

# Estudio de Requerimientos Mínimos de Seguridad y Calidad para el SEN

Informe Final Actividad 3 - Inversores  
Formadores de Red

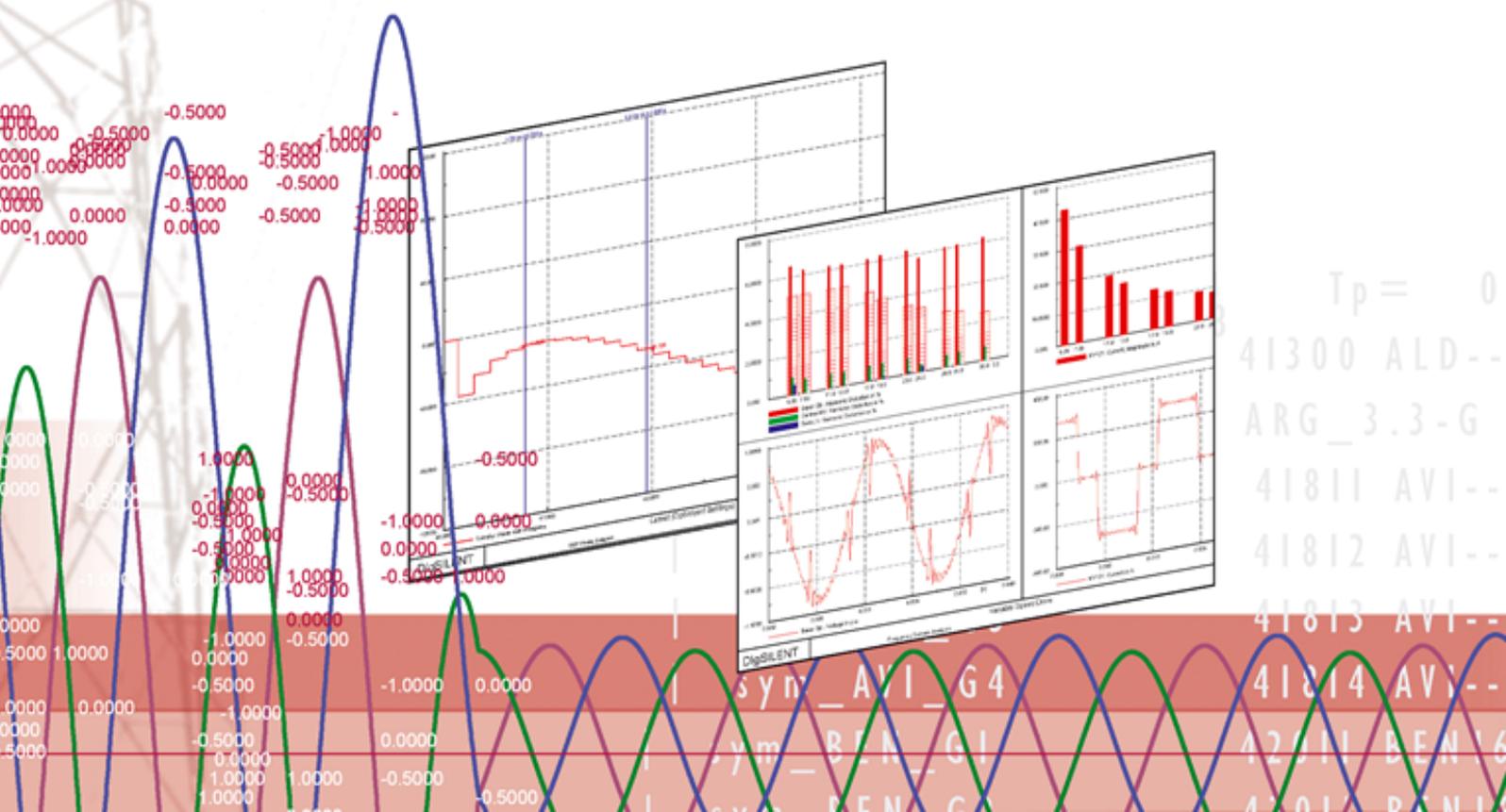
**Preparado para:**

**Coordinador Eléctrico Nacional**

**Teatinos 280, Piso 11, Santiago de Chile**

**Elaborado por:**

**DigSILENT GmbH, Diciembre de 2021**





**DIG SILENT GmbH**

Heinrich-Hertz-Straße 9  
D-72810 Gomaringen  
Tel.: +49 7072 9168 - 0  
Fax: +49 7072 9168- 88  
<http://www.digsilent.de>

**Contacto**

Flavio Fernández  
T: +49 (0)7072 9188-55  
[f.fernandez@digsilent.de](mailto:f.fernandez@digsilent.de)

## Historia de Revisión del Documento

<b>Versión</b>	<b>Estado</b>	<b>Archivo</b>	<b>Entregado</b>	<b>Preparado por</b>	<b>Revisado por</b>
01	Preliminar	P2053_CEN-Estudio-RMSC-Actividad-3_Informe-Preliminar_v1.pdf	20/10/2021	F. De Marco	F. Fernández
02	Final	P2053_CEN-Estudio-RMSC-Actividad-3_Informe-Preliminar_v2.pdf	15/11/2021	F. De Marco	F. Fernández
03	Final	P2053_CEN-Estudio-RMSC-Actividad-3_Informe-Preliminar_v3.pdf	06/12/2021	F. De Marco	F. Fernández

# Contenido

- 1 INTRODUCCIÓN ..... 6**
- 2 TECNOLOGÍA DE LOS INVERSORES DE POTENCIA ..... 7**
  - 2.1 TIPOS DE INVERSOR ..... 7
  - 2.2 CONTROL DEL INVERSOR FORMADOR DE RED ..... 8
- 3 PLAN DE EXPANSIÓN CON TECNOLOGÍA GFM ..... 11**
  - 3.1 DESPLIEGUE DE INVERSORES GFM A PARTIR DEL AÑO 2025 ..... 11
  - 3.2 ESCENARIOS RESULTANTES ..... 12
  - 3.3 FORTALEZA DE RED ..... 14
  - 3.4 DESEMPEÑO DINÁMICO ..... 15
    - 3.4.1 *Demanda alta de día (30T1-GF) ..... 15*
    - 3.4.2 *Demanda baja de noche (30T2-GF) ..... 18*
- 4 SENSIBILIDAD ..... 21**
  - 4.1 ESCENARIOS RESULTANTES ..... 22
  - 4.2 DESEMPEÑO DINÁMICO ..... 24
    - 4.2.1 *Demanda alta de día en 2025 (25T1-GF) ..... 24*
    - 4.2.2 *Demanda baja de noche en 2025 (30T1-GF) ..... 29*
    - 4.2.3 *Demanda alta de día en 2030 (30T1-GF) ..... 33*
    - 4.2.4 *Demanda baja de noche en 2030 (30T2-GF) ..... 37*
- 5 CONCLUSIONES ..... 40**

# Abreviaturas

BD	Base de datos
CEN	Coordinador Eléctrico Nacional
CS	Condensador sincrónico
CSP	Concentración solar de potencia
ECFyDR	Estudio de control de frecuencia y determinación de reservas
ERV	Energía renovable variable
HVDC	Corriente continua en alta tensión (del inglés <i>high voltage direct current</i> )
MSV	Máquina sincrónica virtual
NTSyCS	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SE	Subestación

# 1 Introducción

La Actividad 2 del proyecto investigó el uso de compensación sincrónica como medida de estabilización para los escenarios de mínima inercia en el horizonte 2025 y 2030. Mediante la compensación sincrónica se consigue aumentar el nivel de cortocircuito fundamentalmente en la región del Norte Grande (la más afectada por el retiro de centrales convencionales de generación) de manera de asegurar un comportamiento estable del sistema aún para la alta penetración de generación renovable conectada al sistema mediante inversores de potencia del tipo seguidores de red.

Esta Actividad 3 investiga una alternativa de desarrollo centrada en el uso de inversores formadores de red (GFM) para lograr una operación estable de dichos escenarios en condiciones de mínima inercia y baja potencia de cortocircuito, como resulta del plan de expansión.

Los inversores formadores de red funcionan como una fuente de tensión y pueden imponer la tensión en amplitud, fase y frecuencia, por lo que no necesitan de la red para operar, pudiendo operar incluso con potencia de cortocircuito nula. En la actualidad, esta tecnología tiene aplicación en pequeñas redes aisladas o en los parques eólicos offshore conectados al sistema mediante un enlace en corriente continua (HVDC, como por ejemplo la generación eólica en el Mar del Norte, Alemania).

Si bien se prevé un fuerte impulso en el desarrollo de esta tecnología como alternativa a los inversores seguidores de red utilizados en la actualidad para la generación eólica y fotovoltaica de gran escala, es poco probable que esta tecnología está disponible en el mercado antes del 2025. Por este motivo, se investiga principalmente el uso de esta tecnología como alternativa de desarrollo para el horizonte 2030. No obstante, se realiza una sensibilidad en relación a su uso como compensador estático a partir del 2025, como alternativa a la instalación de condensadores sincrónicos en la Actividad 2.

## 2 Tecnología de los inversores de potencia

### 2.1 Tipos de inversor

En la actualidad, el control de los inversores de electrónica de potencia para la operación en paralelo con la red es del tipo "**seguidor de red**". Esto significa que el inversor no puede operar si la red no impone la tensión (amplitud y fase), lo que se traduce en una potencia de cortocircuito mínima necesaria en su punto de conexión a la red. El sistema de control utiliza un control interno rápido de corriente en un marco de referencia d-q rotante y sincronizado con la tensión de la red mediante un dispositivo de detección de fase (*phase-locked loop* o PLL por sus siglas en inglés). Con ello, la red ve al inversor como una fuente de corriente, más allá de que el inversor propiamente dicho sea de tipo VSC (o fuente de tensión). La generación ERN (eólica y solar fotovoltaica) actualmente conectada al CEN utiliza esta tecnología.

Una forma alternativa de control representa el uso del inversor VSC como "**oscilador**". En este caso, el control ajusta la amplitud, fase y frecuencia de la tensión (control V/f) imponiendo la tensión en la red. A consecuencia de ello, esta forma de control no está diseñada para la operación en paralelo con otros inversores del mismo tipo. Esta tecnología encuentra entonces difusión en pequeños sistemas aislados y en aplicaciones offshore (por ejemplo, plantas eólicas en el Mar del Norte), en cuyo caso la conexión al resto del sistema se realiza mediante un enlace en corriente continua (y por lo tanto no actúan en sincronismo con la red). El inversor del lado offshore opera en modo oscilador imponiendo la tensión en amplitud, fase y frecuencia al sistema offshore. Los inversores de la generación offshore son del tipo "seguidores de red" y se sincronizan con esta tensión impuesta por el oscilador.

Los inversores referidos como "**formador de red**" utilizan en cambio una combinación de ambas estrategias de control. Por un lado, el inversor impone una tensión a la red y con ello, no necesita de la red (potencia de cortocircuito) para operar. A diferencia de un "seguidor de red", el control de un inversor "formador de red" no necesita de la medición de la fase de la tensión de la red para sincronizarse con el sistema y pueden operar de manera estable aún en sistemas con un 100% de la generación conectada a través de electrónica de potencia. Con ello, la red ve al inversor como una fuente de tensión detrás de una impedancia. Por el otro lado, la estrategia de control de un inversor "formador de red" permite una integración flexible con otros inversores del mismo tipo en paralelo, facilitando así su integración al sistema a gran escala. Las características distintivas de un inversor formador de red pueden resumirse como sigue:

- Fuente de tensión con capacidad de crear la tensión del sistema
- Contribución a la inercia del sistema
- Contribución a la potencia de cortocircuito (en general limitada a la corriente nominal del inversor, en algunos casos con una capacidad moderada de sobrecarga del 10 al 20%)

- Capacidad de contrarrestar desbalances de tensión (por ejemplo, control de la tensión de secuencia negativa)
- Capacidad de contrarrestar distorsiones de tensión (sumidero de armónicos)

## 2.2 Control del inversor formador de red

Se han desarrollado múltiples estrategias de control del inversor formador de red, entre las que se destacan:

- Máquina síncrona virtual
- Control de *droop* en el lazo interno de control
- Control directo de tensión
- Control reforzado de corriente

Para la integración a gran escala aplica la máquina síncrona virtual, por lo que en adelante este estudio se enfoca en esta estrategia de control. El control del inversor emula en este caso el comportamiento físico de una máquina síncrona y con ello, su capacidad inherente de “formar la red”. Según su implementación, el control reproduce también cierto comportamiento indeseado de la máquina síncrona, como ser el riesgo de pérdida de estabilidad transitoria (pérdida de sincronismo) y su característica oscilatoria, con riesgo de inestabilidad dinámica en caso de poco amortiguamiento eléctrico.

La implementación del control puede ser orientada a su uso como máquina síncrona virtual (MSV) propiamente dicha, o bien parcial para su uso como compensador síncrono virtual (CSV).

El modelo compuesto de la MSV se indica en la Figura 1. Este consiste de los bloques de medición de corriente y tensión, el bloque de cálculo de la potencia eléctrica, el control formador de red propiamente dicho, el control de impedancia virtual, el control de tensión, bloque de cálculo de las consignas de tensión real e imaginaria, y el bloque del generador estático (o inversor). En el caso del CSV, el modelo compuesto se reduce a la Figura 2.

En ambos casos, el bloque de control implementa la ecuación de movimiento mecánico de la máquina síncrona (ecuación de swing), que en valor en por unidad y en dominio de Laplace resulta:

$$T_a s \omega = p_{set} - p_{mea} - D_p (\omega_r - \omega_{set})$$

Donde  $T_a$  es la constante de tiempo mecánica (tiempo de aceleración de la máquina),  $p_{set}$  es la consigna de potencia,  $p_{mea}$  es la potencia activa que entrega la máquina,  $D_p$  el coeficiente de amortiguamiento mecánico,  $\omega_r$  la velocidad angular del rotor y  $\omega_{set}$  la velocidad de referencia. La relación entre las variables eléctricas y mecánicas de la máquina síncrona están tomadas de [1]. La función de transferencia resultante se muestra en Figura 3.

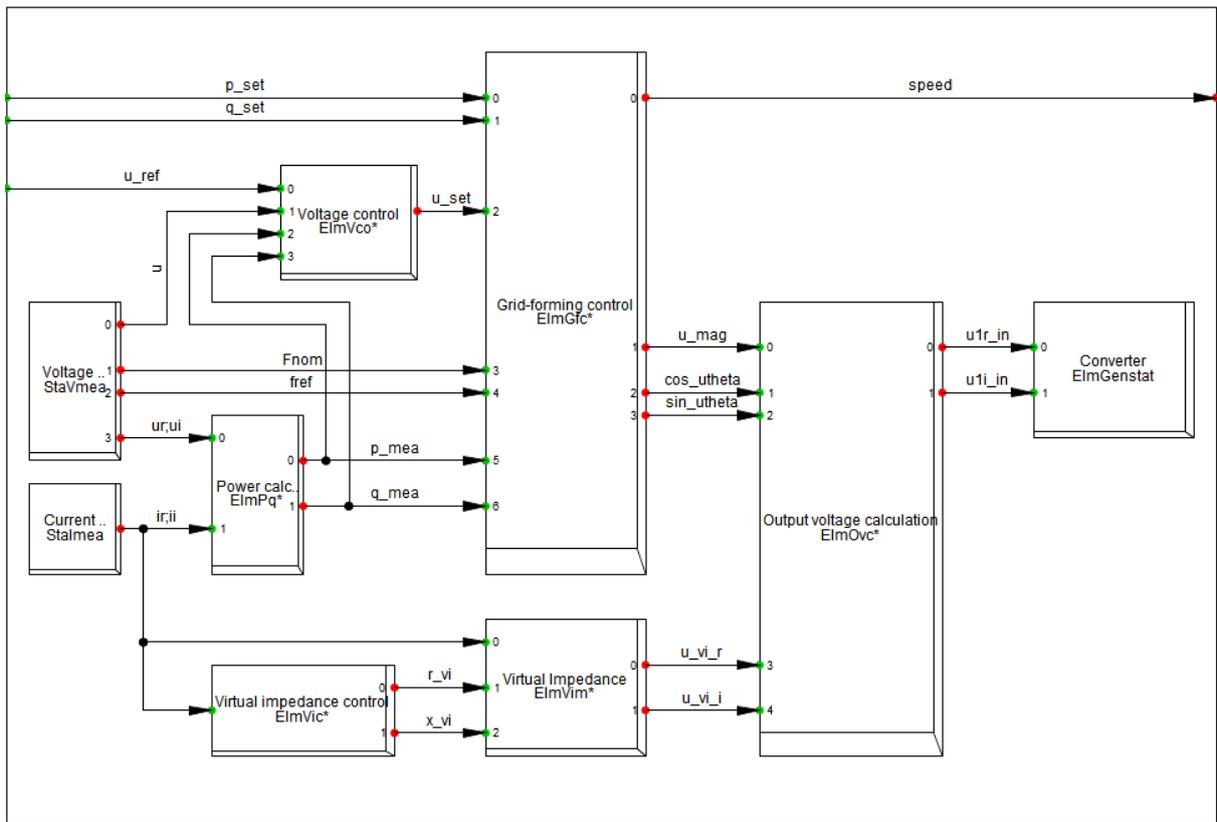


Figura 1: Modelo compuesto de la máquina síncrona virtual

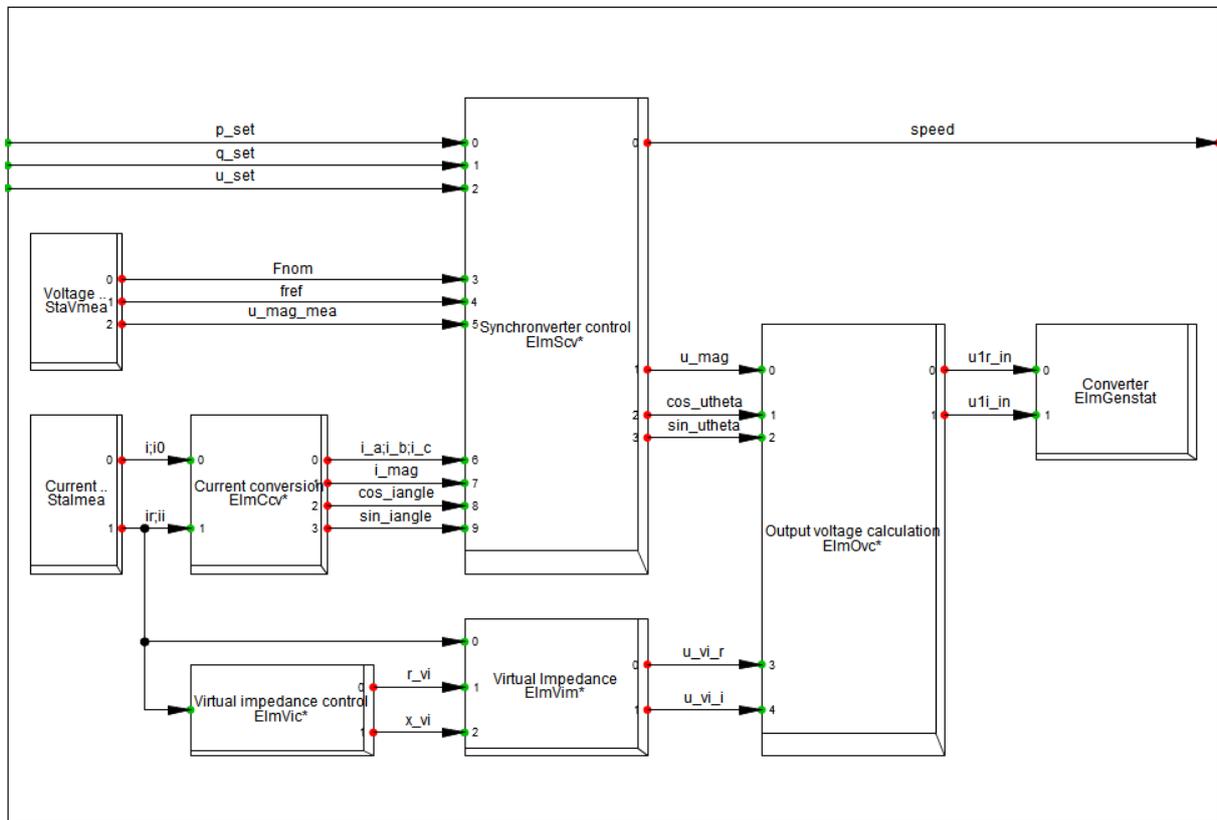


Figura 2: Modelo compuesto del compensador síncrono virtual

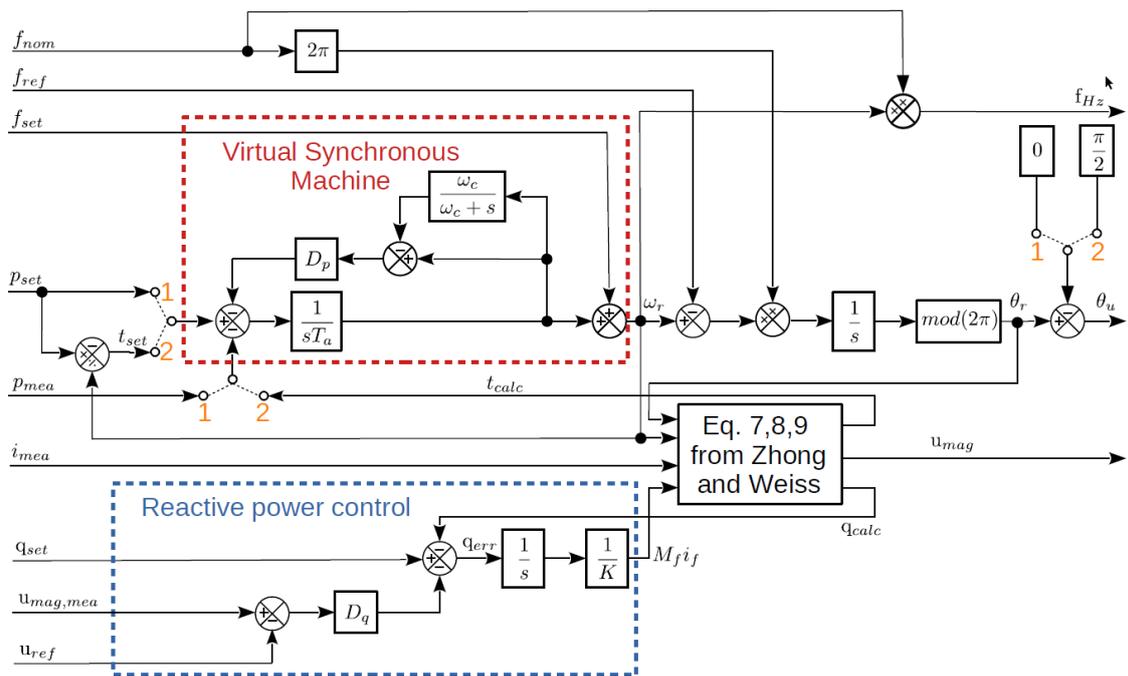


Figura 3: Diagrama de bloques del controlador de la máquina síncrona virtual y del condensador síncrono virtual

## 3 Plan de expansión con tecnología GFM

### 3.1 Despliegue de inversores GFM a partir del año 2025

Se considera que los inversores GFM no estarán comercialmente disponibles antes del año 2025, por lo que se considera su despliegue como medida de mitigación para los escenarios de 2030 únicamente. Con ello, el escenario 2025 resulta idéntico al desarrollado en la Actividad 2, y usa compensación sincrónica para estabilizar el sistema según los condensadores listados en la Tabla 1.

Tabla 1. Condensadores sincrónicos instalados en 2025 (Fuente: Actividad 2)

Puesta en Servicio	Subestación	Tensión (kV)	Capacidad (Mvar)	Inercia (GVAs)
<b>2025</b>	Lagunas	220	1x300	0,6
	Kimal	220	2x300	1,2
	Maitencillo	220	1x300	0,6
	Zaldivar	220	1x100	0,2
	Domeyko	220	1x100	0,2
<b>Total (2025)</b>			<b>1400</b>	<b>2,8</b>

Para el horizonte 2030 se considera en cambio que la tecnología GFM estará disponible para su uso a gran escala. Con ello, se determina la cantidad de generadores estáticos mínima necesaria para reemplazar la instalación de los 1600Mvar de compensación sincrónica adicional identificada para el año 2030 en la Actividad 2.

El mecanismo de dimensionamiento es similar al utilizado en la Actividad 2.

En primer lugar, se busca que la potencia de cortocircuito de la generación estática GFM asegure el nivel mínimo de fortaleza de red ( $RCCE \geq 1.5$ ) en barras de 220kV y 500kV del sistema. Esto resulta necesario siendo que parte de la generación estática continuará siendo tipo seguidora de red (tecnología usada en la actualidad). Se deberá notar que el efecto de la generación GFM sobre el índice RCCE es doble: por un lado, aporta al nivel del cortocircuito (numerador de la ecuación) mientras que, por el otro lado, no aporta a la suma de la potencia inyectada en el denominador (en su calidad de "formador" de red o fuente de tensión a diferencia del "seguidor" de red o fuente de corriente). Otro aspecto a resaltar es que su ubicación está asociada a aquella de plantas futuras de ERV.

Seguidamente, se escoge una cantidad de inercia sintética de los generadores GFM equivalente a la de los condensadores sincrónicos previstos en la Actividad 2 (año 2030). De esta forma, se garantiza un nivel de inercia en el sistema que asegure un desempeño dinámico satisfactorio del sistema, particularmente en el Norte Grande.

El total de inversores GFM propuestos es de 3135 MVA, de los cuales 2691 MVA se encuentran en el Norte Grande y 444 en el Norte Chico, como se lista en la Tabla 2. La constante de aceleración  $T_a$  de los modelos de máquina sincrónica virtual se ajustó en 1 s.

Tabla 2. Generadores estáticos con inversores GFM considerados en 2030

Unidad	Subestación	Zona	Potencia (MVA)	Inercia Sintética MVA
SOLAR_FVKimal220_GEN	Kimal 220 kV	Norte Grande	939	469,5
PS_CEME_1_I_GEN	Miraje 220 kV	Norte Grande	268	134,0
Pampa Tigre_GEN	Farellon 220 kV	Norte Grande	107	53,5
SOLAR_FVMariaElena220_GEN	Maria Elena 220 kV	Norte Grande	191	95,5
Sol de lila_GEN	Andes 220 kV	Norte Grande	163	81,5
FV Coya_GEN	Coya 220 kV	Norte Grande	193	96,5
EOLICA_IParinas220_GEN	Parinas 220 kV	Norte Grande	591	295,5
PE_LOA_GEN	Encuentro 220 kV	Norte Grande	241	120,5
Sol de los Andes_GEN	Diego de Almagro 110 kV	Atacama	96	48,0
PF_GUANACO_SOLAR_GEN	Diego de Almagro 220 kV	Atacama	54	27,0
PF_SOL_DE_VARAS_GEN	Carrera Pinto 220 kV	Atacama	108	54,0
FV_INCA_DE_VARAS_GEN	Carrera Pinto 220 kV	Atacama	107	53,5
EOLICA_Illapa220_GEN	Illapa 220 kV	Atacama	80	40,0
<b>Total</b>			<b>3135</b>	<b>1569</b>

## 3.2 Escenarios resultantes

Con esta selección de inversores GFM resultan los siguientes escenarios de alta (30T1-GF) y baja (30T2-GF) demanda para el horizonte 2030. Para una mejor comparación, estos escenarios se muestran junto a los escenarios equivalentes con condensadores sincrónicos de la Actividad 2. Notar que el despacho de generación es el mismo independientemente de la medida de mitigación. En los casos con inversores GFM, se contabiliza la inercia sintética de los modelos de máquina sincrónica virtual en el cálculo de la inercia total del sistema.

Tabla 3. Generación, transferencias y medidas de mitigación en los escenarios de demanda alta de 2030

		30T1a	30T1	30T1-CS	30T1-GF
<b>Mitigación (MVA)</b>	<b>CS</b>	0	0	3000	1400
	<b>GFM</b>	0	0	0	3135
<b>Generación (MW)</b>	<b>Total</b>	12318	12332	12332	12332
	<b>Térmica</b>	1457	943	943	943
	<b>Hidro</b>	1864	2205	2205	2205
	<b>PV</b>	6510	6682	6682	6682
	<b>Eólica</b>	2487	2502	2502	2502
<b>Generación Estática (%)</b>		73	74	74	74
<b>Inercia (GVAs)</b>	<b>Total</b>	32,7	28,2	32,6	32,6
	<b>Norte Grande</b>	5,9	1,2	4,7	4,7
	<b>Centro</b>	3,4	3,4	3,4	3,4
<b>Transferencia (MW)</b>	<b>HVDC Norte-&gt;Sur</b>	2366	2366	2366	2366
	<b>Norte-&gt;Centro</b>	3556	3278	3278	3278
	<b>Sur-&gt;Centro</b>	-248	21	21	21

Tabla 4. Generación, transferencias y medidas de mitigación en los escenarios de demanda baja de 2030. Los escenarios 30T2-CS y 30T2-GF contemplan el despacho forzado de ANG1 (250MW) para reducir la transferencia Sur → Centro a 3840MW (ver justificación en la sección 4.3.1 del reporte de la Actividad 2)

		30T2a	30T2	30T2-CS	30T2-GF
<b>Mitigación (MVA)</b>	<b>CS</b>	0	0	3000	1400
	<b>GFM</b>	0	0	0	3135
<b>Generación (MW)</b>	<b>Total</b>	9202	9301	9239	9256
	<b>Térmica</b>	2106	1093	1343	1343
	<b>Hidro</b>	4653	5179	5179	5179
	<b>PV</b>	0	0	0	0
	<b>Eólica</b>	2442	3029	2717	2734
<b>Generación Estática (%)</b>		26,5	32,6	29,4	29,5
<b>Inercia (GVAs)</b>	<b>Total</b>	38,1	33,1	39,1	39,1
	<b>Norte Grande</b>	8,5	1,4	6,5	6,5
	<b>Centro</b>	3,4	4,6	4,6	4,6
<b>Transferencia (MW)</b>	<b>HVDC Norte-&gt;Sur</b>	-1509	-1509	-1509	-1509
	<b>Norte-&gt;Centro</b>	-2035	-2803	-2627	-2683
	<b>Sur-&gt;Centro</b>	3603	4053	3860	3920

### 3.3 Fortaleza de Red

La Tabla 5 resume las potencias de cortocircuito trifásico en las barras de AC de las estaciones convertoras HVDC sin medidas de mitigación, por un lado, y considerando el despliegue de inversores GFM según la Tabla 2 por el otro. Se consideró que durante el cortocircuito los inversores GFM se comportan como una máquina sincrónica e inyectan una potencia máxima igual a la nominal.

En los escenarios de demandas alta y baja de 2030 sin medidas de mitigación la fortaleza de red es inadmisibles, siendo es muy inferior a 1 en Kimal 220 kV. Se verifica que en condiciones de red N-1 con uno de los circuitos de la línea Los Changos – Kimal 500 kV fuera de servicio, la fortaleza de la red en barras de la estación convertora HVDC del lado Kimal 220 kV es superior a 1,5 en ambos escenarios.

Tabla 5. Potencias de cortocircuito trifásico en las barras de AC de las estaciones convertoras HVDC sin y con condensadores sincrónicos y convertidores GFM en los escenarios de mínima inercia de 2030.

Escenario	Mitigación		Kimal 220 kV				Lo Aguirre 500 kV	
	Compensación Sincrónica	GFM (GVA)	Red N		Red N-1*		Red N	
			(MVA)	ESCR	(MVA)	ESCR	(MVA)	ESCR
30T1	Ninguna	0	3631	0.26	3441	0.24	10462	1.06
30T1-GF2	CS Domeyko 100 MVar	3,1	8291	1.57	8053	1.55	10864	2.02
	CS Kimal 2 x 300 MVar							
	CS Lagunas 300 MVar							
	CS Maitencillo 300 MVar							
	CS Zaldivar 100 MVar							
30T2	Ninguna	0	3474	1.99	3434	1.98	11782	3.29
30T2-GF2	CS Domeyko 100 MVar	0,32**	7384	3.95	7275	3.95	11234	4.14
	CS Kimal 2 x 300 MVar							
	CS Lagunas 300 MVar							
	CS Maitencillo 300 MVar							
	CS Zaldivar 100 MVar							

(\*) Un circuito de Los Changos – Kimal 500 kV fuera de servicio

(\*\*) De los parques con convertidores GFM solo Illapa en el Norte Chico y LOA en el Norte Grande se encuentran en servicio.

### 3.4 Desempeño dinámico

Para verificar el desempeño dinámico del sistema, se simularon las contingencias de Severidad 4 en líneas de 220 kV y 500 kV, junto con las desconexiones de equipos de compensación de potencia.

#### 3.4.1 Demanda alta de día (30T1-GF)

Se verifica que el desempeño del sistema es satisfactorio en todos los casos. Las tensiones del sistema de transmisión resultan estables y se recuperan de forma satisfactoria para todas las contingencias simuladas.

La Figura 4 presenta la transferencia de potencia total por el enlace HVDC Kimal – Lo Aguirre para cada caso de simulación.

La Figura 5 presenta las tensiones en los nodos de 220 kV de las subestaciones Lagunas, Alto Jahuel y Puerto Montt para cada una de las contingencias.

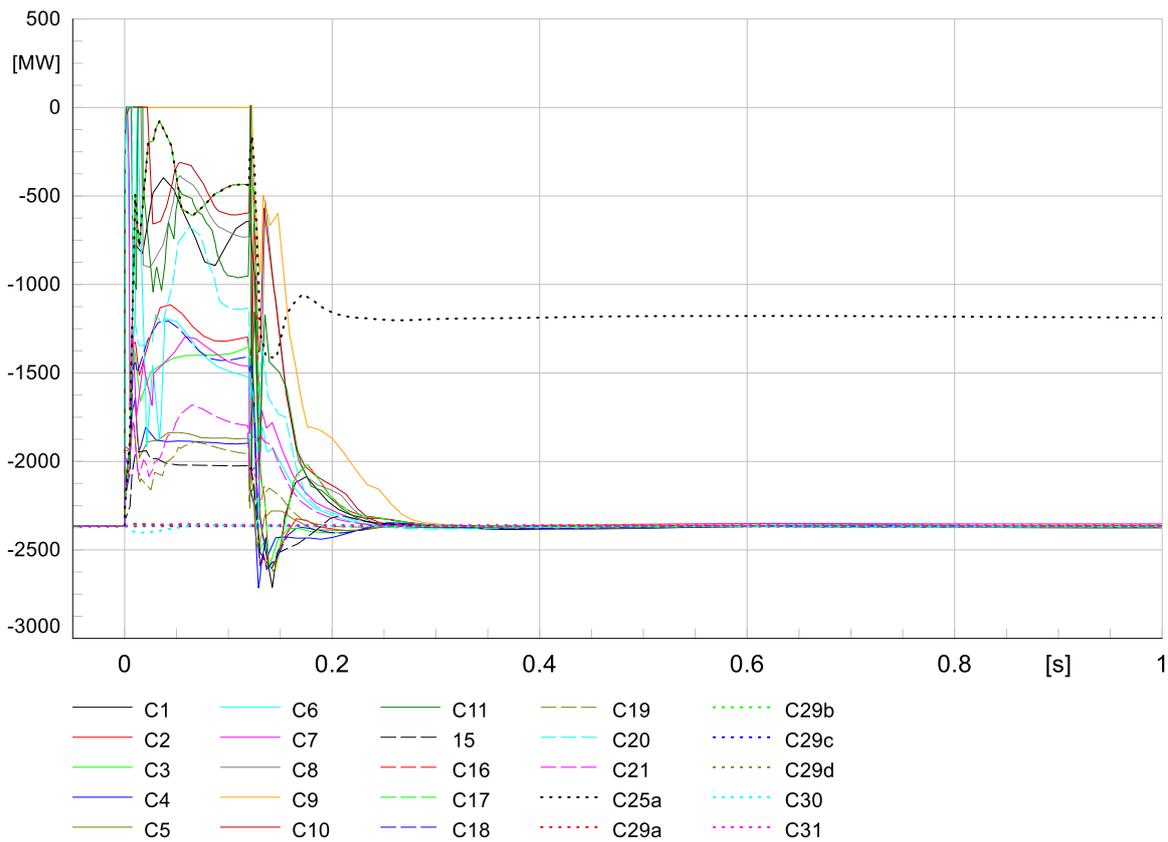


Figura 4. Transferencia de potencia total por el enlace HVDC Kimal – Lo Aguirre para las contingencias simuladas en el escenario demanda baja de noche de 2030 de mínima inercia considerando el Plan de Expansión 2.

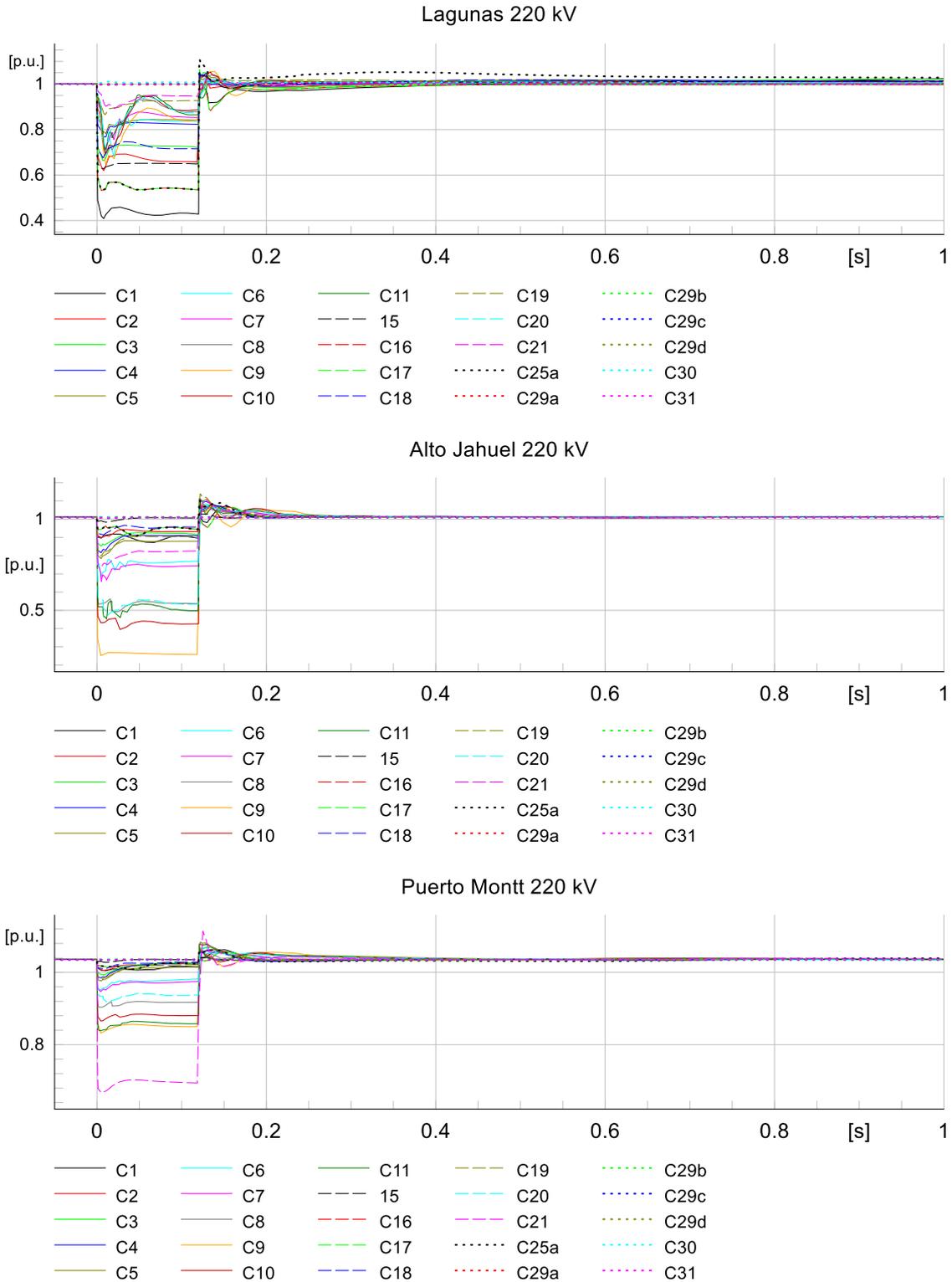


Figura 5. Tensiones en nodos de 220 kV de las SSEE Lagunas (arriba), Alto Jahuel (centro) y Puerto Montt (abajo) para las contingencias simuladas en el escenario demanda alta de día de 2030 de mínima inercia considerando el Plan de Expansión 2.

### 3.4.1.1 Falla de un polo del enlace HVDC

Se simuló en una falla bifásica a tierra en barras de 220 kV de la SE Kimal seguida de la desconexión de un polo del enlace HVDC Kimal – Lo Aguirre. La Figura 6 presenta las transferencias de potencia por el sistema de transmisión junto con la potencia transmitida por cada inversor del lado Lo Aguirre. Se observa que luego del despeje de la falla se desconectan dos inversores y la potencia total por el enlace HVDC Kimal – Lo Aguirre en estado estacionario se reduce a la mitad de su valor prefalla. La respuesta dinámica del sistema resulta satisfactoria.

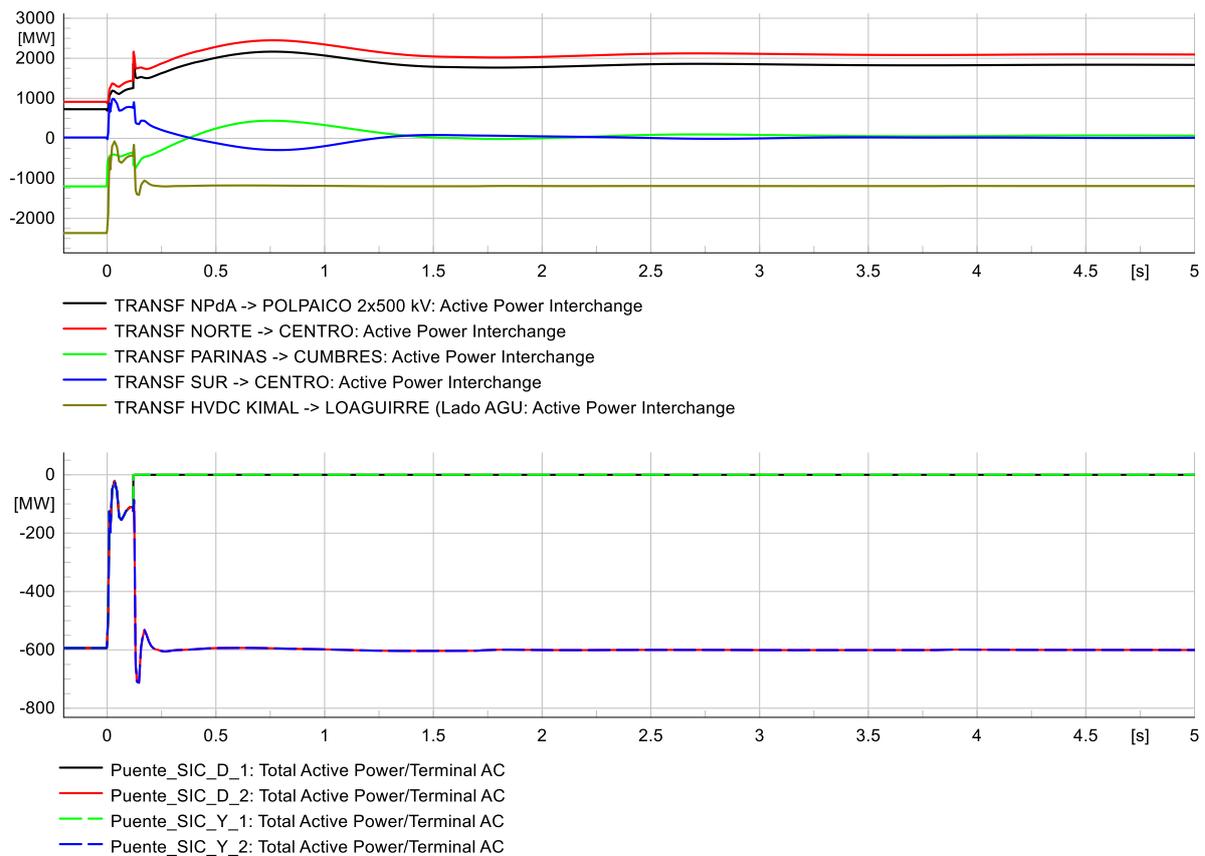


Figura 6. Transferencias de potencia por el sistema de transmisión (arriba) y potencia transmitida por cada inversor del lado Lo Aguirre (abajo) ante la contingencia C25b (falla un polo enlace HVDC) en el escenario de demanda alta y mínima inercia de 2030 con el Plan de Expansión 2.

### 3.4.2 Demanda baja de noche (30T2-GF)

Se verifica que en todos los casos las tensiones del sistema de transmisión resultan estables y el desempeño del sistema es satisfactorio en todas las contingencias simuladas.

La Figura 7 presenta la transferencia de potencia total por el enlace HVDC Kimal – Lo Aguirre para cada caso de simulación. La Figura 8 presenta las tensiones en los nodos de 220 kV de las subestaciones Lagunas, Alto Jahuel y Puerto Montt para cada una de las contingencias.

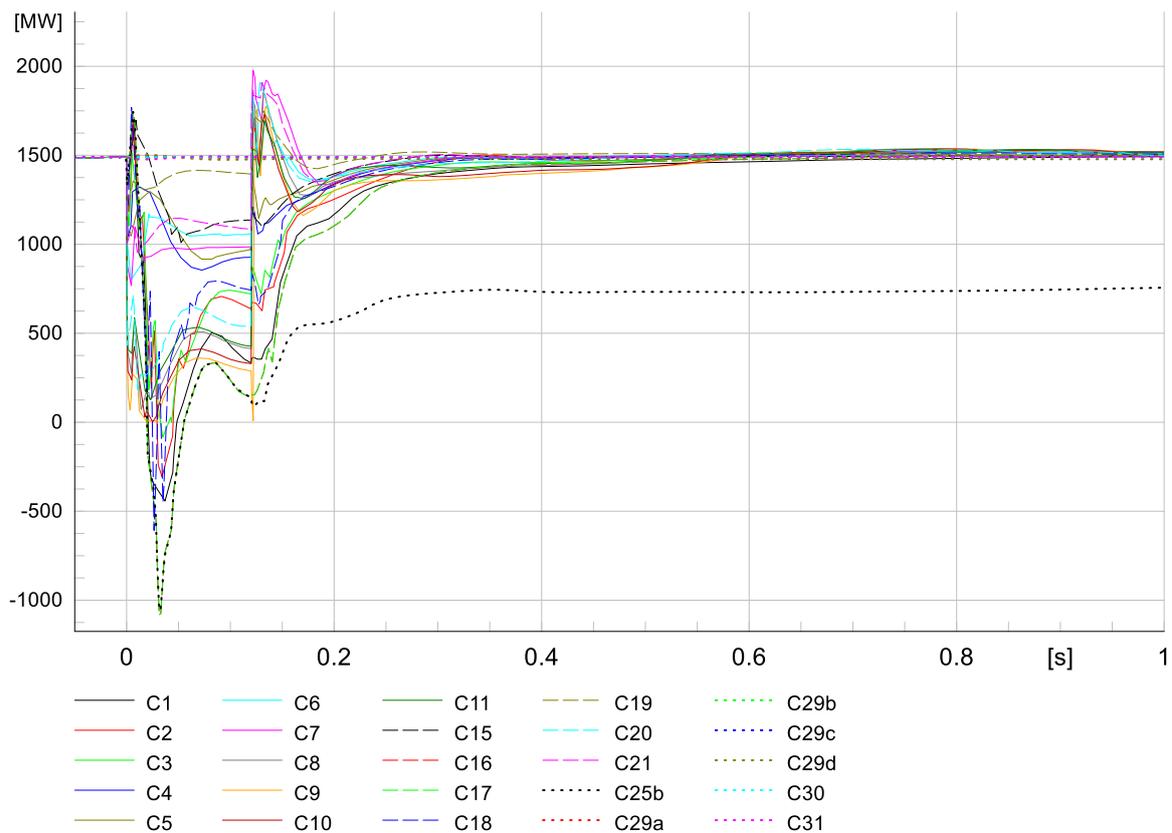
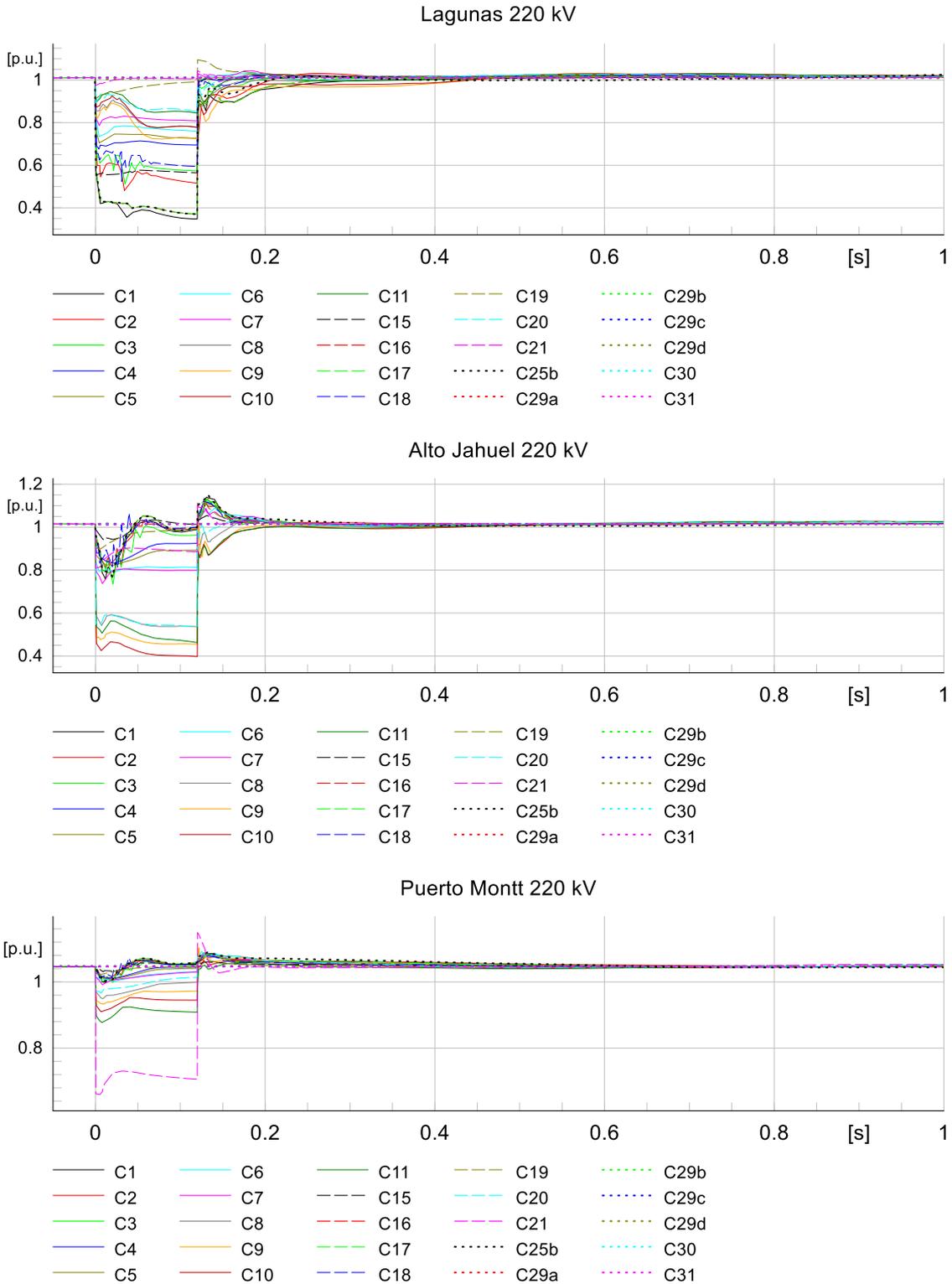


Figura 7. Transferencia de potencia total por el enlace HVDC Kimal – Lo Aguirre para las contingencias simuladas en el escenario demanda baja de 2030 de mínima inercia considerando el Plan de Expansión 2.



*Figura 8. Tensiones en nodos de 220 kV de las SSEE Lagunas (arriba), Alto Jahuel (centro) y Puerto Montt (abajo) para las contingencias simuladas en el escenario demanda baja de 2030 de mínima inercia considerando el Plan de Expansión 2.*

### 3.4.2.1 Falla de un polo del enlace HVDC

Ídem que en escenario anterior, se simuló una falla bifásica a tierra en barras de 220 kV de la SE Kimal seguida de la desconexión de un polo del enlace HVDC Kimal – Lo Aguirre. La Figura 9 presenta las transferencias de potencia por el sistema de transmisión junto con la potencia transmitida por cada inversor del lado Lo Aguirre. Se observa que luego del despeje de la falla se desconectan dos inversores y la potencia total por el enlace HVDC Kimal – Lo Aguirre en estado estacionario se reduce a la mitad de su valor prefalla. La respuesta dinámica del sistema resulta satisfactoria.

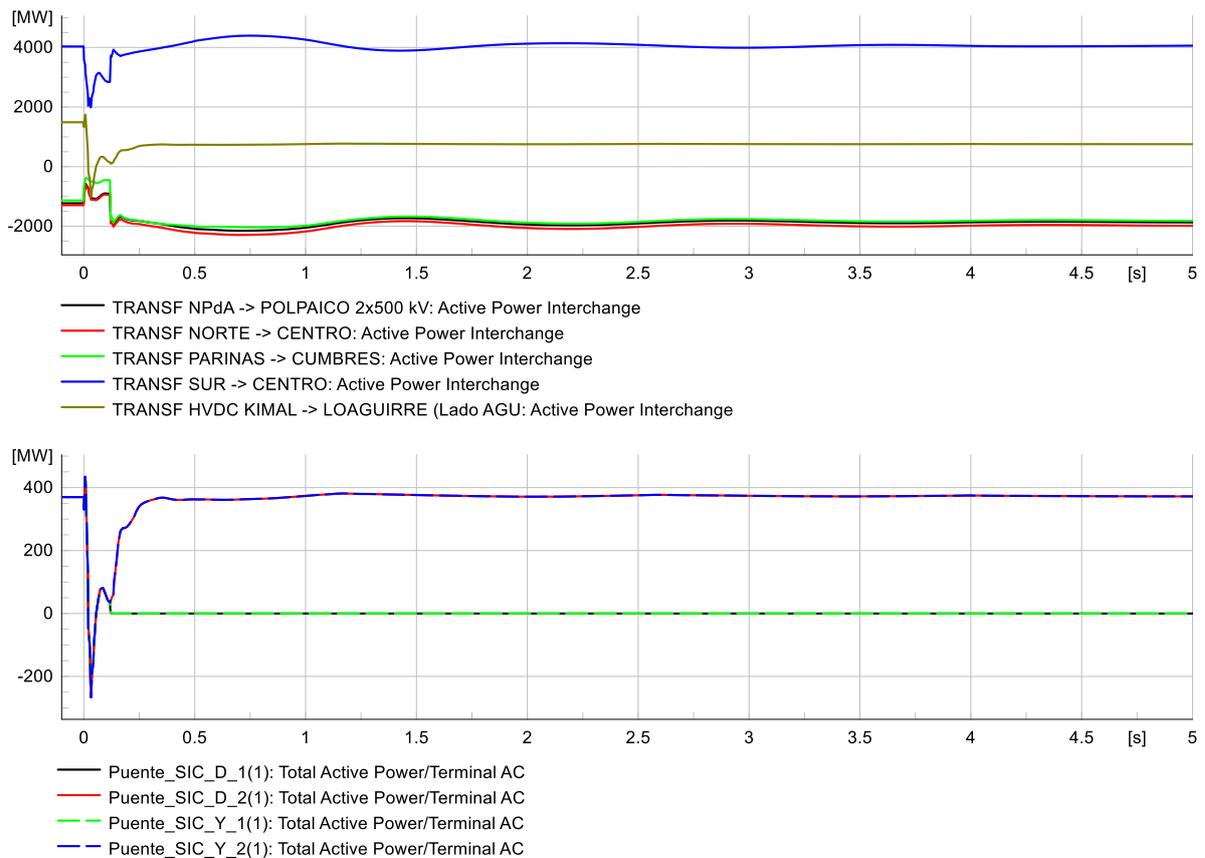


Figura 9. Transferencias de potencia por el sistema de transmisión (arriba) y potencia transmitida por cada inversor del lado Lo Aguirre (abajo) ante la contingencia C25b (falla un polo enlace HVDC) en el escenario de demanda baja y mínima inercia de 2030.

## 4 Sensibilidad

Este análisis de sensibilidad considera que la tecnología GFM estará disponible comercialmente para su implementación a gran escala ya en el año 2025. Con ello se investiga el uso de condensadores estáticos (máquinas sincrónicas virtuales) como alternativa a la instalación de condensadores sincrónicos ya desde el año 2025.

Con ello, esta opción de mitigación prevé:

- Año 2025: se instalan los convertidores estáticos con controladores formadores de red en reemplazo de los condensadores sincrónicos CCH, ANG e IEM, de acuerdo a la Tabla 6. Los 4800 MVA de GFM son adicionales a los generadores renovables existentes o futuros representados en la BD original. La relación entre el total de las potencias nominales e inercias de los condensadores sincrónicos y los convertidores GFM adicionales es de 2,7.
- Año 2030: a los convertidores GFM instalados en 2025 se agregan 600 MVA de compensación sincrónica en Kimal 220 kV para aumentar la potencia de cortocircuito en dicha barra de modo de permitir el funcionamiento del enlace HVDC Kimal – Lo Aguirre.

Notar que este análisis de sensibilidad partió de la hipótesis de que los inversores formadores de red tienen (inicialmente) una constante de inercia H equivalente a la constante de inercia promedio de los respectivos condensadores sincrónicos (4.4s). Dada la relación de potencia nominal entre los inversores formadores de red y los condensadores sincrónicos (2,7), el valor de inercia resultante es más alto: 21,1 GVAs de aporte adicional. Como se demuestra más adelante, este valor de inercia puede ser considerablemente reducido sin que cambie la performance dinámica del sistema.

Tabla 6. Reemplazo de condensadores sincrónicos por inversores formadores de red.

Compensador Sincrónico (CS)					Inversor Formador de Red (GFM)				
Nombre	Nodo	Sn (MVA)	H (s)		Nombre	Nodo	Sn (MVA)	H (s)	
			(s)	(GVAs)				(s)	(GVAs)
ANG1	Kapatur 220 kV	330	4,80	1,6	GFM Lagunas	Lagunas 220 kV	1200	4,40	5,2
ANG1	Kapatur 220 kV	330	4,80	1,6	GFM Encuentro	Encuentro 220 kV	1200	4,40	5,3
IEM	TEN 220 kV	442	4,55	2,0	GFM Los Changos	Los Changos 220 kV	1200	4,40	5,3
CCH1	Encuentro 220 kV	330	3,86	1,3	GFM Parinas	Parinas 220 kV	1200	4,40	5,3
CCH2	Encuentro 220 kV	330	3,86	1,3					
<b>Total</b>		<b>1762</b>		<b>7,7</b>	<b>Total</b>		<b>4800</b>		<b>21,1</b>

## 4.1 Escenarios resultantes

Con este plan de despliegue de inversores GFM resultan los siguientes escenarios para el horizonte 2025 y 2030.

Tabla 7. Generación, transferencias de potencia y medidas de mitigación en los escenarios de demanda alta de 2025.

		25T1a	25T1	25T1-CS1	25T1-GF
Mitigación (MVA)	<b>CS</b>	0	0	1762	0
	<b>GFM</b>	0	0	0	4800
	<b>STATCOM</b>	0	0	0	0
Generación (MW)	<b>Total</b>	11824	11806	11807	11806
	<b>Térmica</b>	1241	476	505	505
	<b>Hidro</b>	4005	4008	4008	4008
	<b>PV</b>	5368	5709	5710	5709
	<b>Eólica</b>	1209	1569	1583	1583
Generación Estática (%)		56	62	62	62
Inercia (GVAs)	<b>Total</b>	32.0	22.5	30.2	22.5
	<b>Norte Grande</b>	7.8	0.1	7.8	0.1
	<b>Centro</b>	3.4	3.4	3.4	3.4
Transferencia (MW)	<b>HVDC Norte-&gt;Sur</b>	0	0	0	0
	<b>Norte-&gt;Centro</b>	2044	1864	1864	1864
	<b>Sur-&gt;Centro</b>	727	795	795	795

Tabla 8. Generación, transferencias y medidas de mitigación en los escenarios de demanda baja de 2025.

		25T2a	25T2	25T2-CS	25T2-GFM
Mitigación (MVA)	<b>CS</b>	0	0	1762	0
	<b>GFM</b>	0	0	0	4800
	<b>STATCOM</b>	0	0	760	360
Generación (MW)	<b>Total</b>	7794	8016	8000	8000
	<b>Térmica</b>	1342	604	646	646
	<b>Hidro</b>	4258	4305	4307	4307
	<b>PV</b>	15	24	23	23
	<b>Eólica</b>	2179	2936	3024	3023
Generación Estática (%)		27	37	37	37
Inercia (GVAs)	<b>Total</b>	36.6	27.2	34.9	27.2
	<b>Norte Grande</b>	8.8	1.1	8.8	1.1
	<b>Centro</b>	3.4	3.4	3.4	3.4
Transferencia (MW)	<b>HVDC Norte-&gt;Sur</b>	0	0	0	0
	<b>Norte-&gt;Centro</b>	-1365	-1672	-1676	-1676
	<b>Sur-&gt;Centro</b>	2810	3142	3148	3148

Tabla 9. Generación, transferencias y medidas de mitigación en los escenarios de demanda alta de 2030.

		30T1a	30T1	30T1-CS	30T1-GF
<b>Mitigación (MVA)</b>	<b>CS</b>	0	0	2362	600
	<b>GFM</b>	0	0	0	4800
	<b>STATCOM</b>	0	0	0	0
<b>Generación (MW)</b>	<b>Total</b>	12318	12332	12332	12332
	<b>Térmica</b>	1457	943	943	943
	<b>Hidro</b>	1864	2205	2205	2205
	<b>PV</b>	6510	6682	6682	6682
	<b>Eólica</b>	2487	2502	2502	2502
<b>Generación Estática (%)</b>		73	74	74	74
<b>Inercia (GVAs)</b>	<b>Total</b>	32.7	28.2	36.7	29
	<b>Norte Grande</b>	5.9	1.2	9.7	1.9
	<b>Centro</b>	3.4	3.4	3.4	3.4
<b>Transferencia (MW)</b>	<b>HVDC Norte-&gt;Sur</b>	2366	2366	2366	2366
	<b>Norte-&gt;Centro</b>	1189	912	912	912
	<b>Sur-&gt;Centro</b>	-248	21	21	21

Tabla 10. Generación, transferencias y medidas de mitigación en los escenarios de demanda baja de 2030.

		30T2a	30T2	30T2-CS	30T2-GF
<b>Mitigación (MVA)</b>	<b>CS</b>	0	0	2362	600
	<b>GFM</b>	0	0	0	4800
	<b>STATCOM</b>	0	0	0	0
<b>Generación (MW)</b>	<b>Total</b>	9199	9294	9296	9295
	<b>Térmica</b>	2106	1094	1094	1094
	<b>Hidro</b>	4631	5179	5179	5179
	<b>PV</b>	40	62	62	62
	<b>Eólica</b>	2422	2959	2961	2960
<b>Generación Estática (%)</b>		25	31	31	31
<b>Inercia (GVAs)</b>	<b>Total</b>	38.1	33.1	41.6	33.9
	<b>Norte Grande</b>	8.5	1.4	9.9	2.2
	<b>Centro</b>	3.4	4.6	4.6	4.6
<b>Transferencia (MW)</b>	<b>HVDC Norte-&gt;Sur</b>	-1509	-1509	-1509	-1509
	<b>Norte-&gt;Centro</b>	-508	-1273	-1274	-1273
	<b>Sur-&gt;Centro</b>	3583	4030	4031	4031

(\*) Solo 320 MVA se encuentran en servicio, correspondientes a los parques eólicos Illapa y LOA.

## 4.2 Desempeño dinámico

Para verificar el desempeño dinámico del sistema, se simularon las contingencias de Severidad 4 en líneas de 220 kV y 500 kV, junto con las desconexiones de equipos de compensación de potencia reactiva.

### 4.2.1 Demanda alta de día en 2025 (25T1-GF)

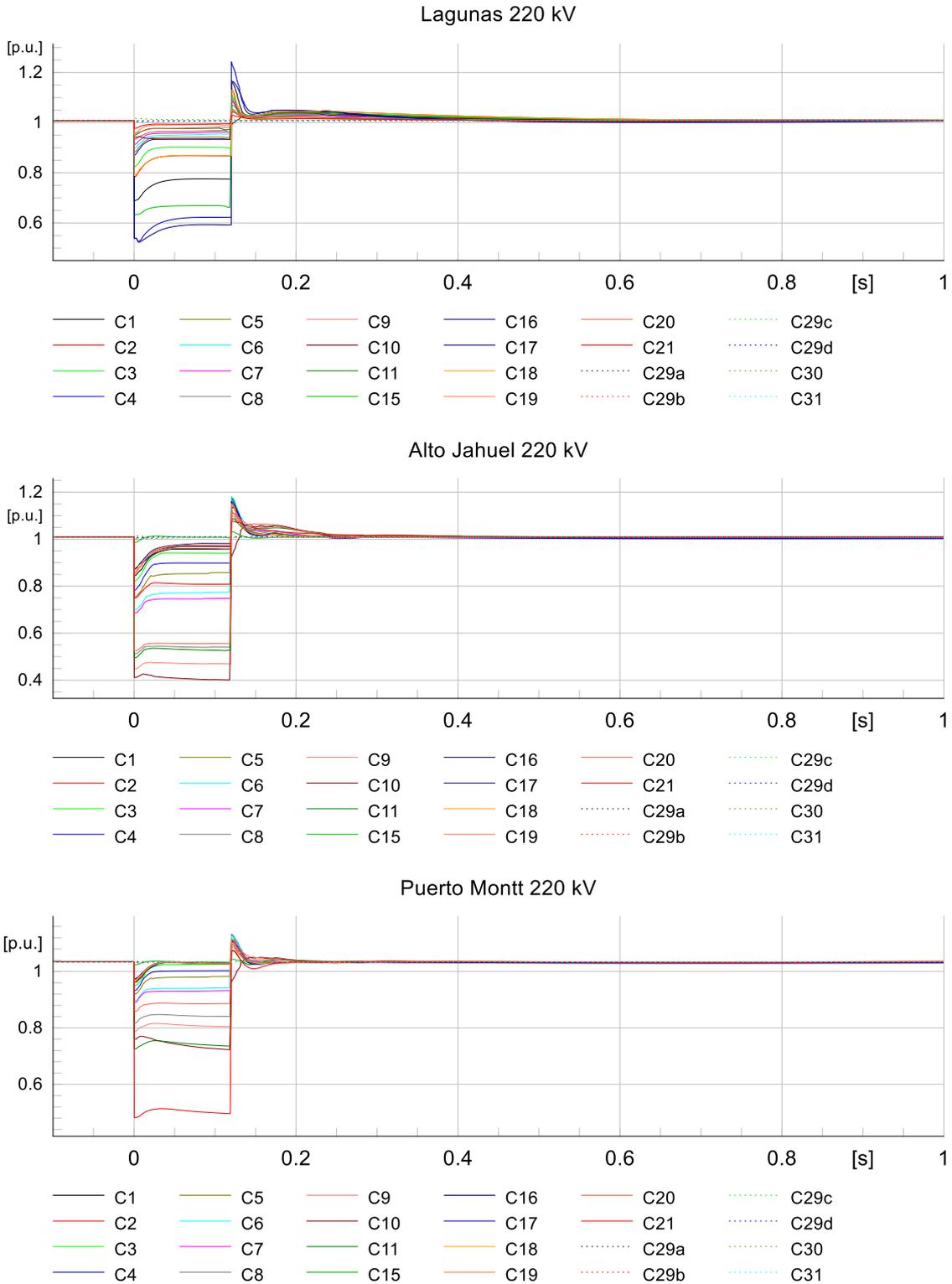
Se verifica que en todos los casos las tensiones del sistema de transmisión resultan estables y el desempeño del sistema es satisfactorio en todas las contingencias simuladas. Por ejemplo, la Figura 10 presenta las tensiones en los nodos de 220 kV de las subestaciones Lagunas, Alto Jahuel y Puerto Montt para cada una de las contingencias. La máxima tensión luego del despeje de la falla es de 1,23 pu y se observa en Lagunas 220 kV ante la contingencia C17 (Crucero-María Elena 220 kV).

#### 4.2.1.1 Contingencia C3 (línea Parinas – Cumbre 500 kV)

La Figura 11 muestra las potencias activa y reactiva, tensión y corriente terminal en los cuatro convertidores GFM ante la Contingencia C3 (línea Parinas – Cumbre 500 kV).

La Figura 12, compara los ángulos de referencia de la tensión calculados por los modelos de MSV de los convertidores GFM con los ángulos de las tensiones de las barras terminales de los respectivos convertidores. En estado estacionario ambos valores coinciden, y luego del despeje de la falla los ángulos de las tensiones de las barras tienden a los valores de referencia de los modelos de MSV, siendo ambos relativamente cercanos a los 500 ms de simulación.

La Figura 12 también muestra que durante la falla las corrientes de los convertidores GFM aumentan rápidamente, alcanzando valores superiores a 0,9 pu en los GFM Parinas y Los Changos, que son los más cercanos a la falla.



*Figura 10. Tensiones en nodos de 220 kV de las SSEE Lagunas (arriba), Alto Jahuel (centro) y Puerto Montt (abajo) para las contingencias simuladas en el escenario demanda alta de día de 2025 de mínima inercia con convertidores GFM.*

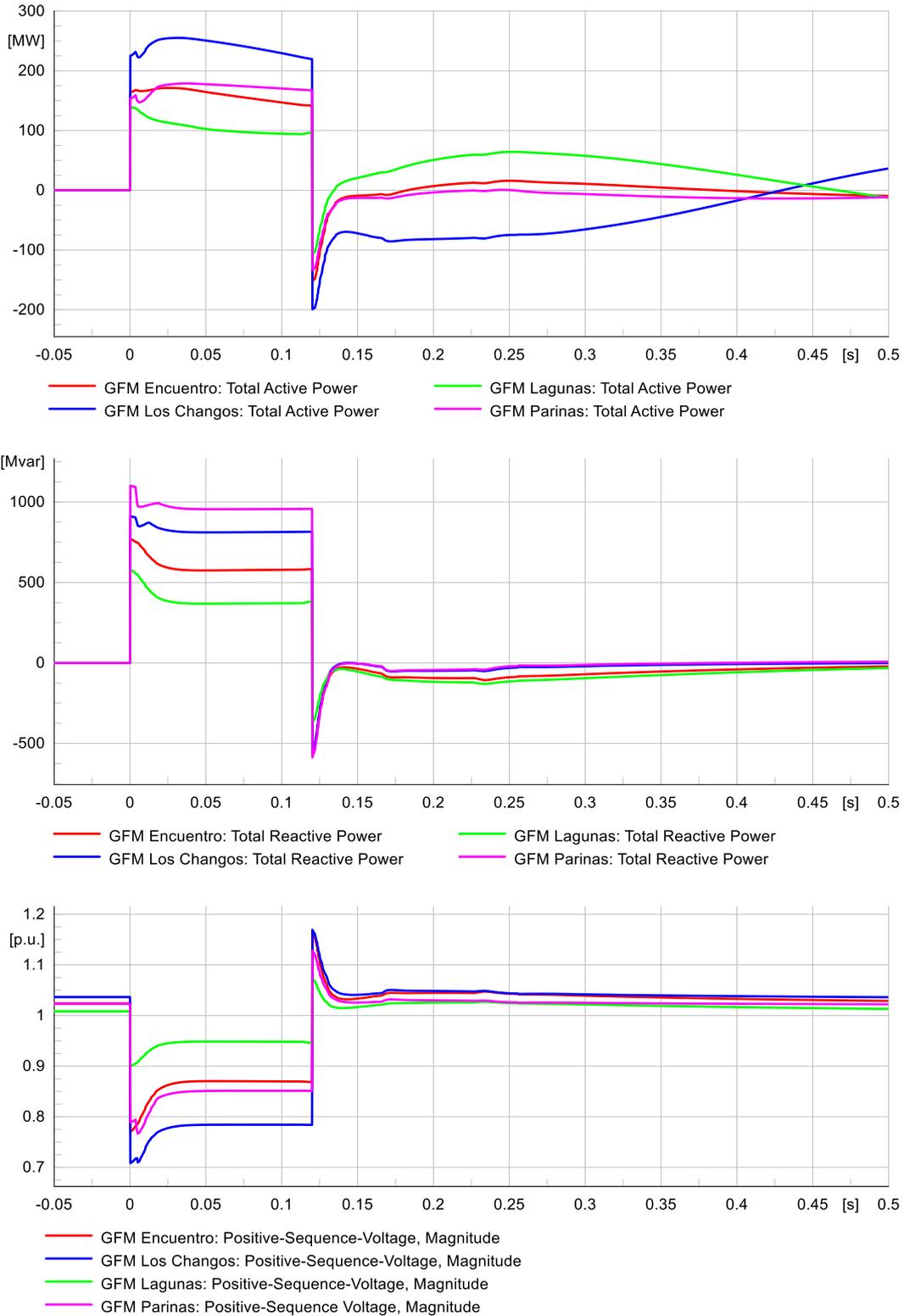


Figura 11. Potencias activa y reactiva y tensiones terminales de los convertidores GFM ante la contingencia C3 (Parinas – Cumbre 500 kV) simulada en el escenario demanda alta de día de 2025 de mínima inercia.

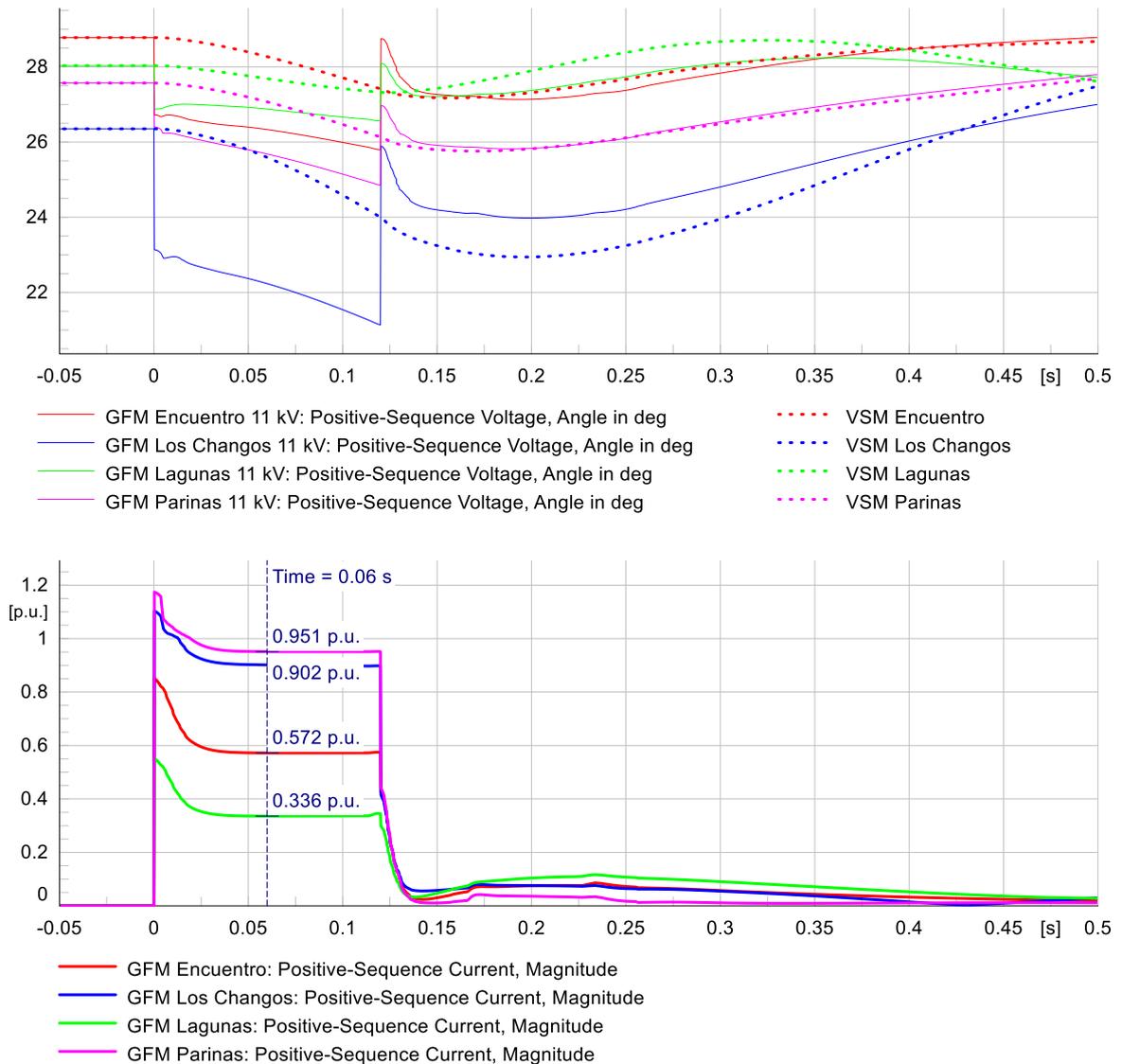
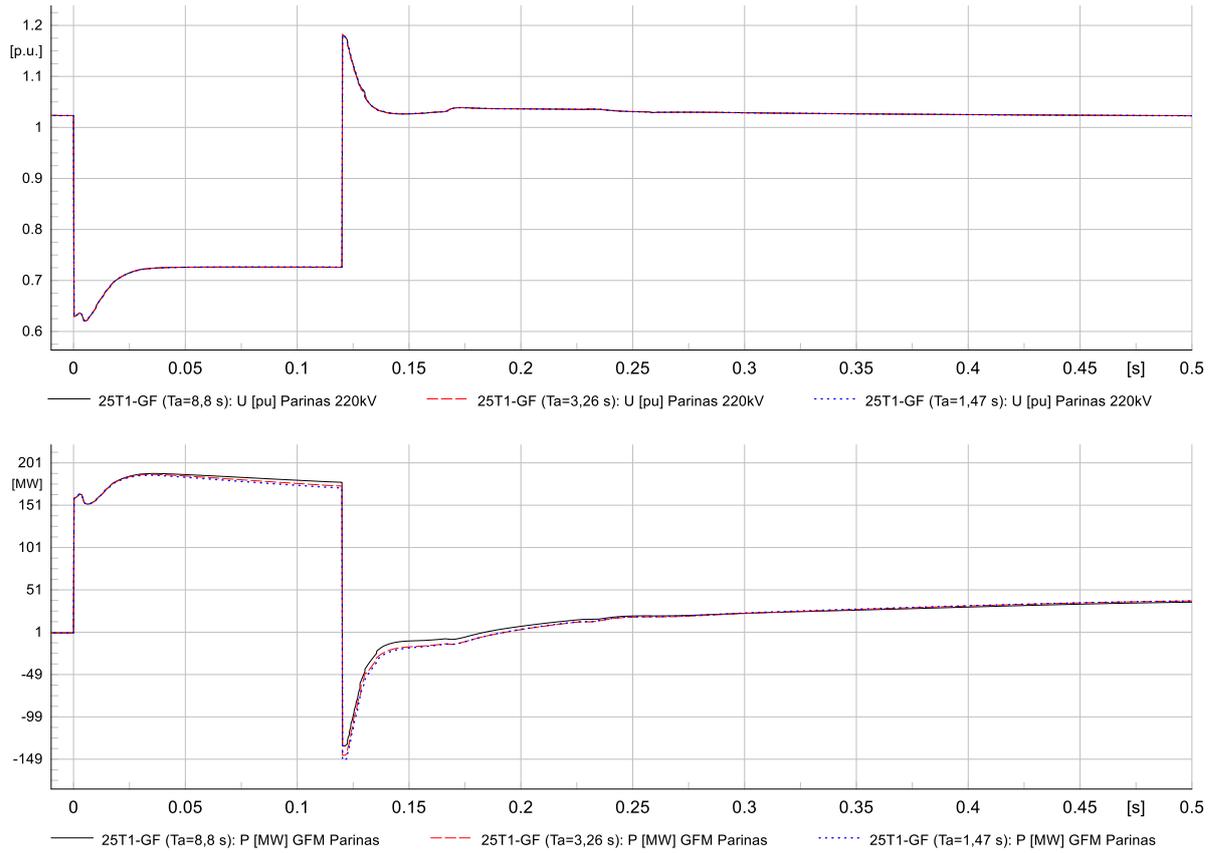


Figura 12. Ángulos de referencia y de las tensiones terminales (arriba), y corrientes (abajo) terminales de los convertidores GFM ante la contingencia C3 (Parinas – Cumbre 500 kV) simulada en el escenario demanda alta de día de 2025 de mínima inercia.

#### 4.2.1.2 Variación de la constante de inercia de los convertidores GFM

Se simuló la contingencia C3 (Parinas – Cumbre 500 kV) para los casos adicionales 25T1-GF2 y 25T1-GF3 en los que la constante de inercia  $T_a$  de los modelos de máquina virtual de los inversores GFM se redujo en 2,7 y 6 veces, respectivamente, en relación al valor original de 8,8 s. En el caso 25T1-GF2 (reducción de 2,7 veces) la inercia sintética provista por los inversores GFM coincide con la inercia mecánica total de los condensadores sincrónicos (7,7 GVAs).

La Figura 12 muestra que se obtienen evoluciones similares en la tensión en Parinas 220 kV y de la potencia inyectada por el GFM Parinas para los tres valores de constante de inercia ante la falla simulada, que no produce desvíos significativos de la frecuencia de la red.



*Figura 13. Tensión en Parinas 220 kV (arriba) y potencia activa inyectada por el convertor GFM Parinas (abajo) ante la contingencia C3 (Parinas – Cumbre 500 kV) simulada en el escenario demanda alta de día de 2025 de mínima inercia para distintos valores de inercia sintética.*

## 4.2.2 Demanda baja de noche en 2025 (30T1-GF)

Esta sección presenta el resultado del análisis de los escenarios de demanda baja de noche de 2025 de mínima inercia.

La Figura 14 muestra la tensión en Cumbre 220 kV ante la contingencia C10 (Ancoa – Alto Jahuel 500 kV) en simulada en los escenarios con tensiones nominales y tensiones elevadas, respectivamente.

En ambos escenarios (con tensiones nominales y con tensiones elevadas) las tensiones resultan inestables si sólo se consideran los convertidores GFM (4,8 GVA) en servicio en el Norte Grande, sin STATCOMs ni condensadores sincrónicos adicionales en el Norte Chico y el Centro. El sistema se estabiliza al considerar 450 MVAR adicionales de condensadores sincrónicos o de un STATCOM conectados a las barras de 220 kV de la SE San Luis.

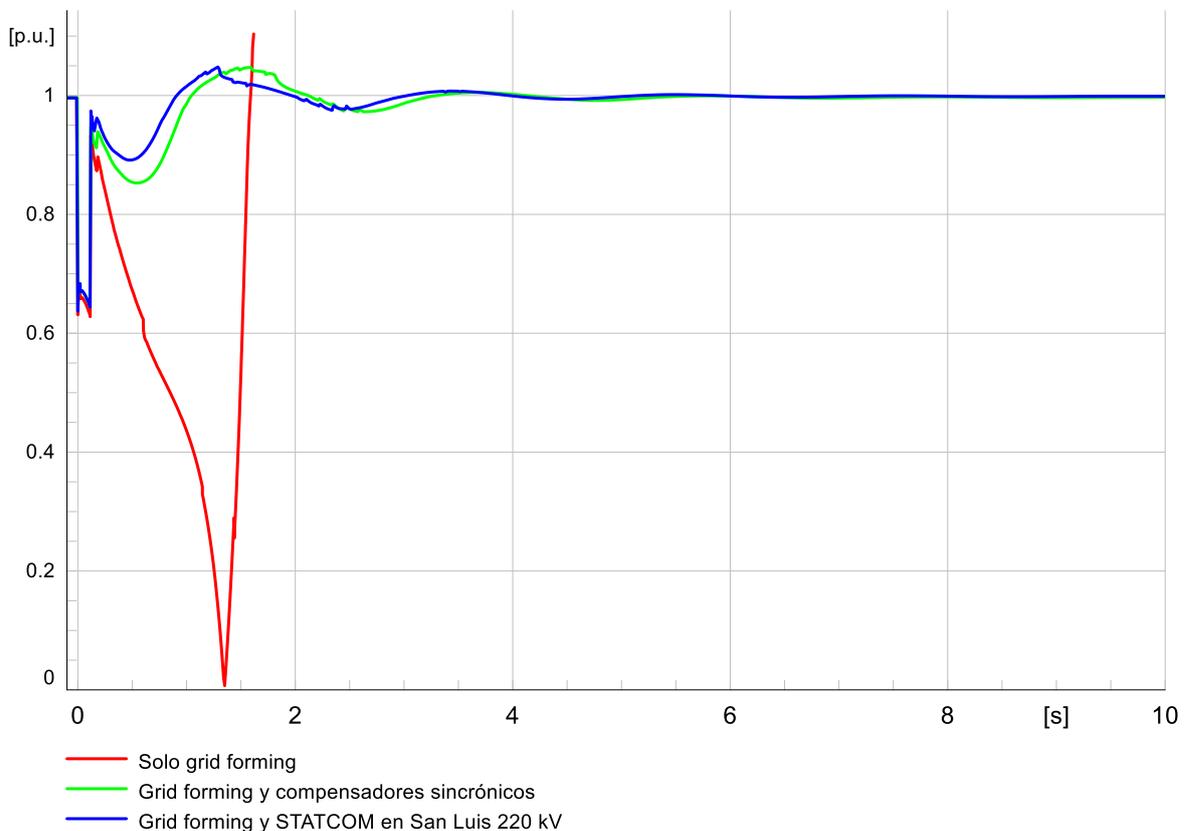


Figura 14. Tensión en Cumbre 220 kV, para los casos de la tabla anterior correspondientes a los escenarios con tensiones nominales de mínima demanda e inercia ante la contingencia C10 (Ancoa – Alto Jahuel 500 kV).

Se simularon todas las contingencias en el escenario de demanda baja de noche y mínima inercia con 4,8 MVA de convertidores GFM en el Norte Grande y un STATCOM adicional de 360 MVar en barras de 220 kV de la SE San Luis. Éste es el escenario en el que se elevaron las tensiones del sistema de transmisión en 500 kV.

Se verifica que en todos los casos las tensiones del sistema de transmisión resultan estables y el desempeño del sistema es satisfactorio en todas las contingencias simuladas. Por ejemplo, la Figura 15 presenta las tensiones en los nodos de 220 kV de las subestaciones Lagunas, Alto Jahuel y Puerto Montt para cada una de las contingencias.

La Figura 16 muestra las potencias activa y reactiva, tensión y corriente terminal en los cuatro convertidores GFM para la Contingencia C3 (línea Parinas – Cumbre 500 kV).

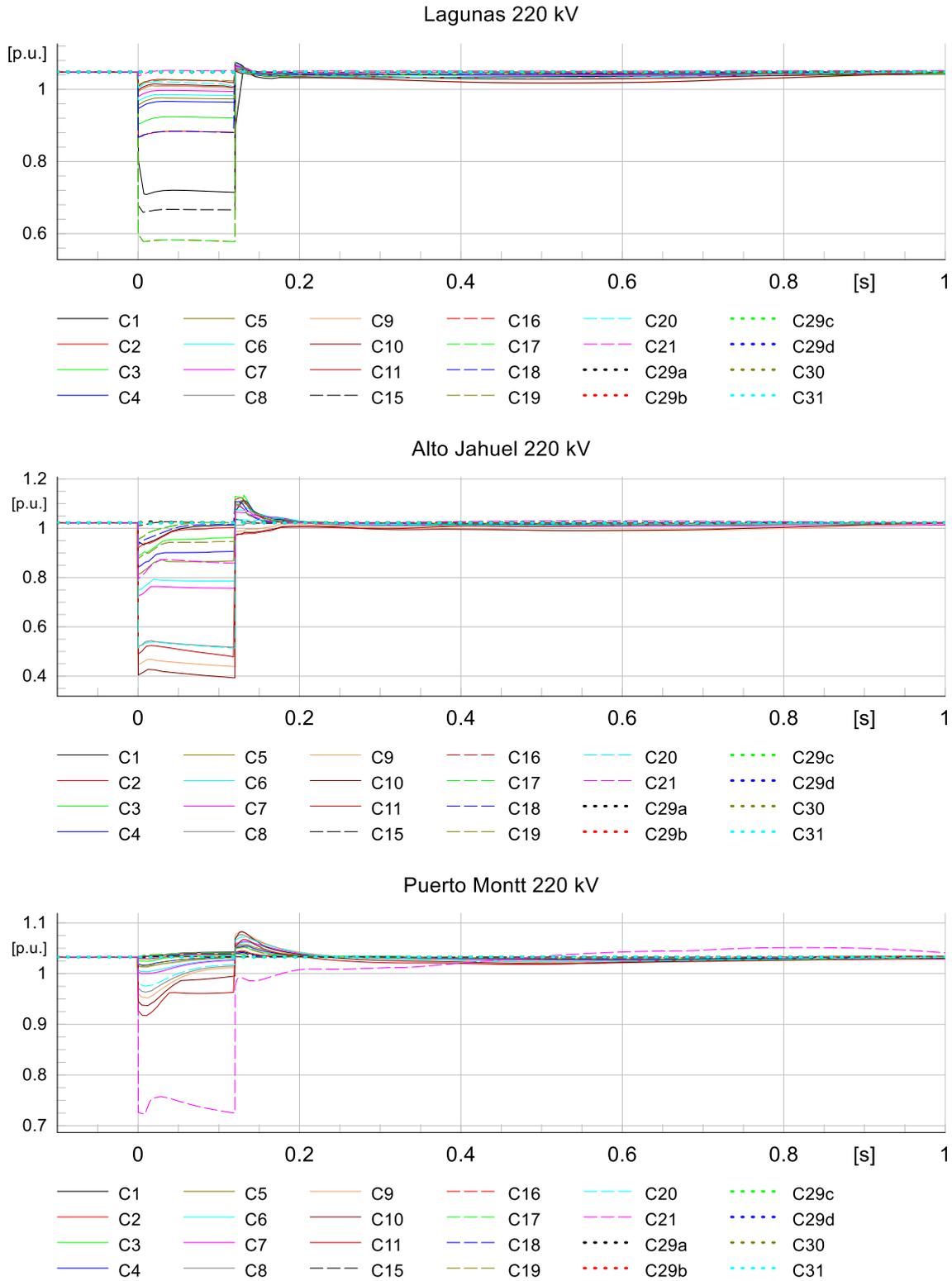


Figura 15. Tensiones en nodos de 220 kV de las SSEE Lagunas (arriba), Alto Jahuel (centro) y Puerto Montt (abajo) para las contingencias simuladas en el escenario demanda baja de noche de 2025 de mínima inercia con convertidores GFM y un STATCOM adicional en San Luis 220 kV.

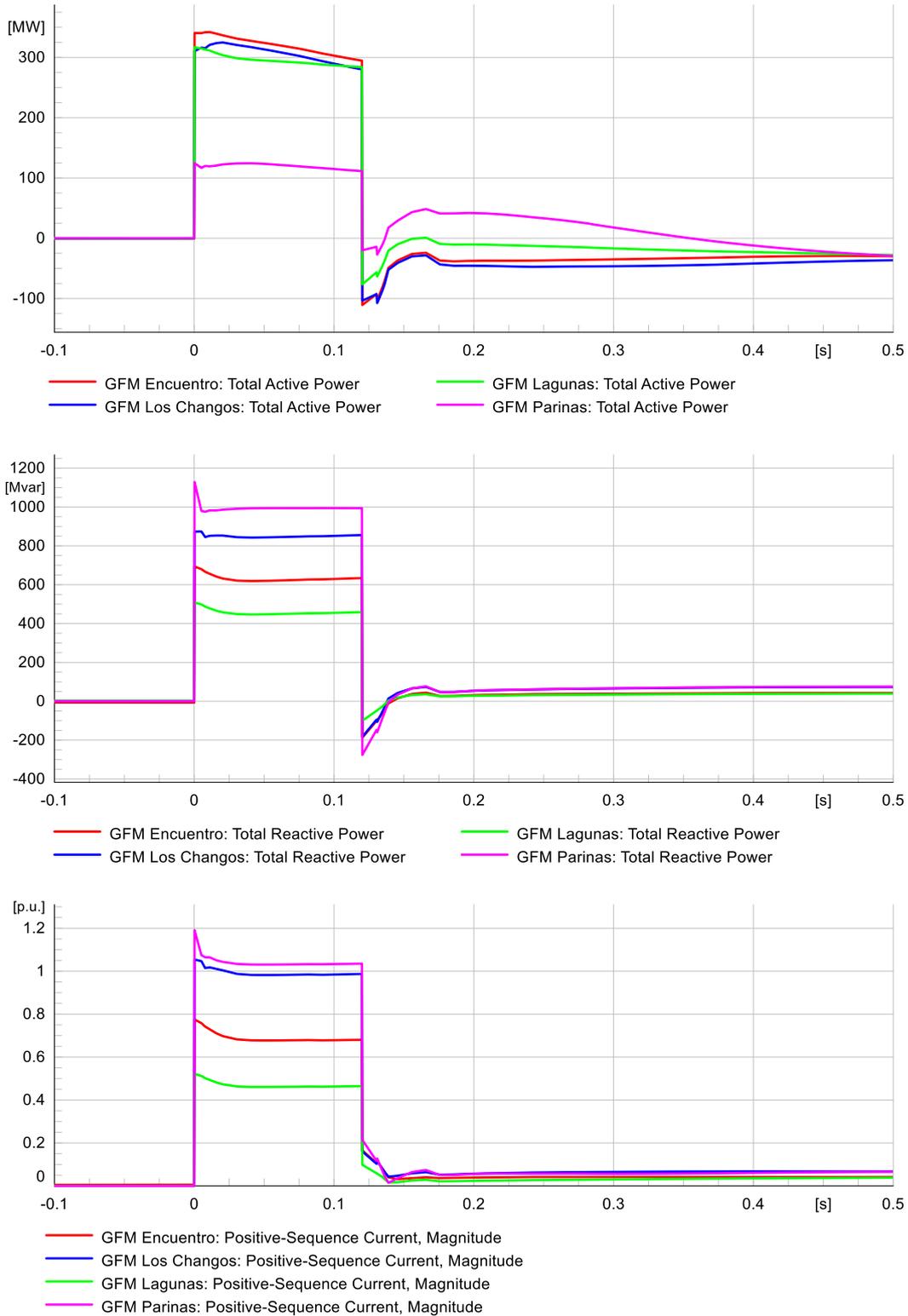


Figura 16. Potencia activa y reactiva y tensiones terminales de los convertidores GFM ante la contingencia C3 (Parinas – Cumbre 500 kV) simulada en el escenario demanda baja de noche de 2025 de mínima inercia.

### 4.2.3 Demanda alta de día en 2030 (30T1-GF)

Esta sección presenta el resultado del análisis de los escenarios de demanda alta de día de 2030 con mínima inercia.

#### 4.2.3.1 Relación de cortocircuito

La Tabla 11 resume las potencias de cortocircuito trifásico en las barras de AC de las estaciones convertoras HVDC sin medidas de mitigación, por un lado, y considerando inversores GFM y condensadores sincrónicos en el Norte Grande por el otro. Se consideró que durante el cortocircuito los inversores GFM se comportan como una máquina sincrónica e inyectan una potencia máxima igual a la nominal.

En los escenarios de demandas alta y baja de 2030 sin medidas de mitigación la potencia de cortocircuito en Kimal 220 kV es muy inferior a 2,5 veces la potencia nominal del enlace HVDC Kimal – Lo Aguirre.

Se verifica que en condiciones de red N-1 con uno de los circuitos de la línea Los Changos – Kimal 500 kV fuera de servicio, la relación de cortocircuito de la estación convertora HVDC del lado Kimal 220 kV es superior a 2,5 en ambos escenarios.

Tabla 11. Potencias de cortocircuito trifásico en las barras de AC de las estaciones convertoras HVDC sin y con condensadores sincrónicos y convertidores GFM en los escenarios de mínima inercia de 2030.

Escenario	Mitigación		Scc (MVA)		
	Compensación Sincrónica	GFM (GVA)	Kimal 220 kV		Lo Aguirre 500 kV
			Red N	Red N-1*	Red N
30T1	Ninguna	0	2138	1917	9627
30T1-CS	Cochrane 2 x 330 MVar	0	8016	7676	11576
	Angamos 2 x 330 MVar				
	IEM 442 MVar				
	CS Kimal 3 x 200 MVar				
30T1-GF	CS Kimal 3 x 200 MVar	4,8	8209	7932	11597
30T2	Ninguna	0	3474	3404	10509
30T2-CS	Cochrane 2 x 330 MVar	0	8247	7933	13119
	Angamos 2 x 330 MVar				
	IEM 442 MVar				
	CS Kimal 3 x 200 MVar				
30T2-GF	CS Kimal 3 x 200 MVar	4,8	8314	8076	13121

(\*) Un circuito de Los Changos – Kimal 500 kV fuera de servicio

#### 4.2.3.2 Simulación en el dominio del tiempo

Se simularon las contingencias de Severidad 4 en líneas de 220 kV y 500 kV, junto con las desconexiones de equipos de compensación de potencia reactiva en el escenario base considerando los convertidores

GFM de la Tabla 6. Adicionalmente, se consideró en servicio un condensador sincrónico de 600 MVAR conectado a las barras de 220 kV

Se verifica que en todos los casos las tensiones del sistema de transmisión resultan estables y el desempeño del sistema es satisfactorio en todas las contingencias simuladas.

La Figura 17 presenta la transferencia de potencia total por el enlace HVDC Kimal – Lo Aguirre para cada caso de simulación. La Figura 18 presenta las tensiones en los nodos de 220 kV de las subestaciones Lagunas, Alto Jahuel y Puerto Montt para cada una de las contingencias.

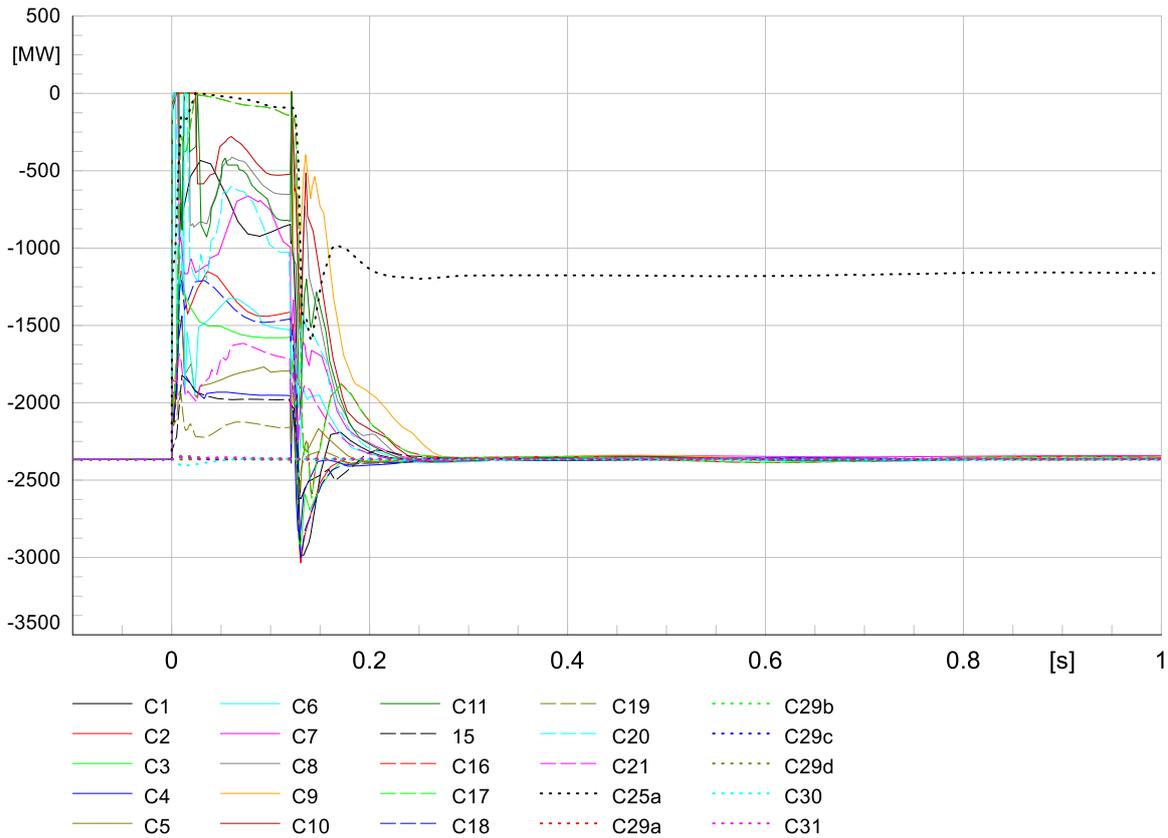
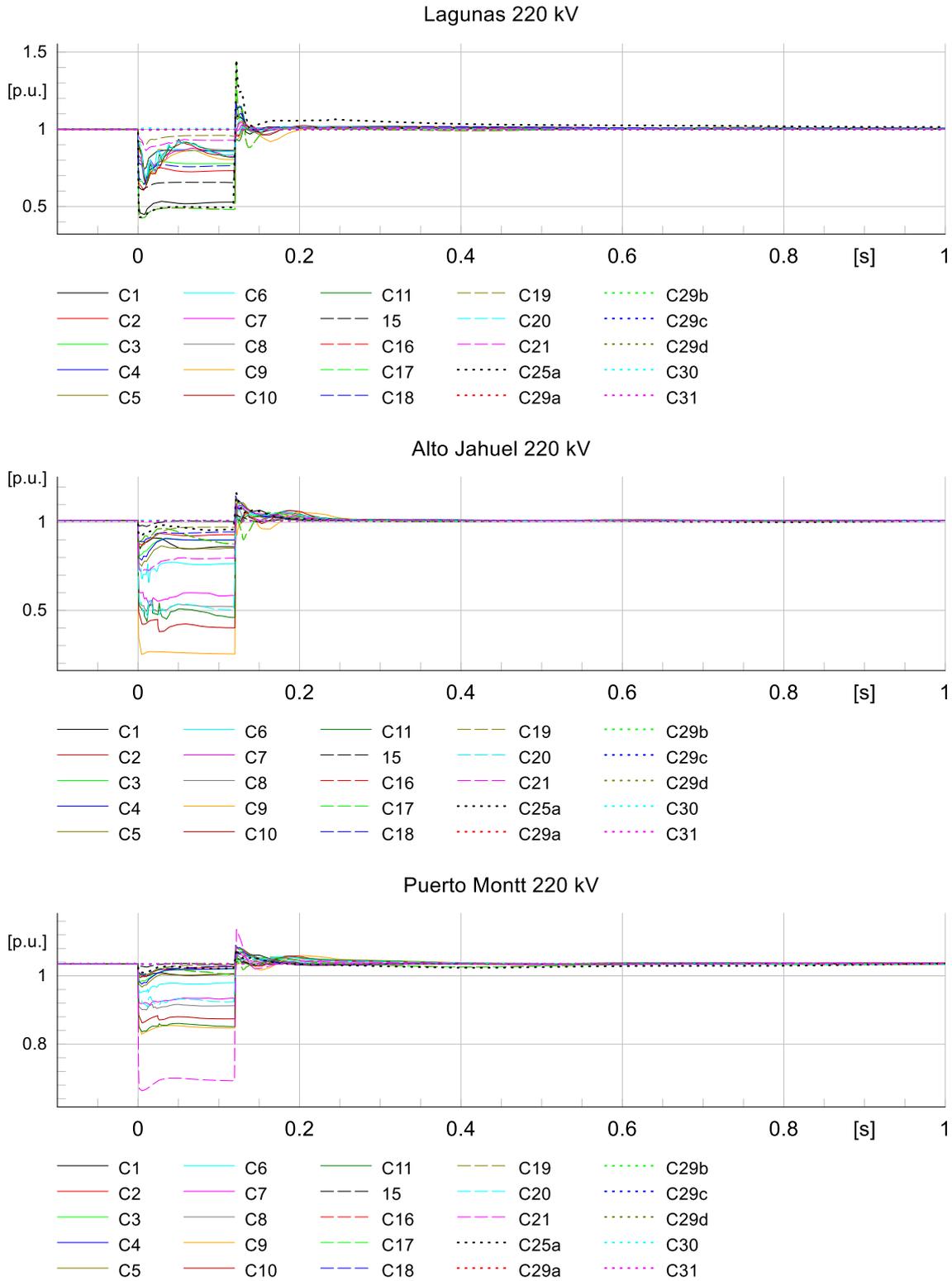


Figura 17. Transferencia de potencia total por el enlace HVDC Kimal – Lo Aguirre para las contingencias simuladas en el escenario demanda baja de noche de 2030 de mínima inercia con convertidores GFM y compensación sincrónica en Kimal 220 kV.



*Figura 18. Tensiones en nodos de 220 kV de las SSEE Lagunas (arriba), Alto Jahuel (centro) y Puerto Montt (abajo) para las contingencias simuladas en el escenario demanda alta de día de 2030 de mínima inercia con convertidores GFM y compensación sincrónica en Kimal 220 kV.*

### 4.2.3.3 Falla de un polo del enlace HVDC

Se simuló la contingencia 25b que consiste en una falla bifásica a tierra en barras de 220 kV de la SE Kimal seguida de la desconexión de un polo del enlace HVDC Kimal – Lo Aguirre. La Figura 19 presenta las transferencias de potencia por el sistema de transmisión junto con la potencia transmitida por cada inversor del lado Lo Aguirre. Se observa que luego del despeje de la falla se desconectan dos inversores y la potencia total por el enlace HVDC Kimal – Lo Aguirre en estado estacionario se reduce a la mitad de su valor prefalla. La respuesta dinámica del sistema resulta satisfactoria.

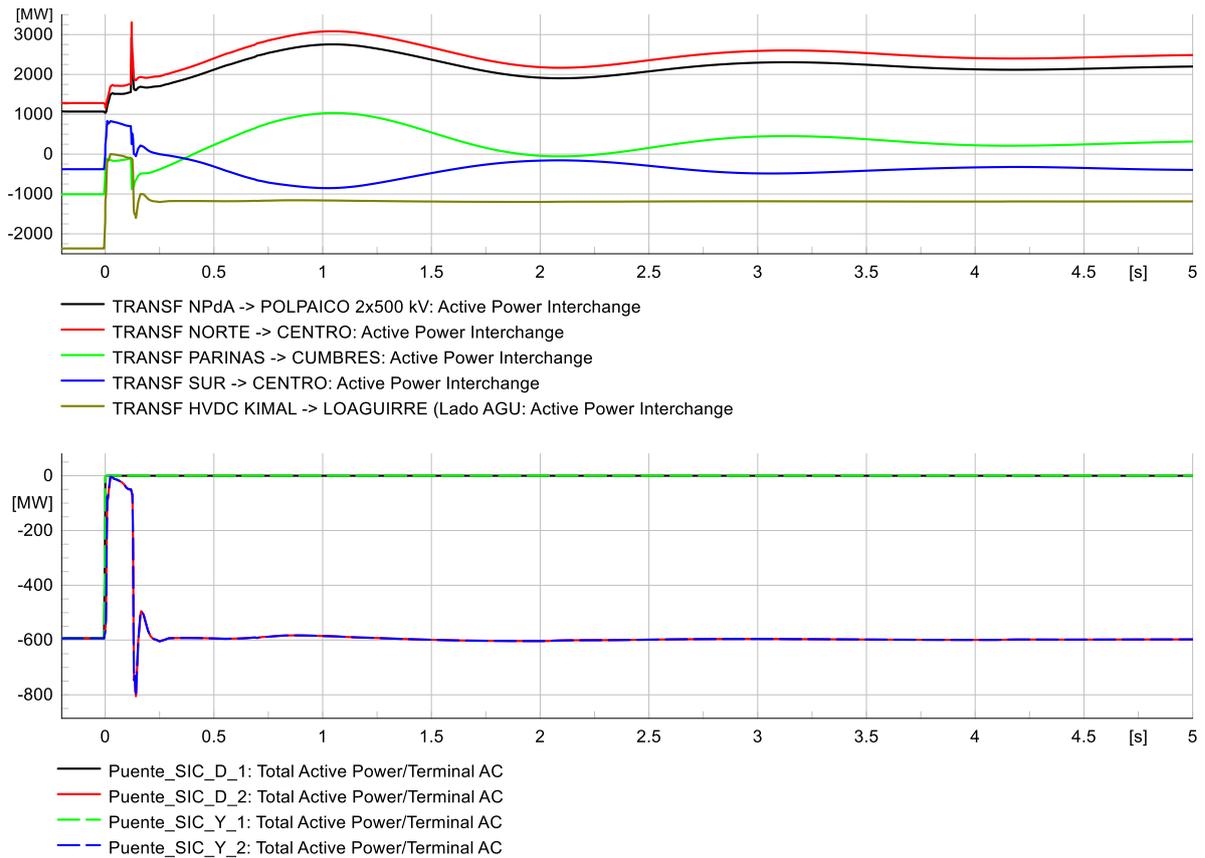


Figura 19. Transferencias de potencia por el sistema de transmisión (arriba) y potencia transmitida por cada inversor del lado Lo Aguirre (abajo) ante la contingencia C25b (falla un polo enlace HVDC) en el escenario de demanda alta y mínima inercia de 2030.

#### 4.2.4 Demanda baja de noche en 2030 (30T2-GF)

Se simularon las contingencias de Severidad 4 en líneas de 220 kV y 500 kV, junto con las desconexiones de equipos de compensación de potencia reactiva en el escenario base considerando los convertidores GFM de la Tabla 6. Adicionalmente, se consideró en servicio un condensador sincrónico de 600 MVAR conectado a las barras de 220 kV

Se verifica que en todos los casos las tensiones del sistema de transmisión resultan estables y el desempeño del sistema es satisfactorio en todas las contingencias simuladas.

La Figura 20 presenta la transferencia de potencia total por el enlace HVDC Kimal – Lo Aguirre, para cada caso de simulación. La Figura 21 presenta las tensiones en los nodos de 220kV de las S/E Lagunas, Alto Jahuel y Puerto Montt para cada una de las contingencias.

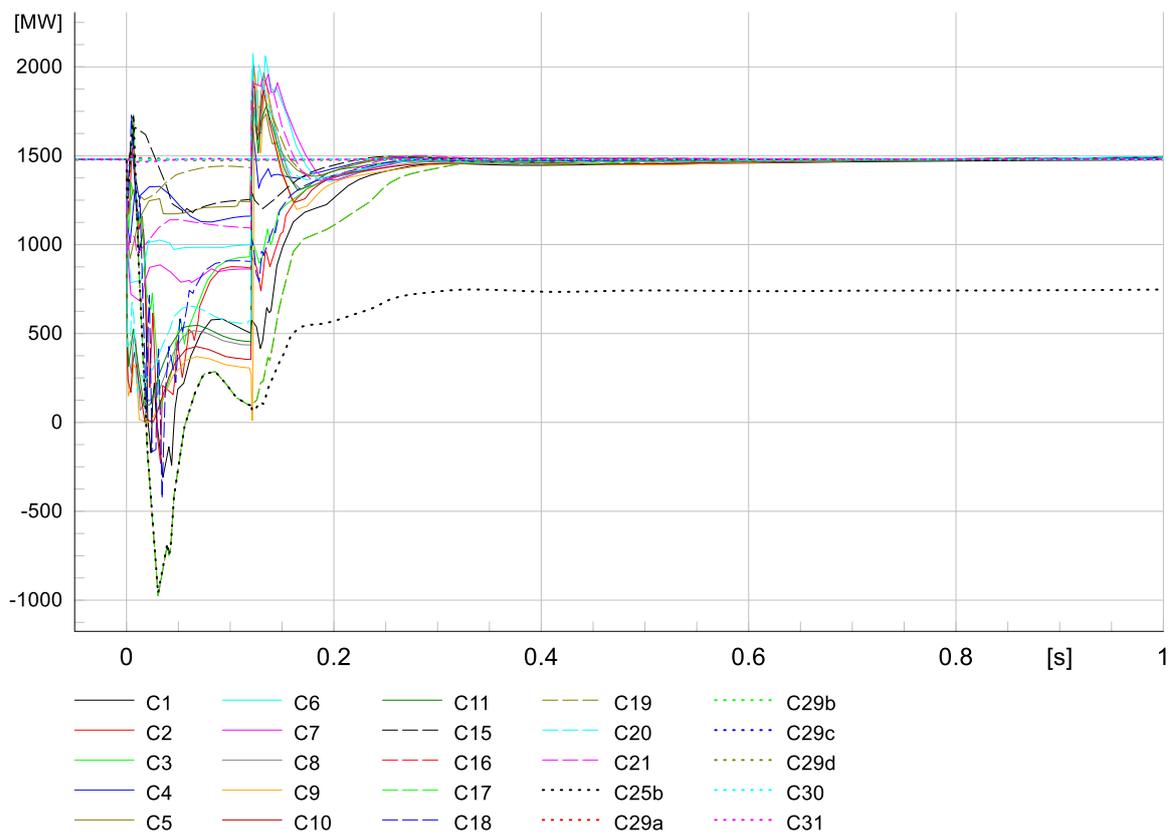
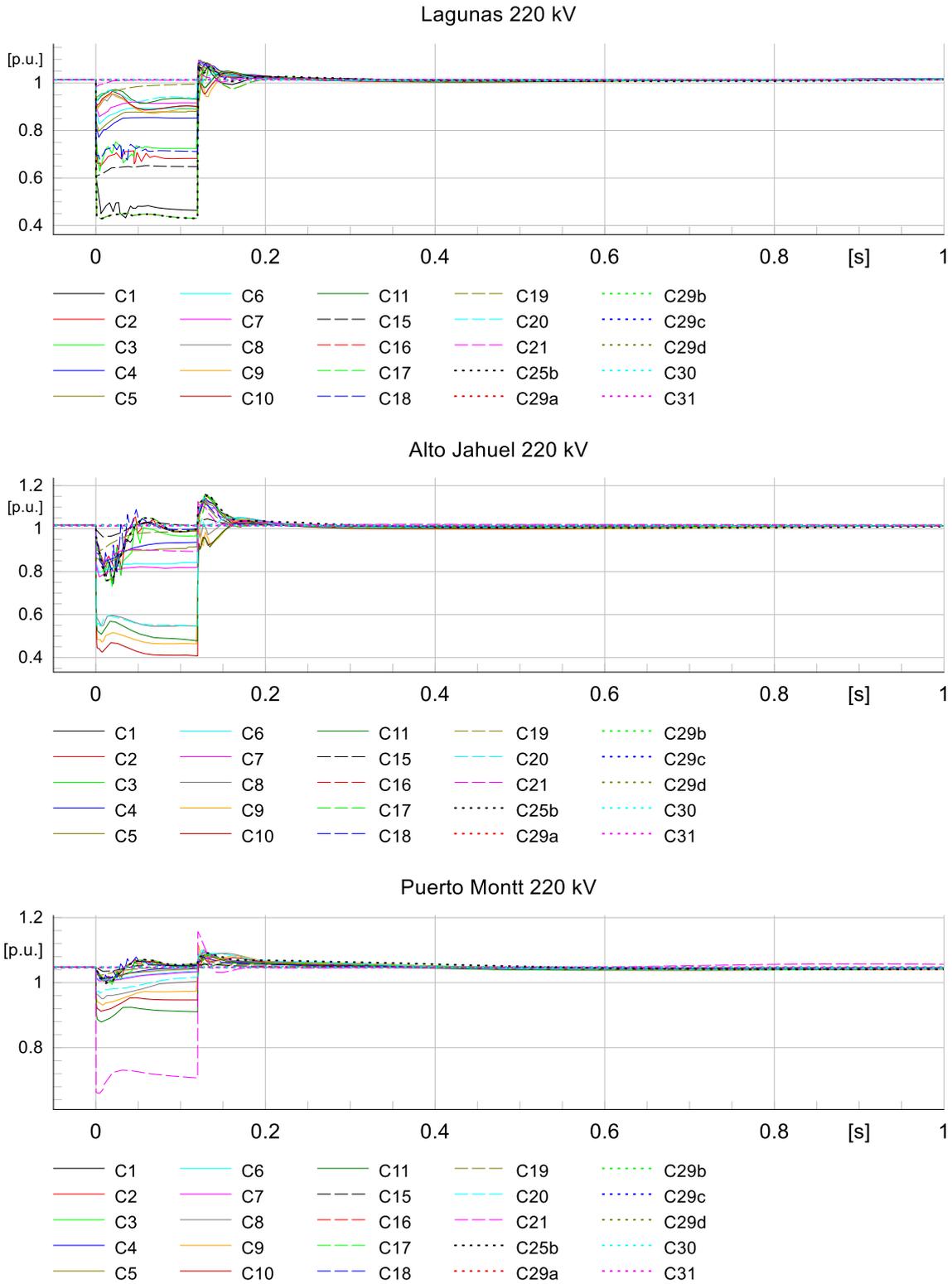


Figura 20. Transferencia de potencia total por el enlace HVDC Kimal – Lo Aguirre para las contingencias simuladas en el escenario demanda baja de 2030 de mínima inercia con convertidores GFM y compensación sincrónica en Kimal 220 kV.



*Figura 21. Tensiones en nodos de 220 kV de las SSEE Lagunas (arriba), Alto Jahuel (centro) y Puerto Montt (abajo) para las contingencias simuladas en el escenario demanda baja de 2030 de mínima inercia con convertidores GFM y compensación sincrónica en Kimal 220 kV.*

#### 4.2.4.1 Falla de un polo del enlace HVDC

Se simuló la contingencia 25b que consiste en una falla bifásica a tierra en barras de 220 kV de la SE Kimal seguida de la desconexión de un polo del enlace HVDC Kimal – Lo Aguirre. La Figura 22 presenta las transferencias de potencia por el sistema de transmisión junto con la potencia transmitida por cada inversor del lado Lo Aguirre. Se observa que luego del despeje de la falla se desconectan dos inversores y la potencia total por el enlace HVDC Kimal – Lo Aguirre en estado estacionario se reduce a la mitad de su valor prefalla. La respuesta dinámica del sistema resulta satisfactoria.

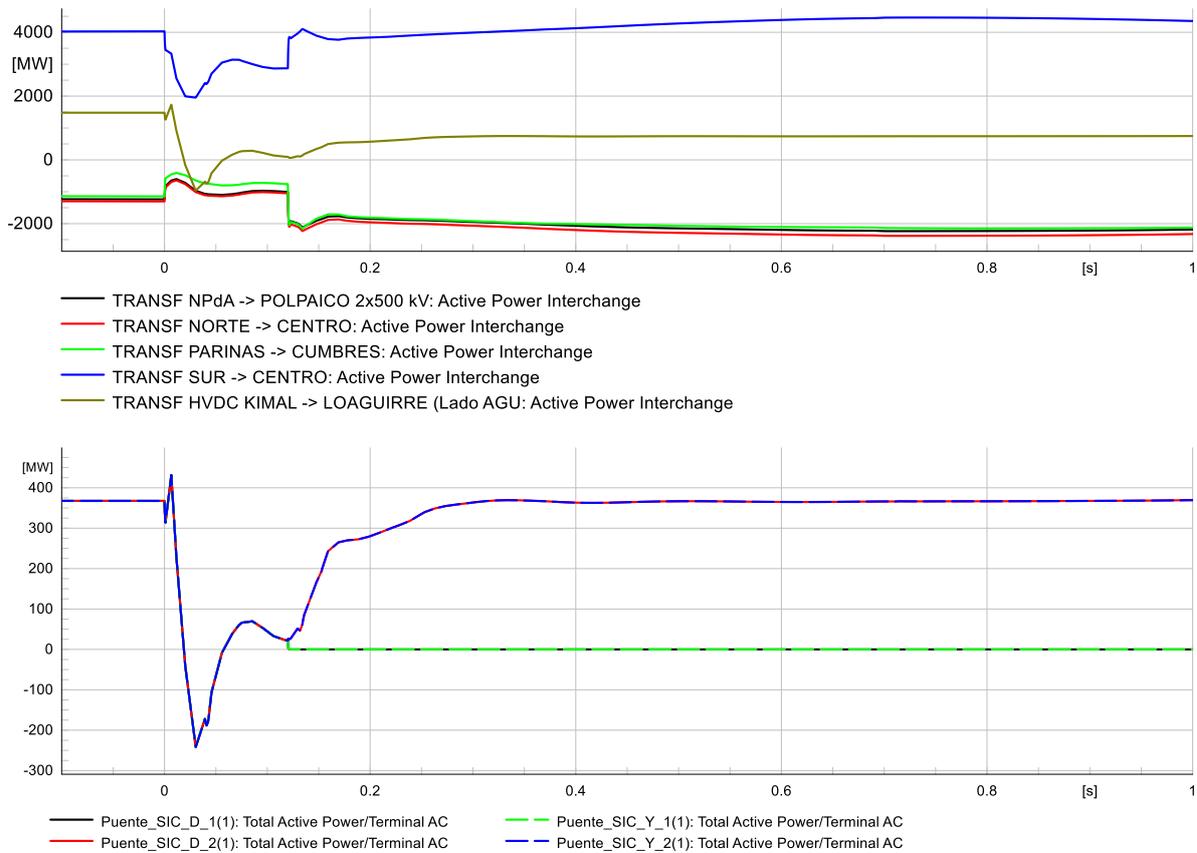


Figura 22. Transferencias de potencia por el sistema de transmisión (arriba) y potencia transmitida por cada inversor del lado Lo Aguirre (abajo) ante la contingencia C25b (falla un polo enlace HVDC) en el escenario de demanda baja y mínima inercia de 2030.

## 5 Conclusiones

En esta Actividad 3 se evaluó el uso de inversores formadores de red (GFM) como solución técnica para alcanzar un nivel mínimo de fortaleza de red y de inercia en el sistema, en particular en la zona del Norte Grande, que asegure su desempeño óptimo. En este sentido, los inversores GFM presentan una alternativa al uso de condensadores sincrónicos evaluada en la Actividad 2.

Las conclusiones del análisis pueden resumirse como sigue:

- En la actualidad, la tecnología GFM tiene aplicación solo en pequeñas redes aisladas o en los parques eólicos offshore conectados al sistema mediante un enlace en corriente continua (HVDC, como por ejemplo la generación eólica en el Mar del Norte, Alemania, donde el inversor opera de manera aislada, sin necesidad de coordinar con otros inversores).
- Si bien se prevé un fuerte impulso en el desarrollo de esta tecnología como alternativa a los inversores seguidores de red utilizados en la actualidad para la generación eólica y fotovoltaica de gran escala, es poco probable que esta tecnología está disponible en el mercado antes del 2025.
- Con ello, no parece prudente contemplar el uso de inversores GFM en el plan de expansión al 2025. Para este horizonte se recomienda el uso de condensadores sincrónicos como discutidos en la Actividad 2.
- A partir del 2025 y según el estado de madurez de esta tecnología, el Coordinador tendrá la opción de usar inversores GFM como alternativa al despliegue de más condensadores sincrónicos en el año 2030.
- El estudio de esta alternativa en el marco de esta Actividad 3 del proyecto indica que se puede garantizar un desempeño satisfactorio del sistema con los inversores GFM, siendo que:
  - Se disponga de unos 3135MVA de generación estática con tecnología GFM (el resto de la generación estática seguirá siendo tipo seguidora de red). Este valor se deberá poner en relación con los 1600Mvar de compensación sincrónica que de lo contrario serían necesarios adicionalmente para el escenario 2030 (ver Actividad 2)
  - El valor de inercia (sintética) a aportar por los inversores GFM será equivalente a la que aportan los condensadores sincrónicos adicionales (2030) con 1.6GVAs. Siendo que la fuente de energía primaria de los inversores (solar/eólica) no es firme, se deberá prever la instalación de baterías en paralelo. La capacidad de las baterías no se ha investigado en este estudio. Notar que su dimensionamiento podrá realizarse en función de atender otro tipo de servicios auxiliares a la red (ej. provisión de reserva primaria).

Como sensibilidad se investigó el uso de condensadores estáticos (máquinas sincrónicas virtuales) como alternativa a la instalación de condensadores sincrónicos ya desde el año 2025. En este caso, los

condensadores estáticos asumen la función de los condensadores sincrónicos de la Actividad 2, en la medida de garantizar suficiente fortaleza de red e inercia en el sistema. Mientras que la solución técnicamente funciona, resultará necesario instalar condensadores GM por un valor de 4800MVA, por lo que esta opción no puede competir con la solución anterior.