



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**REQUISITOS DE MODO DE OPERACIÓN EN TGVCC CONFORME AUMENTA SU
PENETRACIÓN PARA GARANTIZAR LA ESTABILIDAD EN SISTEMAS DÉBILES**

TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA,
MENCIÓN ELÉCTRICA

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

ALONSO ESTEBAN MARTÍNEZ MOLINA

PROFESORA GUÍA:
CLAUDIA RAHMANN ZUÑIGA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
PATRICIO MENDOZA ARAYA
RICARDO ÁLVAREZ MALEBRÁN

SANTIAGO DE CHILE
2024

RESUMEN DE LA TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE MAGÍSTER EN
CIENCIAS DE LA INGENIERÍA MENCIÓN ELÉCTRICA Y MEMORIA PARA
OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO
POR: ALONSO ESTEBAN MARTÍNEZ MOLINA
FECHA: 2024
PROFESORA GUÍA: SRA. CLAUDIA RAHMANN ZUÑIGA

REQUISITOS DE MODO DE OPERACIÓN A IMPONER EN TGVCC A MEDIDA QUE AUMENTA SU PENETRACIÓN CON EL OBJETIVO DE ASEGURAR LA ESTABILIDAD EN SISTEMAS DÉBILES

En un contexto en donde los SEP van migrando a sistemas gobernados por TGVCC, es fundamental que estas tecnologías garanticen la correcta operación del sistema por sí mismas. En la actualidad, el modo predominante en los SEP es el modo *grid-following*, el cual requiere de un PCC robusto para su correcta operación. Sin embargo, a medida que aumenta la penetración TGVCC, la red se vuelve inherentemente más débil, afectando el rendimiento del *grid-following*. Para esto, el convertidor *grid-forming* surge como una alternativa respecto al *grid-following* debido a su comportamiento como fuente de tensión controlada.

En esta tesis se investigan los límites operativos de TGVCC en SEP desde la perspectiva de estabilidad de tensión. En concreto, se propone una metodología iterativa que incrementa la penetración TGVCC hasta que el desempeño dinámico del sistema no sea aceptable. Para esto se considera los modos *grid-following* y *grid-forming*. Finalmente, la metodología es aplicada en el sistema eléctrico nacional chileno (SEN).

Los resultados indican que la penetración máxima de convertidores *grid-following*, que aseguran un desempeño aceptable, es del 73%. Más allá de este punto, se aumenta la penetración TGVCC en modo *grid-forming* hasta un 10%, alcanzando una penetración máxima total de TGVCC del 83%.

Agradecimientos

Quiero agradecer a mi papá por mostrarme a los Beatles desde pequeño, es algo por lo que siempre te recordaré. A mi mamá por fomentar en mí, el amor al arte. A ambos quiero darles gracias por haberme dado la educación, lo más lindo que alguien puede recibir. No hay nada que pueda hacer en vida para agradecer todo el esfuerzo y cariño incondicional que me han dado. Agradezco a mi melliza Isa, que me acompaña incluso desde antes de nacer. A mi hermano Rubén, por enseñarme que siempre hay que esforzarse en la vida. A mi hermana Javi, por ser mi ejemplo, te admiro y si no fuera por ti, quizás no habría estudiado en la Chile. Gracias a mi perrito Gaspar, por llenarme el corazón de alegría. Familia, GRACIAS TOTALES y aprovecho de dejarte un saludo David.

Antes de agradecer, pido disculpas a la profe Claudia por ser el alumno chacotero, alguien tenía que serlo. Gracias profesora, por fomentar en mí el amor a la ingeniería. Entré a Beauchef queriendo otra carrera, pero su charla en seminario de plan común hizo que me decantara por eléctrica. Gracias por ser mi guía en este duro, pero lindo proceso. Gracias por aceptarme como su alumno y permitirme aprender de usted. Feliz de haberla elegido y sin duda, lo volvería a hacer.

“Detrás de cada titulado, hay cientos de profesores que lo hicieron posible”. Agradezco a Marly, mi profe de matemáticas en básica. Gracias por ayudar a este alumno problemático a mejorar y hacer que descubriera mi amor por las matemáticas y la física.

A los amigos de la vida, con quienes las aventuras siguen. Son ustedes con quienes quiero celebrar cada éxito. Gracias por ser parte de mi familia y hacer del colegio un gran capítulo de mi vida. Me gustaría agradecer a Rorry y Javier, los amigos más antiguos que tengo, los primeros nakamas. A Araceli por las incontables risas. A Yuti y Benja por quererme tanto, tirarme para arriba y por formar la mejor tripleta de anécdotas. A Jose, por ser un compañero y amigo con quien siempre puedo contar. A Wilson, Joseto y JP, por su lealtad e historias de scout. “No se muere con dignidad, se vive con ella” ¡toma esa Wilson!

A mis amigos de la U. A Castellano, Naty, Gonza y Lucho, quienes conocí en plan común y la amistad sigue hasta el día de hoy. Gracias EW por hacer de eléctrica el chacoteo más grande jamás visto. Gracias Diego, por transformar los peores momentos en un meme. A Juan y Roberto, por esa amistad permanente, en donde las risas nunca faltaron.

Agradezco a los vengadores CrisThor y RiveryCap por ser un sostén durante toda eléctrica, incluso en mi magister. A Joaco y Benja por todo lo que me enseñaron de auxiliares y luego como amigos. A Jordan, Mati y al mismísimo Agüero, por hacer que me crea el cuento y siempre apañar una chela. Por último, quiero agradecer a “la salita”, gracias, Gabo, Pía, Pato, Migue, Piter, Pipe, Francys, Seba y Álvaro. A quienes mencioné en este párrafo quiero decirles que esta tesis también es suya.

Aprovecho de recordar a mis perritas Trufa y Mora, quienes me acompañaron en esas largas noches de estudio y música. Gracias a ustedes, puedo ser un mejor compañero de Gaspar. Gracias a mi notebook, que fue un warrior desde 2017.

Finalmente, gracias a la música y gracias a Goku... se despide Iron Man.

*“El misterio es la cosa más bonita que podemos experimentar.
Es la fuente de todo arte y ciencia verdadero”*
Albert Einstein

Para mis perritas, Trufa y Mora

Tabla de contenido

Capítulo 1: Introducción.....	1
1.1. Motivación	1
1.2. Hipótesis.....	4
1.3. Objetivos	4
1.3.1. Objetivo general	4
1.3.2. Objetivos específicos.....	4
1.4. Alcance.....	4
1.5. Estructura de la tesis.....	5
Capítulo 2: Marco teórico	6
2.1. Introducción	6
2.2. Modos de operación de convertidores.....	6
2.2.1. <i>Grid-following</i>	7
2.2.2. <i>Grid-forming</i>	8
2.2.3. Conclusiones	9
2.3. Esquemas de control de un convertidor	10
2.3.1. Convertidor <i>grid-following</i>	10
2.3.2. Convertidor <i>grid-supporting</i>	13
2.3.3. Convertidor <i>grid-forming</i>	15
2.4. Importancia de los niveles de cortocircuito en la robustez del sistema.	17
2.5. Impacto de altos niveles de TGVCC en la estabilidad.....	19
2.5.1. Introducción.....	19
2.5.2. Estabilidad de tensión.....	21
2.5.3. Estabilidad transitoria de ángulo	23
2.5.4. Estabilidad de PLL	27
2.6. Requerimientos FRT	32

2.6.1. Introducción.....	32
2.6.2. Desafíos de las centrales TGVCC durante cortocircuitos	34
• Sobre corrientes en lado AC del convertidor	34
• Limitación de corriente por pérdida de estabilidad	35
• Pérdida de sincronismo por inyección de corrientes	37
2.7. Inyección de corriente reactiva durante cortocircuito	39
2.8. Estrategias de control para FRT en TGVCC.....	42
2.8.1. Efectos del factor KFRT en la estabilidad de TGVCC.....	45
2.9. Conclusiones	46
Capítulo 3: Metodología.....	48
3.1. Introducción	48
3.2. Pasos previos	49
3.2.1. Definición de áreas de control (ACs)	49
3.2.2. Condiciones de operación y contingencias	49
3.2.3. Exigencias de desempeño dinámico.....	50
3.2.4. Modelos dinámicos GFL/GFM	50
3.3. Determinación MAXGFL	51
3.4. Determinación MAXGFM	53
Capítulo 4: Caso de estudio.....	55
4.1. Sistema eléctrico chileno.....	55
4.2. Áreas de control y punto de operación.....	55
Capítulo 5: Resultados y análisis	58
5.1. Determinación de MAXGFL	58
5.1.1. Penetración GFL = 75%	58
5.1.2. Penetración GFL = 73%	61
5.2. Determinación de MAXGFM	62

5.2.1. Penetración GFM = 11%	63
5.2.2. Penetración GFM = 10%	66
5.3. Resumen de resultados.....	69
5.4. Análisis de resultados.....	70
Capítulo 6: Conclusiones y trabajo futuro.....	73
6.1. Conclusiones	73
6.2. Trabajo futuro.....	75
Bibliografía.....	76
Anexos.....	87
A. Listado de acrónimos	87
B. Resultados adicionales.....	89
B.1. Caso de estudio base - 75%	89
B.2. Reducción de penetración GFL - 73%.....	92
B.3. Penetración GFM = 11%	95
B.4. Máxima Penetración TGVCC del sistema.....	98

Índice de Tablas

Tabla 2.1: Comparación y resumen de modos GFL y GFM.	9
Tabla 2.2: Valores de ganancias PLL utilizadas en la literatura.	13
Tabla 2.3: Valores para lazo interno y externo de convertidor.	17
Tabla 2.4: Impacto del nivel SCR en el comportamiento del voltaje.	18
Tabla 4.1: Cantidad de elementos del SEN.	55
Tabla 4.2: Generación y demanda para PO inicial.	56
Tabla 5.1: Resumen de redespacho para penetración GFL = 75%.	58
Tabla 5.2: Generación y demanda para penetración GFL = 73%.	58
Tabla 5.3: ESCRs mínimos por área para iteración GFL = 75.	59
Tabla 5.4: Resumen de análisis modal para PO inicial.	59
Tabla 5.5: Resumen de análisis modal. Penetración GFL = 73%	61
Tabla 5.6: ESCRs mínimos por área para penetración = 73%.	61
Tabla 5.7: Resumen de redespacho para penetración GFM = 11%.	63
Tabla 5.8: Punto de operación para penetración = 84% (GFM 11%).	63
Tabla 5.9: Resumen de análisis modal. Penetración = 84% (GFM 11%).	64
Tabla 5.10: Cambio de ganancias - escenario 84% de penetración.	64
Tabla 5.11: Resumen de análisis modal. Penetración = 84% (GFM 11%).	65
Tabla 5.12: ESCRs mínimos por área para penetración = 84% (GFM 11%).	65
Tabla 5.13: Punto de operación para penetración = 83% (GFM 10%).	66
Tabla 5.14: Resumen de análisis modal. Penetración = 83% (GFM 10%) - reajuste.	67
Tabla 5.15: Resumen de iteraciones.	69
Tabla 5.16: Comparación de resultados con trabajos previos [5], [22].	70

Índice de Figuras

Figura 2.1: Representación simplificada de convertidor GFL [25].	6
Figura 2.2: Representación simplificada de convertidor GFM [25].	7
Figura 2.3: Diagrama fasor luego de una perturbación. (a) GFL; (b) GFM [25].	7
Figura 2.4: Definición de modos que se utilizará durante el trabajo.	9
Figura 2.5: Estructura general de control para GFL.	10
Figura 2.6: Diagrama de bloques de un PLL.	11
Figura 2.7: Estructura general de control para GSP.	14
Figura 2.8: Estructura general de control para GFM.	15
Figura 2.9: Corriente de falla de un GS (superior) y una TGVCC (inferior) [51].	19
Figura 2.10: Corrientes de cortocircuito de un GS, un convertidor con desconexión rápida, y un convertidor con desconexión luego de 7 ciclos [8].	20
Figura 2.11: Clasificación de estabilidad en SEPs [53].	21
Figura 2.12: Voltajes luego de un aumento de carga. a) 100% generación convencional; b) 40% de penetración de TGVCC (GFL) [26].	22
Figura 2.13: Recuperación de voltaje luego de una falla para distintos niveles de TGVCC [17].	22
Figura 2.14: Envolturas de voltaje para distintas penetraciones de TGVCC [17].	23
Figura 2.15: Velocidad del rotor luego de una falla [54].	24
Figura 2.16: Máxima diferencia angular de rotores para distintos niveles de TGVCC [55].	25
Figura 2.17: Sistema de estudio en [58].	25
Figura 2.18: Curvas de potencia-ángulo y márgenes de estabilidad para 3 casos [58].	26
Figura 2.19: Diagramas de estado para: (a) Aumento de penetración GFL con generación neta constante. (b) Aumento de penetración GFL manteniendo la generación de GS constante [58].	27
Figura 2.20: (a) Convertidor conectado a la red; (b) Circuito equivalente [27].	28
Figura 2.21: Lugar de la raíz del sistema: (a) SCR=4.0, (b) SCR=1.6 y (c) SCR=1.3 [27].	29
Figura 2.22: Máximo valor de ganancia de PLL en función del SCR [27].	30
Figura 2.23: Frecuencias de los PLLs luego de una perturbación [26].	31
Figura 2.24: Polos del lazo interno de una TGVCC al disminuir el SCR [24].	31
Figura 2.25: Curva genérica para requerimientos FRT.	32
Figura 2.26: Requerimientos FRT de distintos países.	33
Figura 2.27: Requerimientos de corriente reactiva durante fallas para TGVCC en Chile [59].	33
Figura 2.28: Límite de corriente activa para evitar sobre corrientes [63].	35
Figura 2.29: Convertidor conectado a la red.	35
Figura 2.30: Diagrama fasorial del sistema [61].	36
Figura 2.31: Límite de estabilidad para inyección de corriente [61].	37
Figura 2.32: Fasores de tensión y corriente con (a) operación normal y (b) límite teórico [13].	38
Figura 2.33: Representación del área estable del vector de corriente durante fallas [13].	39
Figura 2.34: Diagrama esquemático [61].	40
Figura 2.35: Efecto de corrientes del convertidor en voltaje PCC [61].	41
Figura 2.36: Factor de voltaje del sistema para distintas potencias del inversor [61].	42
Figura 2.37: Diagrama de control para cambio de prioridad de corriente.	43
Figura 2.38: Priorización de corriente en eje d (izquierda) y q (derecha).	44
Figura 2.39: Sistema utilizado en [12], [63].	45
Figura 2.40: Tensiones promedio en las barras del sistema durante un cortocircuito trifásico [12].	46
Figura 3.1: Metodología general del trabajo.	48
Figura 3.2: Esquema general de MDGFL en DIgSILENT.	51

Figura 3.3: Esquema general de <i>MDGFM</i> en DIgSILENT.....	51
Figura 3.4: Metodología para etapa “Determinación <i>MAXGFL</i> ”.....	53
Figura 4.1: Mapa eléctrico de Chile y su división en áreas.....	56
Figura 5.1: Polos del sistema base.....	59
Figura 5.2: Voltajes del sistema para distintas fallas. Penetración GFL = 75%.....	60
Figura 5.3: Análisis modal para penetración GFL = 73%.....	61
Figura 5.4: Voltajes del sistema para distintas fallas. Penetración GFL = 73%.....	62
Figura 5.5: Análisis modal para penetración = 84% (GFM 11%).....	64
Figura 5.6: Análisis modal para penetración = 84% (GFM 11%).....	65
Figura 5.7: Voltajes del sistema para distintas fallas. Penetración 84% (GFM 11%).....	66
Figura 5.8: Análisis modal para penetración = 83% (GFM 10%).....	67
Figura 5.9: Voltajes del sistema para distintas fallas. Penetración 83% (GFM 10%).....	68
Figura 5.10: Tensiones por AC ante una falla en esta para distintas penetraciones TGVCC.	71
Figura 5.11: Corrientes de TGVCC en AC3 ante una contingencia en esta área.....	72

Capítulo 1: Introducción

1.1. Motivación

Durante los últimos años, diferentes países alrededor del mundo han realizado grandes esfuerzos para reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero y limitar así el calentamiento global [1]. Lo anterior ha tenido un gran impacto en el mundo energético, llevando a que las fuentes de energía en base a combustibles fósiles sean paulatinamente reemplazadas por fuentes de generación en base a energías renovables no convencionales (ERNC). De particular importancia ha sido el crecimiento de las ERNC conectadas mediante convertidores de potencia como la energía solar fotovoltaica y eólica. Concretamente, la capacidad instalada en centrales ERNC en base a energía solar y eólica aumentó en 267 [GW] a nivel mundial entre 2022 y 2023 [2], representando un crecimiento conjunto de 31%. Chile no ha estado exento de esta tendencia. A nivel nacional, nuestro país ha fijado como meta que las energías renovables constituyan el 60% de la matriz energética nacional en el año 2035 y al menos un 70% el año 2050 [3]. Actualmente, Chile ya tiene más de 9000 [MW] de capacidad instalada en centrales fotovoltaicas y más de 4400 [MW] en centrales eólicas, lo cual equivale a un 39% de la capacidad instalada total en el país [4].

Si bien la transición hacia una matriz energética más limpia es una gran oportunidad para combatir el cambio climático, altos niveles de penetración de tecnologías de generación variable con convertidor (TGVCC), producen un cambio de paradigma en la operación de los sistemas eléctricos de potencia (SEP) debido principalmente a dos factores: 1) variabilidad e incertidumbre de las fuentes de ERNC como el sol y el viento, 2) comportamiento dinámico de convertidores radicalmente diferente al de los generadores sincrónicos (GS). Si bien ambos factores tienen una repercusión directa en la operación de los SEP, frente a altos niveles de TGVCC, los mayores desafíos se asocian al comportamiento dinámico de los convertidores [5] y sus efectos en el desempeño dinámico y control de los SEP. En este contexto, una de las principales diferencias entre las TGVCC y los GS radica en sus aportes a las corrientes de cortocircuito. El nivel de cortocircuito en una barra es un indicador típico de robustez del SEP en el punto: mientras mayor sea su valor, mayor será la robustez de la red en dicha barra [6]. En los SEP, los mayores aportes de corriente de cortocircuito los realizan los GS. Durante contingencias, estas unidades se caracterizan por ser la principal fuente de potencia reactiva para abastecer la demanda [7] y por inyectar altas corrientes de cortocircuito apoyando así a la recuperación del sistema. Concretamente, los GS pueden inyectar hasta 6 veces su corriente nominal durante fallas [8]. De esta forma, las áreas robustas de los SEP generalmente se encuentran cerca de centros de generación, mientras que las áreas más débiles en zonas de carga alejadas de las máquinas sincrónicas [9]. En este contexto, una de las grandes limitaciones de las TGVCC, es que sus aportes de corriente de cortocircuito se limitan a valores máximos entre 1 y 1,5 [p.u.] debido a limitaciones térmicas de la electrónica de potencia de los convertidores [8]. De esta forma, a medida que las TGVCC aumentan su nivel de penetración en los SEP, la robustez de estos disminuye, llevando, por ende, a sistemas inherentemente débiles.

Los SEP débiles con niveles de cortocircuito bajos se caracterizan por tener una alta sensibilidad de la tensión frente a cambios en los flujos de potencia (valores de $\partial V/\partial P$ y $\partial V/\partial Q$ altos), lo que implica que pequeñas perturbaciones en los flujos pueden cambiar significativamente los niveles de tensión en la red [10]. Por otro lado, diferentes problemas de

estabilidad como inestabilidad de control, interacciones rápidas de control, inestabilidad de pequeña señal e inestabilidad de tensión son mucho más probables de ocurrir en el caso de redes débiles [9]. Durante contingencias, los sistemas débiles con bajos niveles de cortocircuito pueden experimentar voltajes extremadamente bajos en zonas amplias de la red, lo cual puede dificultar la recuperación del voltaje después del despeje de una falla. Por consiguiente, los sistemas débiles son más propensos a enfrentar inestabilidades o colapsos de tensión [9]. Asimismo, caídas de voltaje severas pueden acelerar considerablemente los rotores de las máquinas sincrónicas cercanas, lo que a su vez puede provocar su pérdida de sincronismo [11], [12], [13]. En consecuencia, la reducción de la robustez de los SEP debido al aumento de TGVCC puede perjudicar el desempeño dinámico de los SEP durante contingencias, haciéndolos más propensos a presentar comportamientos inestables [9].

Otro factor clave que diferencia a las TGVCC de los generadores convencionales es que la respuesta dinámica de las TGVCC, así como su interacción con la red durante contingencias, está dictada principalmente por las características de la estrategia de control elegida y en menor medida por las propiedades físicas del convertidor [8]. Esto contrasta con los GS, en cuyo caso las propiedades físicas de la máquina, como su inercia y parámetros eléctricos, son los que juegan el rol más importante en la determinación de su comportamiento transitorio. En este contexto, varias investigaciones han mostrado que el comportamiento dinámico de las centrales TGVCC puede resultar especialmente desafiante en redes débiles [9], [14], [15], [16], [17]. Dependiendo del modo de control utilizado en los convertidores, el desempeño dinámico de las centrales TGVCC podría depender en gran medida de la existencia de una referencia de voltaje estable de la red [9], [18]. A medida que el sistema se debilita (niveles de cortocircuito más bajos), la referencia de voltaje se vuelve menos estable (mayor sensibilidad), lo que significa que su valor se verá más afectado por la inyección de corriente de las TGVCC. En dichos casos, es mucho más probable que surjan interacciones de control rápidas entre convertidores debido a que cada dispositivo que controla una cantidad eléctrica tiene un mayor impacto en otros dispositivos cercanos [9]. Más aún, en el caso de SEP débiles, es mucho más probable que estas interacciones de control se tornen inestables [9].

La capacidad de soportar voltajes bajos durante contingencias también puede ser extremadamente desafiante para las TGVCC, particularmente en el caso de redes débiles [9], [14], [15], [18]. Sin embargo, los códigos de red actuales no permiten que estas centrales se desconecten durante condiciones anormales porque esto podría empeorar los efectos de la falla [9]. De hecho, en la mayoría de los países, las centrales TGVCC deben permanecer conectadas a la red durante cortocircuitos y también contribuir a mantener la estabilidad de tensión mediante la inyección de corrientes reactivas [19], concepto conocido como *fault ride-through* (FRT) [18], [20]. Varios estudios han reportado la importancia de que las plantas TGVCC permanezcan conectadas e inyecten corrientes reactivas durante fallas para contribuir a mantener la estabilidad del sistema. Desafortunadamente, las TGVCC pueden perder estabilidad rápidamente en condiciones de baja tensión [13], más aún en condiciones de red débil.

El desempeño dinámico de las TGVCC durante contingencias dependerá principalmente de los requerimientos de red impuestos por las normativas vigentes, la robustez del sistema en el punto de conexión y la estrategia de control implementada en las TGVCC (incluyendo su estructura de control y parámetros). El modo de control usado en los convertidores también tendrá efectos importantes en el desempeño dinámico de las TGVCC. Hoy en día, el modo de operación predominante que se usa en las centrales TGVCC de gran escala es el modo *grid-following* (GFL) [18], [21]. En este modo de operación, las TGVCC inyectan una cantidad fija de potencia activa y

reactiva al sistema, simplemente siguiendo el voltaje y frecuencia que impone la red en el punto de conexión, por lo que su potencia de salida no cambia en función de las condiciones de operación del SEP [22], [23]. En consecuencia, es poco probable que los SEP futuros con altos niveles de TGVCC, puedan operar solo en base a convertidores en modo GFL. Si bien los convertidores GFL modernos se pueden programar fácilmente para incorporar capacidad de participar en la regulación de frecuencia y voltaje [5], [22] a medida que su penetración en la red aumenta, algunas unidades TGVCC tendrán necesariamente que participar en el proceso de formación de frecuencia y voltaje de la red [18], [24], [25]. Más aun, diferentes estudios han mostrado que la operación segura de SEP con altos niveles de TGVCC en modo GFL se vuelve extremadamente desafiante desde la perspectiva de estabilidad [25], [26], [27]. Entre los principales problemas que se pueden presentar se encuentran inestabilidad del PLL (*phase-locked loop*) [14], [27], [28], oscilaciones mal amortiguadas [17], [29], inestabilidad de tensión [24], [26], entre otros [17], [24], [27].

Considerando las ventajas económicas que presenta el modo de operación *grid-following*, así como la poca experiencia práctica existente con otros modos de operación más sofisticados como *grid-forming* (GFM) en sistemas reales, es muy probable que, al menos en el corto y mediano plazo, las futuras centrales TGVCC sigan siendo conectadas a los SEP en modo *grid-following* [18]. En este contexto, la pregunta que surge es a partir de qué punto o nivel de penetración de TGVCC, es necesario exigir que las nuevas TGVCC que se conecten a un SEP lo hagan en un modo de operación más sofisticado, un modo que permita a las TGVCC apoyar activamente la operación del sistema tanto en operación normal como durante contingencias. Considerando los temas económicos asociados, esta es una pregunta estratégica, que debe ser respondida por el regulador en base a estudios sistémicos. No basta con simplemente exigir modos de operación sofisticados a las TGVCC, pues esto podría generar barreras de entrada importantes.

A la fecha, se han publicado varios estudios y artículos científicos que abordan los diferentes desafíos de control que enfrentarán los SEP futuros con altos niveles de TGVCC [5], [14], [22], [27], [28]. Si bien estos trabajos han obtenido resultados y conclusiones útiles, ninguno de ellos ha abordado la pregunta de cómo el regulador debe definir los requisitos de control que las TGVCC deben cumplir a medida que su nivel de penetración en la red aumenta. Si bien el trabajo presentado en [5] responde a esta pregunta en el caso del sistema chileno, solo lo hace considerando la perspectiva de la estabilidad frecuencia. En el contexto anterior, y considerando los efectos que altos niveles de TGVCC en modo *grid-following* pueden tener en otros tipos de estabilidad, el objetivo de este trabajo es proponer una metodología que permita determinar sistemáticamente los requisitos de control a exigir, en términos de modo de operación de centrales TGVCC, a medida que su nivel de penetración aumenta de forma de asegurar la estabilidad durante cortocircuitos.

1.2. Hipótesis

- **H1:** Aunque el convertidor GFL puede incorporar lazos adicionales que proporcionen la capacidad FRT y, por ende, contribuya a la regulación de tensión durante contingencias, su modo de operación no resulta adecuado para los sistemas eléctricos futuros con niveles extremos de penetración TGVCC desde la perspectiva de estabilidad de tensión y regulación de tensión.
- **H2:** Aunque el convertidor GFM comparte con el GFL una capacidad limitada de corriente de cortocircuito, su capacidad para actuar como fuente de tensión posibilitará presentar un desempeño dinámico adecuado para niveles de penetración TGVCC que no sería posible lograr únicamente con convertidores en modo GFL.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general

El objetivo general de esta tesis consiste en desarrollar una metodología práctica que permita identificar de manera sistemática los requisitos de modo de control en TGVCC conforme aumenta su integración en el sistema eléctrico se incrementa. Esto se realiza con el fin de garantizar la estabilidad del sistema frente a cortocircuitos.

1.3.2. Objetivos específicos

1. Proponer una metodología apta para SEP de gran escala que permita determinar los requisitos de modo de control a exigir en centrales TGVCC a medida que su nivel de penetración aumenta.
2. Implementar la metodología propuesta en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) chileno proyectado para el año 2046, con el objetivo de identificar los niveles máximos de TGVCC asociados a los modos GFL o GFM en el mencionado caso de estudio.
3. Contrastar los resultados obtenidos en el presente trabajo, que se centra en la estabilidad de tensión, con los hallazgos del estudio [5], enfocado en la estabilidad de frecuencia. La finalidad es discernir cuáles requisitos son más restrictivos en términos de los niveles máximos de integración de TGVCC, tanto en modo GFL como GFM.
4. Entregar recomendaciones acerca de la máxima penetración TGVCC que se puede alcanzar en el SEN, así como sugerencias relacionadas con la adopción del modo de operación GFM como una alternativa para abordar los desafíos que se presenten en los SEP futuros.

1.4. Alcance

El estudio realizado en el marco de esta tesis se restringe a la estabilidad de los SEP en la ventana electromecánica incluyendo estabilidad de tensión, transitoria de ángulo, y estabilidad desencadenada por convertidores (fenómenos lentos). No se incluye la estabilidad de frecuencia ya que este estudio fue realizado en [5], [22]. Dado lo anterior, las contingencias simuladas en este trabajo consisten en cortocircuitos trifásicos en el sistema.

Finalmente, el trabajo se desarrolla en base a simulaciones dinámicas en el dominio del tiempo del tipo RMS.

1.5. Estructura de la tesis

La estructura del presente documento sigue una secuencia lógica que abarca diversos aspectos relevantes para el desarrollo y comprensión del trabajo. En el capítulo 2, se aborda el marco teórico, cuyo objetivo principal es proporcionar los conocimientos teóricos esenciales para el desarrollo de la investigación. Este capítulo detalla los modos de operación característicos de los convertidores de potencia *grid-following* (GFL) y *grid-forming* (GFM) y analiza su impacto en distintos tipos de estabilidad en los sistemas de potencia. Específicamente, se examina cómo estos modos de operación influyen en la estabilidad de tensión, angular y de PLL. Además, se exploran los requisitos FRT (de sus siglas en inglés *Fault Ride-Through*) de los convertidores, así como los desafíos que surgen debido a las limitaciones inherentes a esta tecnología.

En el capítulo 3, se expone en detalle la metodología propuesta para determinar los niveles máximos de penetración de convertidores en un sistema. En coherencia con este enfoque metodológico, el cuarto capítulo se dedica a la presentación de un caso de estudio específico que sirve como instancia práctica para la implementación de la metodología desarrollada en el capítulo anterior.

El capítulo 5 despliega de manera detallada los resultados más destacados y los análisis derivados de la investigación. En particular, se presentan los niveles máximos de penetración asociados a cada modo de operación de los convertidores. Además, se realiza un análisis sobre la evolución en el comportamiento dinámico del sistema eléctrico a medida que la penetración de convertidores experimenta un aumento en el sistema. Este capítulo corresponde a un punto crucial donde se analiza la influencia de los convertidores en la dinámica de los sistemas eléctricos.

Finalmente, en el capítulo 6, se presentan las conclusiones derivadas de la investigación, ofreciendo una síntesis de los principales hallazgos y destacando las implicaciones más relevantes. Además, se proponen análisis adicionales como posibles áreas de investigación futura, proporcionando una perspectiva que invita a la continuación y expansión del estudio.

Capítulo 2: Marco teórico

2.1. Introducción

En esta sección se realiza una revisión de los modos de operación de convertidores más citados en la literatura. Para esto, en primera instancia se presentan las principales características que definen a estos modos de operación para luego presentar sus esquemas de control típicos. También se explican los principales desafíos que presentan las TGVCC en el proceso de FRT, además de estrategias de control novedosas que permiten a este tipo de centrales cumplir con estos requerimientos.

2.2. Modos de operación de convertidores

Tal como se indicó en el capítulo 1, los convertidores son equipos flexibles que se pueden controlar de diferentes formas y, dependiendo de ello, mostrar diferentes comportamientos durante contingencias [5], [30]. Los modos de operación más comunes en los convertidores de potencia son el modo *grid-following* y *grid-forming* [31]. Si bien esta clasificación ha sido principalmente usada en el contexto de microrredes [32], [33], en los últimos años también ha sido aplicada en estudios enfocados en sistemas de potencia de gran escala [18], [25], [34], [35]. En modo *grid-following*, el convertidor ajusta la corriente que inyecta en función del voltaje en el punto de conexión común (PCC) con el objetivo de inyectar una potencia activa (P^*) y reactiva (Q^*) determinada. En este modo, el convertidor se comporta como una fuente de corriente ideal conectada a la red mediante una impedancia en paralelo alta (Figura 2.1.). Por otro lado, en modo *grid-forming*, el convertidor puede ser representado por una fuente de voltaje ideal de magnitud E^* y frecuencia ω^* con una baja impedancia de salida (Figura 2.2.). La principal característica que distingue a estos dos modos radica en que el primero regula la potencia activa/reactiva inyectada por el convertidor, mientras que el segundo regula el voltaje/frecuencia en bornes de acuerdo con las referencias impuestas.

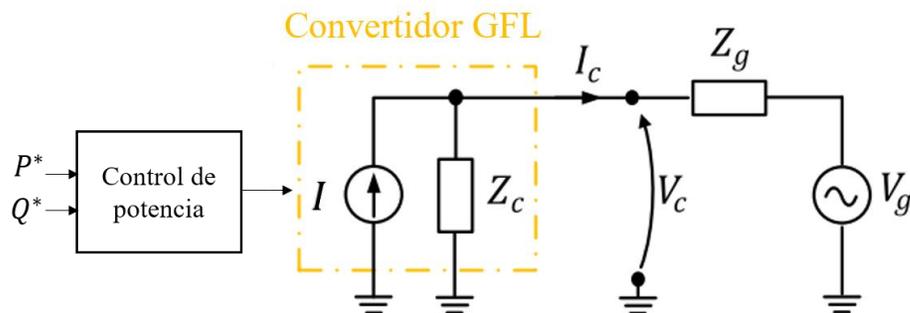


Figura 2.1: Representación simplificada de convertidor GFL [25].

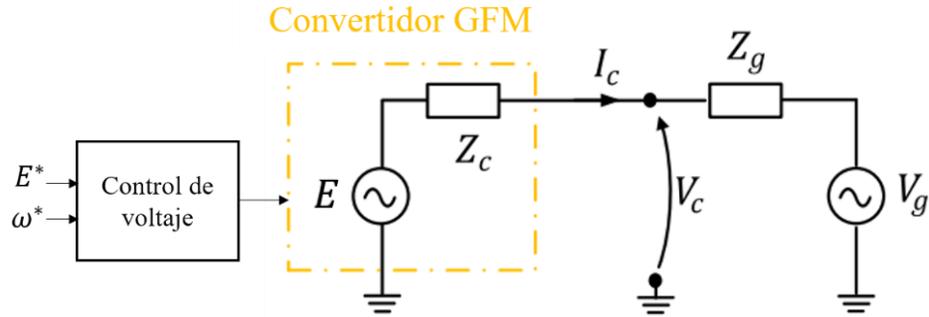


Figura 2.2: Representación simplificada de convertidor GFM [25].

La Figura 2.3 muestra el comportamiento de cada modo de operación inmediatamente después de una perturbación [25].

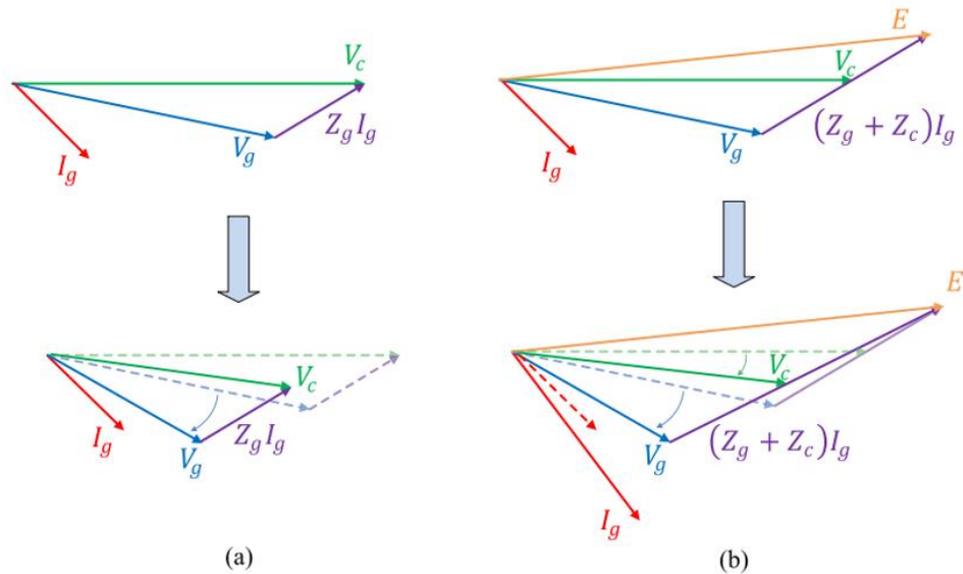


Figura 2.3: Diagrama fasor luego de una perturbación. (a) GFL; (b) GFM [25].

La Figura 2.3 muestra el comportamiento de cada modo de operación inmediatamente después de una perturbación [25]. De la Figura 2.3(a) se observa que para una variación de voltaje en la red V_g , la respuesta instantánea del convertidor GFL es mantener la corriente I_g constante en magnitud y fase, provocando una variación del voltaje en el convertidor V_c . Este comportamiento es el que se presentaría inmediatamente después de la perturbación, ya que posteriormente, al medir el nuevo ángulo de fase de V_g , el convertidor ajustará su referencia de corriente para mantener la potencia que se desea inyectar. Por otro lado, la respuesta de un convertidor en modo GFM se muestra en la Figura 2.3(b), donde se ve que el fasor de voltaje interno E del convertidor inicialmente no se ve afectado por la perturbación, lo cual trae como consecuencia una variación del fasor I_g [25].

2.2.1. Grid-following

En la actualidad, el modo de operación *grid-following* es el más utilizado por las centrales fotovoltaicas y eólicas existentes en los SEP [22]. En este modo de operación, los convertidores de las centrales TGVCC deben seguir la referencia de voltaje impuesta por generadores sincrónicos

para poder inyectar una potencia activa y reactiva determinada a la red. La corriente inyectada por el convertidor se controla mediante un desplazamiento de fase específico respecto a la fase del voltaje en el PCC. Para esto, es necesario seguir el fasor de frecuencia fundamental de la tensión en el punto de conexión en todo momento mediante un PLL [36]. En consecuencia, un convertidor puede operar en modo GFL solo si existen otros generadores capaces de imponer el voltaje y la frecuencia en la red [31]. De lo anterior se concluye que los convertidores en modo GFL no tienen capacidad de partida en negro ya que, ante un apagón, no existe ningún generador que imponga un voltaje en el PCC para el convertidor GFL [18].

2.2.2. Grid-forming

El convertidor GFM es capaz de imponer la magnitud y el ángulo de voltaje en el PCC haciendo que su comportamiento sea semejante al de una fuente de tensión [36]. En consecuencia, y a diferencia del modo GFL, su correcto funcionamiento no requiere que haya otros generadores alimentando la red. Lo anterior se debe a que el modo GFM no necesita de un PLL, por lo que no requiere seguir un voltaje ya existente en su punto de conexión. Dado esto, este modo cuenta con la capacidad de arranque autógeno, por lo que puede apoyar la reactivación de un SEP después de un apagón. Para que el convertidor pueda imponer voltaje y frecuencia en bornes existen variadas formas [18], [36]. Entre las distintas maneras de implementar el modo GFM, las más referenciadas en la literatura se listan a continuación:

- **Máquina síncrona virtual:** Este enfoque busca emular el comportamiento de una máquina síncrona. Para esto, las mediciones en los terminales del inversor son la entrada a un modelo de GS cuya complejidad puede variar ampliamente, desde modelos electromecánicos detallados hasta dinámicas simplificadas que incluyen solo la ecuación del swing.
- **Control de estatismo (droop):** Este control es el más usado [18] y se caracteriza por exhibir una compensación lineal entre la frecuencia y voltaje en función de la potencia activa y reactiva, respectivamente.
- **Oscilador virtual:** Bajo este esquema, el control del inversor imita el comportamiento de un circuito oscilador, cuya frecuencia natural corresponde a la frecuencia nominal de la red. Si bien el enfoque pareciera radicalmente diferente a los anteriores, se ha demostrado que en régimen permanente exhibe las curvas de estatismo $P - \omega$ y $Q - V$ [18].

Los 3 métodos indicados anteriormente tienen propiedades bastante similares [18], [34], en particular, todos cumplen con comportarse como una fuente de voltaje con una amplitud y frecuencia que varía en función de la generación de potencia reactiva y carga del sistema respectivamente [18].

2.2.3. Conclusiones

La siguiente tabla resume las principales características de los modos GFL y GFM [18].

Modo GFL	Modo GFM
Se comporta como fuente de corriente	Se comporta como fuente de voltaje
Necesita PLL para sincronizarse con la red	Capacidad de auto-sincronización con la red (no requiere PLL)
Necesita un voltaje en el PCC para entregar P y Q	Capacidad de arranque autónomo
Modo utilizado en los SEP actuales	No hay experiencias prácticas en los SEP, solo en las microrredes

Tabla 2.1: Comparación y resumen de modos GFL y GFM.

Finalmente, es importante mencionar que algunas referencias mencionan un tercer modo de operación denominado *grid-supporting* (GSP), en cuyo caso el convertidor se puede operar tanto como fuente de corriente como de voltaje [22], [31], [37]. En la literatura más reciente [5], [18], [36], [37], el modo *grid-supporting* se denomina también como *grid-following* con lazos de control adicional para responder ante variaciones de frecuencia y voltaje [5], [22].

Para el resto de este trabajo, se asumirá la siguiente clasificación de modos de operación para las TGVCC.

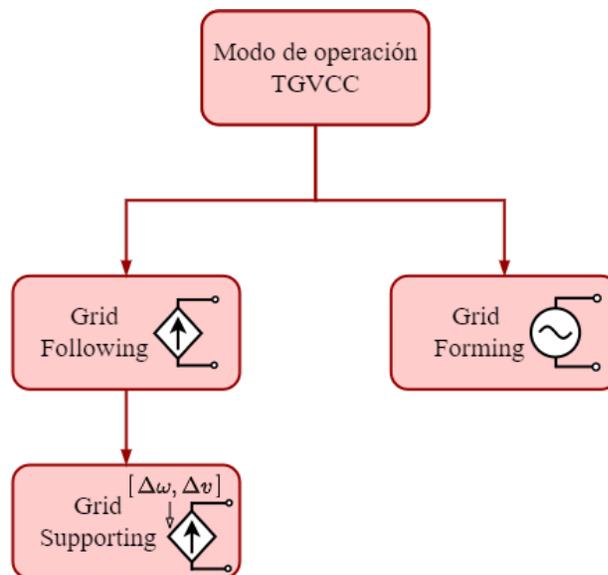


Figura 2.4: Definición de modos que se utilizará durante el trabajo.

2.3. Esquemas de control de un convertidor

2.3.1. Convertidor *grid-following*

Tal como se dijo anteriormente, en este modo de operación el convertidor opera como fuente de corriente inyectando una determinada potencia activa P^* y reactiva Q^* siguiendo el voltaje impuesto por la red en el PCC. La Figura 2.5 muestra el control de un convertidor GFL trifásico conectado a la red mediante un filtro LC determinado por la inductancia L_f y capacitancia C_f . El sistema se conecta a la red por medio de un transformador de acoplamiento modelado como una inductancia serie de valor L_T .

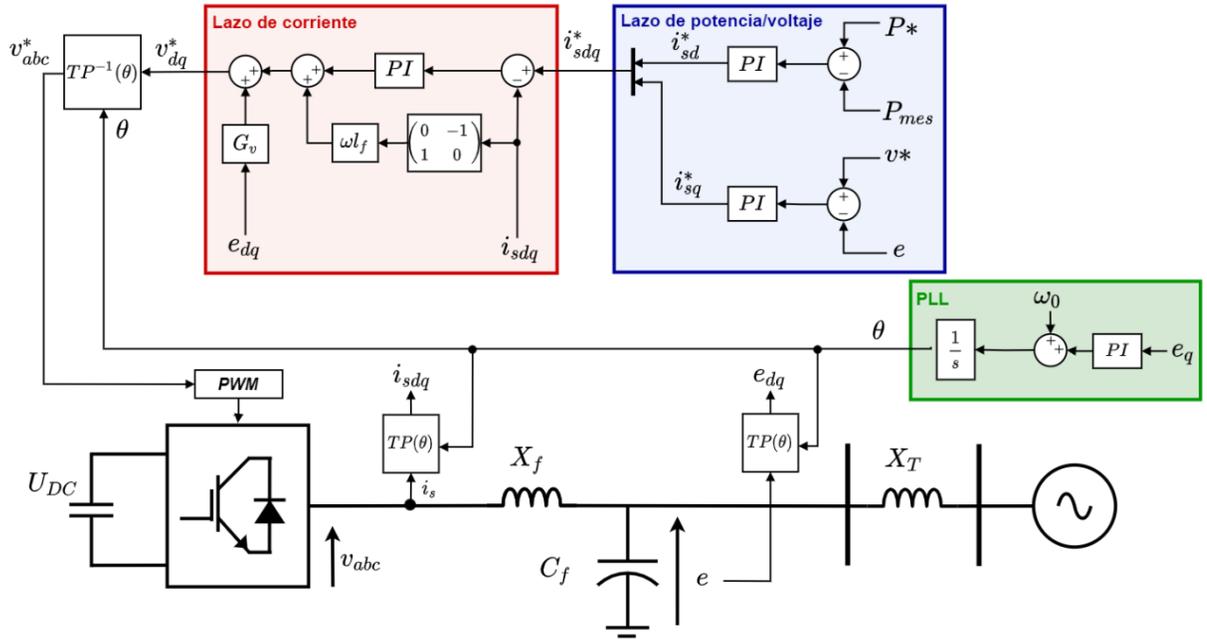


Figura 2.5: Estructura general de control para GFL.

Las variables por medir corresponden a la corriente y voltaje trifásico a la salida del inversor y del filtro LC, respectivamente (señalados en la Figura 2.5 por i_s y e). Estas magnitudes son llevadas a un marco de referencia solidario con la frecuencia del sistema a través de la transformada de Park ($TP(\theta)$). Para la TP, es necesario el ángulo θ del fasor de voltaje en el PCC, el cual es obtenido por el PLL (la forma en que el PLL obtiene la fase del voltaje se detalla más adelante). Una vez obtenidas las variables de interés e_{dq} e i_{sdq} , estas son utilizadas para calcular la potencia que el convertidor está inyectando según la siguiente ecuación:

$$P_{mes} = e_d i_{sd} + e_q i_{sq} \quad (2.1)$$

Los convertidores en modo GFL generalmente utilizan algoritmos MPPT para calcular la referencia de potencia activa (P^*) a inyectar [31], [38]. El lazo externo de potencia genera las referencias de corriente a emplear por el conversor. Primero se calcula el error de potencia como

la diferencia entre la referencia y la potencia inyectada por el convertidor. De forma análoga, se calcula el error de voltaje. Cada uno de estos errores entra a su respectivo PI en el lazo externo de potencia/voltaje (ver Figura 2.5). La salida de estos PI corresponde a la referencia de corriente (i_{sd}^* , i_{sq}^*) que el convertidor debe inyectar en los ejes d y q .

En el lazo de corriente interno se comparan las referencias de corriente obtenidas del lazo externo con las mediciones de corriente. Ambos errores entran a un controlador PI. La salida del lazo de corriente viene determinada por las siguientes ecuaciones.

$$\begin{aligned} v_d^* &= G_v e_d - \omega L_f i_{sd} + (i_{sd}^* - i_{sd}) \left(K_{P_{id}} + \frac{K_{I_{id}}}{s} \right) \\ v_q^* &= G_v e_q + \omega L_f i_{sq} + (i_{sq}^* - i_{sq}) \left(K_{P_{iq}} + \frac{K_{I_{iq}}}{s} \right) \end{aligned} \quad (2.2)$$

Finalmente, el voltaje v_{dq}^* es llevado a un marco de referencia abc por medio de la transformada inversa de Park (TIP) para obtener el voltaje v_{abc} que debe imponer el inversor a su salida. Esta señal es la entrada a un modulador PWM encargado de generar las señales de activación para los dispositivos semiconductores.

La Figura 2.6 muestra el diagrama de bloques de un PLL típico [13], [14], [39].

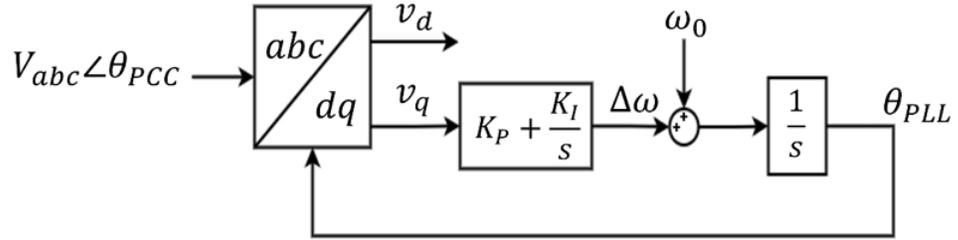


Figura 2.6: Diagrama de bloques de un PLL.

El voltaje en el marco de referencia trifásico medido en el PCC del conversor es llevado a un sistema de referencia dq . La componente q del voltaje entra a un controlador PI. El objetivo de llevar a cero la componente q es que la componente d del convertidor quede alineada con el vector de voltaje en el PCC [14]. A la salida del controlador PI se obtiene el error de la frecuencia $\Delta\omega = \omega - \omega_0$. Al sumar este valor con la referencia de frecuencia ω_0 , se obtiene la frecuencia fundamental del voltaje en el PCC (ω). Finalmente, el ángulo de fase del fasor de voltaje en el PCC se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$\theta = \int_0^t \omega d\tau + \theta_0 \quad (2.3)$$

De esta forma, para estimar el ángulo en el PCC, θ_{PLL} , a través del PLL, se integra la frecuencia estimada. Este ángulo es utilizado como retroalimentación para poder ser la referencia angular de la TP y la TIP.

El desempeño dinámico del PLL queda determinado por las ganancias proporcional K_p e integral K_i que son las que determinan el ancho de banda ω_{-3db} y amortiguamiento del PLL. Diversos estudios han mostrado que el valor de estos parámetros influye fuertemente en el desempeño dinámico de las centrales TGVCC conectadas mediante convertidores en modo GFL [24], [27].

El ancho de banda corresponde al rango de frecuencias en la cual la magnitud de la función de transferencia del sistema tiene un valor superior a $-3db$. El ancho de banda es un buen indicador de la rapidez con la que el PLL sigue la fase de la tensión en el punto de conexión donde se conecta el convertidor. El ancho de banda del PLL viene dado por la siguiente expresión [40].

$$\omega_{-3db} = \sqrt{K_i} \cdot \left(1 + \frac{K_p^2}{2K_i} + \sqrt{\left(1 + \frac{K_p}{\sqrt{K_i}} \right)^2 + 1} \right)^{1/2} \quad (2.4)$$

Si se considera $K_p \ll K_i$ se tendrá que el ancho de banda es proporcional a la raíz de la constante integral.

$$\omega_{-3db} \propto \sqrt{K_i} \quad (2.5)$$

Adicionalmente, el amortiguamiento del PLL queda determinado en su totalidad por las ganancias proporcional e integral. La siguiente expresión muestra el valor de amortiguamiento en función de estas ganancias.

$$\xi = \frac{K_p}{2\sqrt{K_i}} \quad (2.6)$$

Si bien es necesario que el PLL pueda sincronizarse de forma rápida con el sistema, tener anchos de banda muy elevados, suelen traducirse en un comportamiento transitorios más críticos haciendo más fácil presentar inestabilidad transitoria [41].

De esta forma, la determinación adecuada de valores para las ganancias proporcional e integral es un problema complejo, que involucra un *trade-off* entre el desempeño en régimen permanente y transitorio del PLL. Lo anterior es especialmente cierto en el caso de redes débiles con altos niveles de TGVCC y bajos niveles de cortocircuito [27]. En particular, para sistemas con altos niveles de penetración TGVCC, el ancho de banda del PLL toma valores menores a 20 [Hz] [14], [22], [29], [42], [43], [44], [45], [46], [47]. La Tabla 2.2 muestra valores para las ganancias proporcional e

integral del PLL que se han utilizado en sistemas con altos niveles de penetración de convertidores en modo GFL y sus respectivos amortiguamientos y anchos de banda.

K_p	K_i	ξ	ω_{-3db} [rad/s]	f_{-3db} [Hz]
20	1.000	0,32	55,81	8,88
73,6	333,3	2,01	68,93	10,97
60	1.400	0,80	84,29	13,42
10	30	0,91	13,04	2,07
50	1.300	0,69	76,90	12,24
20	100	1,00	24,82	3,95
6	10	0,95	7,66	1,22
201	1.500	0,26	66,52	10,89

Tabla 2.2: Valores de ganancias PLL utilizadas en la literatura.

2.3.2. Convertidor *grid-supporting*

Los conversores operados en modo *grid-supporting* (GSP) corresponden a conversores *grid-following* a los que se les incorporan lazos de control adicionales para que los conversores participen en la regulación de tensión y frecuencia. Estos lazos por lo general son implementados mediante controladores *droop* [38], [48]. La Figura 2.7 muestra la estructura general de un convertidor *grid-supporting* [5].

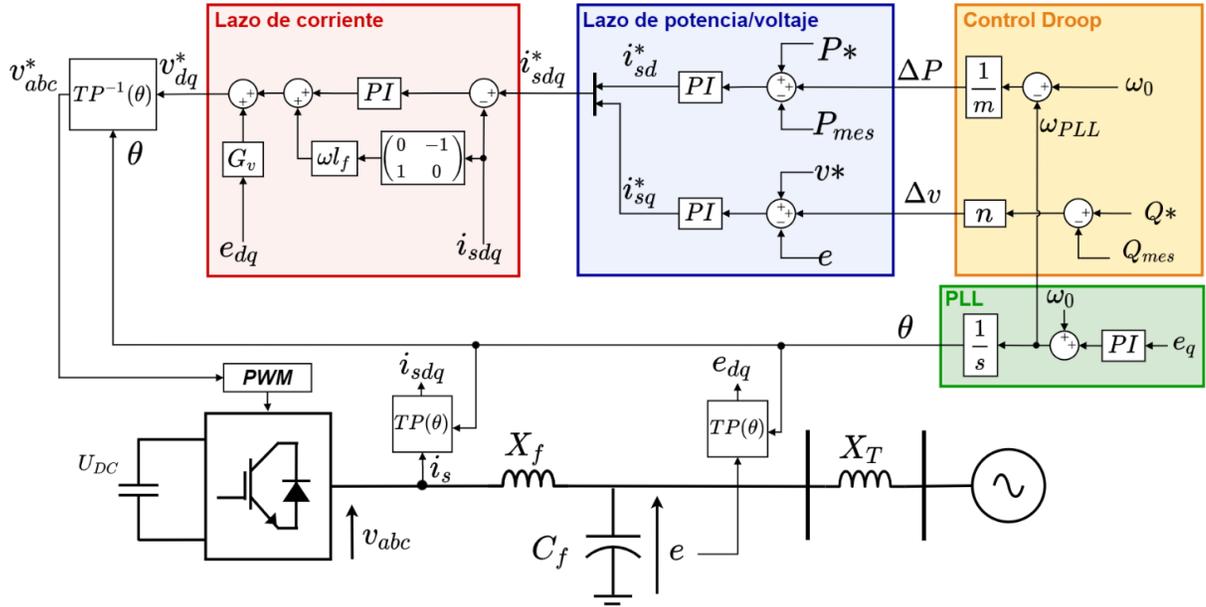


Figura 2.7: Estructura general de control para GSP.

Al comparar las Figuras Figura 2.5 y Figura 2.7, se puede notar que la única diferencia entre ambos diagramas radica en que la segunda figura incluye un lazo de control adicional denominado “Control Droop” que modifica la referencia de potencia que el convertidor debe inyectar a la red. Lo anterior se expresa en las siguientes ecuaciones

$$\begin{aligned}
 P^{**} &= P^* + \frac{1}{m}(\omega_0 - \omega_{PLL}) \\
 v^{**} &= v^* + n(Q^* - Q_{mes}) \\
 Q_{mes} &= e_q i_{sd} - e_d i_{sq}
 \end{aligned}
 \tag{2.7}$$

donde P^{**} y v^{**} corresponden a las nuevas referencias a comparar con la potencia P y voltaje e respectivamente. Los coeficientes m y n quedan definidos por las expresiones siguientes

$$\begin{aligned}
 m &= \frac{\omega_{max} - \omega_{min}}{P_{nom}} \\
 n &= \frac{V_{max} - V_{min}}{Q_{nom}}
 \end{aligned}
 \tag{2.8}$$

donde P_{nom} y Q_{nom} son los valores de potencia nominales de la unidad TGVCC, ω_{max} y ω_{min} la frecuencia angular máxima y mínima a la que puede operar la central, mientras que V_{max} y V_{min} los voltajes máximos y mínimos permitidos.

2.3.3. Convertidor *grid-forming*

El concepto de convertidores GFM fue originalmente introducido en el contexto de las microrredes [25], [31]. La principal diferencia de este modo de operación con los anteriores radica en que un convertidor GFM no requiere de una unidad dedicada para la sincronización, ya que estos convertidores son capaces de sincronizarse con la red sin uso de un PLL [25]. En este contexto, el convertidor GFM no requiere de un voltaje en su PCC, pues los convertidores en este modo pueden imponer el voltaje (v^*) y frecuencia (ω^*) en el PCC.

En la Figura 2.8 se muestra un control genérico para este tipo de convertidores utilizando un control droop [38], [48]. La principal diferencia que se puede notar entre las estructuras de control GFL y GFM presentadas en Figura 2.5 y Figura 2.7 respectivamente, es que el modo *grid-forming* no cuenta con un PLL. Además, similar al caso *grid-supporting*, se incorporan lazos de control *droop* para que el convertidor participe en la regulación de tensión y frecuencia.

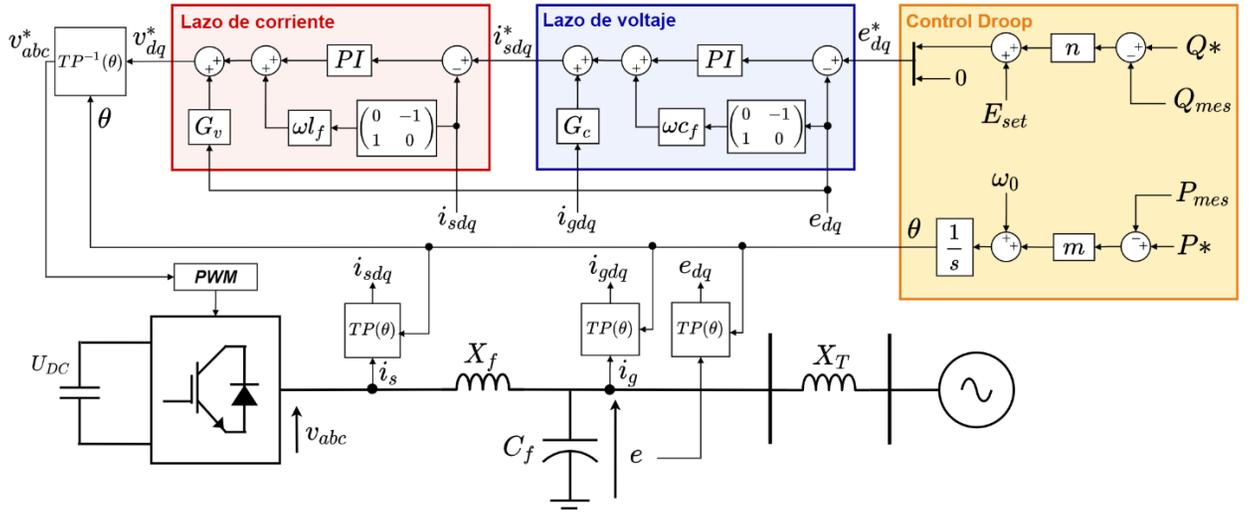


Figura 2.8: Estructura general de control para GFM.

La corriente inyectada por el convertidor i_s , el voltaje en el PCC e y la corriente a la salida del filtro i_g son las mediciones tomadas del sistema. Estas son llevadas a ejes dq a través de la TP siguiendo la referencia angular θ , la cual se obtiene al integrar la frecuencia en el tiempo. Sin embargo, a diferencia de los casos anteriores, la frecuencia no se obtiene a partir de un PLL, sino que esta se obtiene del lazo inferior del bloque “Control Droop”. Lo anterior se expresa en la siguiente ecuación.

$$\omega^{**} = \omega_0 + m(P^* - P_{mes}) \quad (2.9)$$

donde ω_0 corresponde a la frecuencia angular en régimen permanente. Dada la ecuación anterior, la frecuencia de referencia vendrá determinada por la de régimen permanente más un término adicional proveniente del *droop* que permite que la frecuencia se vea modificada ante diferencias entre la potencia de referencia y la potencia demandada. La frecuencia de referencia ω^{**} se integra y se obtiene la referencia angular para la TP. Una vez obtenidas las variables de interés en ejes dq ,

estas son utilizadas en los lazos de control de voltaje y corriente. El voltaje medido en ejes d y q es comparado con las respectivas referencias dadas por:

$$\begin{aligned} e_d^* &= E_{set} + n \cdot (Q^* - Q_{mes}) \\ e_q^* &= 0 \end{aligned} \quad (2.10)$$

Se puede notar que la referencia de voltaje en el eje d viene determinada por un valor constante E_{set} y un término asociado al lazo “Droop Q-V”. Por otro lado, la referencia en el eje q no se ve modificada. Estas referencias se comparan con el voltaje en el PCC en coordenadas dq , para que a continuación los errores sean procesados por sus respectivos controladores PI. Las salidas del lazo de control de voltaje corresponden a las referencias de corriente en ejes dq , las que se determinan según las ecuaciones a continuación.

$$\begin{aligned} i_{sd}^* &= G_c i_{gd} - \omega C_f e_q + (e_d^* - e_d) \left(K_{Pvd} + \frac{K_{Ivd}}{s} \right) \\ i_{sq}^* &= G_c i_{gq} + \omega C_f e_d + (e_q^* - e_q) \left(K_{Pvq} + \frac{K_{Ivq}}{s} \right) \end{aligned} \quad (2.11)$$

Estas referencias corresponden a las entradas del lazo de control de corriente para ser comparadas con las mediciones de corrientes que inyecta el convertidor. Los errores de corriente en eje d y q son procesados por un controlador PI. La salida del controlador de corriente corresponde a los voltajes que el convertidor impondrá en sus terminales, v_d^* y v_q^* , los cuales se determinan según las ecuaciones a continuación:

$$\begin{aligned} v_d^* &= G_v e_d - \omega L_f i_{sq} + (i_{sd}^* - i_{sd}) \left(K_{Pid} + \frac{K_{Iid}}{s} \right) \\ v_q^* &= G_v e_q + \omega L_f i_{sd} + (i_{sq}^* - i_{sq}) \left(K_{Piq} + \frac{K_{Iiq}}{s} \right) \end{aligned} \quad (2.12)$$

Al igual que en casos anteriores, el voltaje u_{dq} es llevado a un sistema de referencia trifásico mediante la transformada inversa de Park para finalmente, ser esta la señal de control para el modulador PWM.

A continuación, se muestran algunos valores para las ganancias proporcional e integral de los lazos de externo/interno utilizados en [34].

K_{pv}	K_{iv}	K_{pi}	K_{ii}
----------	----------	----------	----------

0,017	0,75	0,40	171,88
73,6	333,3	2,01	1,19

Tabla 2.3: Valores para lazo interno y externo de convertidor.

2.4. Importancia de los niveles de cortocircuito en la robustez del sistema.

La robustez de un SEP es una buena medida de su desempeño dinámico durante contingencias [15]. Los SEP con altos niveles de corriente de cortocircuito, generalmente se caracterizan por tener un alto número de generadores sincrónicos, que aportan altos niveles de corrientes de cortocircuito a la red durante fallas y, por tanto, apoyan la estabilidad del sistema [27], [49]. Las altas corrientes de cortocircuito que fluyen a la red durante una contingencia se pueden ver como los GS respondiendo fuertemente a caídas de voltaje, intentando restablecer la operación normal del sistema [10].

La robustez en un punto de una red comúnmente se mide a través del nivel de corriente de cortocircuito o mediante el *Short-Circuit Ratio* (SCR) [50]. Generalmente, un sistema robusto presenta niveles de SCR altos, mientras que uno débil tiene niveles de SCR bajos. Los SEP robustos presentan un mejor comportamiento tanto en régimen permanente como durante contingencias en comparación a uno débil. Lo anterior debido a que las tensiones en las distintas barras del sistema son menos sensibles a variaciones en los flujos de potencia. En un SEP con bajos SCR, los voltajes son más sensibles a variaciones en los flujos de potencia, lo que implica que sus valores se desviarán significativamente ante pequeñas perturbaciones. Esta mayor sensibilidad puede traer complicaciones tanto en régimen permanente como durante contingencias.

La siguiente tabla ilustra el comportamiento de la tensión en una barra luego de ocurrido un cortocircuito para distintos niveles de SCR.

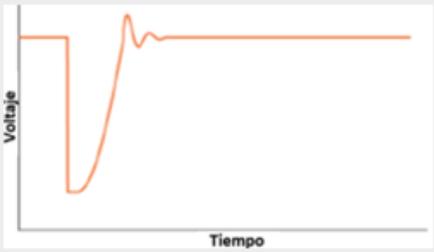
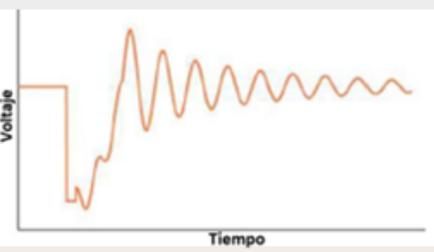
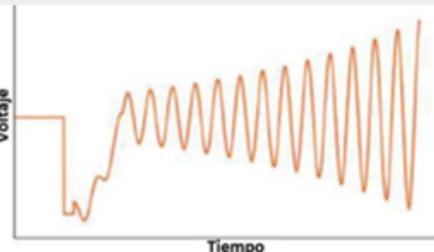
NIVEL SCR	EFECTO EN EL SISTEMA
<p><u>Alto SCR</u></p> <p>Durante una falla, el voltaje caerá. En un sistema con alto SCR, este se recupera de manera rápida manifestando pequeñas oscilaciones antes de estabilizarse.</p>	
<p><u>Bajo SCR</u></p> <p>Durante una falla, el voltaje caerá. En un sistema con bajo SCR, a medida que el voltaje se recupera, se presencian notorias oscilaciones mal amortiguadas. El voltaje regresa a su condición normal de forma lenta.</p>	
<p><u>Muy bajo SCR</u></p> <p>Durante una falla, el voltaje caerá. En un sistema con muy bajo SCR, existen oscilaciones como en el caso anterior. Sin embargo, en vez de amortiguarse, estas se incrementan en el tiempo.</p>	

Tabla 2.4: Impacto del nivel SCR en el comportamiento del voltaje.

De la figura se puede notar que el SCR tiene un gran impacto en la recuperación del voltaje de un SEP después de una falla. A medida que el SCR disminuye, el voltaje podría presentar un comportamiento no deseado luego de ocurrida una contingencia como, por ejemplo, oscilaciones mal amortiguadas (bajo SCR) [17], [29] o incluso oscilaciones que crecen en el tiempo (muy bajo SCR) [14], [29].

El protagonismo que han tenido las TGVCCs en el último tiempo ha provocado que se busquen nuevos indicadores que consideren el impacto que tiene este tipo de tecnologías en la robustez. Uno de estos indicadores es el *Equivalent Short-Circuit Ratio* (ESCR) [50]. El cual se define como se muestra a continuación

$$ESCR_i = \frac{S_i}{P_i + \sum_j (IF_{ji} \cdot P_j)}$$

Donde:

- $ESCR_i$: corresponde el ESCR de la barra i .
- S_i : Potencia aparente de cortocircuito transitoria de la barra i .
- P_i : Potencia activa en la barra i pre-falla (del flujo de potencia).
- P_j : Potencia activa inyectada por una TGVCC conectada en la barra j .

- IF_{ji} : corresponde al factor de interacción (*interaction factor* por sus siglas en inglés) entre las barras j e i . Su cálculo se muestra a continuación:

$$IF_{ij} = \frac{\Delta V_i}{\Delta V_j}$$

La ventaja que presenta el ESCR respecto al SCR es que considera el impacto que tiene una variación de voltaje en una barra de TGVCC en el voltaje de la barra que se quiere estudiar.

2.5. Impacto de altos niveles de TGVCC en la estabilidad

2.5.1. Introducción

Un factor clave que diferencia a las TGVCC de los generadores convencionales es que su respuesta dinámica está principalmente dictada por la estrategia de control elegida y no por las propiedades físicas del convertidor [1]. Esto contrasta con los GS, en cuyo caso sus propiedades físicas, como inercia y parámetros eléctricos, son los que juegan el papel más importante en su comportamiento transitorio. Ejemplo de lo anterior se puede ver en la Figura 2.9, que muestra la corriente de falla inyectada por un GS (figura superior) y un convertidor (figura inferior). De la figura se observa que el GS inyecta corriente casi inmediatamente luego de ocurrida la perturbación mientras que la del convertidor tiene un retardo de 20 [ms] aproximadamente [51]. El tiempo que tarda el convertidor en aumentar la inyección de corriente dependerá del retardo de los distintos sensores y controles utilizados en el convertidor.

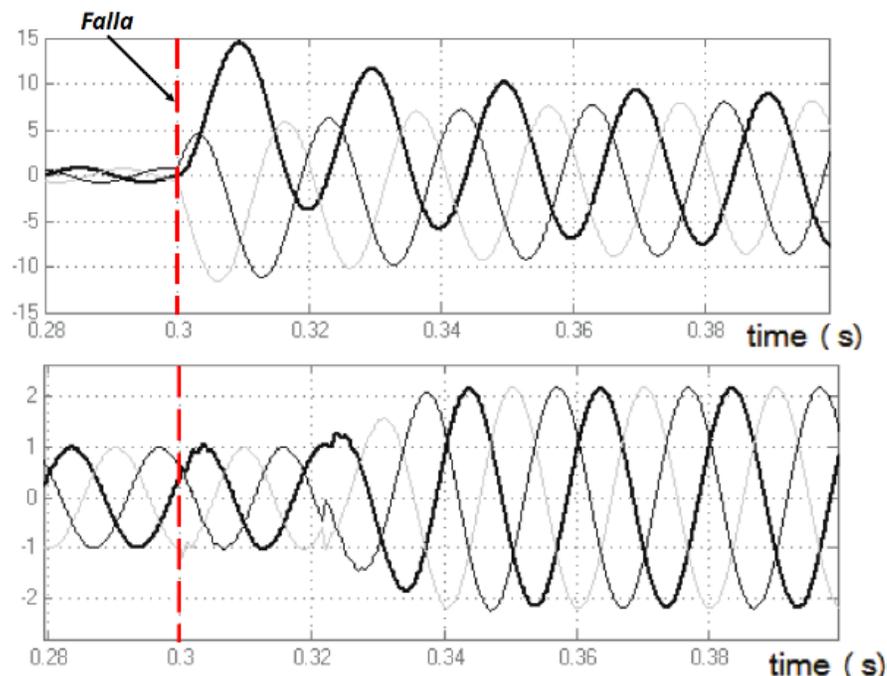


Figura 2.9: Corriente de falla de un GS (superior) y una TGVCC (inferior) [51].

A diferencia de los GS, la contribución de corrientes de cortocircuito por parte de las TGVCC se limita usualmente a valores entre 1.0 y 1.5 veces su corriente nominal debido a los límites

térmicos de los dispositivos de electrónica de potencia [8]. Estos valores son considerablemente menores a las corrientes de falla que puede entregar una máquina síncrona, las cuales pueden llegar a proveer hasta 6 veces su corriente nominal [1] o incluso más. La contribución exacta de corrientes de falla que pueden aportar las TGVCC varía dependiendo de la falla, su duración y la condición de operación pre-falla del sistema. La estrategia de control implementada en el convertidor también influye enormemente en la corriente de falla que inyectan las TGVCC. La Figura 2.10 compara las corrientes de cortocircuito que inyecta un generador síncrono (curva azul) y una central TGVCC con capacidad de inyectar corriente durante 7 ciclos (curva verde) durante una contingencia [1]. Adicionalmente, la curva roja muestra la corriente en el caso de un convertidor que es desconectado inmediatamente después de la contingencia. La figura muestra claramente la diferencia en la magnitud de las corrientes que puede inyectar un GS y una central TGVCC.

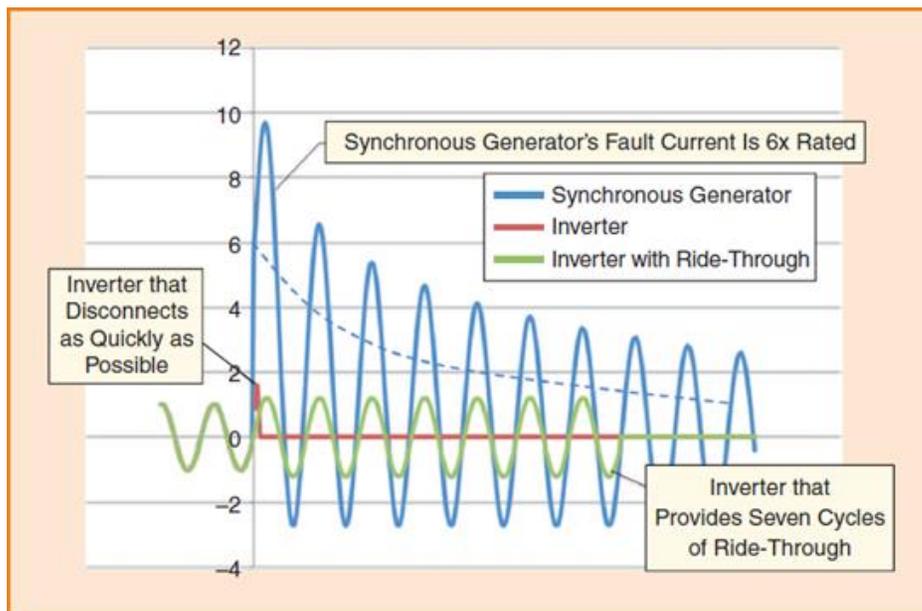


Figura 2.10: Corrientes de cortocircuito de un GS, un convertidor con desconexión rápida, y un convertidor con desconexión luego de 7 ciclos [8].

El desplazamiento de GS por centrales TGVCC trae como consecuencia una disminución de las corrientes de cortocircuito llevando a sistemas inherentemente más débiles y propensos a inestabilidad. Más aún, diferentes investigaciones han mostrado que el comportamiento dinámico de las centrales TGVCC puede resultar especialmente desafiante en redes débiles [9], [14], [15], [52]. Según el modo de control utilizado en los convertidores, el desempeño dinámico de las TGVCC depende en gran medida de la existencia de una referencia de voltaje estable de la red [9], [18]. En particular, al haber varios GFL operando eléctricamente cerca, las interacciones entre las distintas unidades de sincronización (PLL) de cada uno toman mayor relevancia [25], [27]. En las referencias [14], [24], [26], [27], se muestra que a medida que la red se debilita, tanto el PLL como los lazos internos empiezan a ser más propensos a presentar un mal desempeño dinámico, llegando incluso a exhibir comportamientos inestables [14], [26], [27].

La Figura 2.11 muestra la clasificación de tipos de estabilidad presentados en sistemas con alta penetración de TGVCC según [53].

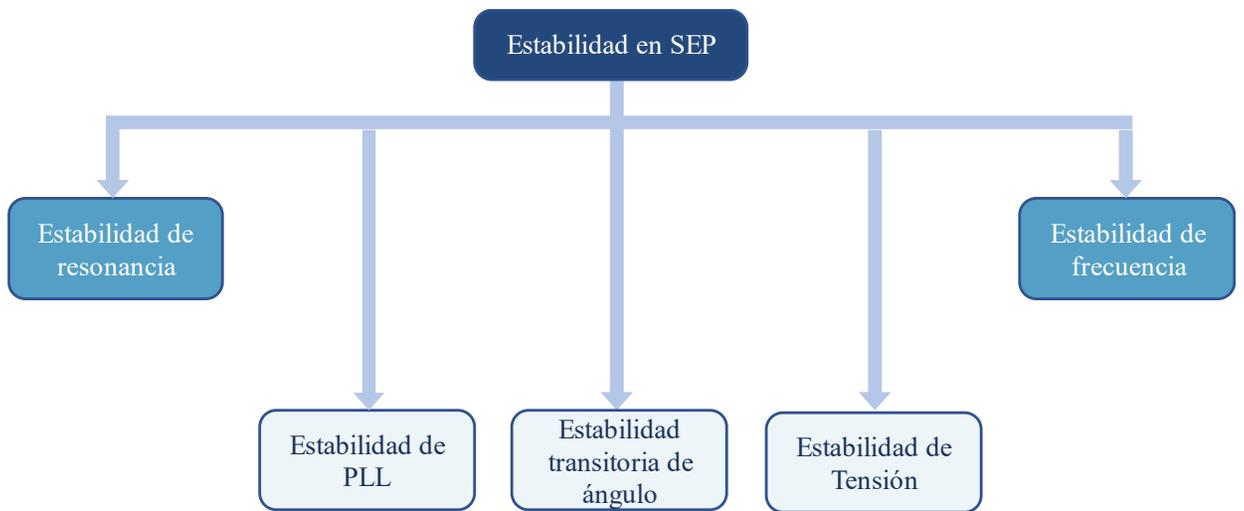


Figura 2.11: Clasificación de estabilidad en SEPs [53].

Este trabajo se enfoca en estudiar la estabilidad de tensión, transitoria de ángulo y de PLL. Respecto a este último tipo de estabilidad, se consideran principalmente los fenómenos lentos asociados a la dinámica del PLL.

A continuación, se presentan los impactos que tienen el aumento de TGVCC en la estabilidad.

2.5.2. Estabilidad de tensión

Como se explicó en el capítulo 2.4, el aumento de TGVCC disminuye la robustez de los SEP. Esto se traduce en mayores oscilaciones de voltaje ante pequeñas perturbaciones y mayores excursiones de voltaje durante fallas [17], [34]. Para ilustrar estos efectos, la Figura 2.12 muestra los voltajes en distintas barras de un sistema ante un aumento de carga del 5% para 2 casos [26]: 1) SEP dominado por GS 2) SEP con una penetración GFL del 40%. De la figura (a), se observa que en el caso de un SEP dominado por GS, durante los primeros instantes luego de ocurrida la perturbación, los voltajes decaen levemente, para luego de unos segundos entrar a una banda acotada en torno a 1.0 [p.u.]. Por otro lado, cuando el SEP tiene una penetración del 40% de GFL (figura (b)), se observa que ante la misma perturbación, el comportamiento del sistema es radicalmente distinto. De hecho, después de algunos segundos las tensiones en las barras empiezan a oscilar con amplitud creciente en el tiempo hasta colapsar.

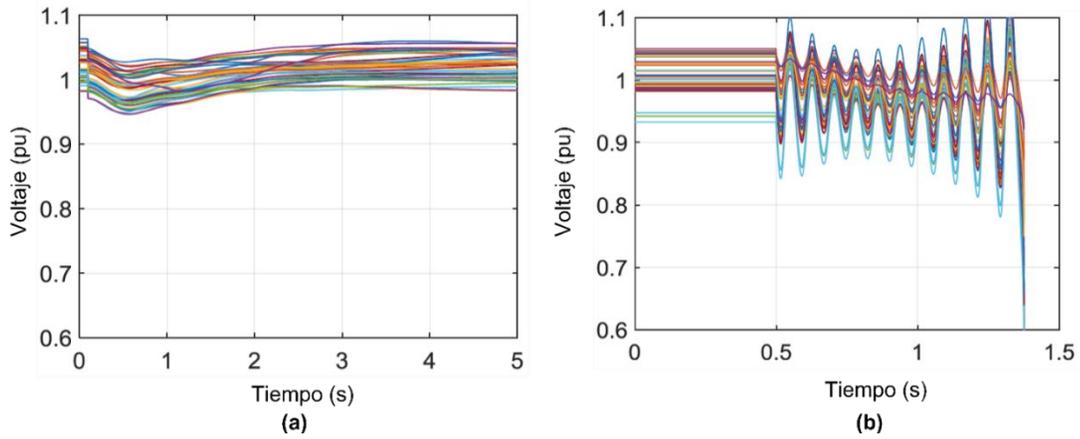


Figura 2.12: Voltajes luego de un aumento de carga. a) 100% generación convencional; b) 40% de penetración de TGVCC (GFL) [26].

El peor desempeño en el caso 2) es debido al nivel de penetración GFL, el cual reduce los niveles de cortocircuito, llevando a que los voltajes de la red sean más sensibles a cambios en los flujos de potencia. Debido a esto, estabilizar las tensiones dentro de una banda acotada se vuelve aún más complejo después de la perturbación.

Los resultados mostrados dejan en evidencia un comportamiento crítico desde el punto de vista de estabilidad de tensión en los SEP. Bajos niveles de cortocircuito no solo llevan a mayores excursiones de tensión durante una falla, sino también a una peor recuperación del sistema después de despejada la falla. En [17] se estudia el impacto que tiene el aumento de TGVCC en la recuperación de los voltajes de un sistema luego de ocurrido un cortocircuito. La Figura 2.13 muestra los voltajes obtenidos en 2 escenarios: 1) SEP sin convertidores y 2) SEP con un 40% de penetración TGVCC.

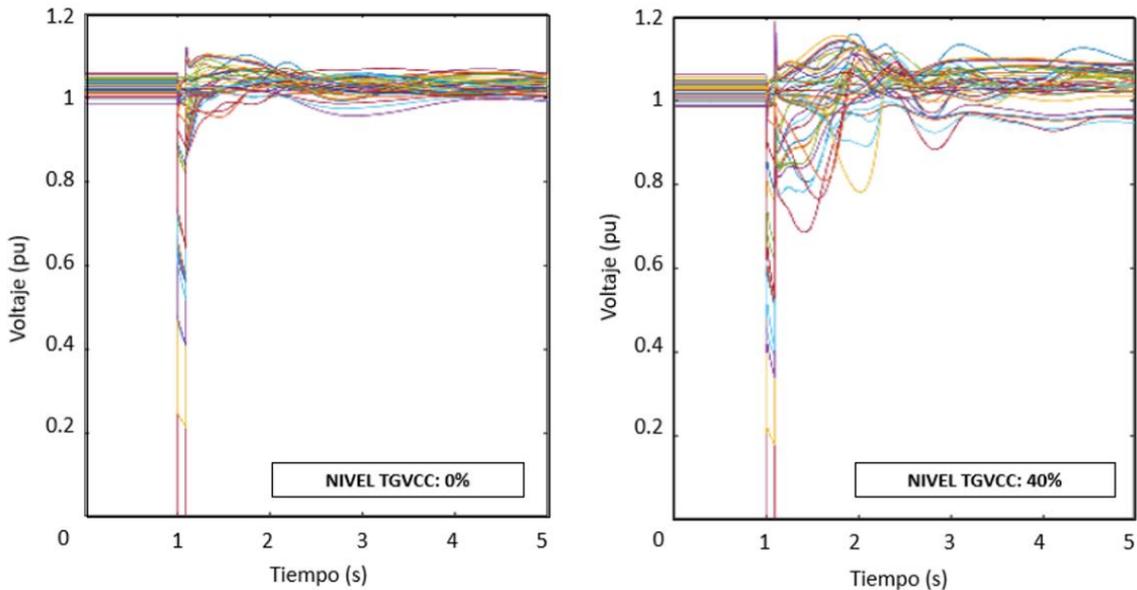


Figura 2.13: Recuperación de voltaje luego de una falla para distintos niveles de TGVCC [17].

La Figura 2.13 muestra que al despejar la falla, el caso con 40% de penetración TGVCC las tensiones de la red presentan mayores oscilaciones en comparación al caso sin convertidores. De esta forma, el caso con 40% de TGVCC tiene un mayor riesgo de inestabilidad. La Figura 2.14 muestra las envolventes de los voltajes de la Figura 2.13 [17] incluyendo además el caso 20% [2]. Se observa que para niveles bajos de penetración TGVCC (20%), la envolvente se asemeja al caso base (0%), mientras que para un nivel de 40%, la envolvente gris muestra mayores oscilaciones y tiempos de estabilización.

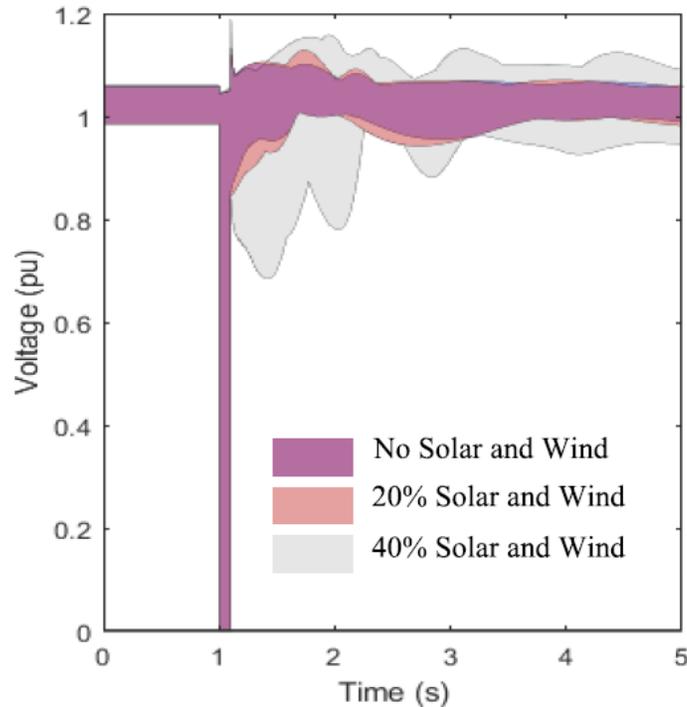


Figura 2.14: Envolventes de voltaje para distintas penetraciones de TGVCC [17].

Los convertidores tienen un impacto directo en el comportamiento dinámico de los SEP, y en particular, en la estabilidad de tensión. A medida que el nivel de penetración TGVCC aumenta, la red se vuelve inherentemente más débil, por lo que las distintas variables del sistema exhiben mayores excursiones y menores niveles de amortiguamiento durante transitorios (llegando incluso a mostrar comportamientos inestables).

2.5.3. Estabilidad transitoria de ángulo

En cuanto a la estabilidad transitoria de ángulo, diferentes estudios han mostrado que una mayor penetración TGVCC puede tener tanto efectos beneficiosos como perjudiciales en la estabilidad. Lo anterior dependerá de la topología de la red, la ubicación de las TGVCC y el tipo de perturbación [53]. Sin perjuicio de lo anterior, el desplazamiento de GS provoca una disminución de inercia en el sistema, lo cual puede resultar en oscilaciones más pronunciadas [53], [54], [55], [56].

La Figura 2.15 muestra la velocidad de giro de un GS luego de un cortocircuito trifásico cercano a medida que se aumentan los niveles TGVCC [54]. De la figura se observa que en la situación con una penetración solar del 50% (curva morada), la velocidad de giro del generador presenta oscilaciones de mayor amplitud en comparación con el caso base (curva azul). Asimismo,

se observa un tiempo de establecimiento más prolongado. El anterior apunta a la influencia significativa que tiene la penetración solar en el comportamiento del sistema y sus prestaciones en este estudio particular.

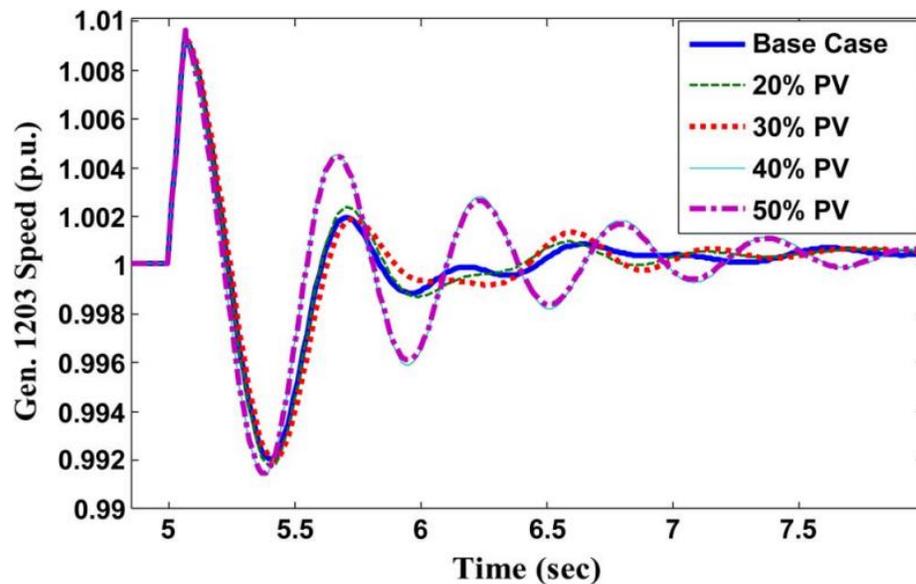


Figura 2.15: Velocidad del rotor luego de una falla [54].

Siguiendo el contexto de lo anterior, la Figura 2.16 muestra los ángulos rotóricos de un GS luego de un cortocircuito para distintos niveles TGVCC [55]. En la figura se puede observar que a medida que la penetración solar aumenta, se mantiene un comportamiento similar para niveles TGVCC bajos (inferiores a 13%). No obstante, a medida que la penetración aumenta, el sistema comienza a mostrar oscilaciones de mayor amplitud, lo que culmina en el caso crítico del 45% de penetración. En este punto, el ángulo del rotor se desvía, manifestando un comportamiento inestable y, por consiguiente, provocando la pérdida de sincronismo.

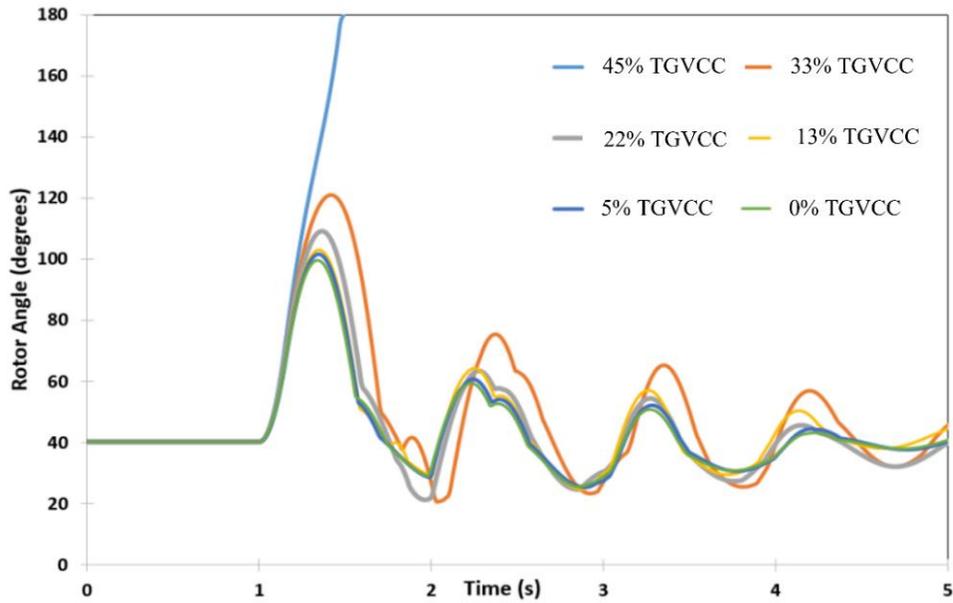


Figura 2.16: Máxima diferencia angular de rotores para distintos niveles de TGVCC [55].

Sin perjuicio de lo anterior, según [57], [58], un mayor nivel de penetración TGVCC no siempre tiene un impacto perjudicial en el desempeño dinámico del sistema. De hecho, puede tener un efecto beneficioso desde la perspectiva de estabilidad transitoria del ángulo. En el trabajo [58], se investiga la estabilidad del sistema mediante la relación entre la potencia y el ángulo de los GS. En particular, se estudian los tiempos críticos de despeje de falla tales que el generador no pierda sincronismo (CCT por sus siglas en inglés de *Critical Clearing time*).

La Figura 2.17(a) muestra el sistema de estudio, el cual consiste en un GS en paralelo a un convertidor GFL. Estos a su vez, se conectan a una red infinita a través de una línea de impedancia X_{g1} . Por el otro lado, en la Figura 2.17(b) se muestra el esquema equivalente del sistema, donde se desprecia las dinámicas rápidas del sistema. En particular, el convertidor se asume como una fuente de corriente ideal y el GS se comporta como una fuente de tensión que inyecta una potencia P determinada.

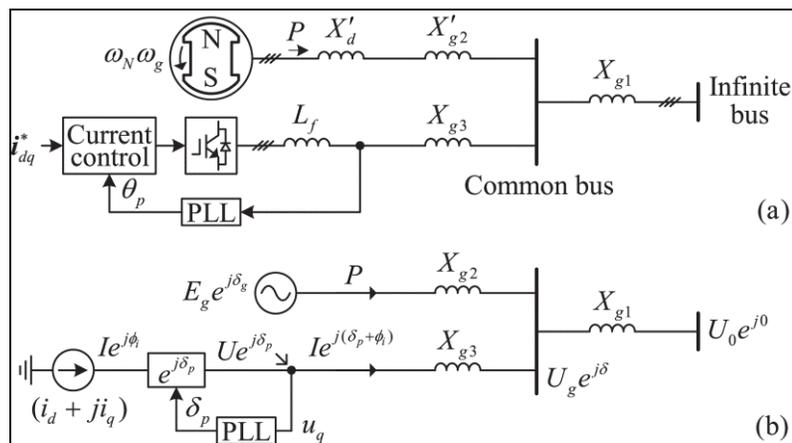


Figura 2.17: Sistema de estudio en [58].

Tomando como referencia el sistema anterior, la Figura 2.18 muestra las curvas de potencia – ángulo y los diagramas de estado asociados a las variables de ángulo y velocidad del rotor del GS. En particular, lo que distingue cada caso es la potencia (P_m) y corriente (I) que inyecta el GS y el GFL respectivamente. Los casos se definen de la siguiente manera:

- a) $P_m = 1, I = 0,5$
- b) $P_m = 0,5, I = 1$
- c) $P_m = 1, I = 1$

el estudio [3] concluye que

Respecto a los casos (a) y (b), el estudio [58] concluye que, manteniendo la misma potencia neta, se observan diferencias significativas en los CCTs asociados a cada caso. La Figura 2.18 muestra que al reducir la potencia mecánica que ingresa a la turbina del GS, el área acelerante crítica se vuelve más achatada (menor ΔP) en paralelo a un aumento en su longitud (mayor $\Delta\delta$). Esto trae como resultados mayores CCTs, como puede observarse al comparar los casos (a) y (b). En el caso (a), el CCT es de 2,64 [s], mientras que en el caso (b) es de 0,328 [s]. Por el otro lado, al comparar los casos (a) y (c), la Figura 2.18 muestra que al aumentar la inyección de potencia por parte del GFL, manteniendo constante la potencia del GS, el CCT disminuye. En particular, se obtiene un CCT de 0,241 [s] en el caso (c).

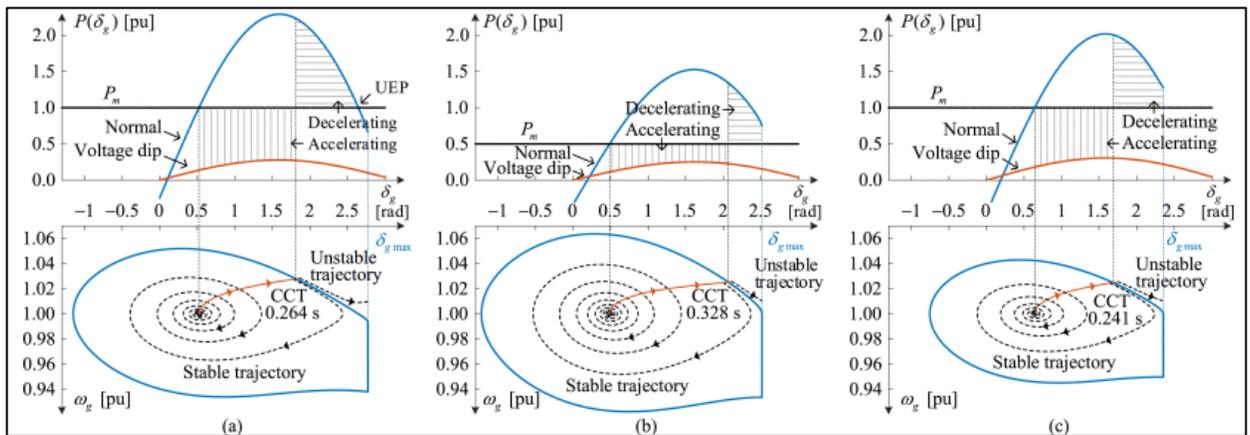


Figura 2.18: Curvas de potencia-ángulo y márgenes de estabilidad para 3 casos [58].

En el estudio, se observa que, si bien en ambos casos (b) y (c) la penetración GFL aumenta, el tiempo crítico de despeje de falla (CCT) se comporta de manera diferente. En el caso (b), el CCT aumenta, lo que indica un mayor margen de estabilidad. En cambio, en el caso (c), el CCT disminuye, lo que indica un menor margen de estabilidad desde el punto de vista de la estabilidad transitoria de ángulo. En este contexto, la Figura 2.19 extiende esta idea anterior presentando casos adicionales. En particular, la figura muestra los diagramas de estado para dos casos. El caso (a), en donde la potencia GFL aumenta ($S_{IBG} \uparrow$) mientras la potencia sincrónica disminuye ($S_{IBG} \downarrow$), de forma que la potencia neta se mantiene constante en 1.5 [p.u.]. Por el otro lado, el caso (b) muestra un escenario en que la potencia del GFL aumenta ($S_{IBG} \uparrow$) mientras se mantiene una potencia constante por parte del GS igual a 1 [p.u.]. Se puede notar que para el caso (a), el CCT aumenta a medida que va aumentando S_{IBG} , mientras que en el caso (b), el CCT disminuye a medida que S_{IBG} aumenta.

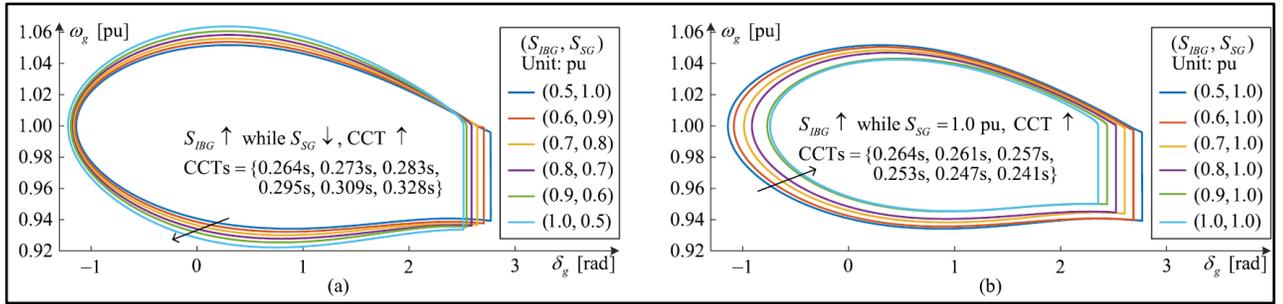


Figura 2.19: Diagramas de estado para: (a) Aumento de penetración GFL con generación neta constante. (b) Aumento de penetración GFL manteniendo la generación de GS constante [58].

De la literatura presentada en este apartado, se concluye que no hay consenso sobre el impacto de altos niveles de TGVCC en la estabilidad transitoria de ángulo de los SEP. Los efectos pueden ser tanto beneficiosos como perjudiciales, dependiendo de diversos factores como la topología de la red, las características de la falla, entre otros. Por lo anterior, para SEP se deben realizar estudios independientes que consideren las características inherentes de cada sistema.

2.5.4. Estabilidad de PLL

Como se mencionó en la sección 2.4, el reemplazo de generación síncrona por TGVCC trae consigo una disminución de la robustez del SEP. Diversos estudios han mostrado que a medida que el SEP se vuelve más débil, las TGVCC en modo GFL podrían presentar un mal desempeño dinámico [14], [27]. Lo anterior se debe a que el voltaje en su punto de conexión se vuelve más sensible a cambios en los flujos de potencia.

Uno de los principales problemas que enfrentan las TGVCC en redes débiles es que el PLL puede perder estabilidad [14], [27], [28]. En particular, en una red débil, el voltaje en el PCC puede variar rápidamente en caso de fallas. Dado lo anterior, se vuelve mucho más complejo que el PLL pueda seguir adecuadamente el voltaje. En este contexto, diferentes estudios han mostrado que ganancias altas del PLL pueden provocar una operación inestable en redes débiles [27]. En particular, la operación segura de los convertidores en sistemas con niveles de cortocircuito bajos se vuelve muy compleja [14], [27]. Para mostrar esto, considérese la Figura 2.20 [27].

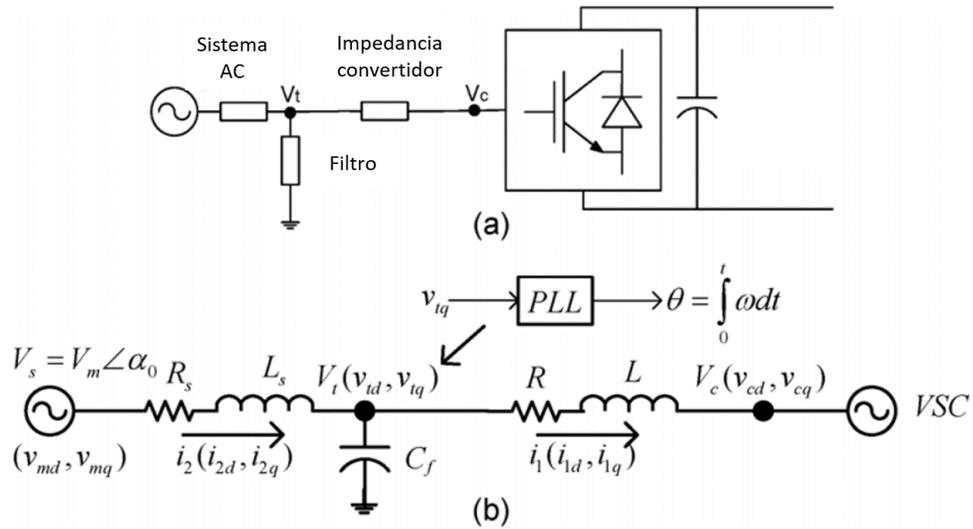


Figura 2.20: (a) Convertidor conectado a la red; (b) Circuito equivalente [27].

Se asume un SCR dado por:

$$SCR = \frac{(V_t^2 / |Z_s|)}{S_{VCS}} = \frac{S_{red}}{S_{VSC}} \quad (2.13)$$

donde SCR (de sus siglas en inglés *Short-Circuit Ratio*) representa la razón entre la potencia de cortocircuito de la red en el punto de conexión del convertidor (S_{red}) y la potencia nominal del convertidor (S_{VSC}). Suponiendo S_{VSC} fijo, mientras mayor sea el SCR, más robusta será la red en el punto en que se conecta el convertidor. Para estudiar el impacto que tiene el SCR en el comportamiento del PLL [27] se utiliza la siguiente relación para las ganancias proporcional e integral del PLL:

$$\begin{aligned} K_{pPLL} &= K_p \\ K_{iPLL} &= 5K_p \end{aligned} \quad (2.14)$$

La Figura 2.21 se muestra la ubicación de los valores propios al variar la ganancia K_p entre 0 y 200 para distintos niveles de SCR.

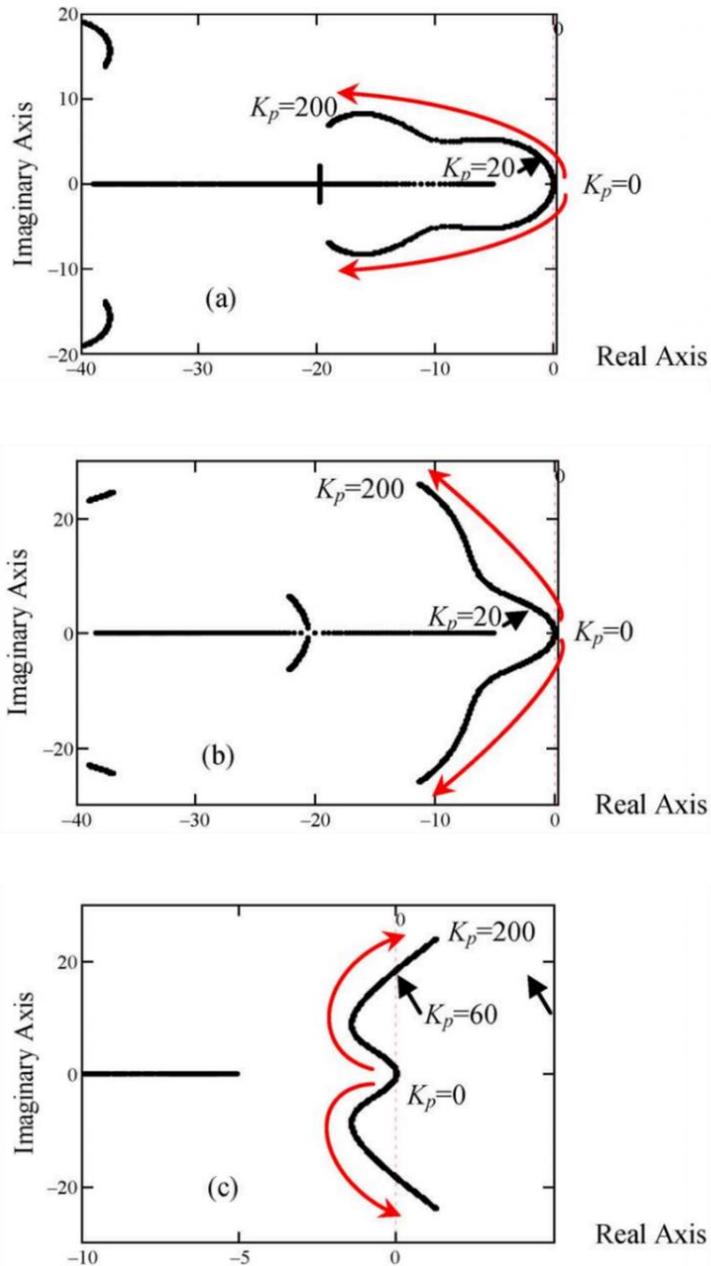


Figura 2.21: Lugar de la raíz del sistema: (a) SCR=4.0, (b) SCR=1.6 y (c) SCR=1.3 [27].

La Figura 2.21 muestra que a medida que el SCR disminuye, la ubicación de los polos va tendiendo hacia el semiplano derecho, lo cual se traduce en un comportamiento inestable. En particular, se observa que para el caso (a) y (b), independiente del valor que tomen las ganancias, los valores propios del sistema siempre se encuentran en el semiplano izquierdo. Sin embargo, para el caso de red débil con SCR = 1.3, para valores mayores a 60 de la ganancia K_p , los polos del sistema tienden al semiplano positivo, es decir, la zona inestable. Para ilustrar de mejor manera el impacto que puede tener bajos SCR en las ganancias del PLL, la Figura 2.22 muestra la ganancia máxima K_p que puede tener el PLL para un cierto SCR [27].

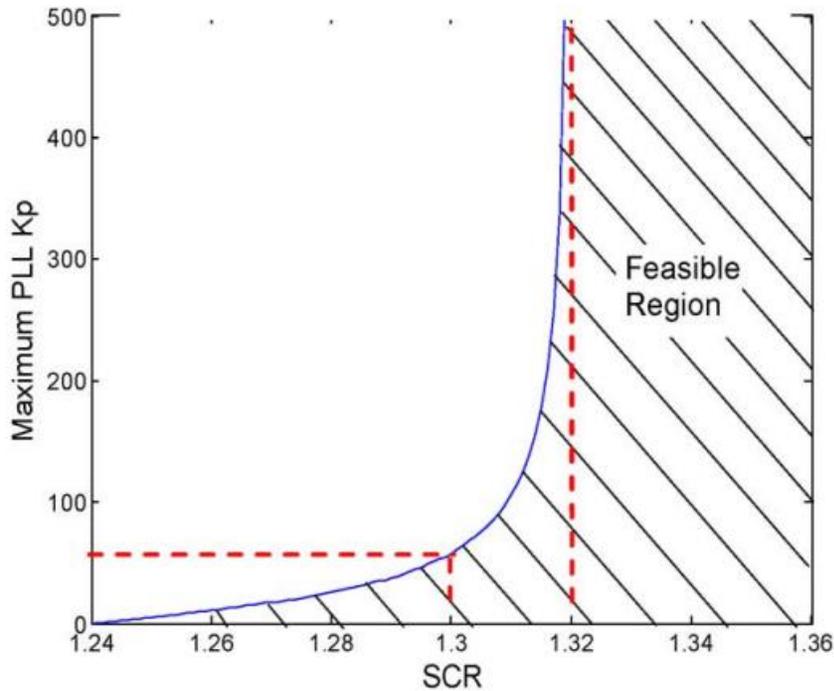


Figura 2.22: Máximo valor de ganancia de PLL en función del SCR [27].

De la figura se observa que para valores de SCR superiores a 1.32, las ganancias del PLL pueden tomar cualquier valor real positivo y el sistema será estable. Por otro lado, a medida que el SCR disminuye (redes más débiles), el valor máximo que puede tomar la ganancia del PLL empieza a disminuir.

Considerando que el aumento de TGVCC produce una disminución del SCR en la red, el aumento de penetración de convertidores provoca que las ganancias de sus PLL deban reducirse. Sin embargo, como se mostró en la sección 2.3.1, las ganancias del PLL influyen directamente en su ancho de banda. En particular, a medida que las ganancias se reducen, también se reduce el ancho de banda, lo que provoca que el PLL sea más lento. En la sección 2.4 se mostró que el voltaje se vuelve más sensible a medida que la red se debilita. En dichos casos, pueden manifestarse variaciones rápidas de tensión que sean difíciles de seguir por un PLL con un ancho de banda bajo. Además de lo anterior, el amortiguamiento también puede verse reducido al disminuir las ganancias del PLL, provocando que el PLL lleve a oscilaciones mal amortiguadas durante transitorios. Ejemplo de lo anterior se ve en [26], donde se estudia el comportamiento de un sistema con un 40% de penetración GFL ante un aumento de carga. La Figura 2.23 muestra la frecuencia medida por los PLLs de las centrales GFL luego del aumento de carga. Se puede notar que los PLL muestran oscilaciones mal amortiguadas hasta el punto de colapso.

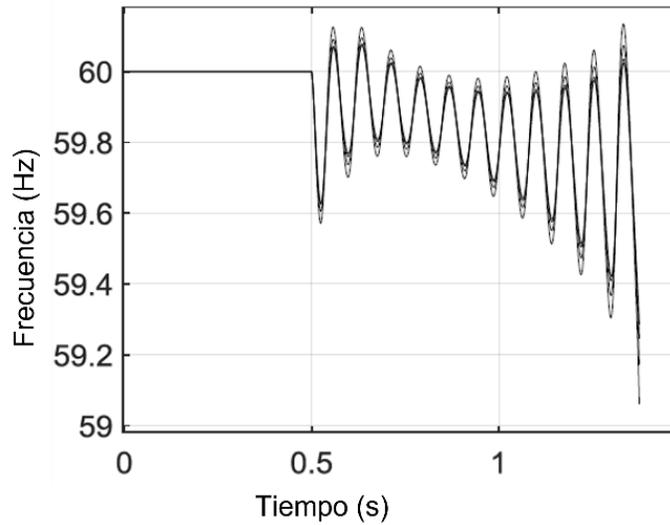


Figura 2.23: Frecuencias de los PLLs luego de una perturbación [26].

El PLL no es el único lazo de control que se ve afectado por la disminución de robustez. El comportamiento de los lazos internos de un convertidor también se ve influenciado por el valor de SCR. La Figura 2.24 muestra el desplazamiento de los polos de un sistema al variar el nivel de cortocircuito en el PCC [24]. Se observa que para niveles de cortocircuito altos, los valores propios se ubican en el semiplano izquierdo (círculos azules). Por el otro lado, para niveles de cortocircuito bajos, los valores propios tienden al semiplano derecho (círculos naranjos) haciendo inestable la operación de la central.

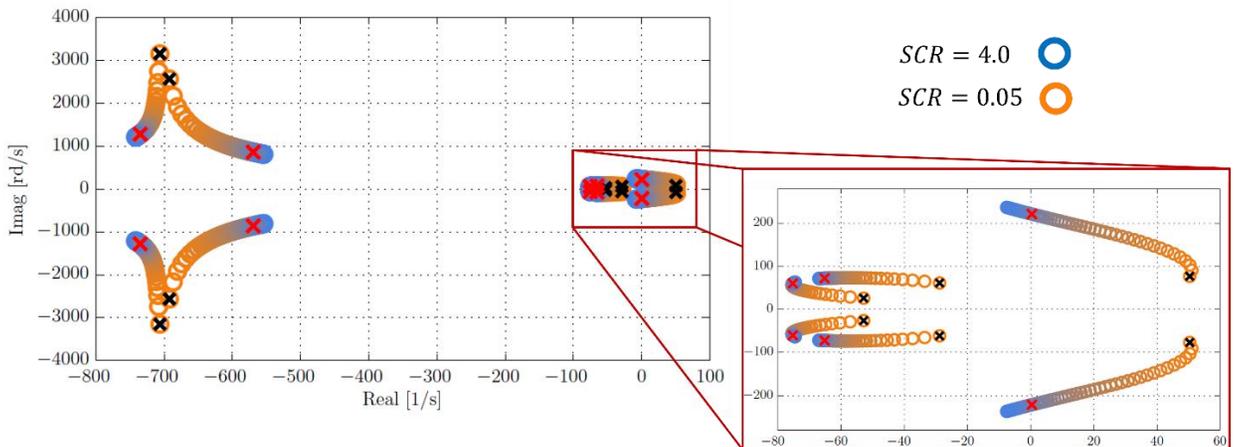


Figura 2.24: Polos del lazo interno de una TGVCC al disminuir el SCR [24].

De esta manera, se concluye que a medida que la robustez de los SEP disminuye, el comportamiento dinámico de TGVCC en modo GFL empeora, pudiendo llevar a comportamientos inestables en el sistema.

2.6. Requerimientos FRT

2.6.1. Introducción

En la actualidad, la mayoría de los países en el mundo exigen a las TGVCC que se mantengan conectadas durante fallas según las especificaciones del código de red de cada país. En particular, generalmente se exige que las TGVCC se mantengan conectadas durante sobre tensiones (HVRT) y caídas de tensión (LVRT). La Figura 2.25 muestra una curva típica de requerimientos FRT. La curva azul corresponde a la exigencia de mantener la central TGVCC conectada durante sobretensiones, mientras que la verde es para el caso de caídas de voltaje. A modo de ejemplo, si una falla en $t = 0.0$ [s] lleva a que aumenta el voltaje en el PCC, la central deberá mantenerse conectada mientras la tensión en el PCC sea igual o menor a 1.3 [p.u.] durante los primeros 0.625 [s]. Si durante este periodo de tiempo la tensión aumenta por sobre 1.3, la central TGVCC se puede desconectar. Extendiendo esta idea, las TGVCC deben mantenerse conectadas siempre que el punto de operación (v, t) quede por debajo de la curva azul para el caso HVRT. Similarmente, la central deberá permanecer conectada para todo punto de operación (v, t) que esté por sobre la curva verde para el caso LVRT y debajo de la curva azul para el caso HVRT.

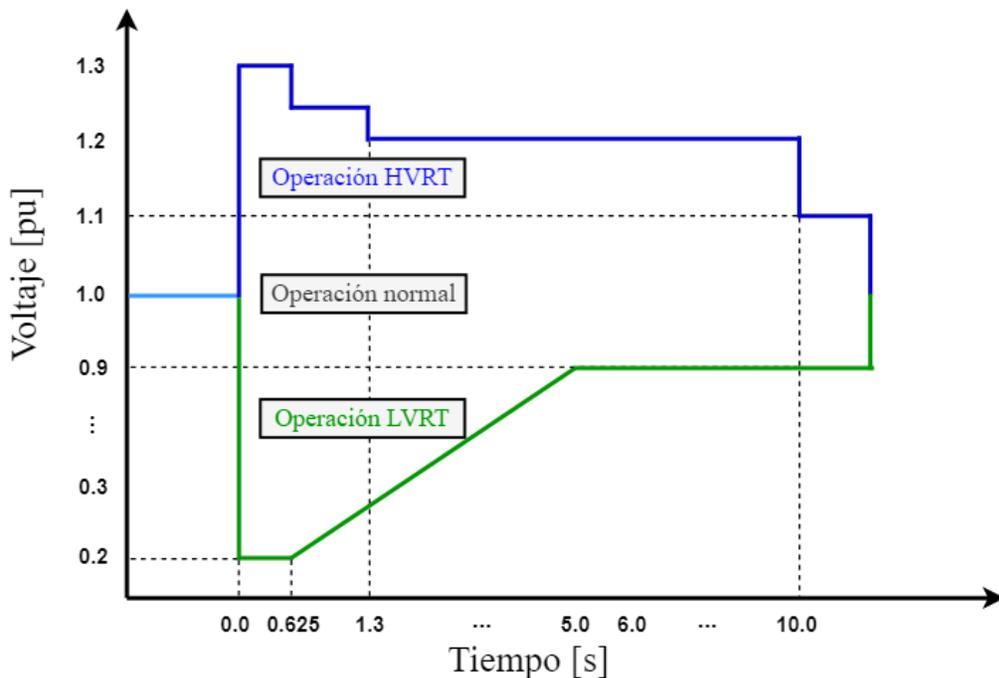


Figura 2.25: Curva genérica para requerimientos FRT.

Los puntos (v, t) que definen la curva LVRT dependen de la norma técnica de cada país. La Figura 2.26 muestra los requerimientos de FRT de Chile, Brasil, Alemania, China y Australia [59], [60], [61]. De la figura se tiene que los requerimientos de Chile, Alemania, China y Australia exigen que las centrales estén conectadas incluso cuando la tensión cae a 0 [p.u.]. Por el otro lado, para el caso de Brasil, las TGVCC se deben mantener conectadas hasta tensiones de 0.2 [p.u.].

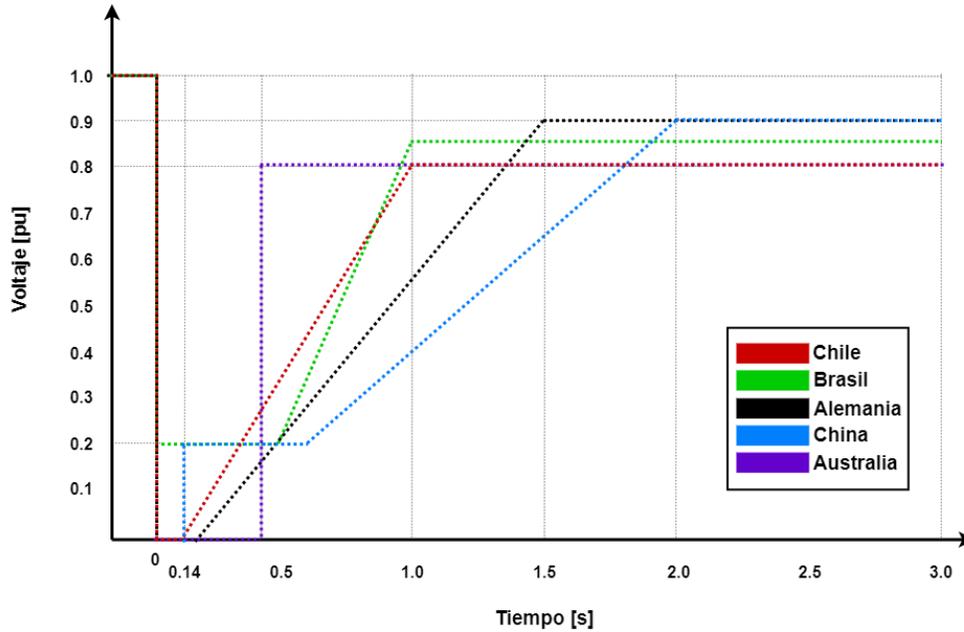


Figura 2.26: Requerimientos FRT de distintos países.

Respecto a las corrientes reactivas, a nivel nacional se exige que durante un cortocircuito o cualquier evento que genere una caída de voltaje que exceda la banda muerta del control de tensión ($\pm 10\%$ de $\Delta U/U_{nom}$), las TGVCC inyecten una corriente reactiva adicional ΔI_r según la siguiente ecuación (ver Figura 2.27) [59].

$$\frac{\Delta I_r}{I_{nom}} = 2 \cdot \frac{\Delta U}{U_{nom}} \quad (2.15)$$

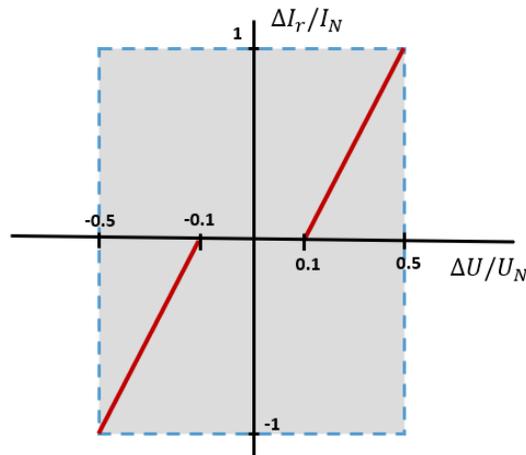


Figura 2.27: Requerimientos de corriente reactiva durante fallas para TGVCC en Chile [59].

Debido a los requerimientos FRT exigidos en los distintos códigos de red, los controladores presentados en la sección 2.3 deben ser modificados para cumplir con estos requerimientos sin

dañar al convertidor. Para esto, es necesario entender los desafíos que enfrentan los convertidores de las TGVCC en el proceso de FRT.

2.6.2. Desafíos de las centrales TGVCC durante cortocircuitos

La capacidad de soportar voltajes bajos durante contingencias es extremadamente desafiante para las plantas TGVCC, particularmente en el caso de redes débiles [9], [14], [15], [16], [17], [18]. Sin embargo, los códigos de red actuales no permiten que estas centrales se desconecten durante condiciones anormales porque esto podría empeorar aún más los efectos de la falla [8]. De hecho, en la mayoría de los países las TGVCC deben contribuir a mantener la estabilidad de tensión mediante la inyección de corrientes reactivas [61], [62], [63]. Es más, en [62] se muestra que el apoyo que una central TGVCC puede proporcionar durante un cortocircuito se vuelve aún más relevante (en términos de caída y recuperación de voltaje) a medida que la red se debilita. Desafortunadamente, las plantas TGVCC pueden perder estabilidad rápidamente en condiciones de baja tensión [63]. El desempeño dinámico de las TGVCC durante contingencias dependerá de la robustez del sistema en el punto de conexión y la estrategia de control implementada en las TGVCC (incluyendo su estructura de control y parámetros). A continuación, se resumen las principales dificultades que presentan este tipo de tecnologías durante fallas.

- **Sobre corrientes en lado AC del conversor**

Uno de los principales desafíos que enfrentan las centrales TGVCC se relaciona con los límites térmicos de los convertidores. Los convertidores se construyen a partir de semiconductores, los cuales son especialmente sensibles a sobrecargas. Debido a la limitada corriente que puede inyectar un convertidor (hasta 1.2 [p.u.]), las TGVCC requieren de estrategias de control que permitan el proceso de FRT sin poner en riesgo la integridad de la central. Si bien los requerimientos de FRT dependen de cada país, a nivel general estos coinciden en que durante caídas de tensión, las TGVCC deben dar prioridad a la inyección de corriente reactiva (i_q) por sobre la corriente activa (i_d) [12].

La mayoría de los convertidores conectados a la red operan con algoritmos de MPPT, los cuales, dan prioridad a la inyección de potencia activa. De esta forma, en caso de que la central esté operando cerca de su capacidad nominal, el convertidor tendrá una componente de corriente activa alta cercana a su límite térmico. En consecuencia, ante una caída de tensión, quedará poca holgura en términos de la corriente reactiva que se puede inyectar. Dado esto, si la corriente reactiva aumenta durante una falla, se podrían activar las protecciones por sobrecarga del convertidor llevando a su desconexión de la red. Para evitar que las TGVCC superen su límite térmico por inyección de corriente reactiva adicional, se puede reducir la corriente activa, es decir, se realiza un cambio de prioridad entre corriente activa (operación normal) a corriente reactiva (durante fallas) [62]. La Figura 2.28 muestra la corriente sin limitar (I_1) que el convertidor inyectaría durante una falla, mientras que I_2 es la corriente que se tendría al implementar un limitador [61], [63].

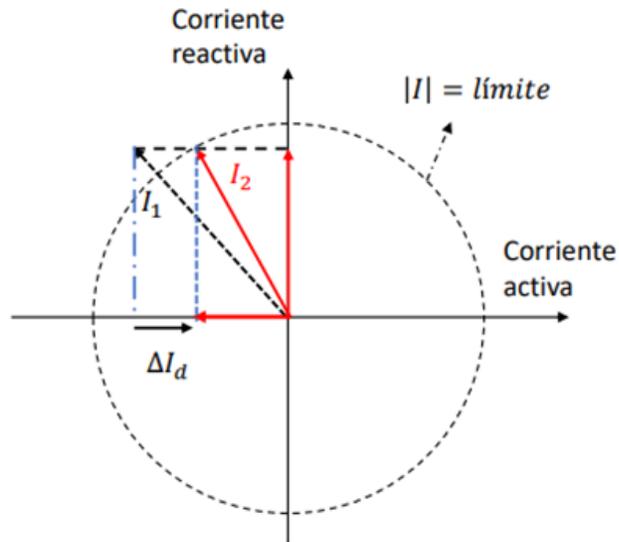


Figura 2.28: Límite de corriente activa para evitar sobre corrientes [63].

Dado que durante de falla es necesario dar prioridad a la inyección de corriente reactiva, la reducción de corriente se hace limitando la componente activa en ΔI_d . De esta forma, la componente reactiva no se ve reducida.

- **Limitación de corriente por pérdida de estabilidad**

Además de la limitación de corriente por sobrecarga térmica, la capacidad de inyección de corriente puede verse restringida por restricciones de estabilidad. De hecho, esta condición podría ser incluso más restrictiva que el límite térmico dependiendo de cómo esté operando la central [62]. Para mostrar esto, se considera el siguiente sistema

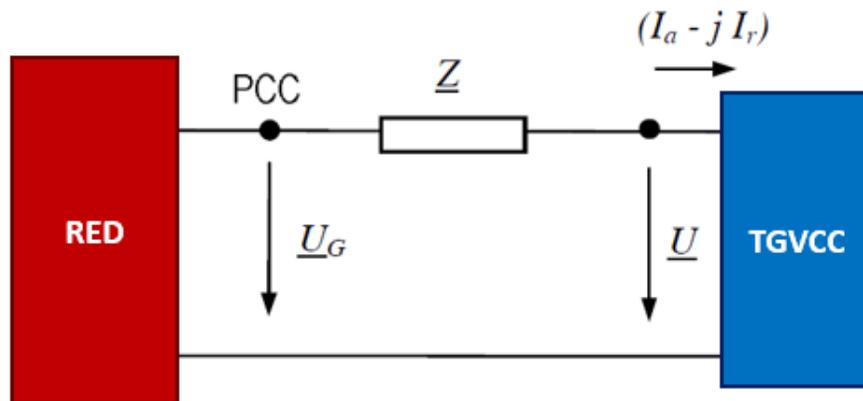


Figura 2.29: Convertidor conectado a la red.

Del sistema mostrado en la Figura 2.29 se tiene que la ecuación del circuito viene dada por:

$$\bar{U} = \bar{U}_G - \bar{Z}(I_a - jI_r) \quad (2.16)$$

donde I_a e I_r corresponden a las componentes de corriente activa y reactiva respectivamente. Usando notación polar se tiene la siguiente expresión:

$$U = U_G e^{j\phi_G} - Z e^{j\phi_Z} \cdot I e^{-j\phi} \quad (2.17)$$

Si se consideran los cambios de variables $\phi^* = (\phi_Z - \phi - \pi/2)$ y $\beta = (\phi_Z - \pi/2)$ se tiene que:

$$U = U_G e^{j\phi_G} - j \cdot Z \cdot I_a^* - Z \cdot I_r^* \quad (2.18)$$

donde las variables I_a^* e I_r^* corresponden a:

$$I_a^* = (I_a \cdot \cos(\beta) + I_r \cdot \sin(\beta)) \quad (2.19)$$

$$I_r^* = (I_r \cdot \cos(\beta) - I_a \cdot \sin(\beta)) \quad (2.20)$$

Este cambio de variable representa una rotación según el ángulo β . El diagrama fasorial se presenta a continuación.

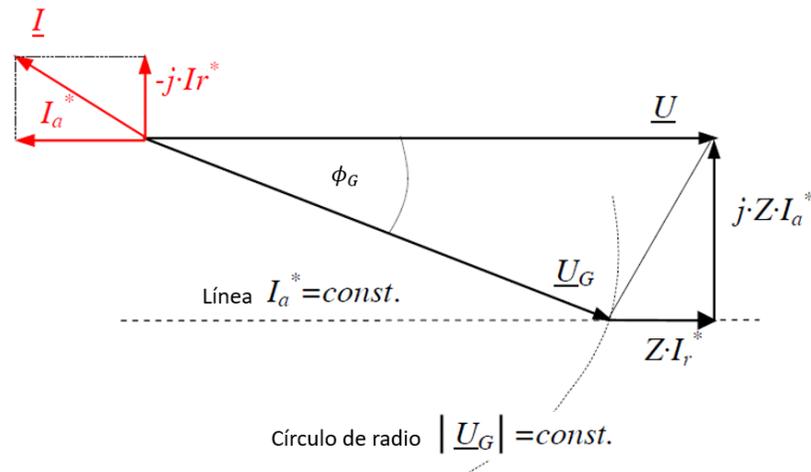


Figura 2.30: Diagrama fasorial del sistema [61].

Tomando como referencia el diagrama fasorial y las ecuaciones anteriores, se tiene que para $\phi_G = -\pi/2$, el voltaje vendrá dado por $U = -Z \cdot I_r^*$. De estas ecuaciones se puede obtener la siguiente expresión:

$$0 = -jU_G - jZ \cdot I_a^* \quad (2.21)$$

a partir de la cual es posible obtener el límite de corriente que puede inyectar el convertidor:

$$I_{a_max}^* = -U_G/Z \quad (2.22)$$

Para volver al sistema de referencia original, es necesario realizar una rotación en un ángulo β . De esta forma, la recta que determina el límite de corriente que el convertidor puede inyectar con tal de no perder estabilidad viene dado por el diagrama mostrado en la Figura 2.31 [61].

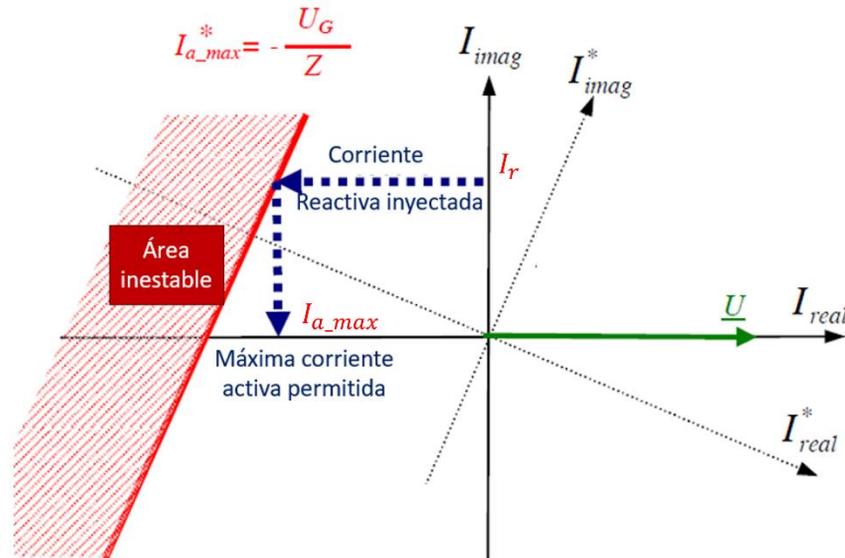


Figura 2.31: Límite de estabilidad para inyección de corriente [61].

De la curva roja en la Figura 2.31 se puede concluir que existe un límite de corriente que el convertidor puede inyectar con tal de no perder estabilidad. En caso de que se inyecte una determinada corriente reactiva I_r , la máxima corriente activa que puede inyectar la central será I_{a_max} . En caso de que se supere esta corriente, se pasará al área inestable, provocando que la TGVCC pierda estabilidad. De la Figura 2.31 se desprende que no solo la magnitud de la impedancia en el punto de conexión influye en este límite, sino que también el ángulo de la impedancia influye en la pendiente de la curva roja.

- **Pérdida de sincronismo por inyección de corrientes**

Otro desafío que deben enfrentar las centrales TGVCC es la eventual pérdida de sincronismo dependiendo de la corriente inyectada y la fase de la impedancia en su PCC [13]. Si se considera el sistema presentado en la Figura 2.29, a nivel general se tiene que si la razón entre las referencias de corriente reactiva y activa se aleja mucho del valor X/R, la TGVCC puede perder estabilidad [4]. La Figura 2.32(a) muestra el diagrama fasorial de la central durante operación normal. Por otro lado, si la inyección de corriente aumenta, el ángulo entre la red y el convertidor (θ_{PCC}) crece (ver Figura 2.32(b)).

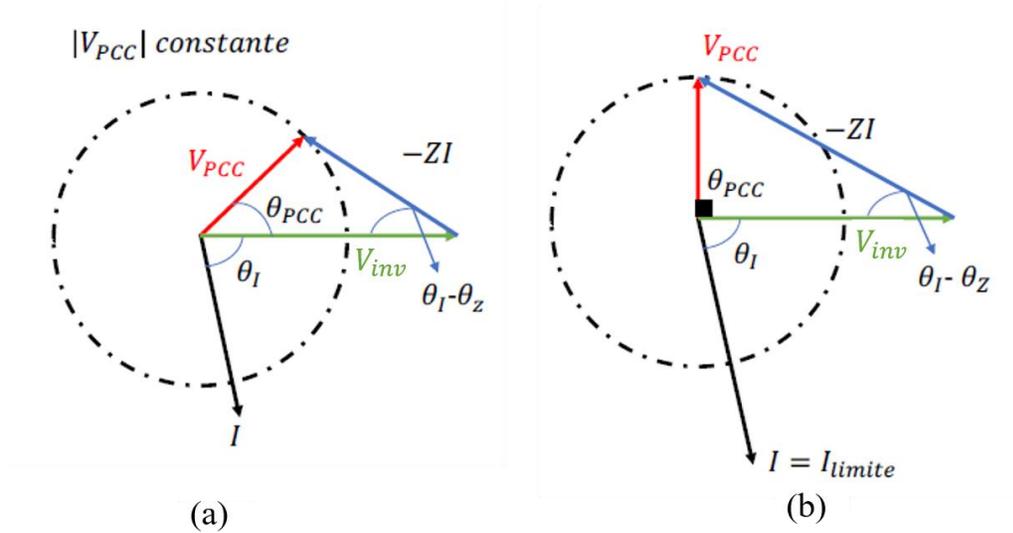


Figura 2.32: Fasores de tensión y corriente con (a) operación normal y (b) límite teórico [13].

Recordando que la transferencia máxima de potencia ocurre cuando $\theta_{PCC} = \pi/2$, se tiene un límite en la magnitud de la corriente que dependerá de la diferencia entre el ángulo de la corriente y la impedancia ($\theta_I - \theta_Z$). De la Figura 2.32(b) se puede deducir con trigonometría que:

$$V_{PCC} = Z \cdot I_{lim} \cdot \sin(|\theta_I - \theta_Z|) \Rightarrow I_{lim} = \frac{V_{PCC}}{Z \cdot \sin(|\theta_I - \theta_Z|)} \quad (2.23)$$

Dependiendo de los valores que tome el ángulo de corriente, el límite para la pérdida de sincronismo podría ser menor al límite térmico antes presentado [13]. En la Figura 2.33 se presenta de manera gráfica lo expuesto. Se asume el círculo unitario (1 [p.u.]) como límite térmico. El área verde muestra todos los puntos en que el vector de corriente puede “posicionarse” con tal de no perder sincronismo. Se puede notar que, dependiendo de los valores de V_{PCC} y Z , es posible que el límite de estabilidad sea mayor que el límite térmico o menor a este (caso (a) y (b) respectivamente). Siendo entonces la limitación por pérdida de sincronismo más restrictiva en este último caso. Por otro lado, la figura muestra que si el ángulo de corriente ϕ_I es igual al ángulo de la impedancia de acoplamiento ϕ_Z , entonces la inyección de corriente no tendrá un límite por pérdida de sincronismo.

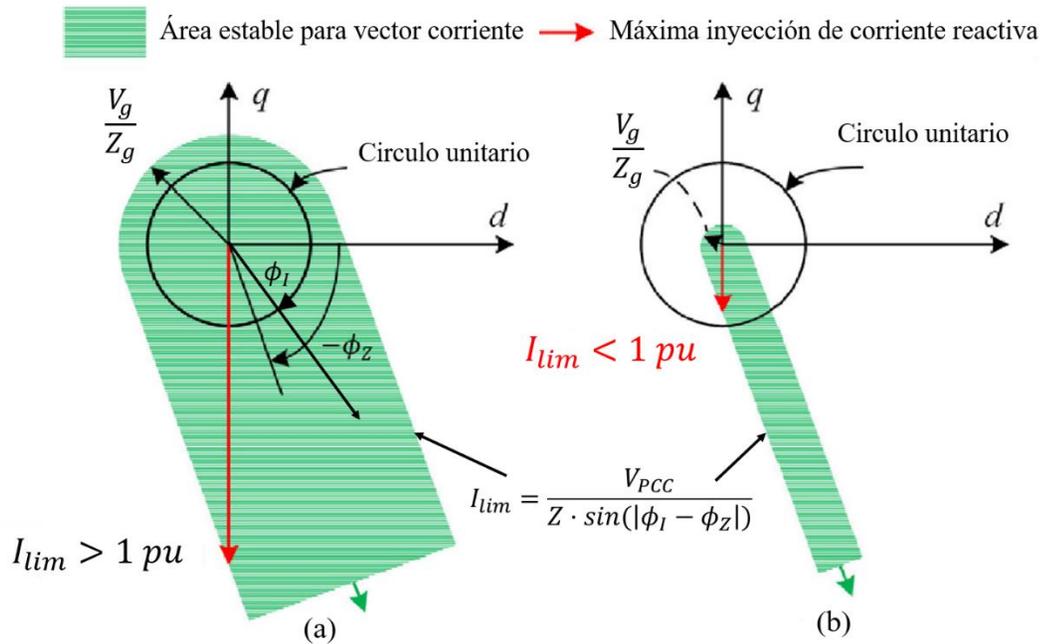


Figura 2.33: Representación del área estable del vector de corriente durante fallas [13].

A partir de los resultados expuestos en la Figura 2.33, se infiere que tanto la magnitud como el ángulo de la impedancia impactan en el corriente límite que la TGVCC puede inyectar. Por un lado, existe una relación inversa entre la magnitud de impedancia y el nivel de cortocircuito: un aumento de la magnitud de la impedancia en el punto de conexión es sinónimo de una disminución del SCR. Por el otro lado, si bien conocer la fase de la impedancia \bar{Z} es de suma importancia, conocer de forma precisa esta impedancia es bastante complejo en la práctica.

2.7. Inyección de corriente reactiva durante cortocircuito

En la sección 2.6.2 se presentaron distintas razones que dificultan el proceso de FRT en las TGVCC. Sin embargo, la inyección de corrientes de cortocircuito por parte de un convertidor durante y después de una falla tiene un impacto directo en el voltaje del PCC y en la recuperación del sistema luego de la falla [61]. La Figura 2.34 presenta un diagrama simplificado de un convertidor conectado al sistema donde la red externa es representada por su equivalente de Thévenin. A partir de este modelo, se analiza el efecto que tienen las corrientes de cortocircuito \bar{I}_{inv} en la tensión en el PCC durante una contingencia [61].

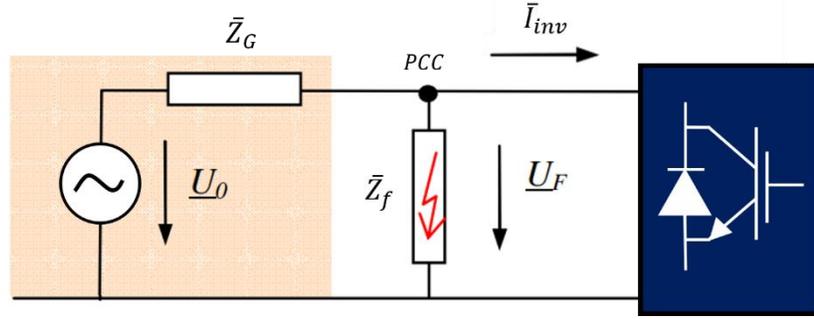


Figura 2.34: Diagrama esquemático [61].

La ecuación de corriente en el PCC queda determinada por la siguiente expresión:

$$\frac{\bar{U}_0 - \bar{U}_f}{\bar{Z}_G} = \frac{\bar{U}_f}{\bar{Z}_f} + \bar{I}_{inv} \quad (2.24)$$

Reordenando y despejando el voltaje en el PCC (\bar{U}_f) se obtiene:

$$\bar{U}_f = \bar{U}_0 \frac{\bar{Z}_f}{\bar{Z}_f + \bar{Z}_G} - \bar{I}_{inv} \cdot \frac{\bar{Z}_f \bar{Z}_G}{\bar{Z}_f + \bar{Z}_G} \quad (2.25)$$

Para cuantificar el efecto del convertidor, se define el factor de voltaje complejo η como la relación entre el voltaje en el PCC (\bar{U}_f) y el voltaje que habría en el PCC sin considerar el efecto de las corrientes inyectadas por el convertidor. Este voltaje viene dado por ($\bar{U}_{f0} = \bar{U}_0 \cdot \bar{Z}_f / (\bar{Z}_f + \bar{Z}_G)$). Dividiendo la ecuación (2.25) por este término se obtiene que:

$$\eta = 1 - \bar{I}_{inv} \frac{\bar{Z}_G}{\bar{U}_0} = 1 - \frac{\bar{I}_{inv}}{\bar{I}_{SC}} \quad (2.26)$$

Utilizando coordenadas polares y tomando como referencia el voltaje \bar{U}_f , se definen los siguientes ángulos:

$$\begin{aligned} \bar{I}_{inv} &= I_{inv} \cdot e^{j\varphi_{inv}} \\ \bar{Z}_G &= Z_G \cdot e^{j\varphi_G} \\ \bar{U}_0 &= U_0 \cdot e^{j\varphi_0} \end{aligned} \quad (2.27)$$

Sustituyendo en la ecuación (2.26), se obtiene que:

$$\eta = 1 - \frac{I_{inv}}{I_{SC}} e^{j(\varphi_{inv} + \varphi_G - \varphi_0)} \quad (2.28)$$

Para el caso especial en que la impedancia de falla \bar{Z}_f y la equivalente de la red \bar{Z}_G tienen el mismo ángulo, se tendrá que $\varphi_0 = 0$. La ecuación muestra que el voltaje en el PCC mejora ($\eta > 1$) o empeora ($\eta < 1$) dependiendo del valor de $\varphi_{inv} + \varphi_G$. Lo anterior se ejemplifica en la Figura 2.35. La figura muestra que el voltaje \bar{U}_{f0} se verá reducido si el ángulo $\varphi_{inv} + \varphi_G \in (\pi/2, 3\pi/2)$. Por otro lado, esta magnitud se verá aumentada si $\varphi_{inv} + \varphi_G \in (-\pi/2, \pi/2)$.

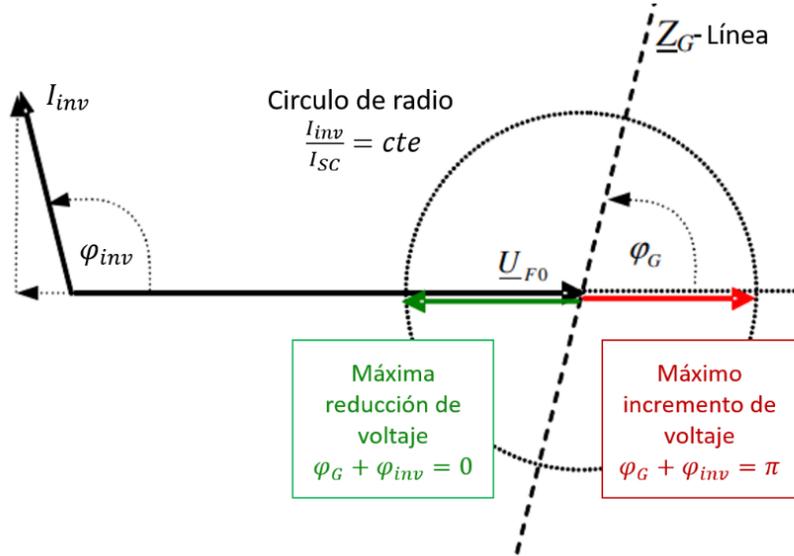


Figura 2.35: Efecto de corrientes del convertidor en voltaje PCC [61].

La Figura 2.35 muestra que el voltaje en el PCC aumenta a medida que el convertidor opera en modo sobrecargado (inyectando corriente reactiva). En dicho caso, el máximo aumento de voltaje viene dado cuando $\varphi_{inv} + \varphi_G = \pi$. Por otro lado, en caso de que el convertidor opere en modo subcargado (consumiendo corriente reactiva), el voltaje en el PCC se reduce. En este caso, el escenario con mayor reducción de voltaje se da cuando $\varphi_{inv} + \varphi_G = 0$.

La ecuación (2.28) puede ser expresada en términos de la potencia de cortocircuito y la potencia aparente del convertidor, como se muestra a continuación.

$$\eta = 1 - \frac{S_{inv}}{S_{SC}} e^{j(\varphi_{inv} + \varphi_G)} \quad (2.29)$$

La Figura.2.36 presenta el soporte de voltaje que la central TGVCC puede dar durante fallas. Para este caso, se asume el caso más favorable para la inyección de corriente reactiva, es decir, $\varphi_{inv} = \pi - \varphi_G$. La figura muestra el soporte de tensión proporcionado por la central en función del voltaje residual en el caso que esta no aporte con corriente reactiva. Además, se varía el cociente S_{inv}/S_{SC} para obtener la familia de curvas mostradas. La línea segmentada muestra el voltaje que

se tendría en caso de falla sin ningún soporte de tensión por parte de la TGVCC. Las demás rectas muestran el aumento de tensión en el PCC para distintos valores de S_{inv}/S_{sc} .

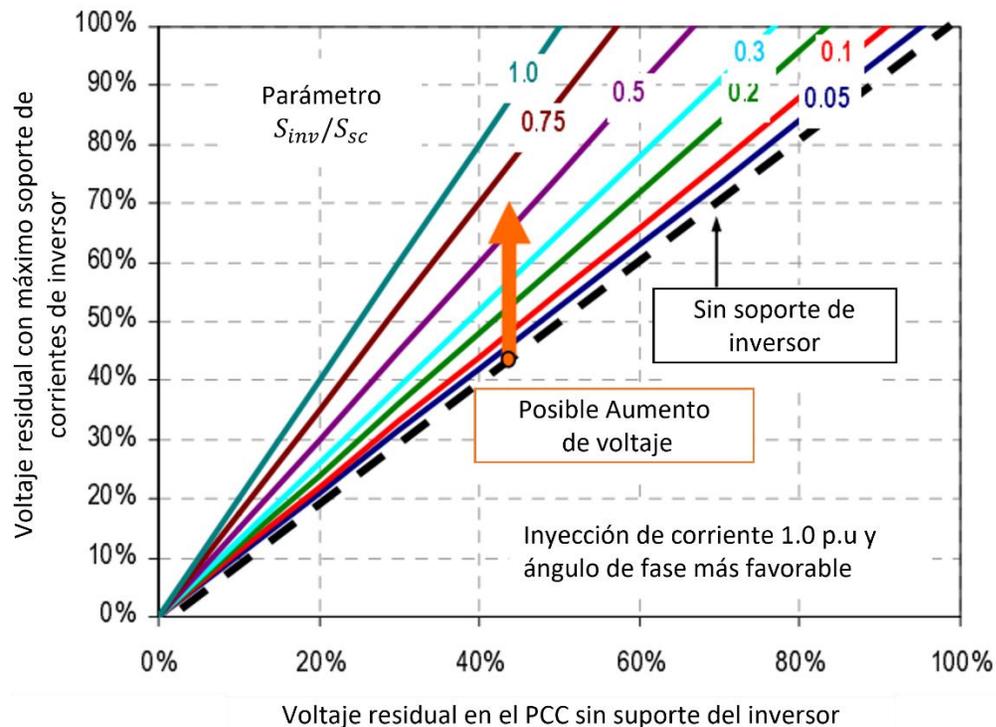


Figura.2.36: Factor de voltaje del sistema para distintas potencias del inversor [61].

De lo anterior se concluye que si bien las TGVCC pueden aportar durante caídas de tensión, el nivel del impacto depende en gran medida de la robustez del punto de conexión de la TGVCC. Se puede notar de la ecuación (2.29) que, a medida que aumenta la razón entre la capacidad del inversor y la potencia de cortocircuito en el PCC, el aporte es mayor. Sin embargo, esto significa una disminución del SCR en este punto (ver ecuación (2.13)). Además, la Figura.2.36 muestra que, para caídas de tensión muy severas, independiente del valor S_{inv}/S_{sc} , el aporte de la TGVCC se vuelve marginal.

2.8. Estrategias de control para FRT en TGVCC

Tal como se mostró en la sección 2.7, si bien las centrales TGVCC presentan desafíos importantes para el proceso de FRT, es clave que, durante fallas, estas aporten con corrientes de cortocircuito para apoyar la estabilidad del sistema. Sin perjuicio de lo anterior, las dificultades presentadas se deben tener en consideración para no poner en riesgo ni la estabilidad del sistema ni la vida útil de los convertidores. Para esto, es necesario modificar los lazos de control de potencia/voltaje en los modos GFL y GFM (presentados en la sección 2.3) con el objetivo de priorizar la inyección de corriente reactiva durante cortocircuitos.

La Figura 2.37 muestra un esquema de control que permite que las centrales TGVCC inyecten corrientes de cortocircuito durante fallas. En la figura se muestra un bloque binario (SW) que detecta la ocurrencia de un cortocircuito en las cercanías de la central TGVCC. Dado un voltaje umbral (V_{th}), si el voltaje medido en el PCC (V_t) es menor a dicho umbral, el bloque SW cambia

su posición de 1 a 0, indicando que el convertidor no se encuentra en operación normal, sino que en una falla.

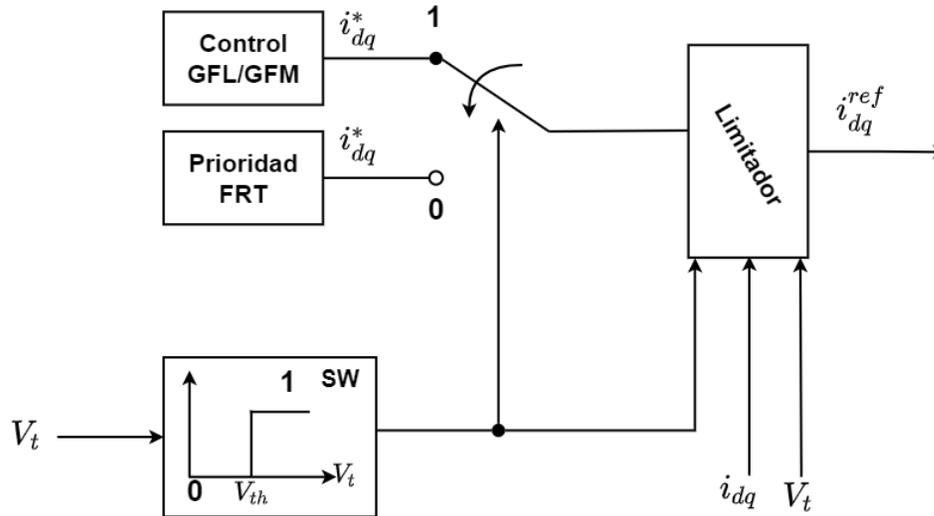


Figura 2.37: Diagrama de control para cambio de prioridad de corriente.

El bloque “Control GFL/GFM” está asociado a la operación normal ($SW = 1$). En este caso, el convertidor calcula las referencias de corriente tal y como se presentaron en la sección 2.3. Por otro lado, el bloque “Prioridad FRT” se activa en caso de falla ($SW = 0$). En este caso, la central debe inyectar una corriente reactiva adicional durante la falla según lo establecido en la norma técnica correspondiente [5]. El cálculo de corriente activa en este caso dependerá del diseño de control, en particular, las siguientes ecuaciones son utilizadas en [64].

$$\Delta i_q^* = K_{FRT}(U_N - V_t) \quad (2.30)$$

$$i_d^* = \sqrt{1 - i_q^2}$$

Donde la constante K_{FRT} es un factor escalar que se detalla más adelante y U_N corresponde al voltaje nominal en el PCC (generalmente 1 [p.u.]). De la ecuación para la corriente de referencia en el eje q , se observa que, ante una falla, mientras más baja sea la tensión V_t , mayor será i_q^* . Por otro lado, el cálculo de corriente en el eje d muestra que, a medida que la corriente q aumenta, la referencia de corriente i_d^* disminuye y de esta forma se da prioridad a la corriente reactiva.

Finalmente, el bloque “Limitador” recibe como entrada la corriente calculada (i_{dq}^*), la salida del bloque binario (SW) y la corriente en ejes dq que está inyectando el convertidor. El limitador reduce la magnitud de la corriente en caso de que se supere el límite térmico del convertidor. La señal de SW le indica al limitador cuál es la prioridad de corriente que debe usar. La Figura 2.38 describe este cambio de prioridad. Durante operación normal ($SW = 1$), el limitador prioriza la inyección de corriente activa como muestra la figura de la izquierda. En caso de que la corriente i_{ref} supere el límite térmico, el limitador reducirá solamente la componente reactiva ($i_{q,ref}^*$),

manteniendo constante la componente activa. Durante fallas ($SW = 0$), si la corriente i_{ref} sobrepasa el límite térmico, solo se reducirá la componente activa ($i_{d,ref}^*$), dejando la componente reactiva intacta, tal como se muestra en la figura de la derecha.

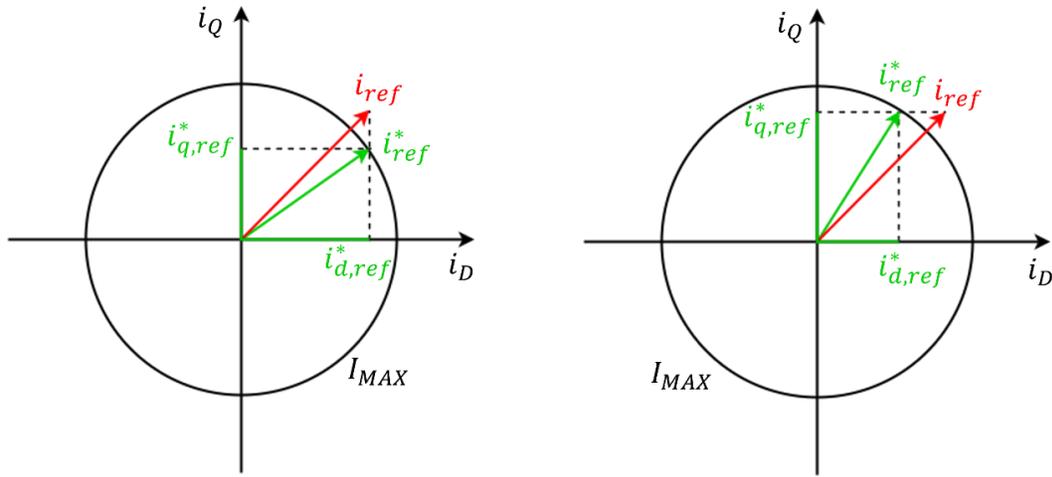


Figura 2.38: Priorización de corriente en eje d (izquierda) y q (derecha).

Cuando se prioriza la corriente en el eje directo, los límites operacionales vendrán dados por las siguientes ecuaciones

$$\begin{aligned}
 |i_{d,ref}| &\leq I_{MAX} \\
 |i_{q,ref}| &\leq \sqrt{I_{MAX}^2 - i_d^2}
 \end{aligned}
 \tag{2.31}$$

Por otro lado, al ocurrir una falla severa que provoque caídas de voltaje significativas, se dará prioridad a la inyección de corriente en el eje q según las ecuaciones presentadas a continuación:

$$\begin{aligned}
 |i_{q,ref}| &\leq I_{MAX} \\
 |i_{d,ref}| &\leq \sqrt{I_{MAX}^2 - i_q^2}
 \end{aligned}
 \tag{2.32}$$

Con el control presentado, el convertidor puede aportar al sistema durante fallas sin superar su límite térmico.

2.8.1. Efectos del factor K_{FRT} en la estabilidad de TGVCC

La constante K_{FRT} es la razón entre la corriente reactiva adicional que debe inyectar el inversor y la variación de voltaje experimentada luego de una contingencia según:

$$\Delta i_q / I_n = K_{FRT} \cdot \Delta V_{PCC} / V_n \quad (2.33)$$

En [12] se estudia el impacto que tiene este factor variándolo entre 0 y 10, donde 0 corresponde al caso en que la central no inyecta corriente reactiva durante la falla. Por el otro lado, un valor de K_{FRT} igual a 10, implica que ante una variación de tensión del 10%, la TGVCC debe inyectar 100% de su capacidad en corriente reactiva. Para el caso chileno, el factor K_{FRT} tiene un valor de 2 (ver Figura 2.27)

En el siguiente ejemplo se analiza el efecto que tiene variar el factor K_{FRT} en la estabilidad de un sistema con un 50% de generación basada en TGVCC [12]. El sistema se compone de 3 áreas y se simula un cortocircuito en la barra “3” en la Figura 2.39.

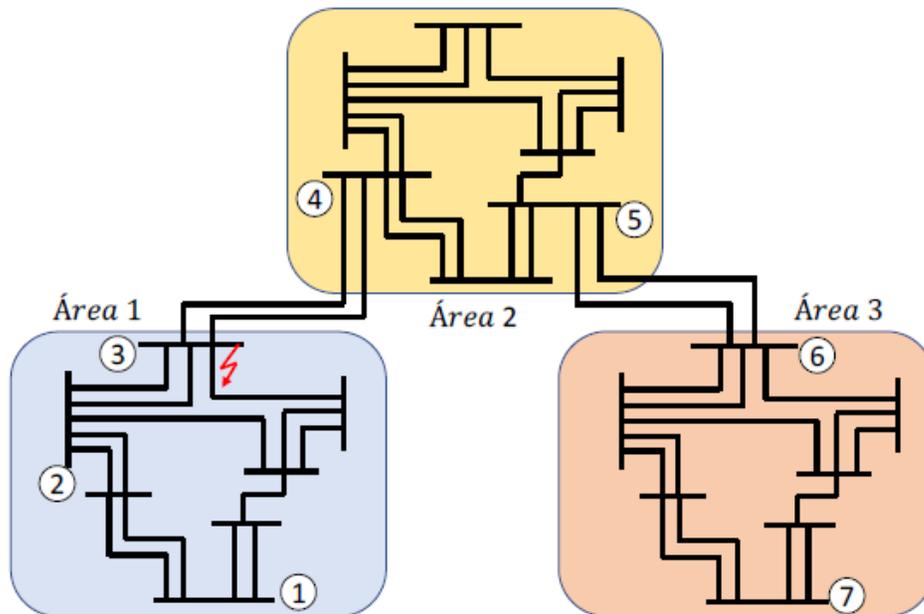


Figura 2.39: Sistema utilizado en [12], [63].

La Figura 2.40 presenta los resultados del estudio. En particular, se muestran los voltajes promedios en los nodos 1 al 7 luego de un cortocircuito trifásico en la barra 3 para distintos valores de K_{FRT} . Este promedio se calcula desde los 30 [ms] hasta los 80 [ms] luego de ocurrida la contingencia. Además, se exponen los resultados para el caso en que solo hay generadores síncronos operando (referencia) y el caso en que los convertidores se desconectan producto de la falla (desconexión de TGVCC).

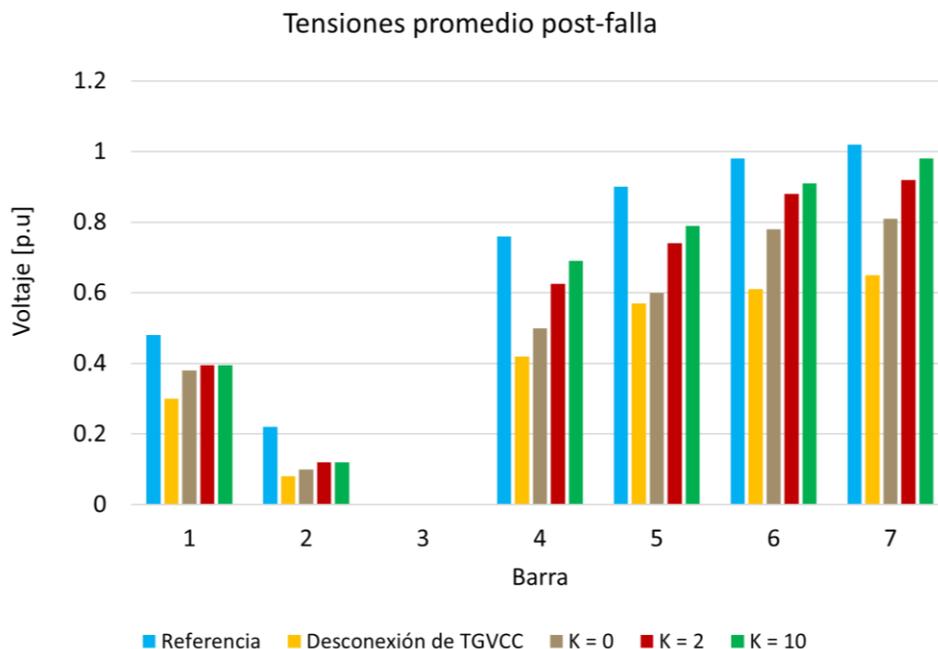


Figura 2.40: Tensiones promedio en las barras del sistema durante un cortocircuito trifásico [12].

A partir de estos resultados, se ve que los nodos más cercanos al lugar de la falla presentan un menor voltaje promedio en comparación a los nodos más lejanos. Se observa que, para las zonas cercanas a la falla (área 1, nodo 1 y 2), las tensiones son semejantes para distintos valores de K_{FRT} . Lo anterior se debe a que, cerca de la falla, los voltajes son tan bajos que, para un $K_{FRT} = 2$ los convertidores alcanzan su máxima capacidad de inyección. De esta forma, al aumentar el K_{FRT} , el voltaje promedio no mejora de manera significativa. Por otro lado, para las centrales más alejadas a la falla, a medida que el K_{FRT} aumenta, los voltajes promedio también aumentan. Lo anterior es debido a que las centrales no alcanzan su máxima capacidad, por lo que un aumento del K_{FRT} se traduce en una mayor corriente reactiva que exigirles a los convertidores. Se destaca que el caso de referencia es el que muestra los mejores resultados (niveles de tensión más altos en las barras). Esto es esperable, ya que los GS tienen un aporte de corrientes de cortocircuito radicalmente mayor que los de un convertidor. Finalmente, es importante mencionar que el peor escenario es cuando los convertidores no participan en la recuperación del sistema.

De los resultados se concluye que el valor de K_{FRT} juega un papel importante en la recuperación de los voltajes de un sistema. Sin embargo, lo anterior depende fuertemente del lugar de la falla. Concretamente, para centrales TGVCC cercanas a la falla, el valor de K_{FRT} no tiene mayor importancia, mientras que en el caso de centrales lejanas a la falla, el valor tiene un efecto importante.

2.9. Conclusiones

En los sistemas de potencia dominados por fuentes de generación renovable conectadas a este por medio de convertidores, el modo de control más común es el GFL. Sin embargo, este modo presenta un mal desempeño dinámico debido a su comportamiento como fuente de corriente. Más aún, a medida que más aumenta el nivel de penetración de los GFL, su desempeño dinámico empeora, así como sus efectos negativos en la estabilidad de los SEP. Adicionalmente, un SEP no

puede estar compuesto solo por TGVCC en base a GFL pues estos convertidores no tienen capacidad de arranque autógeno, no participan en regulación de voltaje ni frecuencia. Por otro lado, el convertidor GFM tiene características más adecuadas para dar soporte al sistema debido a su comportamiento como fuente de voltaje. Sin perjuicio de lo anterior, la tecnología GFM no ha madurado lo suficiente como para estar disponible en el mercado para sistemas de gran tamaño. Este modo de operación se ha utilizado mayormente en sistemas pequeños en el contexto de las microrredes. Dado esto, en la actualidad no existen experiencias prácticas que entreguen información sobre su comportamiento en SEP de gran tamaño.

Capítulo 3: Metodología

3.1. Introducción

En esta sección se presenta la metodología propuesta para definir sistemáticamente los requisitos de control que se deben imponer a las TGVCC a medida que su nivel de penetración aumenta de forma de garantizar la estabilidad del sistema durante cortocircuitos. La Figura 3.1 muestra el diagrama de bloques general de la metodología, definida de manera coherente según lo propuesto en [5]. Para aplicar la metodología, se asume que se tiene modelada la red del SEP en estudio, a cuyo modelo se le denomina SEP_{Base} . Se asume, además, que el sistema base tienen un cierto nivel de TGVCC operando en modo GFL.

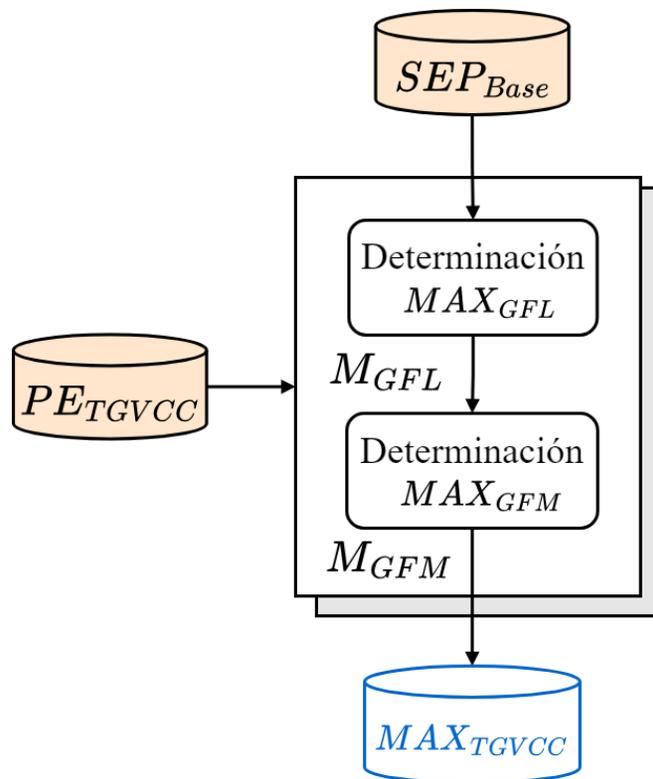


Figura 3.1: Metodología general del trabajo.

A nivel general, la metodología consta de 2 etapas principales: una primera etapa en que se determina el máximo nivel de penetración de TGVCC operando en modo GFL (MAX_{GFL}) y otra que, partiendo del nivel de penetración máximo de convertidores GFL obtenido en la etapa anterior, determina el máximo nivel de convertidores en modo GFM. Las entradas de la metodología son el modelo dinámico del sistema, SEP_{Base} y el plan de expansión TGVCC (PE_{TGVCC}). Para los propósitos de este trabajo, se establece que una vez determinada la máxima penetración de GFL, los nuevos convertidores entran en modo GFM sin distinción. Esta decisión se fundamenta en la suposición de que, en un futuro donde los convertidores sean la principal fuente de generación del

SEP, se les exigirá de manera uniforme la capacidad de controlar tanto la tensión como la frecuencia de manera similar a como lo hacen actualmente los generadores sincrónicos.

Finalmente, el nivel máximo de penetración de cada etapa se obtiene a través de un proceso iterativo en el cual se evalúa el desempeño dinámico del SEP en cada iteración. A continuación, se presenta en detalle cada etapa de la metodología.

3.2. Pasos previos

En esta sección se describen algunos pasos previos necesarios para implementar la metodología propuesta.

3.2.1. Definición de áreas de control (ACs)

Como se mencionó en la sección 2.4, generalmente las zonas con altos niveles de corriente de cortocircuito son las zonas cercanas a los GS y alto nivel de enmallamiento. En este contexto, es sabido que el desempeño dinámico del SEP luego de una falla no solo depende del nivel de penetración de TGVCC, sino también de la distribución de los GS conectados y su cercanía a la falla. Con el objetivo de considerar el impacto que tiene la distribución de GS en el comportamiento dinámico del sistema, en el presente trabajo se definen las denominadas “áreas de control”. El conjunto de áreas a utilizar se denota con $A = \{a_1, \dots, a_n\}$, siendo n la cantidad de áreas por definir.

3.2.2. Condiciones de operación y contingencias

En cuanto a las condiciones de operación y contingencias a simular en el proceso iterativo, en los estudios de estabilidad de SEP generalmente se utiliza un enfoque del “peor escenario” (*worst-case*), es decir, solo se investiga un conjunto acotado de puntos de operación y contingencias que representan las situaciones más críticas que el sistema podría enfrentar. Dicho enfoque es el que se utiliza también en este trabajo.

Sea el conjunto de puntos de operación (PO) y contingencias críticas (CC) definido como $PO = \{po_1, \dots, po_m\}$ y $CC = \{c_1, \dots, c_p\}$, donde m y p son la cantidad de PO y CC a simular, respectivamente. A partir de estos conjuntos, se define el conjunto de casos a simular de la siguiente forma:

$$J = \{j_{111} \dots j_{abc} \dots\}$$

Donde j_{abc} corresponde a simular la contingencia crítica “ c ”, en el área “ a ” para el punto de operación “ b ”.

Dado el foco de este trabajo, las fallas simuladas son cortocircuitos (CC) trifásicos en zonas débiles de la red. Para definir la ubicación de las fallas se utiliza el índice ESCR (definido en la sección 2.4), de forma de identificar las barras más débiles en cada zona. Una vez calculado el ESCR de todas las barras del sistema, se selecciona la barra con menor ESCR para cada AC. De esta forma, para cada área de control se tendrá una contingencia crítica a simular. Las contingencias se despejan luego de 120 [ms] a través de apertura del circuito de línea pertinente.

Dado que el desplazamiento de generación sincrónica por centrales TGVCC disminuye la robustez en el área en que se desplaza dicha generación, en cada iteración en que se varíe la

penetración TGVCC, se vuelven a calcular los ESCR de todas las barras para elegir siempre la barra más débil de cada zona para simular el cortocircuito.

3.2.3. Exigencias de desempeño dinámico

A continuación, se presentan los requisitos que se consideran en el presente trabajo para determinar si el desempeño dinámico del sistema en estudio es adecuado o no.

- 1) *Análisis de pequeña señal (análisis modal)*: Se exige que los valores propios obtenidos sean estables, es decir, que todos los valores propios del sistema tengan parte real negativa.
- 2) *Validación dinámica*: En lo que respecta al desempeño transitorio durante contingencias, en este trabajo se consideran restricciones descritas en la norma chilena [5]:
 - i) Las tensiones de las distintas barras del sistema se deben establecer dentro de la banda comprendida entre 0,93 y 1,05 p.u. luego de despejada la falla. Además, la magnitud de la tensión deberá converger a su valor final en un tiempo menor o igual a 5 segundos luego de despejada la falla.
 - ii) Los ángulos de los GS deben mantenerse dentro de la banda de $\pm 120^\circ$ respecto a la máquina de referencia en todo instante.

Para el estudio, se asume que estos requisitos de desempeño se deben cumplir para toda falla y punto de operación. Si en alguna iteración alguno de estos requisitos no se cumple, se considerará que el comportamiento dinámico del sistema no es aceptable para ese nivel de penetración TGVCC.

3.2.4. Modelos dinámicos GFL/GFM

Los modelos dinámicos corresponden al esquema de control a considerar para los convertidores en modo GFL y GFM. Cada vez que se incorpora un nuevo convertidor al sistema, y se incrementa la penetración de TGVCC, es necesario contar con su respectivo modelo dinámico. A los modelos dinámicos de GFL y GFM se les denomina MD_{GFL} y MD_{GFM} respectivamente.

Para efectos de este trabajo, se han considerado esquemas de control estándar tanto para los modelos MD_{GFL} y MD_{GFM} , utilizando modelos disponibles en la librería de DIGSILENT. En el caso de los convertidores GFL, se usan los modelos *WECC Large-scale* como modelo base. Este esquema se modifica de forma de incluir un lazo de control PLL. Por otro lado, el esquema de control utilizado para los convertidores en modo GFM se basa en los modelos de *GFM droop control*.

La Figura 3.2 muestra el diagrama de bloques de DIGSILENT asociado al control de los convertidores GFL. Se destaca en azul el bloque PLL que fue añadido al modelo base existente en la librería. En particular, dado que los convertidores GFL operan como fuente de corriente, las entradas a utilizar en el bloque ‘Generador (inversor)’ serán las corrientes de referencia i_d/i_q y la referencia angular θ obtenida del PLL. Es importante destacar que, los modelos WECC cuentan con la capacidad de FRT activa para efectos de este trabajo. Este es un factor importante para

destacar ya que actualmente variadas normativas exigen esto a los convertidores (revisar sección 2.6).

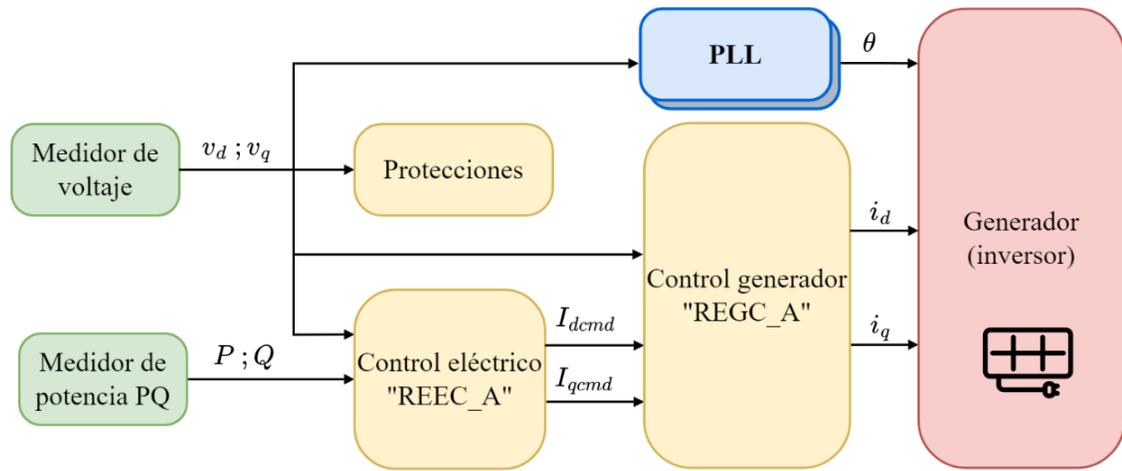


Figura 3.2: Esquema general de MD_{GFL} en DIgSILENT.

Por el otro lado, la Figura 3.3 muestra el diagrama utilizado para los convertidores en modo GFM. En este caso se toma como referencia el control *droop* puesto a disposición en la librería de DIgSILENT. A diferencia del caso anterior, las entradas al bloque ‘Generador (inversor)’ son el voltaje en el eje real e imaginario dados por u_{lr_in} y u_{li_in} .

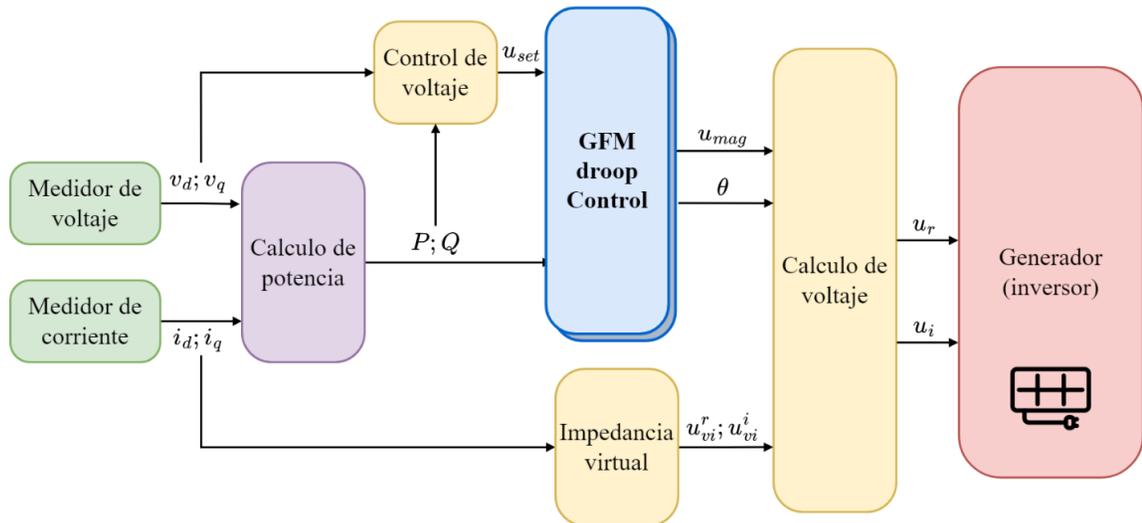


Figura 3.3: Esquema general de MD_{GFM} en DIgSILENT.

3.3. Determinación MAX_{GFL}

En esta sección se detalla la etapa iterativa asociada a la determinación del máximo nivel de penetración TGVCC en modo GFL (MAX_{GFL}). La Figura 3.4 muestra la metodología propuesta para esta etapa. De la figura se observa que las entradas de esta etapa corresponden al modelo del SEP_{Base} y el plan de expansión (PE_{ERN}), el cual incluye información útil de las centrales TGVCC proyectadas a futuro.

El proceso iterativo propuesto parte con el modelo dinámico del sistema eléctrico y, en base al plan de expansión, se aumenta paulatinamente el nivel de TGVCC en modo GFL a pasos de $\Delta TGVCC_{MW}$. La localización, capacidad y modelo de las nuevas centrales TGVCC viene determinada previamente en PE_{TGVCC} . Para los propósitos de este trabajo, se considera que el aumento de penetración CIG se lleva a cabo mediante la incorporación de una nueva central TGVCC en reemplazo de un GS térmico en su respectivo PCC. Específicamente, tanto la capacidad como el despacho del convertidor serán análogos a las del GS reemplazado. Esta elección se justifica con el objetivo de minimizar los cambios en el flujo de potencia del SEP en cada iteración, permitiendo así evaluar únicamente el impacto en la robustez de la red debido al cambio de penetración CIG, sin considerar otras externalidades que puedan influir en los análisis. Por último, se considera únicamente el reemplazo de generación térmica en una primera instancia ya que, estas son las primeras centrales en ser desplazadas por el aumento de generación renovable.

En cada iteración se verifica el correcto desempeño del sistema (bloques verdes de la figura). Para esto, primero se realiza un análisis modal y luego se procede a realizar simulaciones dinámicas en el dominio del tiempo. El estudio dinámico realizado en cada iteración comprende un conjunto J de contingencias. Para evaluar el desempeño del sistema en cada contingencia j , se utilizan los criterios y exigencias definidas en la sección 3.2.3. Si para la contingencia j el desempeño del sistema es aceptable (Si), se incrementa en “1” el valor de j para evaluar el desempeño del sistema en la siguiente contingencia. Si el desempeño dinámico del sistema es aceptable para todas las contingencias $j \in J$, se aumenta nuevamente la penetración TGVCC en $\Delta TGVCC_{MW}$. En caso contrario, es decir, si el análisis modal o el desempeño del SEP para alguna falla es inaceptable, se pasa a la etapa “Ajuste o relocalización” (bloque azul en la Figura 3.4).

En la etapa “Ajuste o relocalización”, se ajustan los parámetros de control de las TGVCCs incorporadas en esta iteración con el objetivo de mejorar el desempeño dinámico del sistema. En esta etapa también se evalúa la posibilidad de relocalizar la última central TGVCC que ha sido incorporada al sistema. La relocalización se justifica debido a que la regulación de tensión es un problema local. Lo anterior implica que, aunque es posible que algunas áreas del sistema no permitan una mayor integración de TGVCC, podría haber otras regiones más robustas con un buen potencial renovable que sí podrían incorporar más TGVCC. De esta forma, en estas zonas sería viable incorporar TGVCC, lo que permitiría aumentar aún más la presencia de convertidores sin comprometer la estabilidad del SEP. En consecuencia, considerar la reubicación estratégica de las “últimas” centrales TGVCC se plantea como una solución viable para seguir aprovechando los beneficios de estas tecnologías sin poner en riesgo la operación segura y confiable del sistema eléctrico.

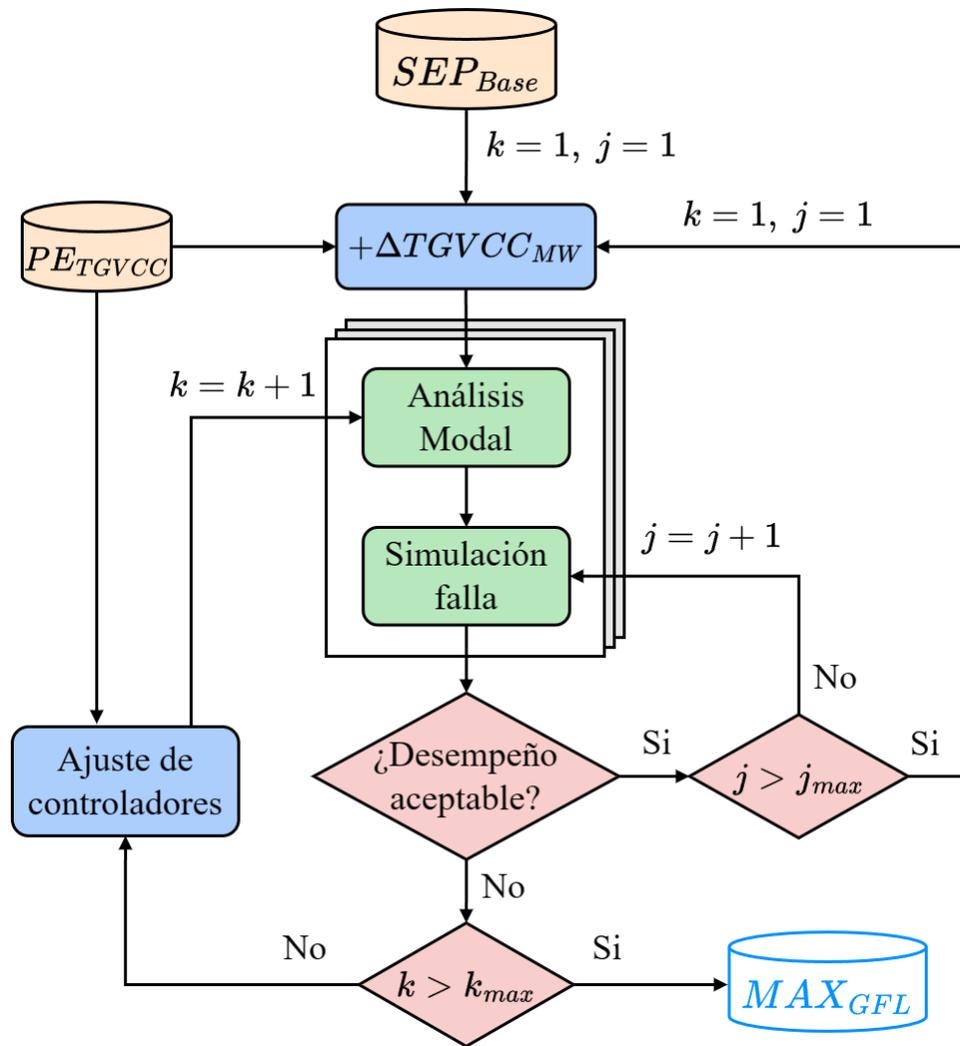


Figura 3.4: Metodología para etapa “Determinación MAX_{GFL} ”.

Como se observa en la Figura 3.4, cada intento de “Ajuste o relocalización” trae consigo un incremento en el contador k . En caso de que el desempeño dinámico del sistema sea inaceptable y el contador k haya alcanzado su valor máximo k_{max} , se asume que el sistema no puede operar con dicho nivel de penetración y el proceso iterativo acaba. En dicho caso, se obtiene la máxima penetración de convertidores en modo GFL (MAX_{GFL}) que el sistema puede aceptar.

A continuación, se procede a aumentar la penetración TGVCC con convertidores en modo GFM.

3.4. Determinación MAX_{GFM}

Partiendo del máximo nivel de convertidores en modo GFL (MAX_{GFL}) obtenido en la etapa anterior, en esta etapa se determina la máxima penetración de convertidores GFM que el sistema puede aceptar.

La metodología de esta etapa es similar a la presentada en la etapa anterior (ver Figura 3.4). La principal diferencia es que en lugar de utilizar el modelo SEP_{Base} como entrada, se emplea el

modelo dinámico del SEP obtenido en la etapa previa, es decir, el modelo del SEP con la penetración MAX_{GFM} encontrada.

A partir de los valores MAX_{GFL} y MAX_{GFM} se define la penetración MAX_{TGVCC} según la siguiente ecuación:

$$MAX_{TGVCC} = MAX_{GFL} + MAX_{GFM} \quad (3.1)$$

El proceso iterativo para determinar la máxima penetración TGVCC finaliza cuando se cumpla una de las siguientes condiciones.

1. El sistema presenta un mal desempeño dinámico en alguna iteración, situación que no se puede mejorar con ajustes de parámetros o relocalización de la última central. En este punto se obtiene el máximo nivel de penetración TGVCC considerando los 2 modos de operación de los convertidores:

$$MAX_{TGVCC} < 100\%$$

2. Se logra alcanzar el 100% de penetración TGVCC utilizando una combinación de convertidores en modo GFL y GFM.

$$MAX_{TGVCC} = 100\%$$

Al terminar esta etapa se obtiene la máxima penetración TGVCC.

Capítulo 4: Caso de estudio

4.1. Sistema eléctrico chileno

Esta sección tiene por objetivo presentar el caso de estudio en que se aplica la metodología propuesta. El caso de estudio corresponde al sistema eléctrico nacional chileno (SEN) modelado en DIgSILENT PowerFactory (PF) en donde se proyecta la generación y demanda a 2046 [5], [22].

El sistema chileno se caracteriza por ser un sistema longitudinal, abarcando 3100 [km] de largo desde Arica a Chiloé. La Tabla 4.1 resume las principales características de la red en el caso base.

Tipo de elemento	Cantidad
Barras de 110 kV o más	246
Líneas de 110 kV o más	403
Unidades de generación sincrónica	127
Unidades TGVCC (GFL)	116

Tabla 4.1: Cantidad de elementos del SEN.

4.2. Áreas de control y punto de operación

La selección de las áreas de control se basa en un estudio técnico [65] realizado por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN). La Figura 4.1 muestra las 5 AC, las cuales corresponden a:

- Norte grande (A1): Comprende instalaciones en 220 como 500 [kV], abarcando desde la SE Los Changos hacia el norte.
- Norte chico (A2): Comprende las instalaciones desde la SE Los Changos hasta Polpaico 500 [kV] y Los vilos 220 [kV].
- Centro (A3): Comprende las instalaciones desde Los Vilos 220 [kV] y Polpaico 500 [kV] hasta la SE Alto Jahuel 220 y 500 [kV].
- Centro-sur (A4): Comprende las instalaciones entre las subestaciones Alto Jahuel 500, 220 y 154 [kV] hasta Cautín 220 [kV].
- Sur (A5): Comprende las instalaciones desde la SE Cautín 220 [kV] hacia el sur.

La Tabla 4.2 resume las principales características del punto de operación (PO) inicial, vale decir, la demanda (Demanda), generación según su tipo (GS o TGVCC) y penetración TGVCC que caracterizan tanto al sistema SEP_{Base} así como a cada una de las ACs. Se observa que las principales zonas de carga se encuentran en las áreas de control AC1 y AC3.

Respecto a la generación sincrónica, se puede notar que hay una distribución bastante desigual de GS a lo largo del sistema. En particular, las áreas AC1 y AC2 solo tienen 200 [MW] de generación convencional. Por otro lado, la zona AC4 presenta la mayor participación de GS del sistema, con más de 2.600 [MW] de generación.

En concreto, se aprecia que en AC1 y AC2 se tiene niveles de penetración TGVCC mayores al 90%, seguido de AC5 con un 63% y finalmente el AC3 y AC3 con penetraciones menores al 50%.

De la tabla se observa que el sistema SEP_{Base} viene con una penetración inicial del 73% de generación a base de TGVCC en modo GFL.

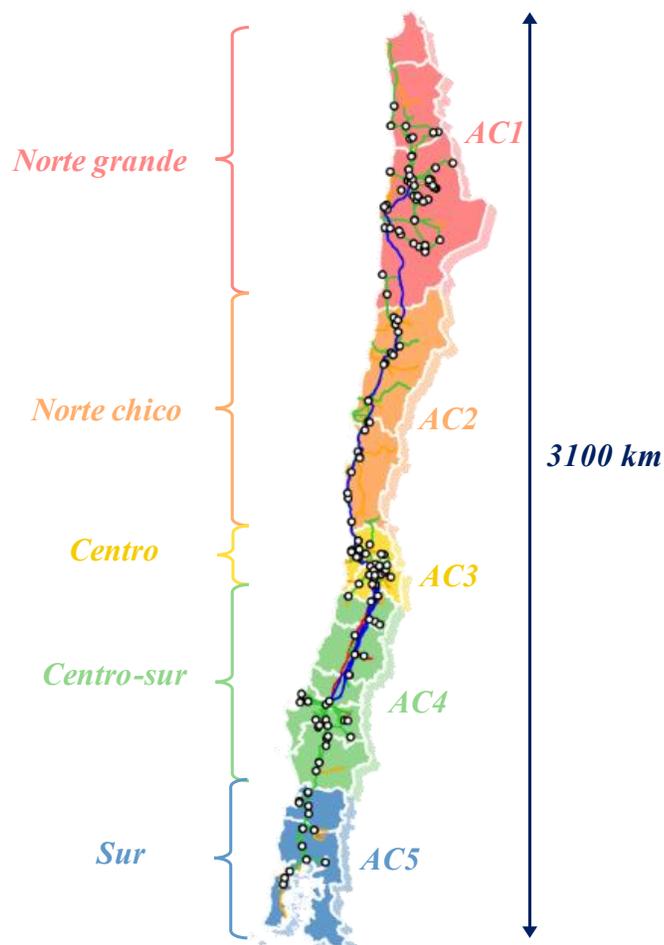


Figura 4.1: Mapa eléctrico de Chile y su división en áreas.

AC	Demanda [MW]	GS [MW]	TGVCC [MW]	Penetración [%]
1	6.095	616	5.726	90,3
2	1.558	0	5.218	100
3	6.121	1.294	1.097	45,9
4	2.826	2.658	493	15,6
5	549	225	387	63,3
Total	17.150	4.793	12.921	72,9

Tabla 4.2: Generación y demanda para PO inicial.

Para efectos del trabajo, se contemplará este único PO en el SEP_{Base} . Dado lo anterior, al ir aumentando la penetración TGVCC, ni la demanda ni la generación neta cambiará significativamente. Si además de esto, se considera que se han definido 5 ACs y solo una falla por cada área, se tiene que el set de contingencias a simular queda definido por:

$$J = \{j_{111}, \dots, j_{511}\} = \{1,2,3,4,5\}$$

Como se menciona al inicio de este capítulo, uno de los objetivos de este trabajo es comparar los resultados obtenidos con las conclusiones del estudio presentado en [5]. Cada estudio entrega

la máxima penetración que acepta el sistema con tal de asegurar un cierto tipo de estabilidad. En particular, el trabajo realizado en [5], [22] se enfoca en asegurar la estabilidad de frecuencia (f), mientras que esta tesis abarca la estabilidad de tensión (V), angular (δ) y de PLL. A partir de los máximos niveles de penetración obtenidos en cada estudio ($MAX_{TGVCC}^{freq}/MAX_{TGVCC}^V$), se define la máxima penetración del sistema MAX_{TGVCC} como el mínimo entre estos valores. De esta forma, se asegura un buen desempeño dinámico para todos los tipos de estabilidad mencionados anteriormente.

Capítulo 5: Resultados y análisis

5.1. Determinación de MAX_{GFL}

En esta sección se exponen los resultados obtenidos en la fase de Determinación MAX_{GFL} . En este y los capítulos siguientes, se comienza presentando la iteración en la que se observa una penetración tal que el desempeño dinámico del sistema no es el adecuado. Posteriormente, se procede a mostrar los resultados para la iteración anterior, que exhibe desempeño dinámico satisfactorio de acuerdo con los criterios definidos en este trabajo.

5.1.1. Penetración GFL = 75%

La Tabla 5.1 presenta el incremento de generación GFL en el sistema. En particular, se detallan los ajustes realizados en la asignación de potencia por parte de las nuevas TGVCC y la reducción de generación convencional.

De la tabla se tiene que hubo una variación de aproximadamente 400 [MW] en la región del Norte Grande (AC1). En específico, se destaca que el aumento de generación convencional viene dado por la salida de las centrales Cerro Dominador, Cochrane 1, Cochrane 2 y Hornitos.

Área de control	Inyección adicional por centrales GFL [MW]	Reducción de generación sincrónica [MW]
AC1	409	404

Tabla 5.1: Resumen de redespacho para penetración GFL= 75%.

En primera instancia, la Tabla 5.2 muestra el resumen del PO en función de los cambios realizados en el despacho.

AC	Demanda [MW]	GS [MW]	TGVCC [MW]	Penetración [%]
1	6.095	212	6.130	96,7
2	1.558	0	5.218	100
3	6.121	1.294	1.097	45,9
4	2.826	2.658	493	15,6
5	549	225	387	63,3
Total	17.150	4.389	13.324	75,2

Tabla 5.2: Generación y demanda para penetración GFL = 73%.

A continuación, se presentan las barras con ESCR mínimos de cada AC en conjunto con la línea de transmisión en donde se procede a emular la contingencia crítica para el caso con penetración GFL del 75%.

AC	Barra	Tensión [kV]	ESCR	Línea de falla
1	Andes	220	0,83	Andes – Tap Off Oeste
2	Diego de Almagro	220	1,08	DDalm – C. Pinto
3	Polpaico	500	2,55	Polpaico – L. Aguirre
4	Ancoa	500	3,53	Charrúa – Ancoa
5	Puerto Montt	220	3,87	Pichirropulli – P. Montt

Tabla 5.3: ESCRs mínimos por área para iteración GFL = 75.

La Tabla 5.3 muestra que los valores más críticos de ESCRs se encuentran en AC1 y AC2. Esto es esperable ya que, tal como se mostró en la Tabla 4.2, el despacho de GS en estas áreas es muy bajo.

Una vez definidas las contingencias críticas a simular, es posible comenzar con el estudio de estabilidad.

La Tabla 5.4 muestra un resumen de los resultados del análisis modal, destacando polos con amortiguamientos menor al 10%. Por el otro lado, la Figura 5.1 muestra el lugar de las raíces del sistema de forma gráfica.

Modos	2.800
$5\% < \xi \leq 10\%$	28
$\xi \leq 5\%$	2
Modos inestables	0
ξ más crítico	4,78%

Tabla 5.4: Resumen de análisis modal para PO inicial.

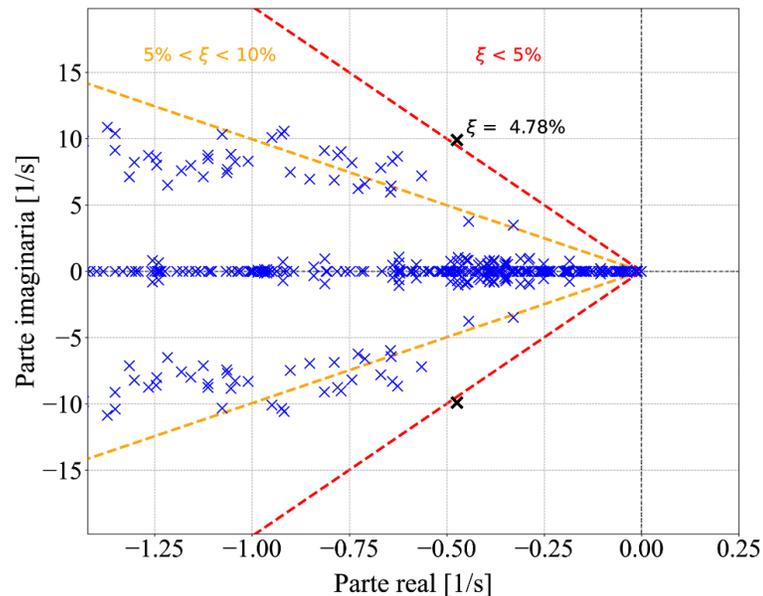


Figura 5.1: Polos del sistema base.

Dado que ningún polo del sistema tiene parte real positiva y todos tienen un amortiguamiento mayor al 5%, se procede a realizar el estudio dinámico. A continuación, se presentan los resultados obtenidos para los voltajes en las barras de cada área. Los ángulos de generadores, corrientes inyectadas por TGVCCs y frecuencia medida por los distintos PLLs se presentan en el Anexo B.

La Figura 5.2 muestra las envolventes de tensión de las barras cercanas a la falla para cada una de las contingencias simuladas. Por ejemplo, el gráfico “A1” representa la envolvente de voltaje de las barras pertenecientes al área AC1 en respuesta a una contingencia dentro de esa misma área. De manera similar, cada grafico A2-A5 representa las variables de voltaje de un área de control específica, ante una falla en dicha área, la cual se identifica por el color de esta. De la figura se observa que para el caso del área AC3, una falla en la S/E Polpaico 500 kV lleva a que las tensiones no vuelvan a sus valores pre-falla. Más aún, existen barras cuya tensión se estabiliza en valores fuera de la banda admisible de 0,93-1,05 [p.u.]. De esta forma, se concluye que para un nivel de penetración de 75%, el sistema presenta un mal desempeño dinámico.

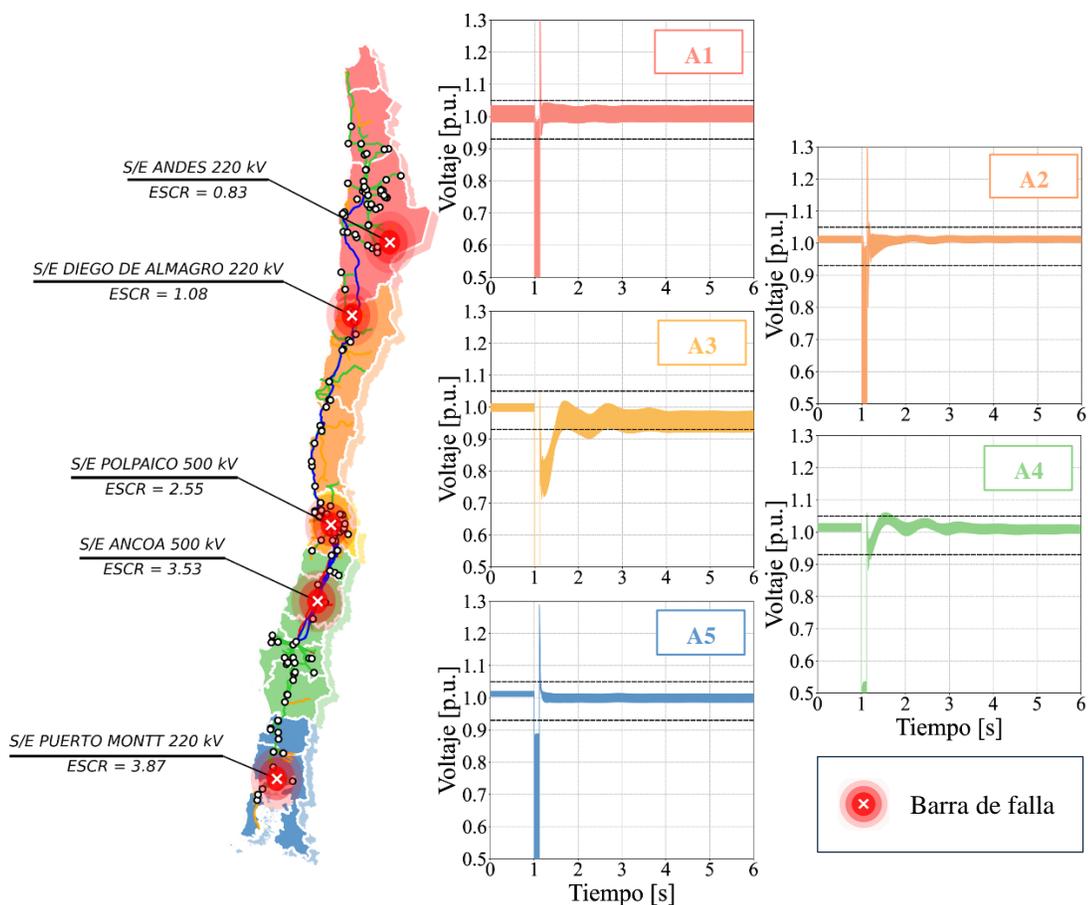


Figura 5.2: Voltajes del sistema para distintas fallas. Penetración GFL = 75%.

A diferencia de los resultados obtenidos en el estudio [5], para un nivel de penetración de 75% en convertidores GFL, el desempeño del sistema no cumple con los requerimientos exigidos desde el punto de vista de estabilidad de tensión.

5.1.2. Penetración GFL = 73%

A continuación, se presentan los resultados del estudio dinámico para el PO base. La Tabla 5.5 resume los resultados del análisis modal, mientras que la Figura 5.3 presenta estos resultados de manera gráfica.

Modos	2.845
$5\% < \xi \leq 10\%$	30
$\xi \leq 5\%$	2
Modos inestables	0
ξ más crítico	4,78%

Tabla 5.5: Resumen de análisis modal. Penetración GFL = 73%

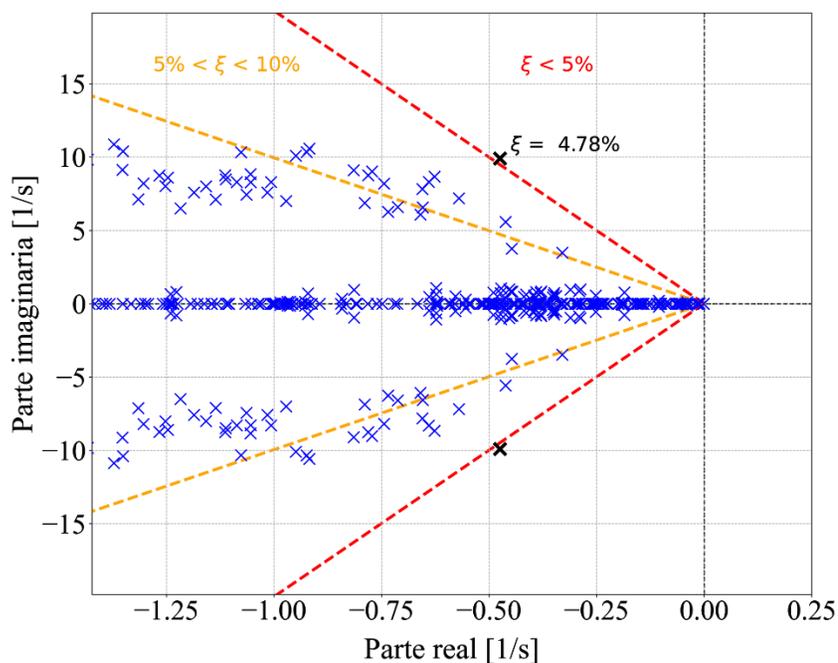


Figura 5.3: Análisis modal para penetración GFL = 73%.

Dado que el análisis modal no presenta polos inestables, se procede a estudiar el desempeño del sistema durante fallas mediante simulaciones en el dominio del tiempo. Las contingencias críticas para una penetración GFL del 73% se listan a continuación.

AC	Barra	Tensión [kV]	ESCR	Línea de falla
1	Andes	220	1,34	Andes – Tap Off Oeste
2	Diego de Almagro	220	1,41	DDalm – C. Pinto
3	Polpaico	500	3,55	Polpaico – L. Aguirre
4	Ancoa	500	4,79	Charrúa – Ancoa
5	Puerto Montt	220	4,35	Pichirropulli – P. Montt

Tabla 5.6: ESCRs mínimos por área para penetración = 73%.

La Figura 5.4 muestra las tensiones de las barras cercanas a la falla para cada una de las contingencias definidas en la Tabla 5.6. Se observa que la disminución de la penetración de convertidores GFL lleva a que el desempeño dinámico del sistema sea aceptable ante todas las contingencias simuladas.

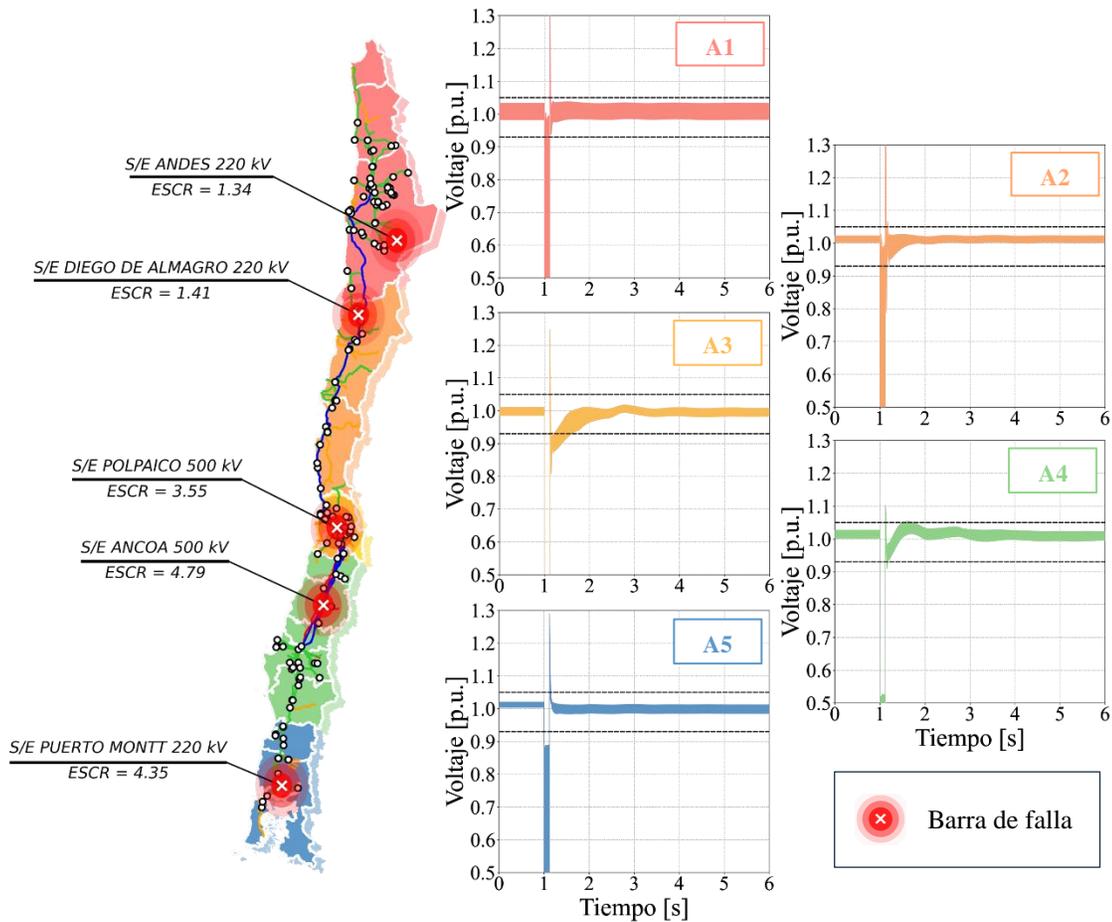


Figura 5.4: Voltajes del sistema para distintas fallas. Penetración GFL = 73%.

Dado que el sistema presenta un buen desempeño dinámico, se concluye que el nivel máximo de penetración en modo GFL corresponde a 73% (MAX_{GFL}). A continuación, se presentan los resultados que se obtienen al proceder con el resto de los pasos de la metodología propuesta en la Figura 3.1.

5.2. Determinación de MAX_{GFM}

Dado los resultados obtenidos en la etapa anterior, se tiene que la penetración máxima GFL obtenida corresponde a un 73%. Por consiguiente, el siguiente paso es aumentar la penetración de convertidores con capacidad de formación de red, es decir, aumentar paulatinamente el nivel de convertidores en modo GFM. Este aumento de penetración de convertidores GFM se realiza de forma iterativa hasta que el sistema presente un mal desempeño dinámico (ver la Figura 3.4).

El criterio utilizado para determinar los puntos de conexión de los nuevos GFM se basa en el reemplazo de generación sincrónica térmica. Esta decisión se basa en la premisa de que no sería lógico desactivar generación hidráulica si todavía existe generación térmica disponible en el sistema, no solo debido a los mayores costos de operación, sino también porque no se alinea con las metas de descarbonización nacional.

A continuación, se presentan los principales resultados del proceso iterativo. Al igual que en los casos anteriores, solo se presentan los resultados para las envolventes de voltaje, mientras que las otras variables de interés se presentan en el Anexo B.

5.2.1. Penetración GFM = 11%

De forma análoga a lo anterior, se presentan los resultados del estudio de estabilidad para el escenario con una penetración GFM del 11%. La Tabla 5.7 muestra un resumen de la nueva generación GFM incorporada al sistema y la generación sincrónica desplazada por cada área de control en donde se realizaron cambios.

Área de control	Inyección por nuevas centrales GFM [MW]	Reducción de generación sincrónica [MW]
A1	511	511
A3	530	526
A4	814	877
A5	65	62

Tabla 5.7: Resumen de redespacho para penetración GFM = 11%.

La Tabla 5.8 resume el nuevo punto de operación debido al nuevo despacho. Se puede apreciar que la penetración TGVCC actual corresponde al 84%, siendo un 11% correspondiente a convertidores en modo GFM.

AC	Dem [MW]	GS [MW]	TGVCC [MW]	Penetración [%]
1	6.093	104	6.237	98,4 (GFM 8,1)
2	1.558	0	5.218	100
3	6.088	769	1.627	67,9 (GFM 22,2)
4	2.805	1.780	1.306	42,3 (GFM 25,83)
5	547	163	452	73,5 (GFM 10,6)
Total	17.091	2.816	14.840	84,1 (GFM 10,8)

Tabla 5.8: Punto de operación para penetración = 84% (GFM 11%).

A continuación, la Tabla 5.11 muestra un resumen del análisis de pequeña señal, mientras que la Figura 5.5 muestra estos resultados de manera gráfica.

Modos	2.369
$5\% < \xi \leq 10\%$	20
$\xi \leq 5\%$	0
Modos inestables	15

ξ más crítico	-
-------------------	---

Tabla 5.9: Resumen de análisis modal. Penetración = 84% (GFM 11%).

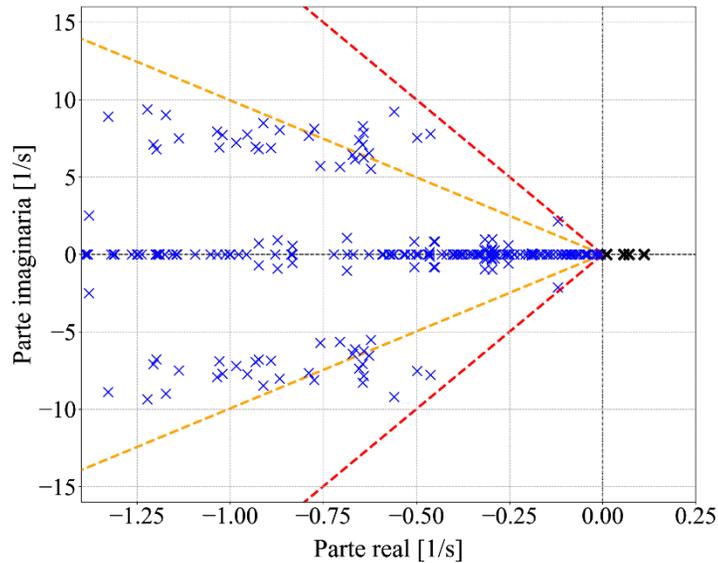


Figura 5.5: Análisis modal para penetración = 84% (GFM 11%).

Dado que el análisis modal presenta 15 polos con parte real positiva, no es posible realizar simulaciones dinámicas. Dicho esto, según la metodología presentada previamente, se inicia la etapa de “Ajuste o relocalización” para que el sistema presente un buen desempeño en pequeña señal.

En el contexto mencionado anteriormente, fue imperativo ubicar los últimos convertidores GFM de la iteración previa en San Isidro y Quintero. Además, se realizaron ajustes en las ganancias pertinentes para garantizar que todos los polos presentaran una parte real negativa. La identificación de estas ganancias se basó en los factores de participación, revelando que las variables de estado con mayor impacto en estos modos corresponden a las del lazo droop de potencia activa de los GFM incorporados. La Tabla 5.11 resume de manera concisa los cambios efectuados en dichas ganancias.

GFM	Ganancia droop P/ω
San Isidro GFM	0,01 \rightarrow 0,5
Quintero GFM	0,01 \rightarrow 0,5

Tabla 5.10: Cambio de ganancias - escenario 84% de penetración.

La Tabla 5.11 muestra el resumen del análisis modal luego del cambio de parámetros. De la tabla se observa que ahora no existen polos inestables. Lo anterior se puede ver en mayor detalle en la Figura 5.6, la cual muestra el lugar de la raíz de los polos.

Modos	2.490
$5\% < \xi \leq 10\%$	20

$\xi \leq 5\%$	2
Modos inestables	0
ξ más crítico	4,98%

Tabla 5.11: Resumen de análisis modal. Penetración = 84% (GFM 11%).

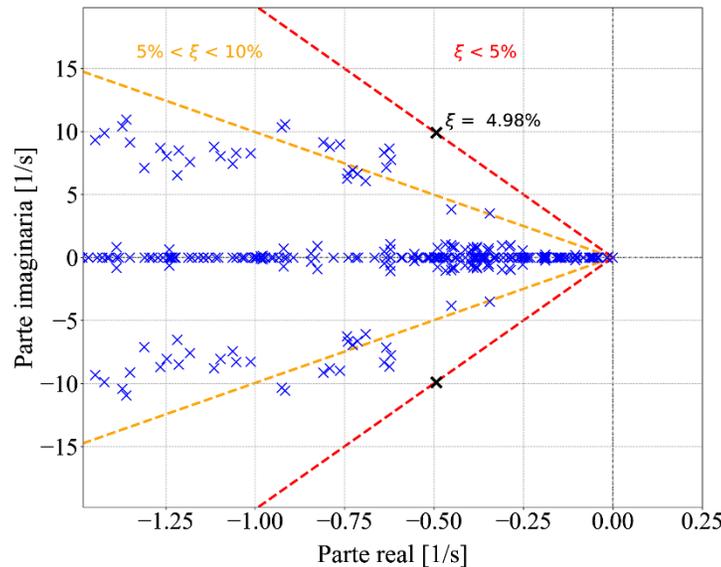


Figura 5.6: Análisis modal para penetración = 84% (GFM 11%).

Dado que el análisis modal no presenta polos inestables luego del cambio de parámetros, se procede a mostrar los resultados de las simulaciones dinámicas.

La Tabla 5.12 muestra las barras críticas desde el punto de vista de robustez y la línea de falla en donde se realiza la contingencia.

AC	Barra	Tensión [kV]	ESCR	Línea de falla
1	Andes	220	0,69	Andes – Tap Off Oeste
2	Diego de Almagro	220	0,87	DDalm – C. Pinto
3	Polpaico	500	1,76	Polpaico – L. Aguirre
4	Ancoa	500	2,32	Charrúa – Ancoa
5	Puerto Montt	220	2,78	Pichirropulli – P. Montt

Tabla 5.12: ESCRs mínimos por área para penetración = 84% (GFM 11%).

La Figura 5.7 muestra las respectivas envolventes de tensión obtenidas al simular las contingencias presentadas previamente. De la figura se observa que para una falla en AC3 existen barras cuya tensión de régimen permanente se estabiliza en valores no admisibles. A pesar de los intentos de ajuste de parámetros, el sistema no logra presentar un buen desempeño dinámico. Por otro lado, no es posible relocalizar a zonas más robustas los convertidores GFM ya que, para esta iteración, solo queda generación térmica en AC3. Dato lo anterior, se concluye que el sistema no puede incorporar una penetración del 84% de TGVCC.

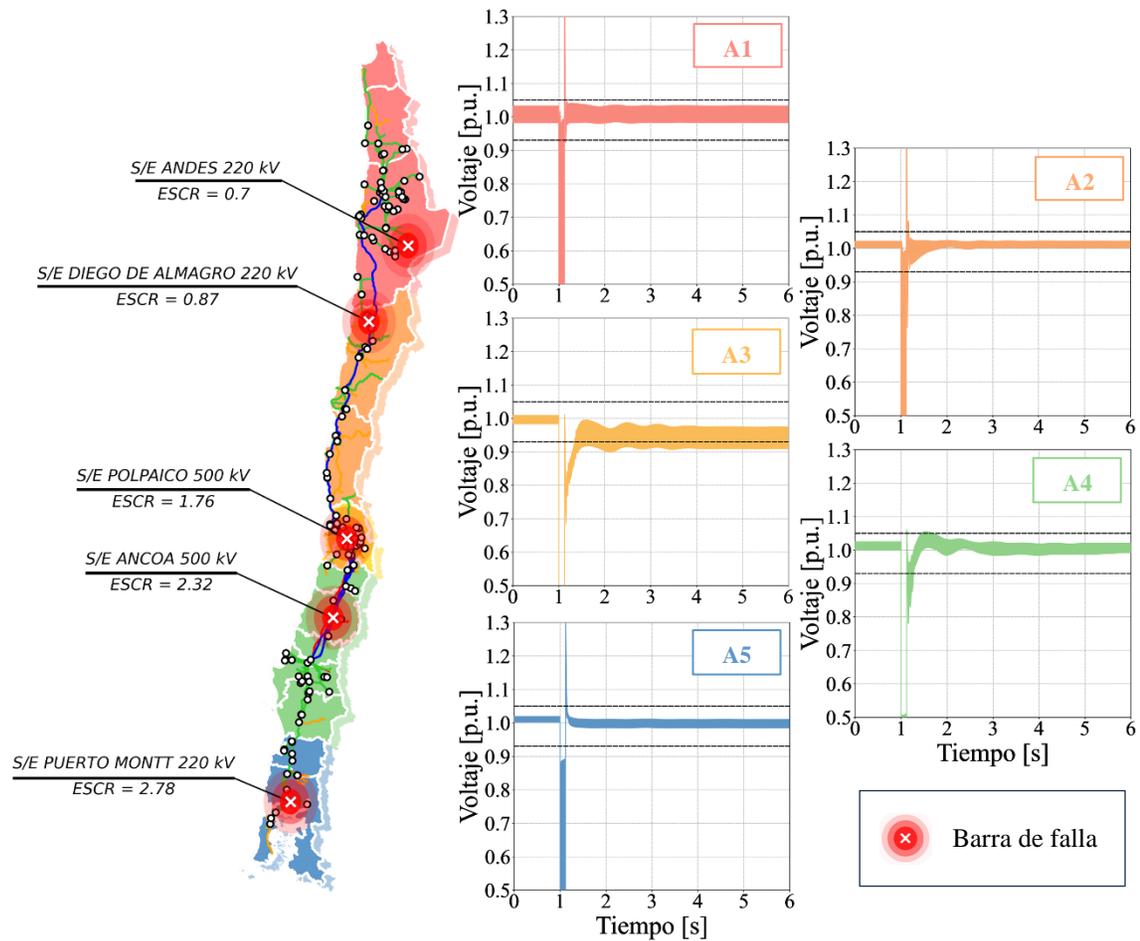


Figura 5.7: Voltajes del sistema para distintas fallas. Penetración 84% (GFM 11%).

A continuación, se presenta la penetración máxima de convertidores que presenta un buen desempeño dinámico, correspondiente a la iteración previa.

5.2.2. Penetración GFM = 10%

La Tabla 5.13 muestra el PO asociado al 83% de penetración TGVCC.

ACT	Dem [MW]	GS [MW]	TGVCC [MW]	Penetración [%]
1	6.093	104	6.237	98,4 (GFM 8,1)
2	1.558	0	5.218	100
3	6.089	929	1.467	61,3 (GFM 15,5)
4	2.805	1.685	1.403	44,5 (GFM 28,9)
5	548	163	452	73,9 (GFM 10,6)
Total	17.093	2.881	14.777	83,6 (GFM 10,8)

Tabla 5.13: Punto de operación para penetración = 83% (GFM 10%).

A continuación, se presenta el análisis modal respectivo a este PO. La Tabla 5.14 muestra un resumen de los modos obtenidos, mientras que la Figura 5.8 muestra el lugar de la raíz asociado a estos resultados.

Modos	2.505
$5\% < \xi \leq 10\%$	20
$\xi \leq 5\%$	2
Modos inestables	0
ξ más crítico	4,99%

Tabla 5.14: Resumen de análisis modal. Penetración = 83% (GFM 10%) - reajuste.

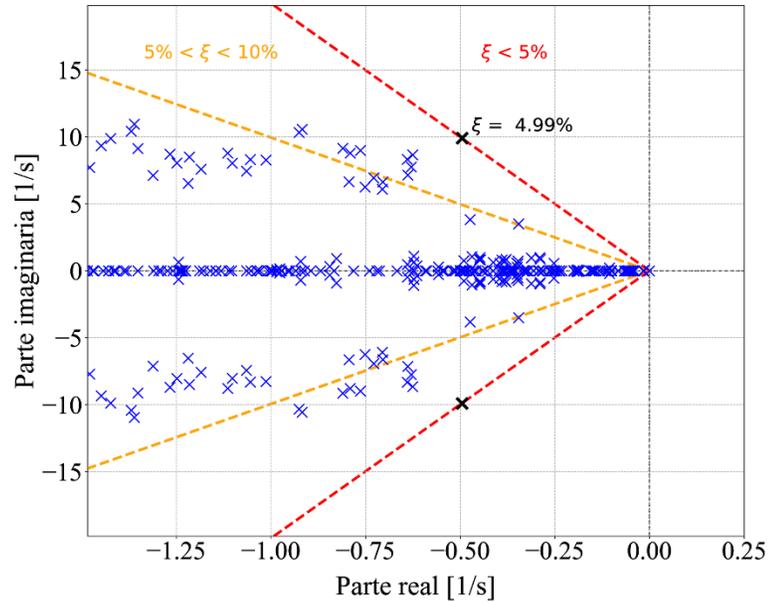


Figura 5.8: Análisis modal para penetración = 83% (GFM 10%).

A continuación, la Figura 5.9 muestra las envolventes de voltaje para cada AC luego de una contingencia en esta misma área.

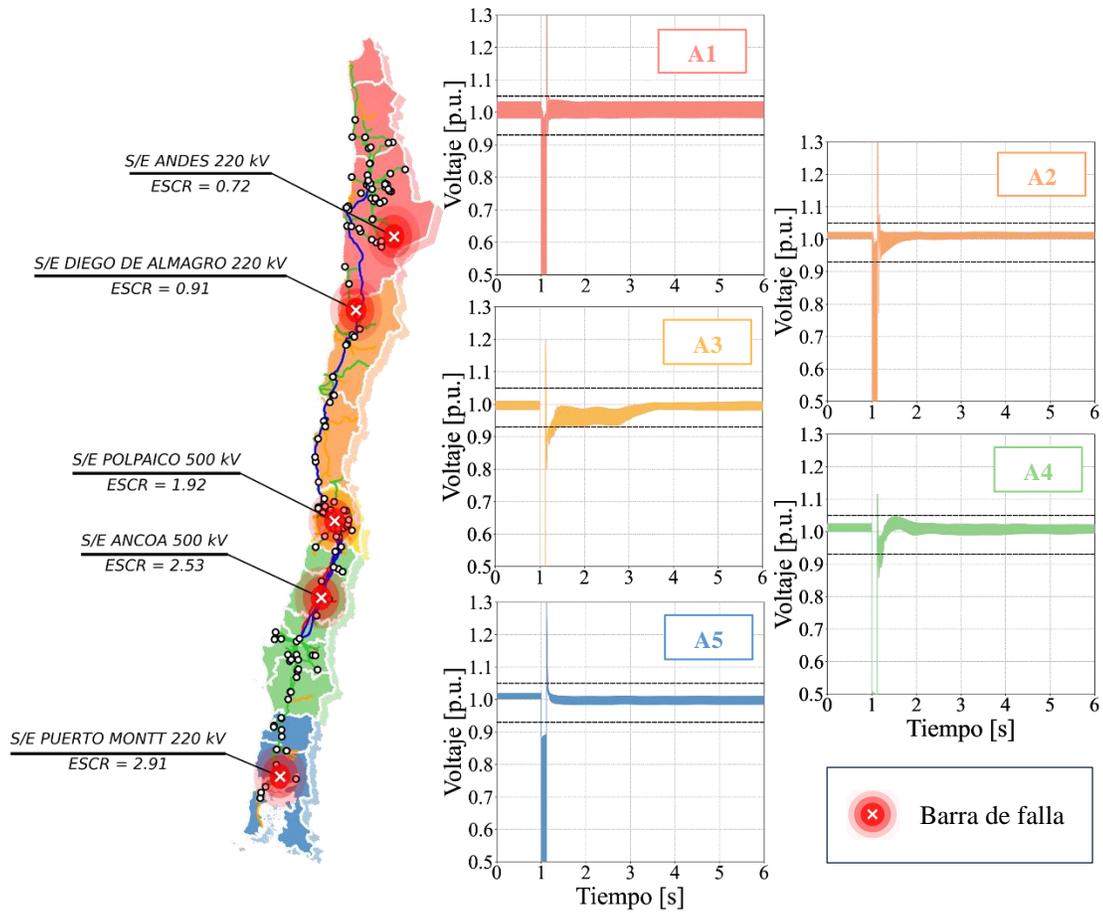


Figura 5.9: Voltajes del sistema para distintas fallas. Penetración 83% (GFM 10%).

Dado que para un nivel de penetración de 10% el sistema presenta un buen desempeño dinámico, se puede concluir que esa es la penetración máxima de convertidores en modo GFM. Considerando el 73% de generación en base a convertidores GFL, se concluye que la máxima penetración TGVCC (MAX_{TGVCC}) corresponde al 83%.

5.3. Resumen de resultados

Finalmente, dado que en este trabajo solo se presentaron las iteraciones más relevantes del estudio, la Tabla 5.15 muestra un resumen del proceso iterativo realizado de acuerdo con los siguientes criterios:

- Destacado en verde, “aceptable”: Cuando el desempeño dinámico del sistema **cumple con los requisitos establecidos** sin necesidad de realizar ajustes adicionales.
- Destacado en amarillo, “aceptable con ajustes”: Cuando el desempeño dinámico **cumple con los requisitos** luego de aplicar algún **ajuste de control y/o relocalización** de la unidad generadora.
- Destacado en rojo, “inaceptable”: Cuando luego de número acotado de ajustes de control y/o relocalización de la unidad generadora, **el sistema no logra cumplir con los requisitos**.

Penetración TGVCC	Modo	Análisis modal	Desempeño Dinámico según AC				
			AC1	AC2	AC3	AC4	AC5
73%	GFL	✓	✓	✓	✓	✓	✓
75%	GFL	✓	✓	✓	✗	✓	✓
75%	GFL (73%) + GFM (2%)	✓	✓	✓	✓	✓	✓
76%	GFL (73%) + GFM (3%)	✓	✓	✓	!	✓	✓
77%	GFL (73%) + GFM (4%)	✓	✓	✓	!	!	✓
80%	GFL (73%) + GFM (7%)	✓	✓	✓	✓	✓	✓
83%	GFL (73%) + GFM (10%)	✓	✓	✓	✓	✓	✓
84%	GFL (73%) + GFM (11%)	!	✓	✓	✗	!	✓

Tabla 5.15: Resumen de iteraciones.

En la anterior tabla se ve ejemplificado los casos presentados en este estudio. En concreto, se observa que la operación con un 75% de convertidores en modo puramente GFL presenta un mal desempeño dinámico. Dado esto, la participación de convertidores en modo GFL aceptable corresponde a un 73%. Para este nivel de penetración se observa un desempeño dinámico Adecuado, razón por la cual se toma como punto de partida para aumentar la penetración con convertidores en modo GFM. Como puede evidenciarse, a medida que aumenta la penetración, fue necesario realizar un ajuste de parámetros de forma que el desempeño dinámico sea aceptable, sin embargo, para una penetración del 84% TGVCC, se tiene que el desempeño dinámico es inaceptable. Dado esto, la iteración anterior corresponde a la máxima penetración TGVCC admisible, correspondiente a un 83% TGVCC, en donde un 10% corresponde a convertidores en modo GFM.

La Tabla 5.16 compara los resultados obtenidos en el estudio actual con el estudio previo. En donde en este último se calcula la máxima penetración TGVCC desde la perspectiva de frecuencia [5], [22].

De acuerdo con lo mencionado en el capítulo 4.1, el propósito de este trabajo es determinar cuál de las diferentes perspectivas, ya sea estabilidad de tensión o estabilidad de frecuencia, impone restricciones más significativas. Para esto, se consideran los resultados obtenidos en el estudio

previo y los obtenidos en este estudio a partir de los cuales se definen las restricciones generales en cuanto a penetración GFL y GFM en el sistema eléctrico chileno.

Restricción	Máxima penetración [%]	
	Estudio previo	Estudio actual
Máxima penetración GFL	99	73
Máxima penetración TGVCC	100	83

Tabla 5.16: Comparación de resultados con trabajos previos [5], [22].

De la tabla se observa que si solo se considera la perspectiva de la estabilidad de frecuencia (estudios previos), se obtienen niveles más altos de penetración en comparación a los obtenidos en este trabajo.

Los resultados expuestos en esta tesis sugieren que la incorporación de convertidores en modo GFM se hace necesaria a menores niveles de penetración que en los estudios realizados en [5], [22]. Si bien en este trabajo se considera que los convertidores GFL cuentan con capacidad FRT, el hecho de que estos convertidores se comporten como fuente de corriente presenta limitaciones a la hora de poder regular la tensión en las cercanías de estas unidades. Por otro lado, el convertidor GFM tiene la capacidad de controlar tanto la magnitud como la fase de la tensión en su punto de conexión. Por lo tanto, para niveles elevados de penetración, su contribución resulta más efectiva que la de un GFL, lo que permite alcanzar niveles superiores de penetración TGVCC.

5.4. Análisis de resultados

Los resultados previamente presentados evidencian que, de acuerdo con los supuestos y requisitos establecidos, el sistema es capaz de tolerar una penetración máxima TGVCC igual al 83%. A modo de resumen, la Figura 5.10 muestra 5 gráficos asociados a cada área de control. Por cada AC, se grafica la tensión en una barra particular ante una contingencia en dicha área para distintos niveles de penetración TGVCC.

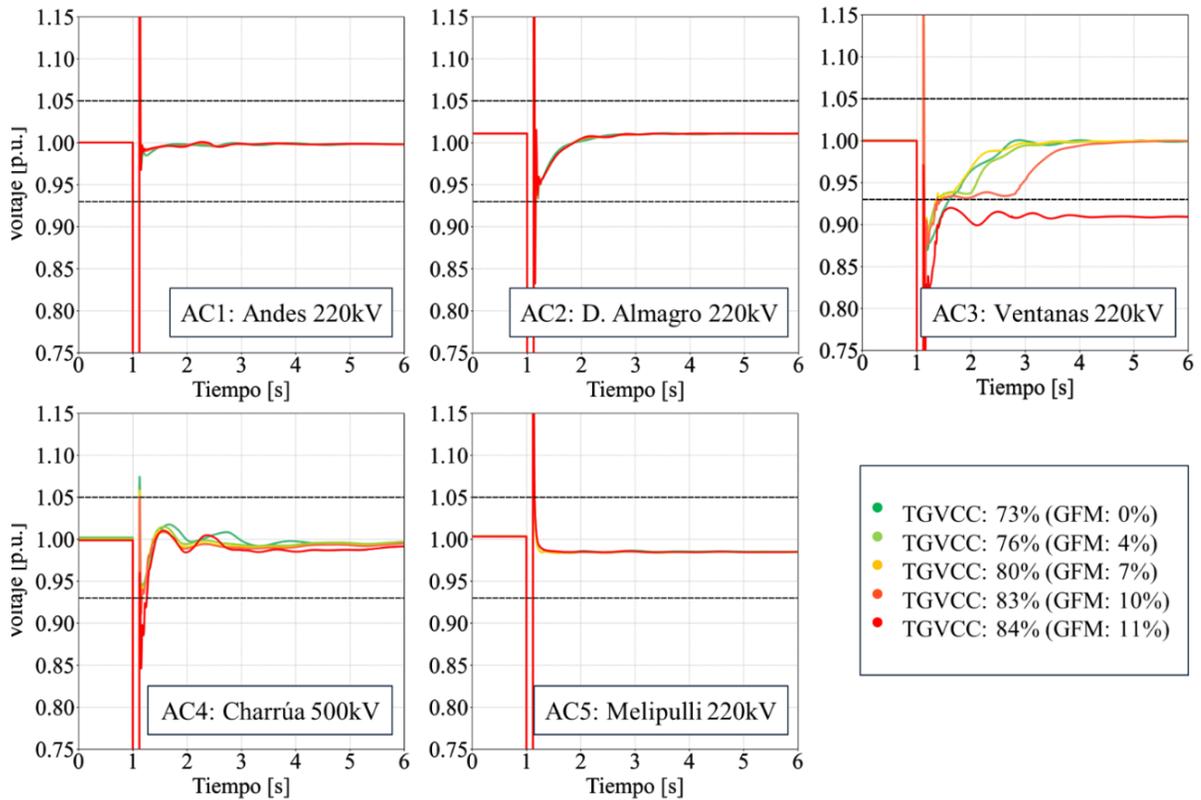


Figura 5.10: Tensiones por AC ante una falla en esta para distintas penetraciones TGVCC.

Los resultados muestran que en las áreas AC1 y AC2 no se aprecian mayores diferencias en el comportamiento de la tensión al ir aumentando la penetración TGVCC en el SEN. Esto se justifica principalmente en que, si bien escenarios presentan casos que van del 73% al 84% de penetración TGVCC a nivel sistémico, este aumento no es homogéneo en todas las áreas de control. En particular, para el caso de 73% de penetración en el sistema, AC1 y AC2 tienen una penetración del 90% y 100% respectivamente (ver Tabla 5.2). En este contexto, se tiene que la zona norte del sistema (Norte Grande y Norte Chico) ya cuenta con niveles extremos de penetración TGVCC. Dicho esto, se tiene que desde el inicio de este estudio, la dinámica de estas zonas está fuertemente marcada por los convertidores, mas no por la generación sincrónica.

De forma similar al razonamiento anterior, se observa que los cambios en AC5 son prácticamente marginales. Observando la Tabla 5.7, se puede observar que durante el proceso iterativo, en AC5 solo aumento la generación TGVCC en 65 MW, lo cual equivale a un aumento de penetración menor al 1% a nivel sistémico.

Por el otro lado, se aprecian los cambios más significativos en las áreas AC3 y AC4. A diferencia de las otras ACs, la generación sincrónica se concentra en gran medida en estas dos zonas. Concretamente, se ha registrado un aumento de aproximadamente 1.344 MW (ver Tabla 5.7), lo que equivale a un 8% de penetración en el SEN. Dado esto, se tiene que en estas 2 áreas adyacentes, se tiene el aumento de penetración TGVCC en su conjunto es mayor al doble del que se dio en AC1. Sin perjuicio de lo anterior, si bien el aumento de penetración es mayor en AC3 y AC4, estas áreas siguen teniendo la mayor participación de generación sincrónica del sistema, siendo esta la principal fuente de oscilaciones electromecánicas.

En el caso particular del área AC3, se observa que, para un 83% (curva naranja), la tensión requiere más tiempo para establecerse en su valor de régimen permanente en comparación con escenarios de menor penetración TGVCC. Posteriormente, en el caso de 84%, aunque la tensión manifiesta un comportamiento estable, esta converge a valores de tensión inadmisibles de acuerdo con los requisitos impuestos. Esta situación podría deberse a la falta de reactivos durante contingencia, debido a la limitada capacidad de corriente que presentan las TGVCC en comparación con los generadores sincrónicos. En este contexto, la Figura 5.11 muestra las corrientes inyectadas por las TGVCC en el área AC3 para los casos de 73% y 84%

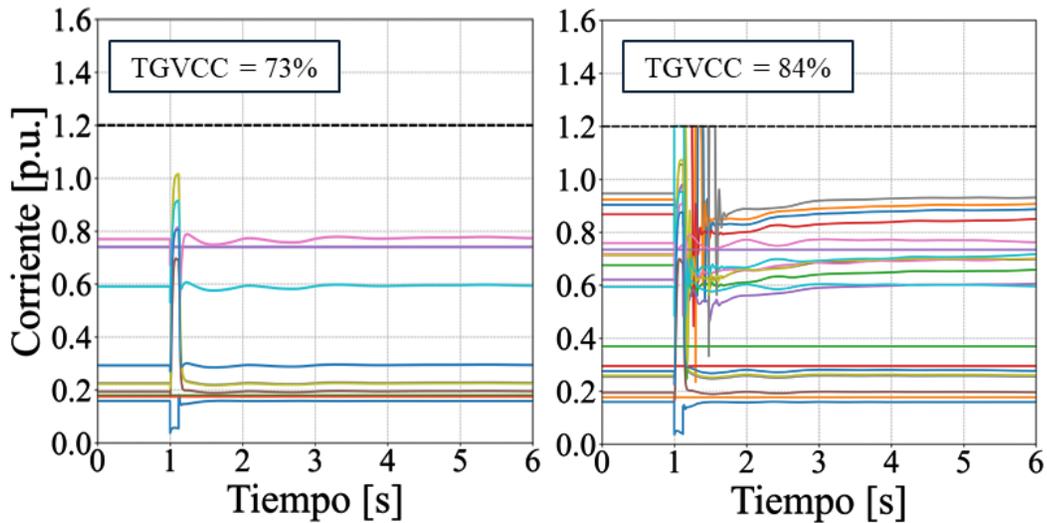


Figura 5.11: Corrientes de TGVCC en AC3 ante una contingencia en esta área.

A partir de la figura anterior, se verifica que debido al desplazamiento de los GS, las TGVCC necesitan aumentar su inyección de corriente reactiva para responder a la falla. No obstante, debido a sus limitaciones de capacidad térmica, la corriente que pueden inyectar se encuentra restringida a un máximo de 1,2 [p.u.]. Este límite es alcanzado por diversas centrales como puede verse en el caso de 84%. En concreto, se aprecia que puede apreciar que muchas centrales se mantienen inyectando una corriente máxima incluso instantes posterior al despeje de falla.

En resumen, los resultados indican que el aumento en la penetración de las TGVCC, aunque hace que el sistema sea más sensible a las variaciones ya que reduce la robustez, tiene efectos distintos en diferentes áreas. En las áreas con una participación sincrónica reducida (AC1, AC2 y AC5), la dinámica rápida de los convertidores predomina respecto a la de los generadores sincrónicos, lo que resulta en oscilaciones casi insignificantes y tiempos de asentamiento reducidos.

Por otro lado, en las áreas AC3 y AC4, donde la penetración de TGVCC es alta pero los generadores sincrónicos siguen siendo prominentes. Dado que los GS son los principales contribuyentes a las oscilaciones electromecánicas, a medida que aumenta la penetración de TGVCC, la disminución de la robustez se vuelve más evidente, ya que la dinámica de los generadores sincrónicos todavía se manifiesta, lo que resulta en oscilaciones que afectan de manera más significativa el comportamiento transitorio debido a la mayor sensibilidad del sistema.

Capítulo 6: Conclusiones y trabajo futuro

6.1. Conclusiones

En este trabajo se propuso una metodología para determinar el máximo nivel de penetración TGVCC que asegura una operación segura del sistema ante eventuales contingencias. La metodología se aplicó al sistema eléctrico chileno proyectado al 2046. Si bien la metodología se aplicó al caso nacional, la propuesta es suficientemente general para ser aplicada a cualquier sistema eléctrico.

Los resultados obtenidos muestran que, cuando se considera la perspectiva de la estabilidad de tensión, el máximo nivel de penetración de TGVCC en modo *grid-following* en el país es de 73%. Considerando los resultados del estudio previo en que se determina el máximo nivel desde la perspectiva de la estabilidad de frecuencia, se concluye que las restricciones de estabilidad de tensión y robustez son más limitantes en el contexto nacional. En concreto, se tiene que el estudio previo alcanzó una penetración *grid-following* del 99%, vale decir, un 26% mayor a la obtenida en este trabajo. Dado lo anterior, se tiene que, desde la perspectiva de estabilidad de tensión, es necesario recurrir al convertidor en modo *grid-forming* para niveles de penetración más bajos.

Respecto al máximo nivel de penetración TGVCC obtenido, nuevamente se evidencia una sustancial diferencia con el trabajo previo. En este último, se obtiene que la operación con 100% TGVCC es factible para asegurar la estabilidad de frecuencia del sistema. Sin embargo, los resultados de este estudio muestran que, incluso con el convertidor en modo *grid-forming*, la penetración máxima corresponde a un 83%.

Basándose en los resultados obtenidos en esta tesis, se confirma la hipótesis H1 planteada al inicio del estudio. El SEP base utilizado en este trabajo cuenta con una penetración del 73% de convertidores en modo GFL. Aunque cada una de estas centrales presenta capacidad FRT, por sus siglas en inglés), el incremento de la penetración GFL hasta el 75% conlleva un desempeño inadecuado en términos de estabilidad de tensión. A partir de esto se deduce que, aunque el convertidor GFL aporte corriente de falla durante contingencias, este aporte resulta insuficiente para mantener un desempeño dinámico adecuado para niveles de penetración extremadamente altos.

Por otro lado, los hallazgos de este trabajo respaldan la hipótesis H2. En este sentido, el estudio evidencia que, a pesar de que el convertidor GFM también presenta una limitada corriente de falla, la implementación de este permitió un aumento notable en la penetración TGVCC del sistema. Concretamente, se logró un aumento del 10% en la penetración en comparación con el máximo alcanzado en modo GFL. Este resultado indica que el modo GFM proporciona una solución efectiva para superar las restricciones impuestas desde la perspectiva de estabilidad y robustez en sistemas de potencia con altos niveles de penetración de TGVCC. De acuerdo con los supuestos y exigencias formuladas en este trabajo, se concluye que el modo GFM permite llevar la penetración TGVCC a un nivel del 83%, lo que representa un hito significativo en seguir fomentando la inserción de tecnologías renovables de generación variable.

Respecto a la máxima penetración obtenida, es importante destacar que, en este estudio se asume que el aumento de TGVCC se realiza reemplazando generación convencional térmica. Esto

debido principalmente a las metas ambientales que se tienen. Dado esto, la generación térmica sería desplazada antes que las centrales hidráulicas o de concentración solar. Sin embargo, en un contexto global, en donde el agua se convierte en un recurso cada vez más valioso, podría plantearse el reemplazo de este tipo de tecnologías. En este caso, se tendría más holgura para incorporar convertidores en modo *grid-forming* y por tanto, alcanzar niveles de penetración mayores al 83%. Esto último toma mucha importancia al considerar que, en la última iteración, la única zona con generación térmica que queda es AC3. Si consideramos la sustitución de la generación hidráulica, se dispondría de más generadores en las otras áreas de control, lo que podría incrementar la penetración de TGVCC.

Finalmente, esta tesis se enfoca en el estudio de modos de operación de convertidores. En este contexto, se estudia el modo *grid-forming* como alternativa para enfrentar las limitaciones que el *grid-following* presenta respecto a su desempeño dinámico. Sin embargo, dado que el *grid-forming* también presenta una limitada capacidad de corriente de falla, el aumento de penetración en este modo también supone sistemas inherentemente más débiles. En este contexto, los problemas asociados a red débil pueden ser afrontados de distintas formas. Por un lado, dado que la regulación de tensión es un problema local, una alternativa es la incorporación de equipos de compensación reactivas cercanos a la zona. Entre estos destacan los equipos FACT o elementos de compensación paralela. Otra alternativa, pero más costosa, puede ser la incorporación de nuevos elementos de transmisión con el objetivo de enmallar más la red, o en su defecto, la incorporación de elementos de compensación serie. Finalmente, en el último tiempo han tomado mayor protagonismo la incorporación de condensadores sincrónicos (CS). Sin perjuicio de lo anterior, ninguno de estos elementos participa inyectando potencia activa al sistema. Por el otro lado, el convertidor *grid-forming* constituye un elemento activo en la red, por lo que puede suplir parte de la demanda al igual que la generación convencional o convertidores *grid-following*. En este contexto, el modo *grid-forming* representa una alternativa que fomenta la inserción de energías renovables de forma más directa respecto a las otras alternativas.

Con todo lo anterior, este trabajo implica una importante contribución al estudio de estabilidad y límites operacionales en SEP con niveles extremos de TGVCC. En particular, se realiza un aporte al estudio de convertidores con capacidad de formación de red en los sistemas eléctricos de potencia.

6.2. Trabajo futuro

Si bien este trabajo entrega una serie de resultados de utilidad para afrontar los desafíos de redes débiles en sistemas dominados por centrales TGVCC, aún quedan varias interrogantes respecto al estudio de sistemas débiles.

En primera instancia, se podría realizar un estudio semejante al de esta tesis que considere el reemplazo de generación sincrónico independiente del tipo de tecnología. Además de esto, sería interesante considerar más puntos de operación y/o diferentes topologías de red. Lo anterior se justifica en que, en un mismo día, la operación real de las TGVCC depende de muchas variables externas como, por ejemplo, la demanda, la disponibilidad de sol/viento, las congestiones, entre otras.

Por otro lado, los resultados revelan que en zonas con altos niveles de penetración (AC1 y AC2), la rápida dinámica de las TGVCC prevalece sobre la de los generadores sincrónicos, lo que diferencia el comportamiento transitorio de la tensión de las áreas centrales (AC3 y AC4). Este escenario plantea que, aunque las TGVCC debilitan la red, su dinámica rápida trae beneficios en cuanto a mitigar oscilaciones y reducir tiempos de asentamiento. Esto contrasta respecto a las áreas con generación sincrónica, en donde se observan oscilaciones electromecánicas debido a las variaciones en los rotores de las máquinas sincrónicas. En este contexto, los resultados parecieran indicar que existe un trade-off entre el aumento de convertidores; por un lado, la red se debilita, pero los convertidores no manifiestan oscilaciones o fenómenos que desencadenen problemáticas en redes débiles. Bajo esta premisa, se sugiere 2 temas de posibles trabajos futuros, los cuales se listan a continuación:

1. Identificar el impacto de la metodología de localización en la penetración máxima de TGVCC.
2. Analizar a fondo la coexistencia de GS y TGVCC. En particular, se recomienda evaluar casos extremos de penetración en SEP de gran envergadura, donde se analice la operación 100% con TGVC, vale decir, un incremento brusco de TGVCC en el sistema.

A partir de dichos análisis, se podrían concebir nuevas definiciones del concepto de robustes en sistemas eléctricos de potencia.

Finalmente, muchos estudios han mostrado que para niveles extremos de penetración TGVCC, la dinámica del sistema se vuelve mucho más rápida. En este contexto, los fenómenos asociados a la dinámica del estator de los GS, fenómenos de onda en las líneas de transmisión y los procesos de conmutación de los convertidores toman mayor relevancia. Dicho esto, la ventana electromecánica podría no ser la adecuada para los estudios con altos niveles de penetración TGVCC. Dado esto, sería necesario realizar estudios semejantes o validar los resultados de esta tesis considerando la ventana electromagnética a través de simulaciones EMT. Estas podrían ser más adecuadas para reflejar la dinámica de los SEP con niveles extremos de penetración.

Bibliografía

- [1] International Plant Protection Convention, “Global Warming of 1.5 °C,” 2018. Accessed: Dec. 08, 2023. [Online]. Available: <https://www.ipcc.ch/sr15/>
- [2] IRENA, “Renewable Capacity highlight,” Mar. 2023. Accessed: Dec. 07, 2023. [Online]. Available: <https://www.irena.org/Publications/2023/Mar/Renewable-capacity-statistics-2023>
- [3] Ministerio de Energía, “Energía 2050 - Política Energética de Chile,” 2014. Accessed: Dec. 01, 2023. [Online]. Available: https://www.energia.gob.cl/sites/default/files/energia_2050_-_politica_energetica_de_chile.pdf
- [4] Coordinador Eléctrico Nacional, “INFORME MENSUAL,” Oct. 2023. Accessed: Dec. 01, 2023. [Online]. Available: <https://www.coordinador.cl/reportes/documentos/informe-mensual-coordinador-electrico-nacional/>
- [5] B. Vega, C. Rahmann, R. Alvarez, and V. Vittal, “Determination of Control Requirements to Impose on CIG for Ensuring Frequency Stability of Low Inertia Power Systems,” *IEEE Access*, vol. 10, pp. 44891–44908, 2022, doi: 10.1109/ACCESS.2022.3169489.
- [6] *Fifth International Conference on AC and DC Power Transmission*. in Conference publication (Institution of Electrical Engineers). Place of publication not identified: Institution of Engineering & Technology, 1991.
- [7] L. Meegahapola, A. Sguarezi, J. S. Bryant, M. Gu, E. R. Conde D., and R. B. A. Cunha, “Power System Stability with Power-Electronic Converter Interfaced Renewable Power Generation: Present Issues and Future Trends,” *Energies (Basel)*, vol. 13, no. 13, p. 3441, Jul. 2020, doi: 10.3390/en13133441.
- [8] B. Kroposki *et al.*, “Achieving a 100% Renewable Grid: Operating Electric Power Systems with Extremely High Levels of Variable Renewable Energy,” *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 15, no. 2, pp. 61–73, Mar. 2017, doi: 10.1109/MPE.2016.2637122.
- [9] North American Electric Reliability Corporation, “Integrating Inverter Based Resources into Low Short Circuit Strength Systems,” 2017.
- [10] Australian Energy Market Operator, “System strength in the NEM explained,” Mar. 2020.

- [11] N. Cifuentes, C. Rahmann, F. Valencia, and R. Alvarez, “Network allocation of BESS with voltage support capability for improving the stability of power systems,” *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 13, no. 6, pp. 939–949, Mar. 2019, doi: 10.1049/iet-gtd.2018.6265.
- [12] B. Weise, “Impact of K-factor and active current reduction during fault-ride-through of generating units connected via voltage-sourced converters on power system stability,” *IET Renewable Power Generation*, vol. 9, no. 1, pp. 25–36, Jan. 2015, doi: 10.1049/iet-rpg.2014.0116.
- [13] O. Goksu, R. Teodorescu, C. L. Bak, F. Iov, and P. C. Kjaer, “Instability of Wind Turbine Converters During Current Injection to Low Voltage Grid Faults and PLL Frequency Based Stability Solution,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 4, pp. 1683–1691, Jul. 2014, doi: 10.1109/TPWRS.2013.2295261.
- [14] L. Fan, “Modeling Type-4 Wind in Weak Grids,” *IEEE Trans Sustain Energy*, vol. 10, no. 2, pp. 853–864, Apr. 2019, doi: 10.1109/TSTE.2018.2849849.
- [15] Shun-Hsien Huang, J. Schmall, J. Conto, J. Adams, Yang Zhang, and C. Carter, “Voltage control challenges on weak grids with high penetration of wind generation: ERCOT experience,” in *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, IEEE, Jul. 2012, pp. 1–7. doi: 10.1109/PESGM.2012.6344713.
- [16] R. Toma and M. Gavrilas, “The impact on voltage stability of the integration of renewable energy sources into the electricity grids,” in *2014 International Conference and Exposition on Electrical and Power Engineering (EPE)*, IEEE, Oct. 2014, pp. 1051–1054. doi: 10.1109/ICEPE.2014.6970069.
- [17] A. Alshareef, R. Shah, N. Mithulananthan, and S. Alzahrani, “A New Global Index for Short Term Voltage Stability Assessment,” *IEEE Access*, vol. 9, pp. 36114–36124, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3061712.
- [18] Y. Lin *et al.*, “Research Roadmap on Grid-Forming Inverters,” Golden, CO (United States), Nov. 2020. doi: 10.2172/1721727.
- [19] PHC Servicios Integrados Group SAS, “Referenciamiento Internacional sobre Requisitos Técnicos de Generación Eólica a gran escala,” Sep. 2015.
- [20] G. Lammert, T. Hess, M. Schmidt, P. Schegner, and M. Braun, “Dynamic grid support in low voltage grids — fault ride-through and reactive power/voltage support during grid disturbances,” in *2014 Power Systems Computation Conference*, IEEE, Aug. 2014, pp. 1–7. doi: 10.1109/PSCC.2014.7038468.
- [21] F. Milano, F. Dorfler, G. Hug, D. J. Hill, and G. Verbic, “Foundations and Challenges of Low-Inertia Systems (Invited Paper),” in *2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, IEEE, Jun. 2018, pp. 1–25. doi: 10.23919/PSCC.2018.8450880.

- [22] B. Vega, “Estrategias y modos de control de convertidores para la regulación de frecuencia en sistemas de potencia sin inercia,” Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile, Santiago, 2021.
- [23] D. Pattabiraman, R. H. Lasseter., and T. M. Jahns, “Comparison of Grid Following and Grid Forming Control for a High Inverter Penetration Power System,” in *2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, IEEE, Aug. 2018, pp. 1–5. doi: 10.1109/PESGM.2018.8586162.
- [24] G. Denis, “From grid-following to grid-forming: The new strategy to build 100 % power-electronics interfaced transmission system with enhanced transient behavior.,” 2017.
- [25] R. Rosso, X. Wang, M. Liserre, X. Lu, and S. Engelken, “Grid-Forming Converters: Control Approaches, Grid-Synchronization, and Future Trends—A Review,” *IEEE Open Journal of Industry Applications*, vol. 2, pp. 93–109, 2021, doi: 10.1109/OJIA.2021.3074028.
- [26] D. Pattabiraman, R. H. Lasseter, and T. M. Jahns, “Short-Term Voltage Stability of Power Systems with High Inverter Penetration under Small Disturbances,” in *2019 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, IEEE, Aug. 2019, pp. 1–5. doi: 10.1109/PESGM40551.2019.8974062.
- [27] J. Z. Zhou, H. Ding, S. Fan, Y. Zhang, and A. M. Gole, “Impact of Short-Circuit Ratio and Phase-Locked-Loop Parameters on the Small-Signal Behavior of a VSC-HVDC Converter,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 29, no. 5, pp. 2287–2296, Oct. 2014, doi: 10.1109/TPWRD.2014.2330518.
- [28] L. Fan and Z. Miao, “Wind in Weak Grids: 4 Hz or 30 Hz Oscillations?,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 5, pp. 5803–5804, Sep. 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2852947.
- [29] Y. Xu, M. Zhang, L. Fan, and Z. Miao, “Small-Signal Stability Analysis of Type-4 Wind in Series-Compensated Networks,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 35, no. 1, pp. 529–538, Mar. 2020, doi: 10.1109/TEC.2019.2943578.
- [30] P. Roos, “A Comparison of Grid-Forming and Grid-Following Control of VSCs,” Uppsala University, 2020.
- [31] J. Rocabert, A. Luna, F. Blaabjerg, and P. Rodríguez, “Control of Power Converters in AC Microgrids,” *IEEE Trans Power Electron*, vol. 27, no. 11, pp. 4734–4749, Nov. 2012, doi: 10.1109/TPEL.2012.2199334.
- [32] S. M. Kaviri, M. Pahlevani, P. Jain, and A. Bakhshai, “A review of AC microgrid control methods,” in *2017 IEEE 8th International Symposium on Power Electronics*

- for *Distributed Generation Systems (PEDG)*, IEEE, Apr. 2017, pp. 1–8. doi: 10.1109/PEDG.2017.7972498.
- [33] M. Castilla, L. G. de Vicuña, and J. Miret, “Control of Power Converters in AC Microgrids,” in *Microgrids Design and Implementation*, Cham: Springer International Publishing, 2019, pp. 139–170. doi: 10.1007/978-3-319-98687-6_5.
- [34] MIGRATE, “Description of system needs and test cases - Deliverable 3.1,” 2016. Accessed: Jan. 30, 2022. [Online]. Available: h2020-migrate.eu
- [35] U. Markovic, O. Stanojev, P. Aristidou, and G. Hug, “Partial Grid Forming Concept for 100% Inverter-Based Transmission Systems,” in *2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, IEEE, Aug. 2018, pp. 1–5. doi: 10.1109/PESGM.2018.8586114.
- [36] Y. Zuo, Z. Yuan, F. Sossan, A. Zecchino, R. Cherkaoui, and M. Paolone, “Performance assessment of grid-forming and grid-following converter-interfaced battery energy storage systems on frequency regulation in low-inertia power grids,” *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 27, p. 100496, Sep. 2021, doi: 10.1016/j.segan.2021.100496.
- [37] T. Zhang, “Impacts of Inverter Control Strategies on the Stability of Low-Inertia Power Systems,” in *2020 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, IEEE, Aug. 2020, pp. 1–5. doi: 10.1109/PESGM41954.2020.9281562.
- [38] Q. Taoufik *et al.*, “WP3 - Control and Operation of a Grid with 100% Converter-Based Devices - Deliverable 3.2: Local control and simulation tools for large transmission systems,” Dec. 2018.
- [39] D. Dong, B. Wen, D. Boroyevich, P. Mattavelli, and Y. Xue, “Analysis of Phase-Locked Loop Low-Frequency Stability in Three-Phase Grid-Connected Power Converters Considering Impedance Interactions,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 62, no. 1, pp. 310–321, Jan. 2015, doi: 10.1109/TIE.2014.2334665.
- [40] R. Teodorescu, M. Liserre, and P. Rodríguez, *Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems*. Wiley, 2011. doi: 10.1002/9780470667057.
- [41] Q. Hu, L. Fu, F. Ma, F. Ji, and Y. Zhang, “Analogized Synchronous-Generator Model of PLL-Based VSC and Transient Synchronizing Stability of Converter Dominated Power System,” *IEEE Trans Sustain Energy*, vol. 12, no. 2, pp. 1174–1185, Apr. 2021, doi: 10.1109/TSTE.2020.3037155.
- [42] J. F. Morris, K. H. Ahmed, and A. Egea-Alvarez, “Analysis of Controller Bandwidth Interactions for Vector-Controlled VSC Connected to Very Weak AC Grids,” *IEEE J Emerg Sel Top Power Electron*, vol. 9, no. 6, pp. 7343–7354, Dec. 2021, doi: 10.1109/JESTPE.2020.3031203.

- [43] D. Ramasubramanian, E. Farantatos, S. Ziaeinejad, and A. Mehrizi-Sani, "Operation paradigm of an all converter interfaced generation bulk power system," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 12, no. 19, pp. 4240–4248, Oct. 2018, doi: 10.1049/iet-gtd.2018.5179.
- [44] J. Ma, Y. Qiu, Y. Li, W. Zhang, Z. Song, and J. S. Thorp, "Research on the Impact of DFIG Virtual Inertia Control on Power System Small-Signal Stability Considering the Phase-Locked Loop," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 3, pp. 2094–2105, May 2017, doi: 10.1109/TPWRS.2016.2594781.
- [45] S. Wang, J. Hu, X. Yuan, and L. Sun, "On Inertial Dynamics of Virtual-Synchronous-Controlled DFIG-Based Wind Turbines," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 30, no. 4, pp. 1691–1702, Dec. 2015, doi: 10.1109/TEC.2015.2460262.
- [46] X. Zhao, P. Guhathakurta, and D. Flynn, "New Options in System Operations," 2019. Accessed: Jan. 30, 2022. [Online]. Available: h2020-migrate.eu
- [47] D. Ramasubramanian *et al.*, "Positive sequence voltage source converter mathematical model for use in low short circuit systems," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 14, no. 1, pp. 87–97, Jan. 2020, doi: 10.1049/iet-gtd.2019.0346.
- [48] U. Mumtahina, S. Alahakoon, and P. Wolfs, "Comparative Analysis of Grid Forming and Grid Following Converters in Time Domain and Phasor Domain Form," in *2020 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*, 2020, pp. 1–5.
- [49] National grid ESO, "System Operability Framework: Impact of declining shor circuit levels," 2018.
- [50] North American Electric Reliability Corporation, "Short-Circuit Modeling and System Strength," 2018.
- [51] A. Dyśko, H. Urdal, A. Roscoe, Jiebei Zhu, Ruiqi Li, and C. Booth, "Protection challenges in future converter dominated power systems: demonstration through simulation and hardware tests," in *International Conference on Renewable Power Generation (RPG 2015)*, Institution of Engineering and Technology, 2015, pp. 6 .-6 . doi: 10.1049/cp.2015.0392.
- [52] Y. Li, L. Fan, and Z. Miao, "Stability Control for Wind in Weak Grids," *IEEE Trans Sustain Energy*, vol. 10, no. 4, pp. 2094–2103, Oct. 2019, doi: 10.1109/TSTE.2018.2878745.
- [53] N. Hatziargyriou *et al.*, "Stability Definitions and Characterization of Dynamic Behavior in Systems with High Penetration of Power Electronic Interfaced Technologies." Dec. 2020.

- [54] S. Eftekharijad, V. Vittal, G. T. Heydt, B. Keel, and J. Loehr, “Small Signal Stability Assessment of Power Systems With Increased Penetration of Photovoltaic Generation: A Case Study,” *IEEE Trans Sustain Energy*, vol. 4, no. 4, pp. 960–967, Oct. 2013, doi: 10.1109/TSTE.2013.2259602.
- [55] E. Munkhchuluun, L. Meegahapola, and A. Vahidnia, “Impact on rotor angle stability with high solar-PV generation in power networks,” in *2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*, IEEE, Sep. 2017, pp. 1–6. doi: 10.1109/ISGTEurope.2017.8260229.
- [56] H. Zhang, W. Xiang, W. Lin, and J. Wen, “Grid Forming Converters in Renewable Energy Sources Dominated Power Grid: Control Strategy, Stability, Application, and Challenges,” *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 9, no. 6, pp. 1239–1256, 2021, doi: 10.35833/MPCE.2021.000257.
- [57] D. Gautam, V. Vittal, and T. Harbour, “Impact of Increased Penetration of DFIG-Based Wind Turbine Generators on Transient and Small Signal Stability of Power Systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 3, pp. 1426–1434, Aug. 2009, doi: 10.1109/TPWRS.2009.2021234.
- [58] X. He and H. Geng, “Transient Stability of Power Systems Integrated With Inverter-Based Generation,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, no. 1, pp. 553–556, Jan. 2021, doi: 10.1109/TPWRS.2020.3033468.
- [59] Comisión Nacional de Energía, “Norma Técnica de Seguridad y Calidad del Servicio,” 2020.
- [60] E. Buraimoh, I. E. Davidson, and F. Martinez-Rodrigo, “Fault Ride-Through Enhancement of Grid Supporting Inverter-Based Microgrid Using Delayed Signal Cancellation Algorithm Secondary Control,” *Energies (Basel)*, vol. 12, no. 20, p. 3994, Oct. 2019, doi: 10.3390/en12203994.
- [61] I. Erlich, F. Shewarega, S. Engelhardt, J. Kretschmann, J. Fortmann, and F. Koch, “Effect of wind turbine output current during faults on grid voltage and the transient stability of wind parks,” in *2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, IEEE, Jul. 2009, pp. 1–8. doi: 10.1109/PES.2009.5275626.
- [62] C. Rahmann, H.-J. Haubrich, A. Moser, R. Palma-Behnke, L. Vargas, and M. B. C. Salles, “Justified Fault-Ride-Through Requirements for Wind Turbines in Power Systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 3, pp. 1555–1563, Aug. 2011, doi: 10.1109/TPWRS.2010.2093546.
- [63] R. Henríquez, “Metodología para sintonización de controladores de centrales fotovoltaicas considerando criterios de estabilidad,” Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile, Santiago, 2020.

- [64] Western Electricity Coordinating Council, “Central Station Photovoltaic Power Plant Model Validation Guideline,” 2015.
- [65] Coordinador Eléctrico Nacional, “Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva - Informe Final,” 2020.

Anexos

A. Listado de acrónimos

En esta sección se indican los acrónimos y/o abreviaciones utilizados a lo largo del trabajo.

- TGVCC: Tecnologías de generación variable con convertidor.
- ERNC: Energías renovables no convencionales.
- SEP: Sistema eléctrico de potencia.
- SEN: Sistema Eléctrico Nacional. En concreto, corresponde al sistema eléctrico de Chile.
- CEN: Coordinador Eléctrico Nacional, quien es el operador del Sistema Eléctrico Nacional chileno.
- GS: Generador sincrónico.
- PLL: De sus siglas en inglés *phase-locked loop*.
- FRT: De sus siglas en inglés *fault ride-through*.
- SCR: De sus siglas en inglés *short-circuit ratio*.
- ESCR: De sus siglas en inglés *equivalent short-circuit ratio*.
- IF: De sus siglas en inglés *interaction factor*.
- HVRT: De sus siglas en inglés *high voltaje ride-through*.
- LVRT: De sus siglas en inglés *low voltaje ride-through*.
- AC: Área de control.
- S/E: Subestación.
- PCC: De sus siglas en inglés *point of common coupling*.
- NTSyCS: Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.
- GFL: De sus siglas en inglés *grid-following*.
- GSP: De sus siglas en inglés *grid-supporting*.

- GFM: De sus siglas en inglés *grid-forming*.
- MAX_{GFL} : Máxima penetración de convertidores en modo GFL.
- MAX_{GFM} : Máxima penetración de convertidores en modo GFM.
- MAX_{TGVCC} : Máxima penetración TGVCC en el sistema.

B. Resultados adicionales

En este apartado se presentan las demás variables (ángulo de GSs, frecuencia medida por PLLs y corrientes inyectadas por convertidores) asociadas a cada caso presentado en la sección 5.

Tal como se menciona en el capítulo 5, cada figura presenta las respectivas variables asociadas a un área particular ante la ocurrencia de una falla en dicha área.

B.1. Caso de estudio base - 75%

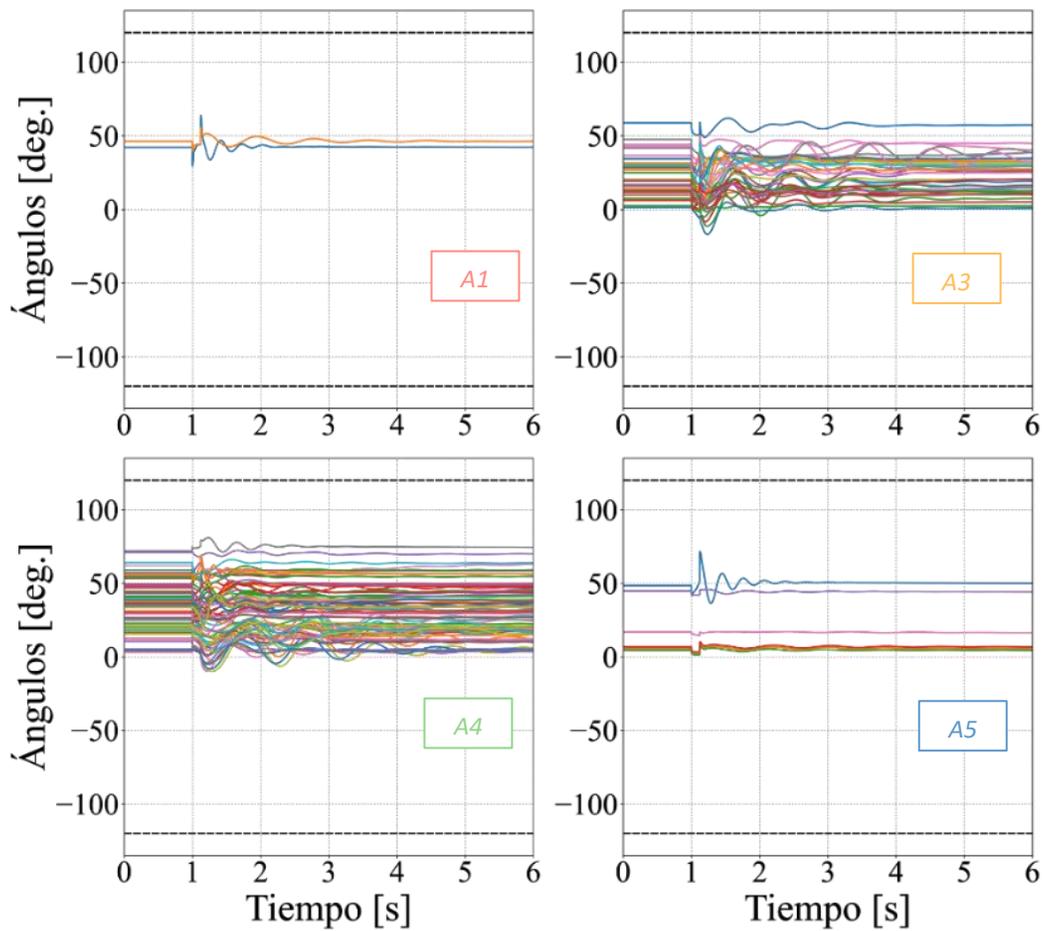


Figura B.1: Ángulos de GS por AC ante una falla en esta misma.

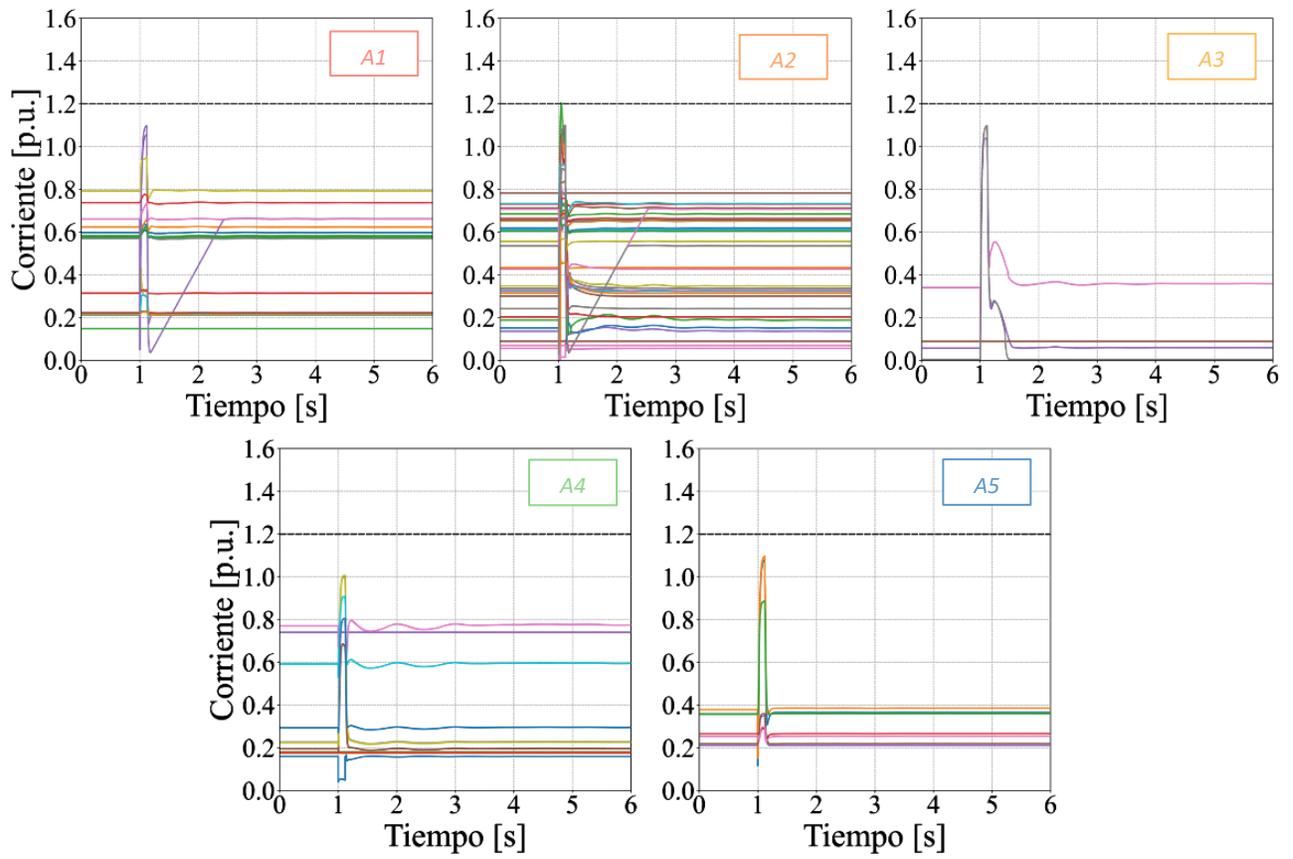


Figura B.2: Corrientes TGVCC por AC ante una falla en esta misma.

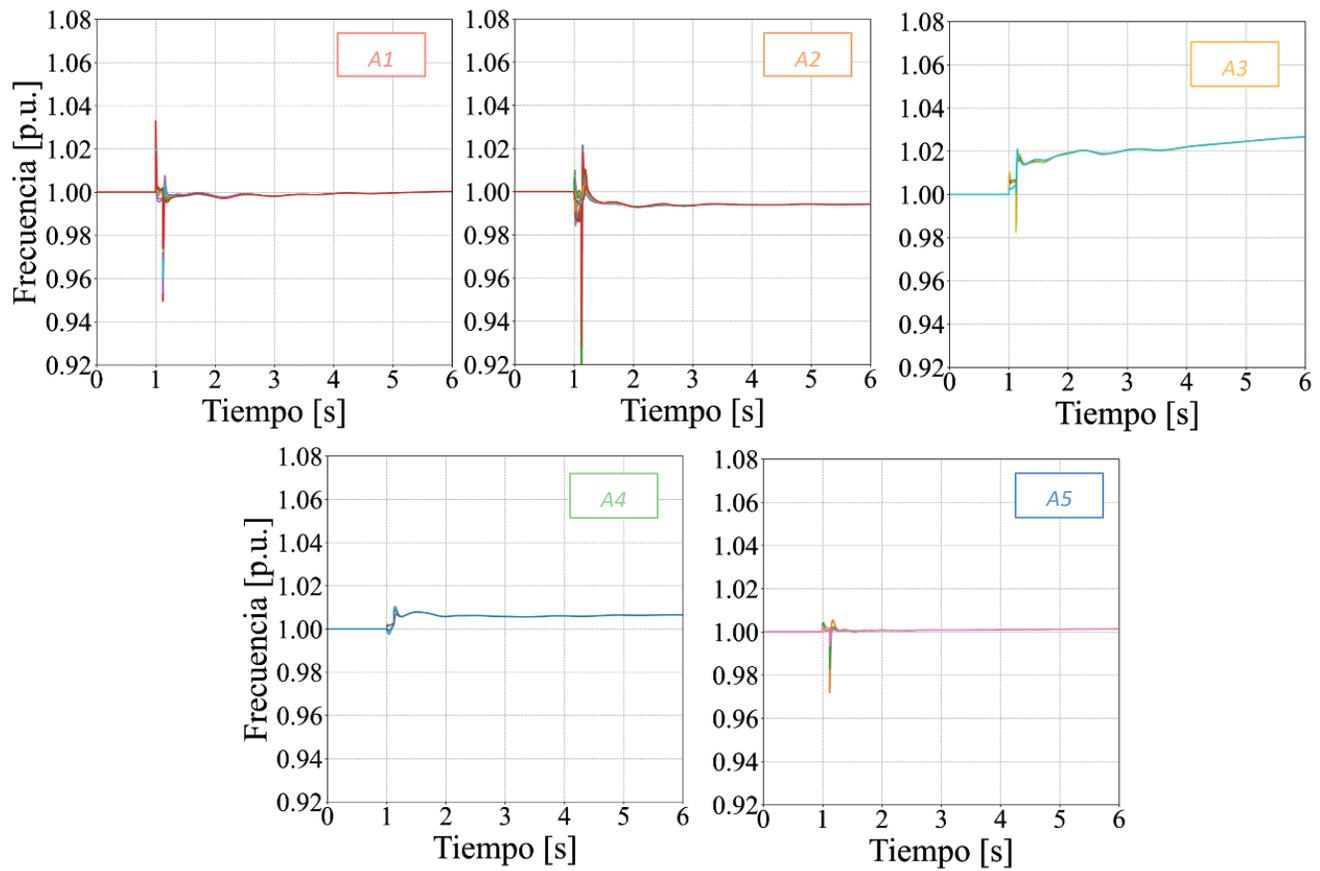


Figura B.3: Corrientes TGVCC por AC ante una falla en esta misma.

B.2. Reducción de penetración GFL - 73%

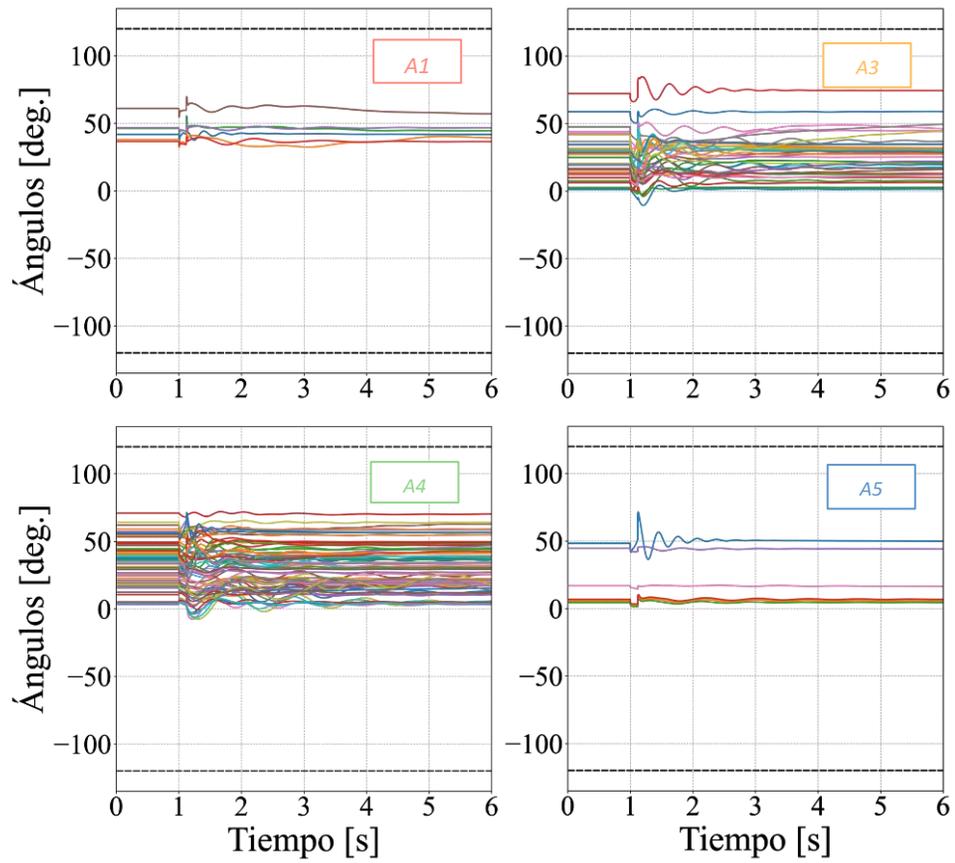


Figura B.4: Ángulos de GS por AC ante una falla en esta misma.

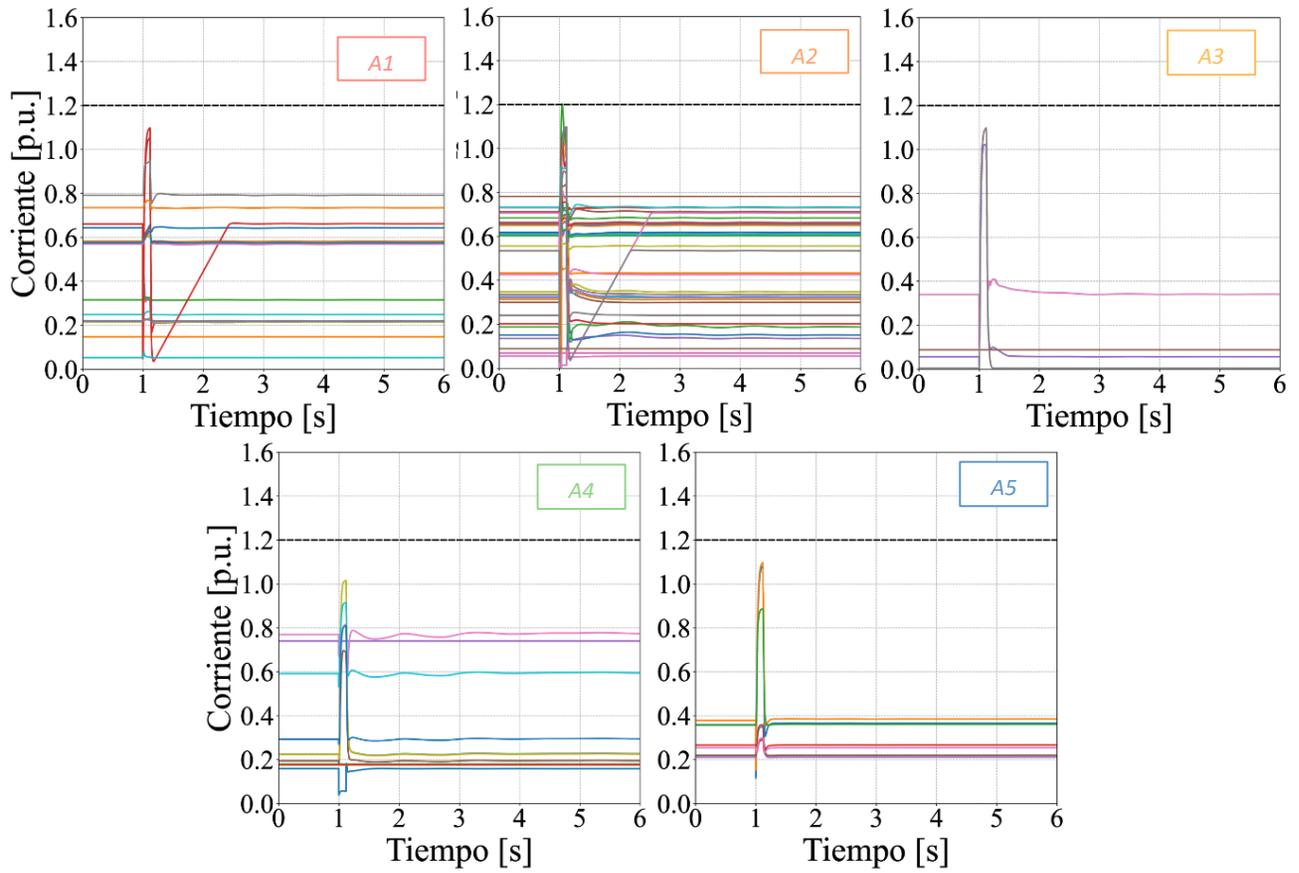


Figura B.5: Corrientes TGVCC por AC ante una falla en esta misma.

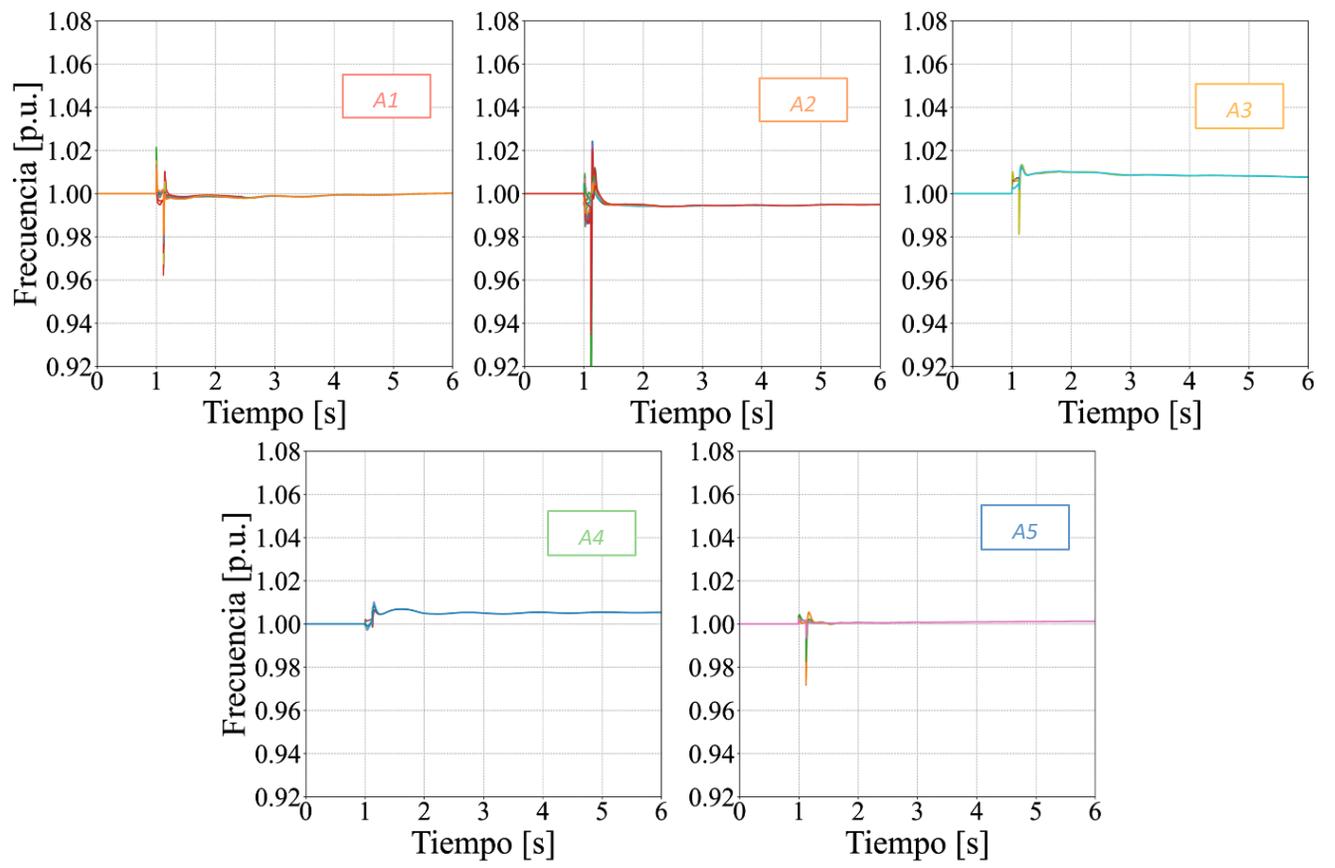


Figura B.6: Medición de PLLs por AC ante una falla en esta.

B.3. Penetración GFM = 11%

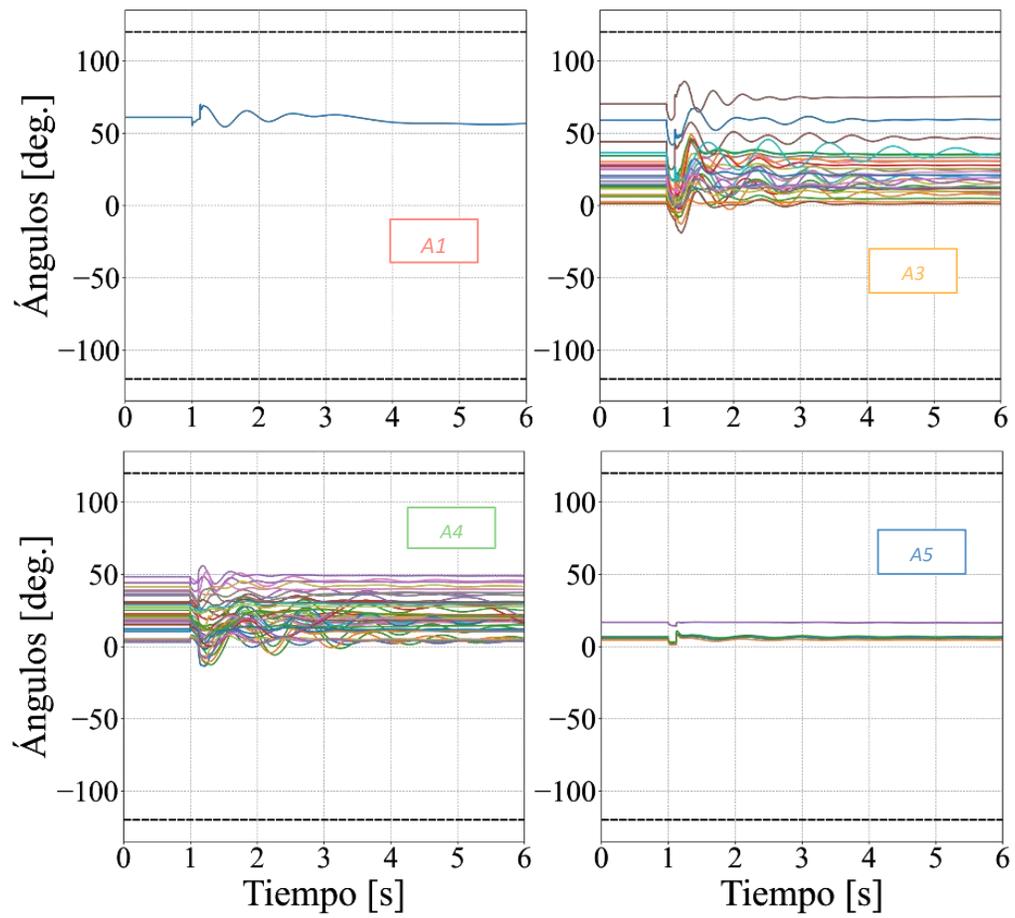


Figura B.7: Ángulos de GS por AC ante una falla en esta misma.

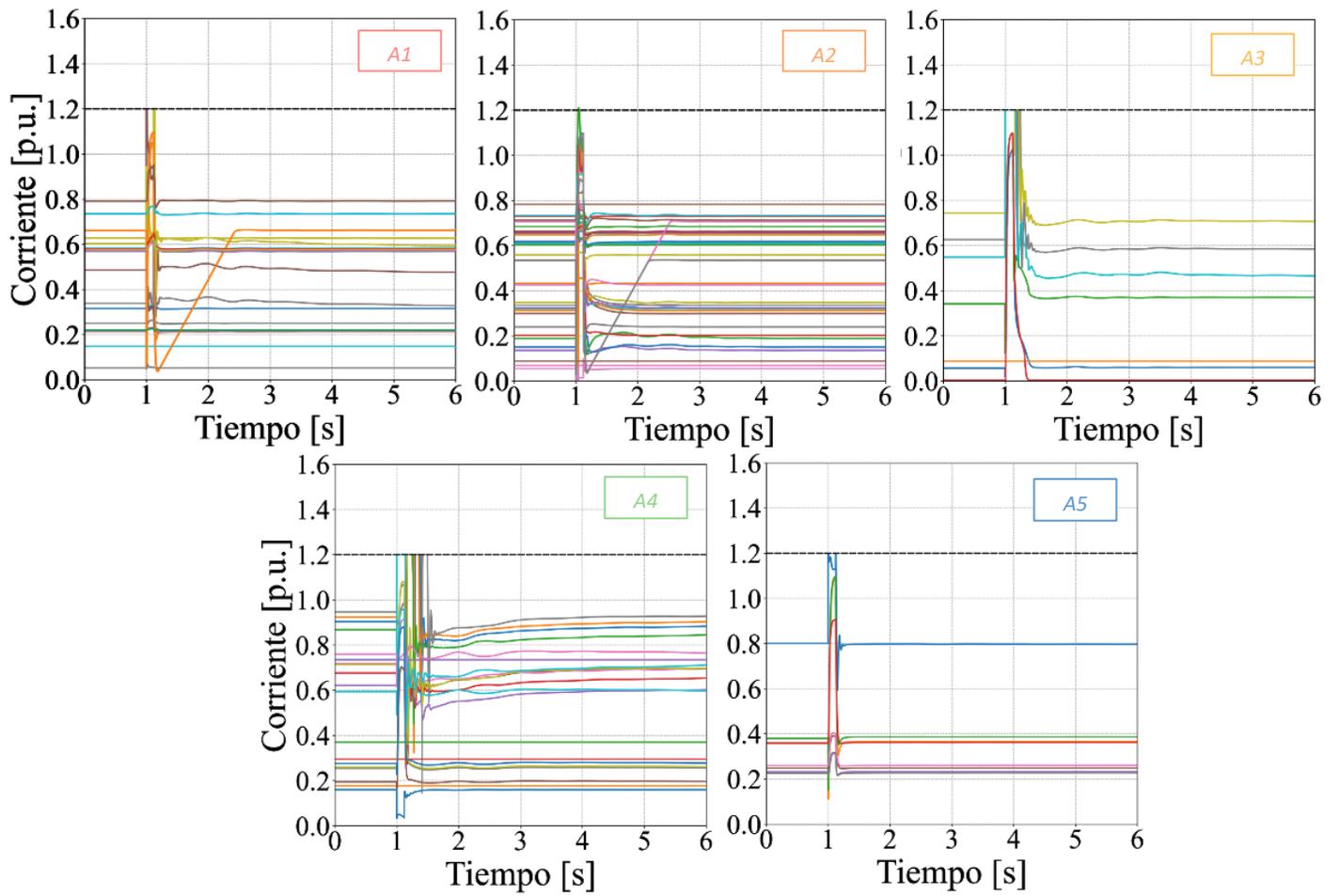


Figura B.8: Corrientes TGVCC por AC ante una falla en esta misma.

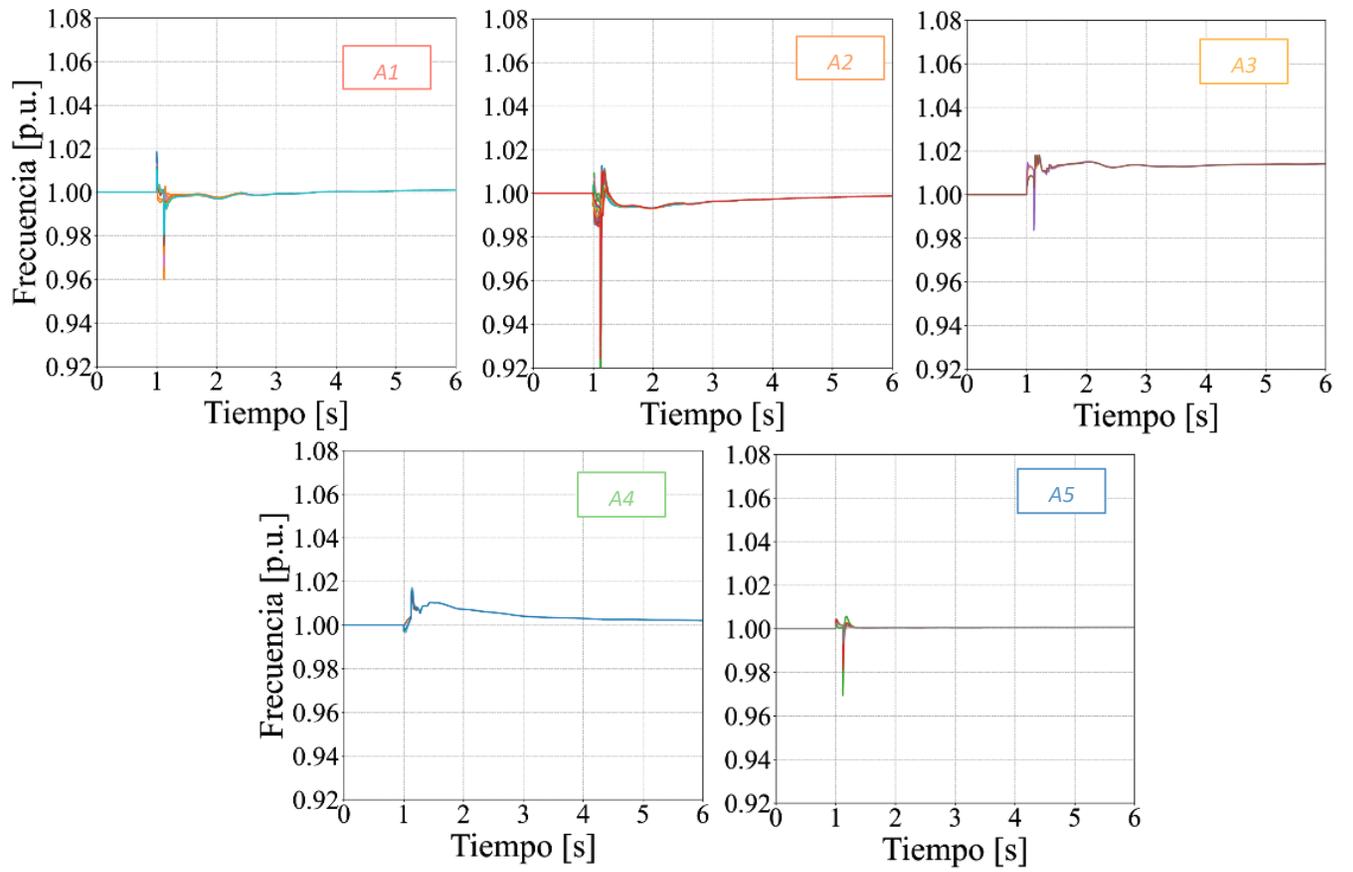


Figura B.9: Medición de PLLs por AC ante una falla en esta.

B.4. Máxima Penetración TGVCC del sistema

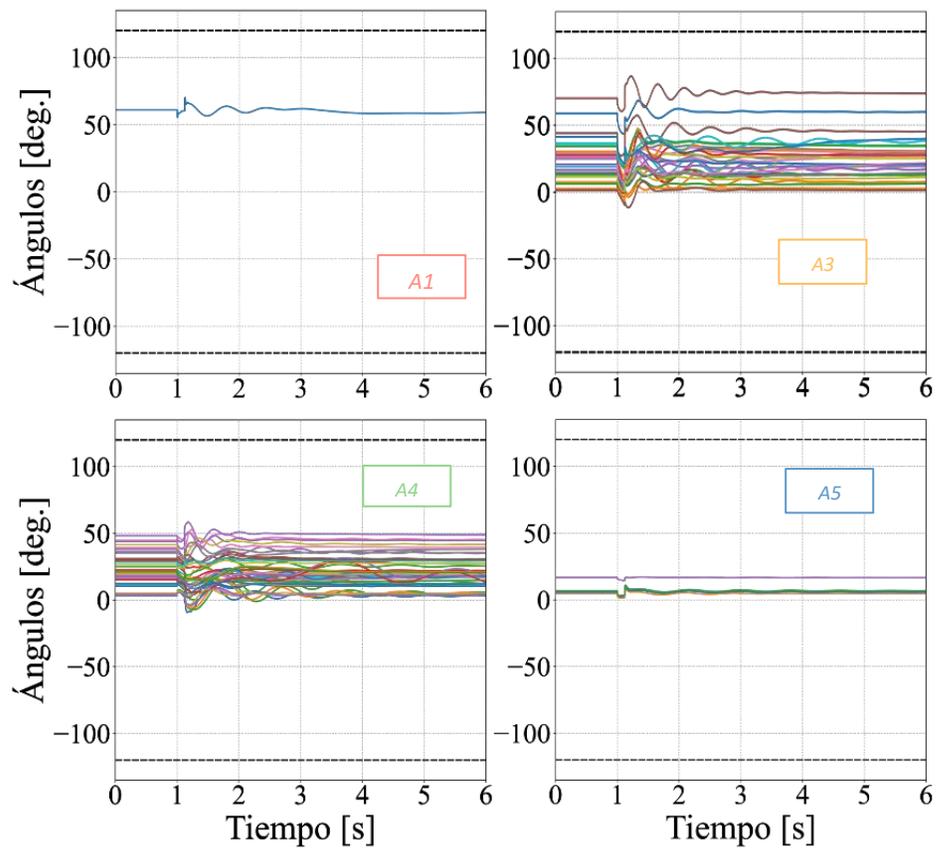


Figura B.10: Ángulos de GS por AC ante una falla en esta misma.

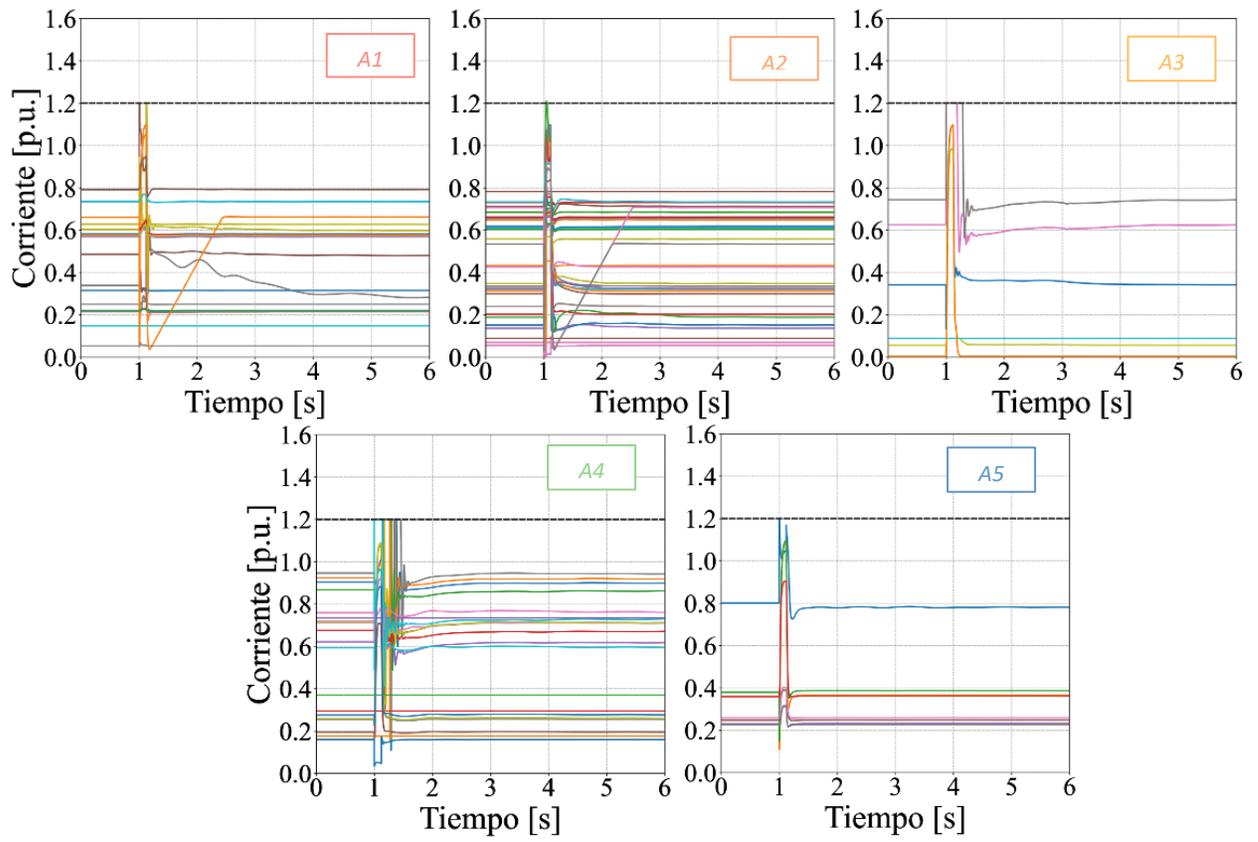


Figura B.11: Corrientes TGVCC por AC ante una falla en esta misma.

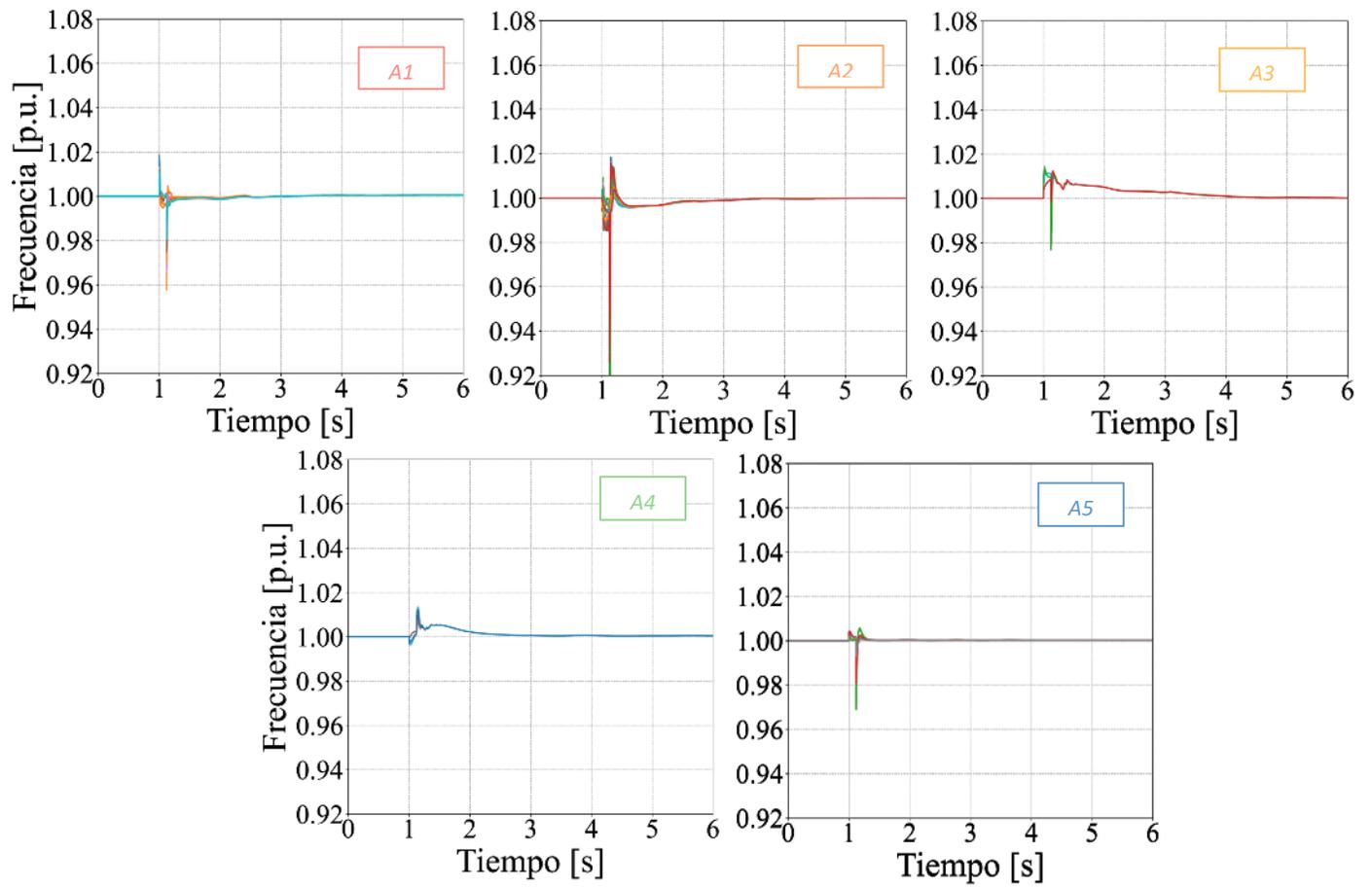


Figura B.12: Medición de PLLs por AC ante una falla en esta.