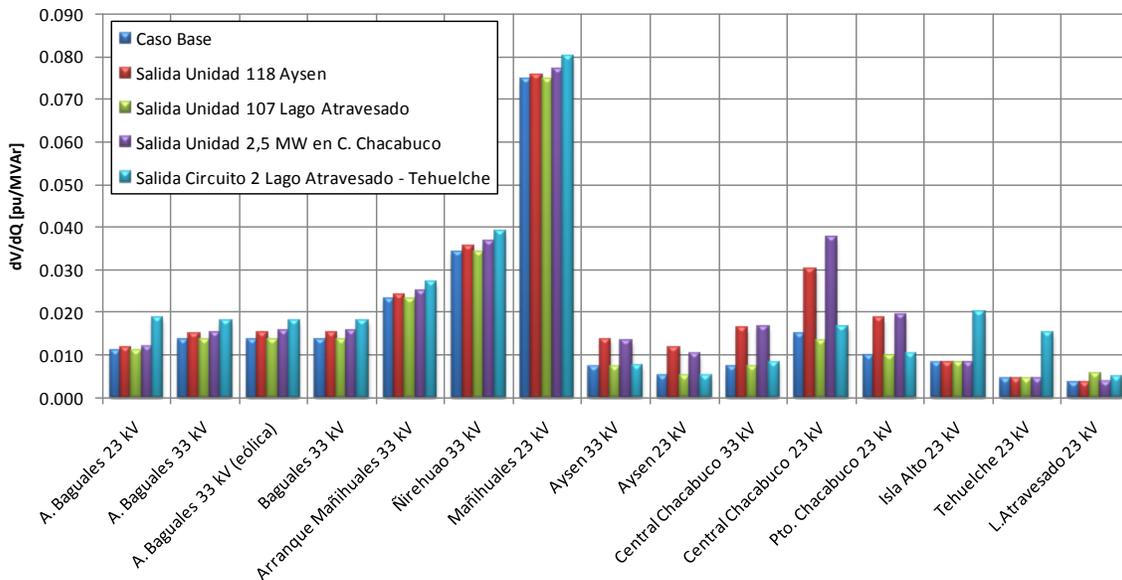
## 8.4.2 Escenario demanda máxima segundo semestre (Julio)

### 8.4.2.1 Identificación de la barra más débil

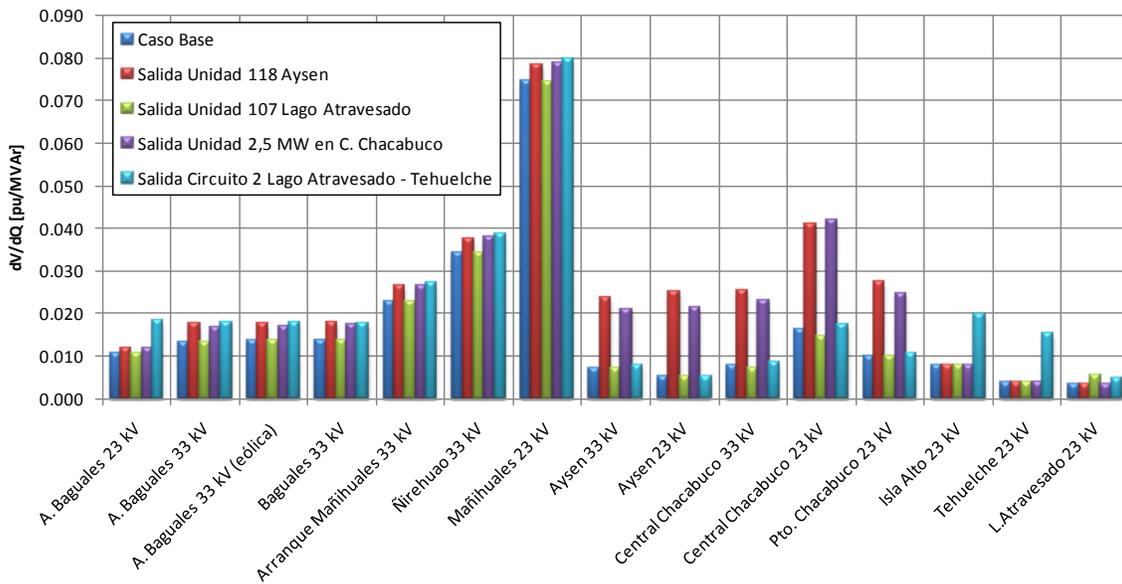
Las siguientes gráficas muestra la sensibilidad de la tensión ante variaciones de la potencia reactiva ( $dV/dQ$ ), para los años 2010, 2011, 2012 y 2013 y en distintas barras del sistema eléctrico de Aysén, en condiciones normales de operación y post contingencia.



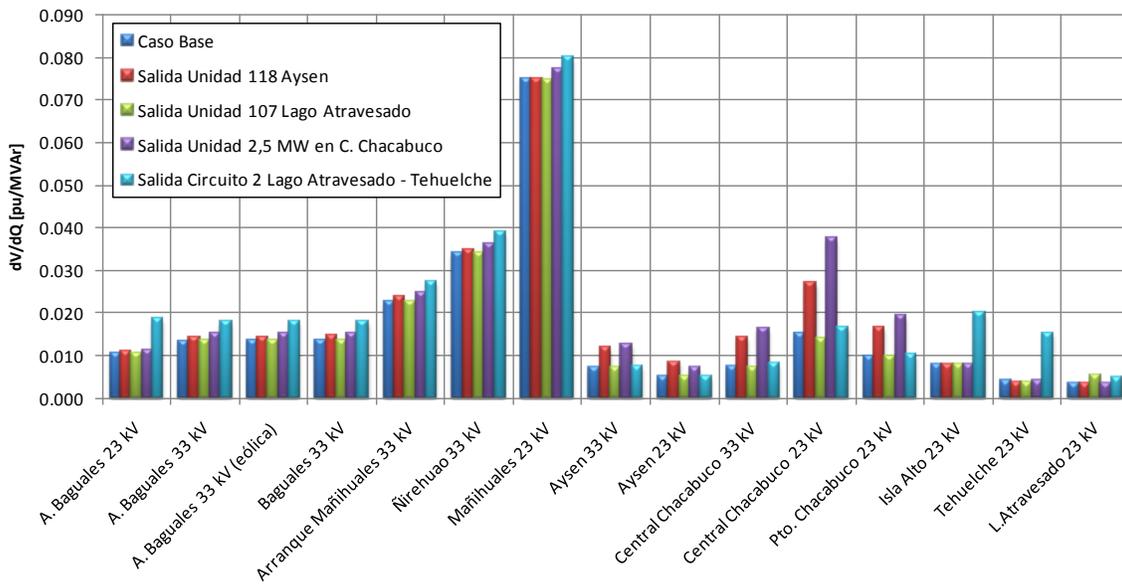
**Figura 35: Sensibilidad de la tensión frente a variaciones de la potencia reactiva (7-2010).**



**Figura 36: Sensibilidad de la tensión frente a variaciones de la potencia reactiva (7-2011).**



**Figura 37: Sensibilidad de la tensión frente a variaciones de la potencia reactiva (7-2012).**



**Figura 38: Sensibilidad de la tensión frente a variaciones de la potencia reactiva (7-2013).**

A partir de la Figura 35, Figura 36, Figura 37 y Figura 38, se puede observar que para todos los años en estudio, tanto en operación normal como en post contingencia, la barra más débil corresponde nuevamente a Mañihuales 23 kV.

Para el 2010, también se observa el marcado impacto que provoca la desconexión de unidades en la zona de Aysén- Chacabuco. Sin embargo, esta situación se mitiga a partir del 2011, año en el cual se comienza a despachar económicamente la central térmica de

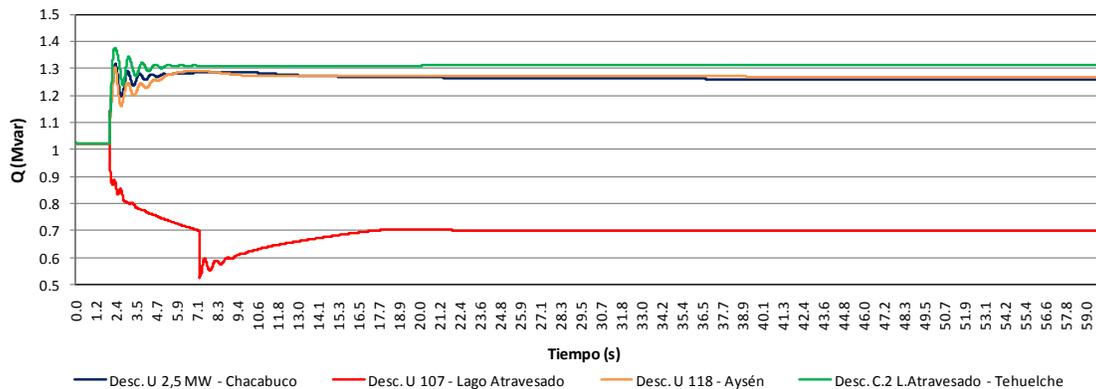
Aysén. Nuevamente, no se recomienda tomar medidas especiales orientadas directamente a aminorar la sensibilidad de tensión en barras, o dicho de otra forma a propiciar la estabilidad de tensión en régimen permanente. Esto porque en todos los escenarios evaluados se verificó que el sistema en postcontingencia resulta estable.

Por otro lado, en la zona de Tehuelche y Lago Atravesado las barras nuevamente presentan un buen soporte de tensión ante variaciones de potencia reactiva. Esto se debe a la actuación del EDAC en Isla Alto (sólo en R-13) frente a contingencias en central Lago Atravesado, y al mayor número de unidades operativas en Central Tehuelche que pueden aportar a la reserva de reactivos en postcontingencia.

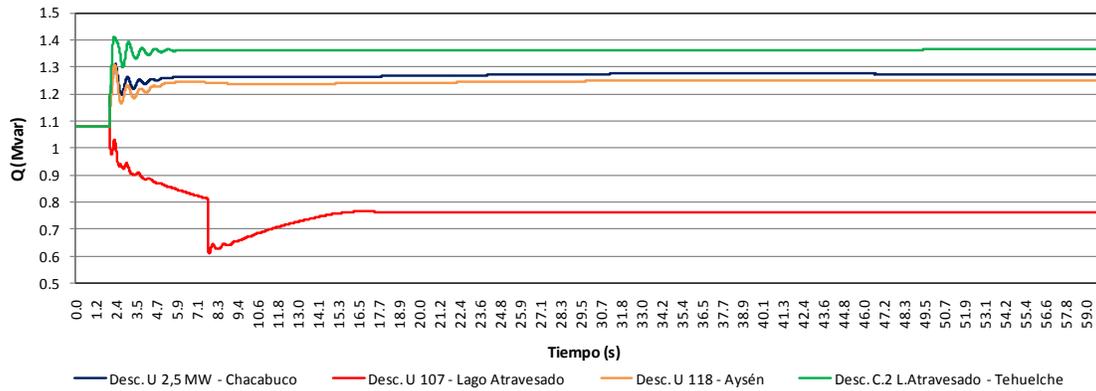
#### 8.4.2.2 Verificación del comportamiento dinámico y estimación de la reserva de potencia reactiva

A continuación se presenta la reserva mínima de potencia reactiva que debe poseer el sistema eléctrico de Aysén para afrontar las distintas contingencias estudiadas, la cual se determina como aquella que produce la mayor diferencia entre el despacho total de potencia reactiva pre contingencia y la evolución dinámica de la generación total de potencia reactiva del sistema. Cabe destacar que se ha verificado que cada unidad generadora cumpla con la restricción de generación impuesta por su respectiva carta de operación.

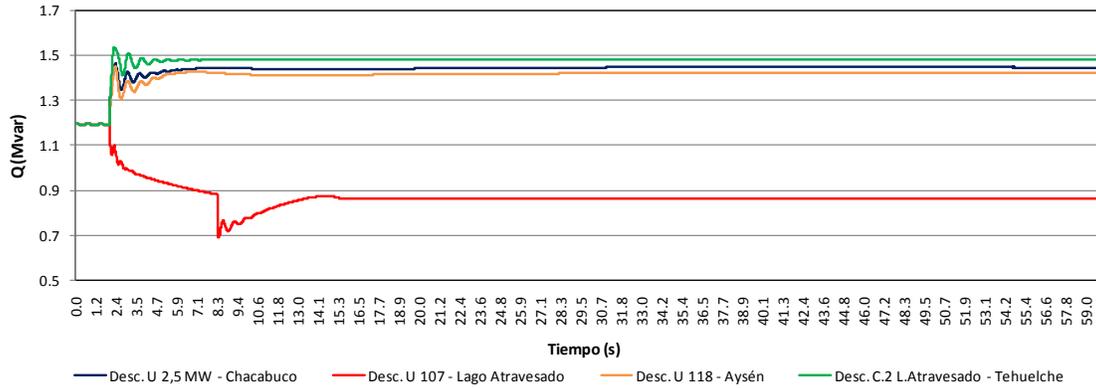
Las siguientes gráficas muestran la evolución dinámica del total de generación reactiva, en busca de identificar cual es la contingencia más crítica para el sistema eléctrico de Aysén y cuanta es la reserva que se requiere para afrontar dicha contingencia.



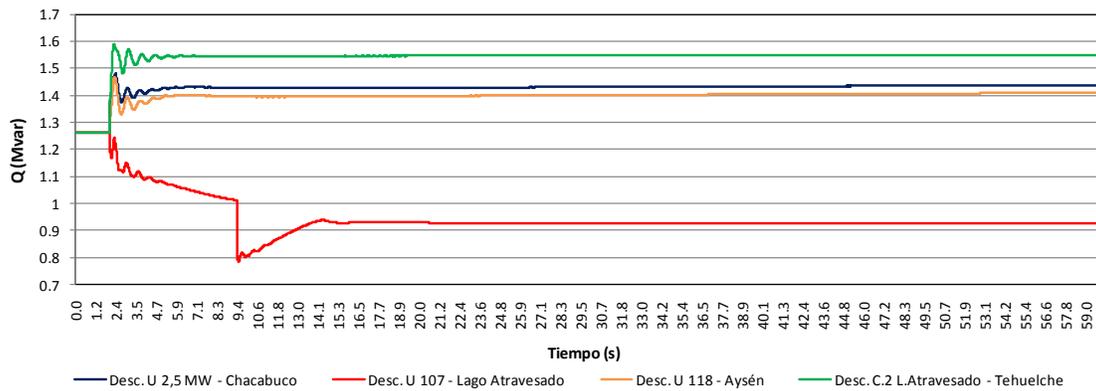
**Figura 39: Evolución dinámica generación total de potencia reactiva año 7-2010**



**Figura 40: Evolución dinámica generación total de potencia reactiva año 7-2011**



**Figura 41: Evolución dinámica generación total de potencia reactiva año 7-2012**



**Figura 42: Evolución dinámica generación total de potencia reactiva año 7-2013**

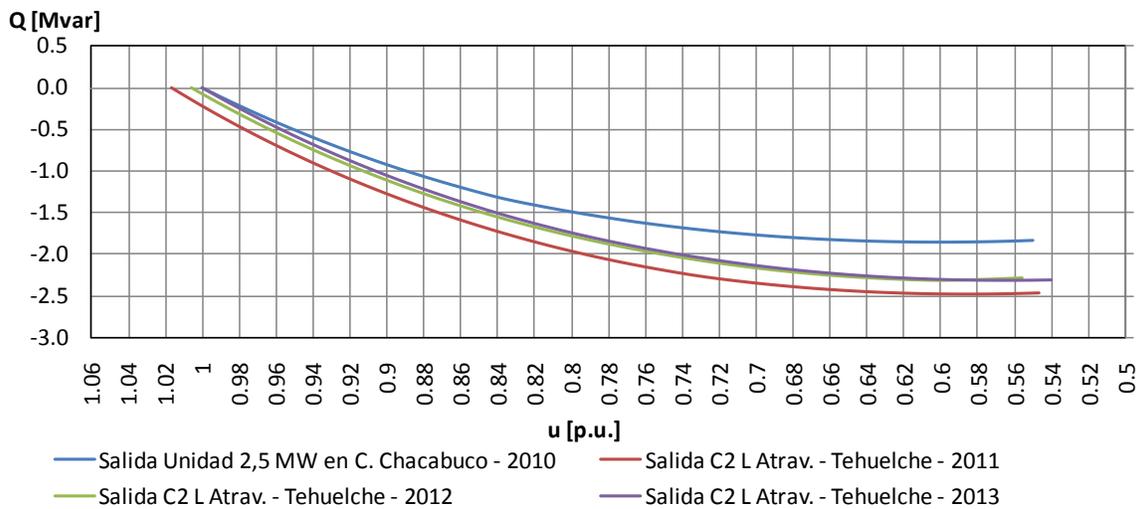
En la Tabla 64 se muestra un resumen con el requerimiento de potencia reactiva y contingencia crítica para las demandas máximas del primer semestre de cada año del horizonte de estudio.

**Tabla 64: Resumen requerimiento de potencia reactiva y contingencia más crítica asociada**

Escenario	Contingencia más crítica	Requerimiento de Potencia Reactiva (kVar)
Demanda Máxima 2do Sem 2010	Desc. C.2 L.Atravesado - Tehuelche	349,9
Demanda Máxima 2do Sem 2011	Desc. C.2 L.Atravesado - Tehuelche	331,9
Demanda Máxima 2do Sem 2012	Desc. C.2 L.Atravesado - Tehuelche	340,2
Demanda Máxima 2do Sem 2013	Desc. C.2 L.Atravesado - Tehuelche	326,7

#### 8.4.2.3 Determinación de la curva Q-V de la barra más débil

Una vez determinada la barra más débil del sistema eléctrico de Aysén (sección 8.4.2.1), y luego de determinada la contingencia más crítica para el sistema desde el punto de vista de requerimientos de potencia reactiva (sección 8.4.2.2). A continuación se determina la curva Q-V de la barra Mañihuales 23 kV para las contingencias críticas en cada año, lo anterior en busca de verificar que las tensiones pre y post contingencia permanecen dentro de la banda aceptable por la NT SyCS para SSMM en estado normal y de alerta respectivamente. Además, se determinó el Margen de Estabilidad de Tensión (MET) para cada año. En la Figura 43 se muestra la curva Q-V resultante en la barra Mañihuales 23 kV en cada año del horizonte de estudio.



**Figura 43: Curva Q-V barra Mañihuales 23 kV para las contingencias críticas de cada año.**

En la Tabla 65 se muestra un resumen con los resultados de las tensiones de colapso del sistema eléctrico de Aysén tanto en operación normal como en contingencia. Se puede observar que el sistema de Aysén presenta márgenes de estabilidad de tensión sobre el 30% en la mayoría de los casos, lo que es un indicativo que el sistema es robusto desde el punto de vista del control de tensiones y reservas de potencia reactiva.

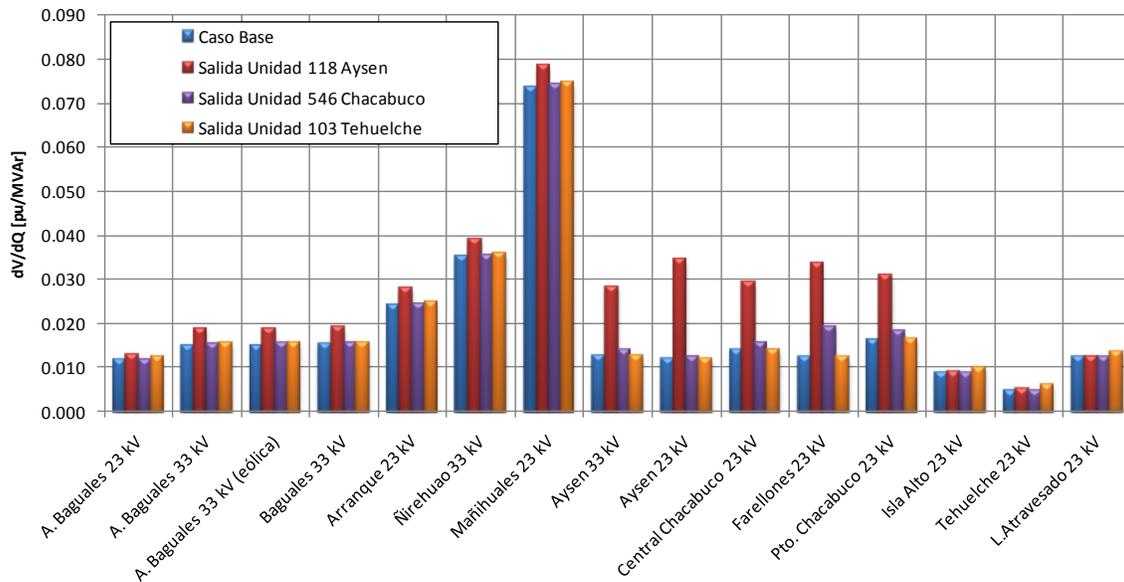
**Tabla 65: Resumen tensiones de colapso y márgenes de estabilidad de tensión (MET) para el 7-2010**

Año	Escenario de Evaluación	
2010	Operación Normal	Salida Unidad 2,5 MW en C. Chacabuco
Tensión de operación [p.u.]	1,021	1,000
Rango de tensión aceptable [p.u.]	0,94 - 1,06	0,92 - 1,08
Tensión punto de colapso [p.u.]	0,621	0,600
MET [%]	34%	35%
2011	Operación Normal	Desc. Circuito N°2 Lago Atravesado - Tehuelche
Tensión de operación [p.u.]	1,002	1,017
Rango de tensión aceptable [p.u.]	0,94 - 1,06	0,92 - 1,08
Tensión punto de colapso [p.u.]	0,572	0,587
MET [%]	39%	36%
2012	Operación Normal	Desc. Circuito N°2 Lago Atravesado - Tehuelche
Tensión de operación [p.u.]	1,016	1,006
Rango de tensión aceptable [p.u.]	0,94 - 1,06	0,92 - 1,08
Tensión punto de colapso [p.u.]	0,586	0,596
MET [%]	38%	35%
2013	Operación Normal	Desc. Circuito N°2 Lago Atravesado - Tehuelche
Tensión de operación [p.u.]	1,012	1,000
Rango de tensión aceptable [p.u.]	0,94 - 1,06	0,92 - 1,08
Tensión punto de colapso [p.u.]	0,582	0,570
MET [%]	38%	38%

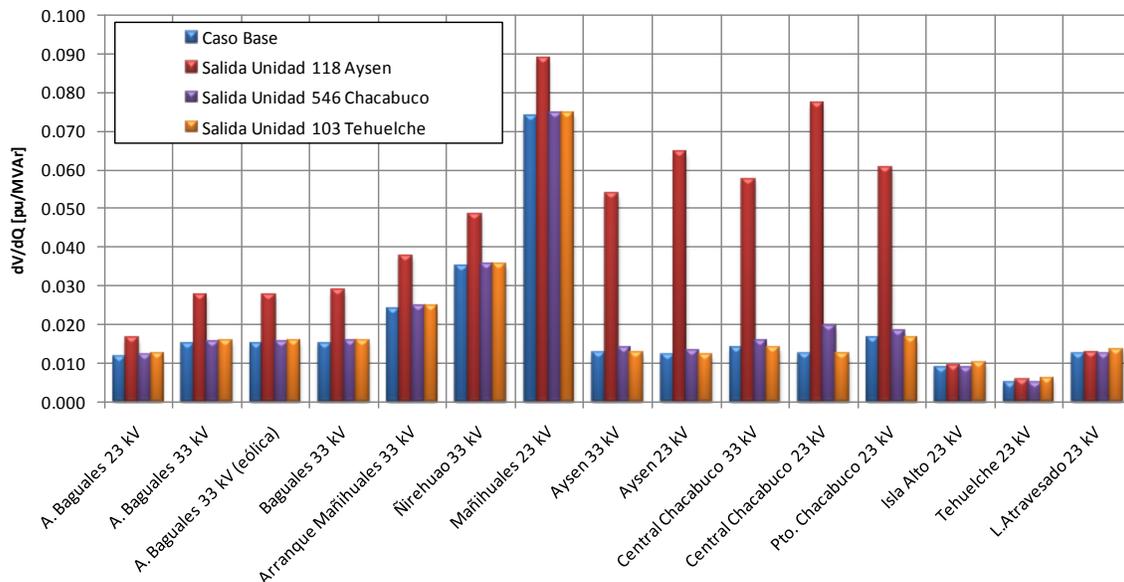
### 8.4.3 Escenario demanda mínima (Septiembre Bloque 4)

#### 8.4.3.1 Identificación de la barra más débil

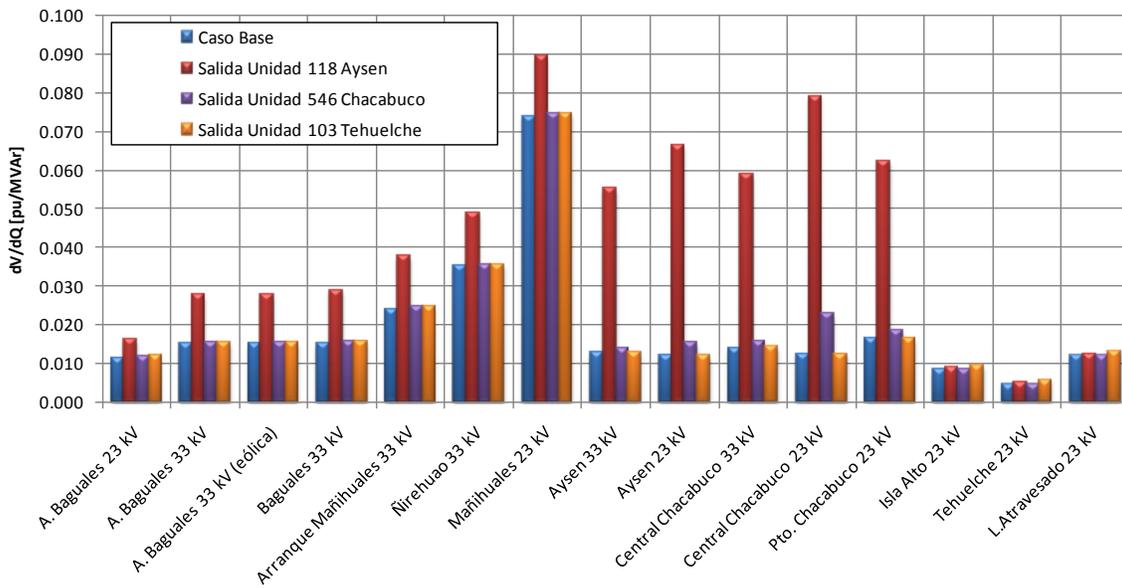
Las siguientes gráficas muestra la sensibilidad de la tensión ante variaciones de la potencia reactiva ( $dV/dQ$ ), para los años 2010, 2011, 2012 y 2013 y en distintas barras del sistema eléctrico de Aysén, en condiciones normales de operación y post contingencia.



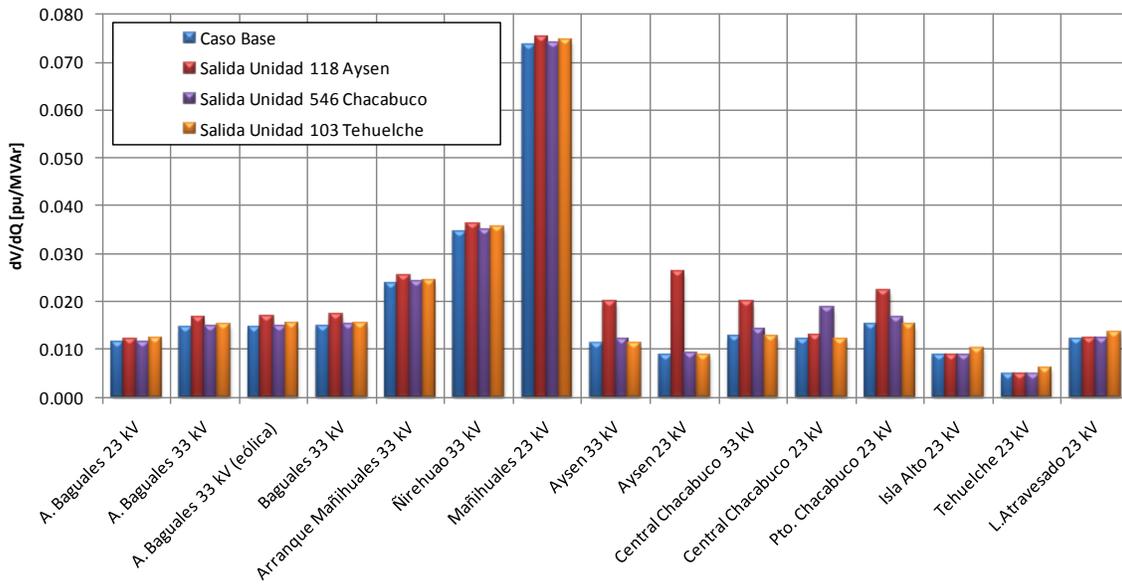
**Figura 44: Sensibilidad de la tensión frente a variaciones de la potencia reactiva (9-2010).**



**Figura 45: Sensibilidad de la tensión frente a variaciones de la potencia reactiva (9-2011).**



**Figura 46: Sensibilidad de la tensión frente a variaciones de la potencia reactiva (9-2012).**



**Figura 47: Sensibilidad de la tensión frente a variaciones de la potencia reactiva (9-2013).**

A partir de la Figura 44, Figura 45, Figura 46 y Figura 47, se puede observar que para todos los años en estudio, tanto en operación normal como en post contingencia, la barra más débil corresponde a Mañihuales 23 kV.

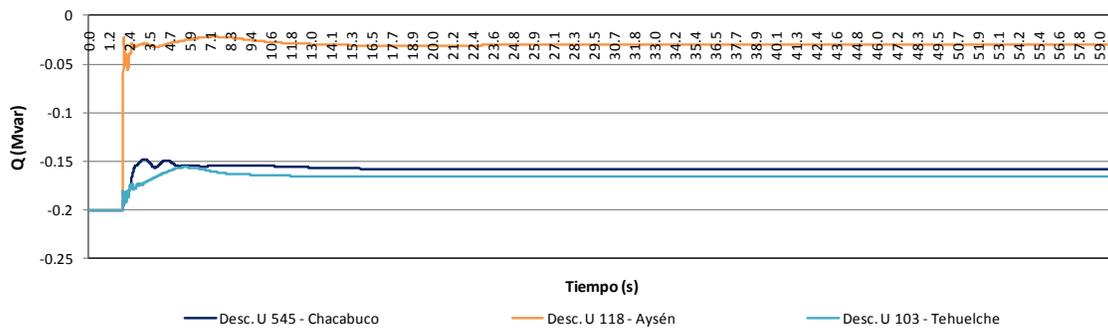
En este caso nuevamente se observa el marcado impacto que posee el desprendimiento de unidades generadoras en la zona de Aysén. Como se comentó previamente esta situación se debe a que en postcontingencia las unidades de la zona de Aysén-Chacabuco resulta marcadamente deficitaria en capacidad de generación. Nuevamente, no se recomienda tomar medidas especiales orientadas directamente a aminorar la sensibilidad de tensión en barras. Esto porque en los escenarios evaluados se verificó que el sistema en postcontingencia resulta estable.

Por otro lado, en la zona de Tehuelche y Lago Atravesado las barras nuevamente presentan un buen soporte de tensión ante variaciones de potencia reactiva. Esto se debe en parte a la actuación del EDAC en Isla Alto (sólo en R-13) frente a contingencia en la unidad N° 103 de Central Tehuelche en el escenario de 2011, pero principalmente al mayor número de unidades operativas en Central Tehuelche que pueden aportar a la reserva de reactivos en postcontingencia.

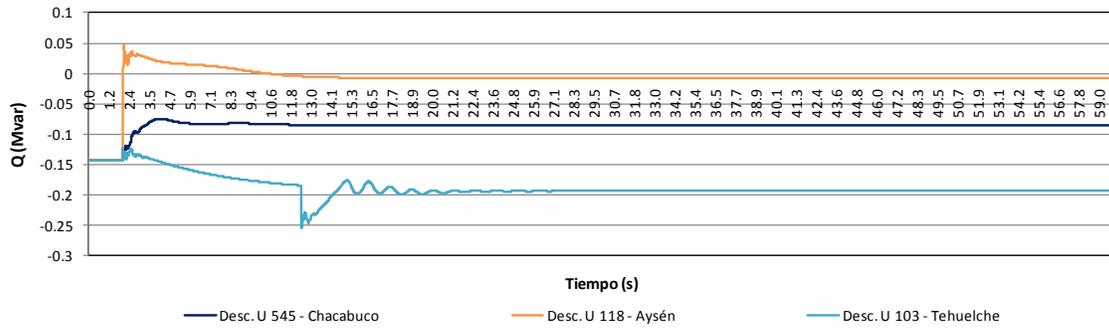
#### 8.4.3.2 Verificación del comportamiento dinámico y estimación de la reserva de potencia reactiva

A continuación se presenta la reserva mínima de potencia reactiva que debe poseer el sistema eléctrico de Aysén para afrontar las distintas contingencias estudiadas, la cual se determina como aquella que produce la mayor diferencia entre el despacho total de potencia reactiva pre contingencia y la evolución dinámica de la generación total de potencia reactiva del sistema. Cabe destacar que se ha verificado que cada unidad generadora cumpla con la restricción de generación impuesta por su respectiva carta de operación.

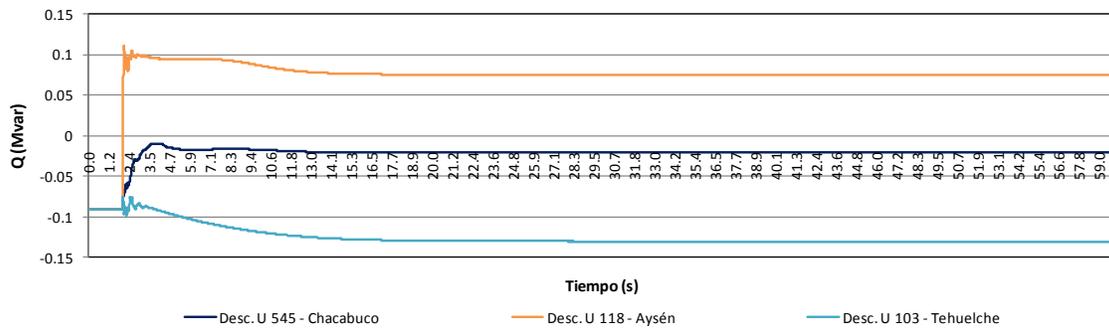
Las siguientes gráficas muestran la evolución dinámica del total de generación reactiva, en busca de identificar cual es la contingencia más crítica para el sistema eléctrico de Aysén y cuanta es la reserva que se requiere para afrontar dicha contingencia.



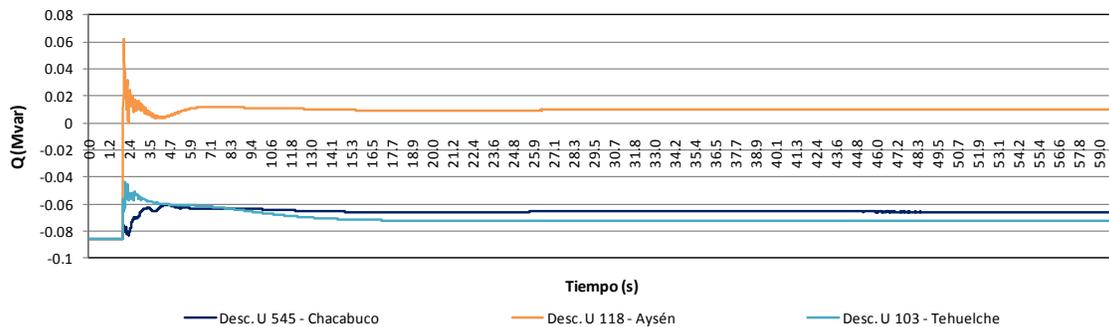
**Figura 48: Evolución dinámica generación total de potencia reactiva año 9-2010**



**Figura 49: Evolución dinámica generación total de potencia reactiva año 9-2011**



**Figura 50: Evolución dinámica generación total de potencia reactiva año 9-2012**



**Figura 51: Evolución dinámica generación total de potencia reactiva año 9-2013**

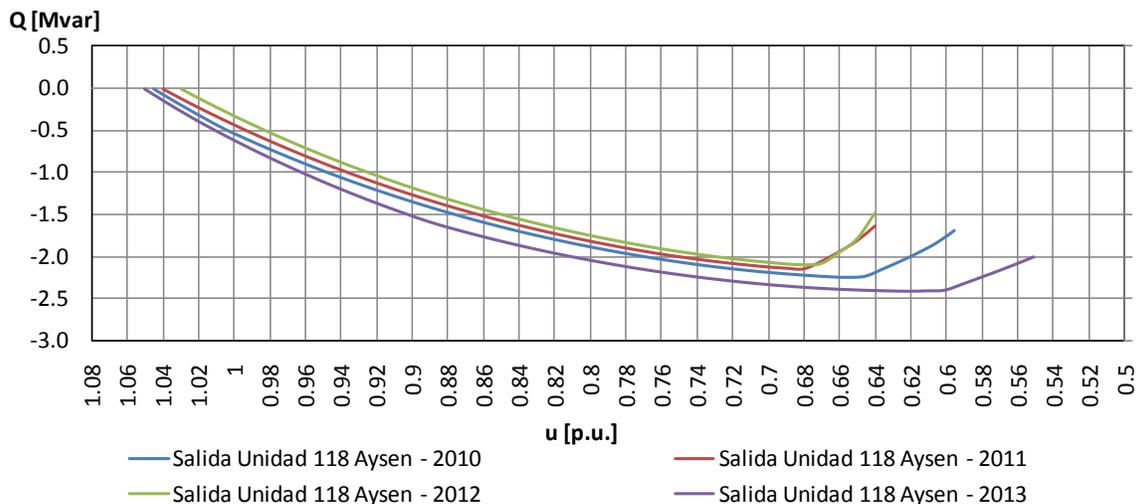
En la Tabla 66 se muestra un resumen con el requerimiento de potencia reactiva y contingencia crítica para las demandas máximas del primer semestre de cada año del horizonte de estudio.

**Tabla 66: Resumen requerimiento de potencia reactiva y contingencia más crítica asociada**

Escenario	Contingencia más crítica	Requerimiento de Potencia Reactiva (kVar)
Demanda Mínima 2010	Desc. U 118 - Aysén	178,4
Demanda Mínima 2011	Desc. U 118 - Aysén	189,2
Demanda Mínima 2012	Desc. U 118 - Aysén	202,0
Demanda Mínima 2013	Desc. U 118 - Aysén	148,0

#### 8.4.3.3 Determinación de la curva Q-V de la barra más débil

Una vez determinada la barra más débil del sistema eléctrico de Aysén (sección 8.4.3.1), y luego de determinada la contingencia más crítica para el sistema desde el punto de vista de requerimientos de potencia reactiva (sección 8.4.3.2). A continuación se determina la curva Q-V de la barra Mañihuales 23 kV para las contingencias críticas en cada año, lo anterior en busca de verificar que las tensiones pre y post contingencia permanecen dentro de la banda aceptable por la Norma Técnica en estado normal y de alerta respectivamente. Además, se determinó el Margen de Estabilidad de Tensión (MET) para cada año. En la Figura 52 se muestra la curva Q-V resultante en la barra Mañihuales 23 kV en cada año del horizonte de estudio.



**Figura 52: Curva Q-V barra Mañihuales 23 kV para la contingencia crítica de cada año.**

En la Tabla 67 se muestran un resumen con los resultados de las tensiones de colapso del sistema eléctrico de Aysén tanto en operación normal como en contingencia. Se puede observar que el sistema de Aysén presenta márgenes de estabilidad de tensión sobre 25% en todos los casos, lo que es un indicativo que para el régimen de operación evaluado el sistema posee los márgenes de tensión y reservas de potencia reactiva adecuadas.

**Tabla 67: Resumen tensiones de colapso y márgenes de estabilidad de tensión (MET) para el 9-2010**

Año	Escenario de Evaluación	
2010	Operación Normal	Salida Unidad 118 Aysen
Tensión de operación [p.u.]	1,057	1,045
Rango de tensión aceptable [p.u.]	0,94 - 1,06	0,92 - 1,08
Tensión punto de colapso [p.u.]	0,607	0,655
MET [%]	35%	29%
2011	Operación Normal	Salida Unidad 118 Aysen
Tensión de operación [p.u.]	1,055	1,040
Rango de tensión aceptable [p.u.]	0,94 - 1,06	0,92 - 1,08
Tensión punto de colapso [p.u.]	0,615	0,680
MET [%]	35%	26%
2012	Operación Normal	Salida Unidad 118 Aysen
Tensión de operación [p.u.]	1,053	1,030
Rango de tensión aceptable [p.u.]	0,94 - 1,06	0,92 - 1,08
Tensión punto de colapso [p.u.]	0,6127	0,6801
MET [%]	35%	26%
2013	Operación Normal	Salida Unidad 118 Aysen
Tensión de operación [p.u.]	1,052	1,051
Rango de tensión aceptable [p.u.]	0,94 - 1,06	0,92 - 1,08
Tensión punto de colapso [p.u.]	0,592	0,621
MET [%]	37%	33%