



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

LOCALIZACIÓN ÓPTIMA DE RESERVAS DE RESPUESTA RÁPIDA EN
FRECUENCIA PARA SISTEMAS DE POTENCIA CON DISTRIBUCIONES NO
UNIFORMES DE INERCIA

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

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

GABRIEL ANTONIO COVARRUBIAS MAUREIRA

PROFESORA GUÍA:
CLAUDIA RAHMANN ZÚÑIGA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
RODRIGO PALMA BEHNKE
VIJAY VITTAL

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por ANID-PFCHA/Magíster Nacional/2022 -
22220957 y ANID/Vinculación Internacional/FOVI 220216

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: GABRIEL ANTONIO COVARRUBIAS MAUREIRA
FECHA: 2024
PROFESORA GUÍA: CLAUDIA RAHMANN ZÚÑIGA

LOCALIZACIÓN ÓPTIMA DE RESERVAS DE RESPUESTA RÁPIDA EN FRECUENCIA PARA SISTEMAS DE POTENCIA CON DISTRIBUCIONES NO UNIFORMES DE INERCIA

La integración masiva de tecnologías de generación variables con convertidor está provocando cambios significativos en la dinámica de los sistemas de potencia. Los sistemas convencionales se han caracterizado por ser dominados por generación síncrona distribuida a través de toda la red. Sin embargo, debido al potencial renovable e intereses económicos, ciertas zonas geográficas han comenzado a desplazar la generación convencional. Esto ha provocado que surjan nuevas interrogantes sobre cómo influye la distribución espacial de la inercia sobre la dinámica y estabilidad de los sistemas eléctricos. Algunos trabajos han mostrado que distribuciones no uniformes pueden conducir a dinámicas heterogéneas de la frecuencia a través de la red, deteriorando el desempeño del sistema, así como su seguridad. En este contexto, la localización estratégica de los recursos de control puede desempeñar un papel crucial para mantener al sistema estable. Este trabajo propone una formulación matemática para localizar reservas de FFR a través de un problema de despacho económico considerando los efectos de la distribución de la inercia. Al aplicar la propuesta en el Sistema Eléctrico Nacional se muestra que es posible asignar reservas de FFR basada en criterios tecno-económicos, presentando un desempeño dinámico superior a las metodologías tradicionales.

*Para todos y todas
quienes han sido parte de esta aventura*

Agradecimientos

En primer lugar, quiero agradecer a mi familia y padres. Muchas gracias por entregarme todo y darme las facilidades para llevar a cabo mis estudios y desarrollarme personalmente. A mi mamá, por ser el mi ejemplo en vida de la resiliencia, de luchar sin darse por vencido y entregarme la cualidad de la curiosidad, que sin duda es la que me ha llevado y me seguirá llevando hacia adelante. A la Marce, por ser mi compañera de desafíos en la vida y por escuchar todas mis divagaciones de cuando algo me apasionó durante toda la carrera. Gracias por ser mis fanáticas número 1 siempre.

Por otra parte, quiero agradecer a mis amigos, aquellas personas que he ido sumando y que han sido fundamentales para forjarme como persona. Partiendo por la U, quiero agradecer a la Gaby, por ser la mejor amiga que he podría tener, por ser mi apoyo, mi contención y estar en todos mis procesos desde el inicio. A los Dirty Volley; Nat, Jara, Walter, Rafa, Nicole, Alex, Roberto, Diego y Rai, con quienes nos unió el deporte, y ahora nos une la vida. Gracias por siempre estar ahí, por ayudarme a levantarme con cada caída, y a saltar más alto con cada paso. A mis amigos de Plan Común, Isa, Borja, Raza y Nati que siempre me impulsaron y creyeron en mí para aventurarme en locura tras locura. A mis amigos del doble título, desde el BDI a la BàJ, y en particular al Camilo, Nico y Diego, por ser las personas precisas que podría haber conocido para crecer y apañar desde que partimos a Francia.

Al equipazo del Preu en Cuarentena, Berni, Benja, Fran y Pablo, por dar tanto y compartir desarrollando un proyecto tan lindo, y por reencender mi pasión por la investigación. Desde eléctrica, quiero agradecer profundamente a Electrotutores, por darme la oportunidad de desarrollarme y conocer tanta gente bacán en tiempos tan adversos. En particular, a Pía, Pancho, Francys, Seba, Nati, Fufa, Enzo y Andrés, por todo su apañe, amistad y confianza, así como el espíritu contagioso con el que le ponen a todo lo que hacen. A la salita y grupo de postgrado, Rorro, Migue, Álvaro, Alonso, Pipe, Piter, Javier, Pato, por todas las conversaciones técnicas y no tan técnicas. La tesis puede parecer un proceso individual, pero no es algo para nada solitario si se hace con un grupito que esté ahí para apoyarte, discutir y divagar sobre cómo resolver lo que se atraviere. También quiero agradecer a mis amigos que me acompañan desde la infancia, Jota, Sami, Nico, Pancho, Pérez, Connie, Fran, por verme crecer, avanzar, confiar y desearme lo mejor.

Por último, quiero agradecer profundamente a la Profe Claudia, por tomarme bajo su tutela. Por todas las oportunidades que me ha dado para aprender y desarrollarme profesionalmente, por pulir mis habilidades de investigación y profesionales, la perseverancia, el pensamiento crítico y la comunicación, entre otros (como la redacción). Muchas gracias por todos los aprendizajes y por depositar su confianza en mí. Sin lugar a dudas falta un sinnúmero de personas en esta lista y que tienen un lugar en mi corazón. Gracias totales a todos quienes han sido parte de esta aventura!

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Hipótesis	3
1.3. Objetivos	4
1.3.1. Objetivos generales	4
1.3.2. Objetivos específicos	4
1.4. Alcances	4
1.5. Estructura	4
2. Marco teórico	6
2.1. Impacto de las TGVCC en la estabilidad de los SEP	6
2.1.1. Efectos de las TGVCC en la estabilidad de frecuencia	6
2.1.2. Efectos de las TGVCC sobre los modos electromecánicos	13
2.2. Soluciones a los desafíos asociados a la estabilidad en SEP con TGVCC . . .	15
2.2.1. Restricciones en la operación de SEP	17
2.2.2. Incorporación de equipos con aporte inercial	21
2.2.3. Estrategias de control avanzadas en convertidores para apoyar la frecuencia del SEP durante contingencias	22
2.2.4. Esquemas de Protección Especiales	28
2.3. Comentarios finales	31
3. Análisis preliminar	33

3.1. Sistema de estudio	33
3.2. Efecto de la distribución de la inercia	36
3.3. Formulación de inercia equivalente por barra	40
3.4. Efecto de la localización del FFR	43
3.5. Comentarios finales	46
4. Metodología	47
4.1. Propuesta metodológica	47
4.2. Efectividad de FFR según distribución de inercia	48
4.3. Despacho económico con localización óptima de reservas FFR (FSC+OA) . .	50
4.3.1. Restricción de seguridad dinámica para la frecuencia	50
4.3.2. Amplificación por localización	52
4.3.3. Problema de optimización	52
4.4. Diseño de mercado	54
4.5. Validación dinámica	55
5. Casos de estudio	56
5.1. Escenario de distribución $Z_1Z_2H_0$	57
5.2. Escenario de distribución $Z_1Z_2H_{20}$	58
6. Resultados y análisis	59
6.1. Determinación de efectividad del FFR	59
6.2. Resultados optimización	60
6.3. Simulaciones dinámicas	62
7. Conclusiones	66
7.1. Trabajos futuros	67
Bibliografía	78
Anexo A. Clasificación de EPE	79

Anexo B. Extensión: Análisis preliminar	80
B.1. Localización de contingencias y mediciones	80
B.2. Oscilaciones de frecuencia	81
B.3. Rampas de despliegue de FFR	81
Anexo C. Ajuste de parámetros	82

Índice de Tablas

3.1. Caracterización de escenarios analizados.	35
5.1. Caracterización de puntos de operación analizados.	56
6.1. Ajuste de parámetros de curvas sigmoides.	60
6.2. Soluciones de los problemas de optimización.	60
6.3. Métricas de desempeño casos de estudio.	64
A.1. Clasificación de EPE, (1): Mecanismo de activación, (2): Enfoque de seguridad, (3): Acciones correctivas.	79

Índice de Ilustraciones

2.1. Respuesta en frecuencia en un SEP frente a perturbaciones (extraído de [9]).	7
2.2. Dinámica de la frecuencia de un SEP al reducir los niveles de inercia frente a una misma perturbación (extraído de [19]).	8
2.3. Respuesta de la velocidad de los GS en un SEP (extraído de [38]).	10
2.4. Comportamiento regional de la frecuencia del sistema de Gran Bretaña con distintas distribuciones de inercia (extraído de [12]).	11
2.5. Registro de frecuencias mínimas en las barras del sistema de ERCOT frente a una contingencia con distintos niveles de inercia (extraído de [13]).	12
2.6. Similitud coseno en función de: (a) aplicación de FFR en distintas áreas, (b) tipo de control de FFR (extraído de [42]).	13
2.7. Análisis de sensibilidad de los valores propios de un SEP al reducir sus niveles de inercia (extraído de [44]).	14
2.8. Residuos del sistema en función de la posición (extraído de [27]).	15
2.9. Posibles soluciones para enfrentar los desafíos de estabilidad en SEP de baja inercia	16
2.10. Frecuencia mínima del sistema irlandés para distintos niveles de SNSP del sistema irlandés frente a la (a) pérdida de un enlace HVDC y (b) falla (adaptado de [15]).	18
2.11. Determinación de niveles seguros de inercia en el sistema australiano (adaptado de [48]).	20
2.12. Desempeño de la frecuencia y tensión en el SEN para determinar requerimientos de inercia en la zona norte (extraído de [20]).	21
2.13. : Efecto de la incorporación de controladores en un CS sobre la frecuencia y RoCoF de un SEP (extraído de [61]).	22
2.14. Diagrama de control basado en la frecuencia del COI para volantes de inercia (extraído de [75]).	24

2.15. Respuesta dinámica de la frecuencia del sistema al aplicar el control basado en la frecuencia del COI (extraído de [75]).	24
2.16. Estrategia de control de área amplia con RoCoF compartidos (extraído de [76]).	25
2.17. Respuesta en frecuencia del sistema nórdico: (a) Caso base (b) RoCoF promedio (c) RoCoF máximo (extraído de [76]).	26
2.18. Rampa de potencia para estrategias FFR escalonadas (adaptado de [77]). . .	27
2.19. Respuesta dinámica de la estrategia de control local propuesta, considerando una perturbación en (a) área 1 y (b) área 3 (extraído de [77]).	28
2.20. Revisión de EPE existentes en la literatura	31
3.1. Caracterización geográfica de los casos de estudio.	34
3.2. Métricas de análisis de frecuencia.	35
3.3. Caso base - Peak de frecuencia mínimo alcanzado en cada contingencia. . . .	37
3.4. Caso base - Dispersión de peaks de frecuencia en cada contingencia.	37
3.5. Caso base - Tasa de cambio de frecuencia máxima alcanzada en cada contingencia	38
3.6. Caso base - Frecuencia mínima global alcanzada en cada contingencia	39
3.7. Representación gráfica del efecto de la distribución de inercia sobre la estimación de inercia por barra, escenario Z_1H_0	41
3.8. Distribución de densidad de estimación de inercia por barra para cada zona y punto de operación.	42
3.9. Peaks de frecuencia mínimos y dispersión de valores según indicador de inercia de la localización de la contingencia.	43
3.10. Frecuencia mínimas y RoCoF máximos según indicador de inercia de la localización de la contingencia.	43
3.11. Distribuciones de densidad de frecuencias mínimas alcanzadas según localización del FFR.	44
3.12. Distribuciones de densidad de RoCoF mínimos según localización del FFR. .	45
3.13. Efecto del FFR sobre oscilaciones de frecuencia en el caso Z_1H_{20}	45
3.14. Distribución de peaks mínimos de frecuencia según localización del FFR. . .	46
4.1. Propuesta metodológica.	48
4.2. Función de bonificación de reservas según localización de TGVCC.	49

4.3. Metodología de cálculo de efectividad de FFR.	49
4.4. Descripción de la etapa de optimización.	50
4.5. Modelo aproximado de despliegue de reservas.	51
5.1. Características de distribución $Z_1Z_2H_0$: (a) localización de GS, (b) indicador H^* , (c) pronóstico de generación	57
5.2. Características de distribución $Z_1Z_2H_{20}$: (a) localización de GS, (b) indicador H^* , (c) pronóstico de generación	58
6.1. Ajuste de curvas de efectividad de FFR para casos de estudio.	59
6.2. Escenario $Z_1Z_2H_0$: localización reservas de FFR caso FSC (a), FSC+OA (b), y de contingencias (c).	61
6.3. Escenario $Z_1Z_2H_{20}$: localización reservas de FFR caso FSC (a), FSC+OA (b), y de contingencias (c).	62
6.4. Respuesta dinámica del sistema frente a contingencias escenario $Z_1Z_2H_0$, casos (a) BC, (b) FSC, y (c) FSC+OA.	63
6.5. Respuesta dinámica del sistema frente a contingencias escenario $Z_1Z_2H_{20}$, casos (a) BC, (b) FSC, y (c) FSC+OA.	64
B.1. Localización de contingencias y mediciones para el análisis preliminar	80
B.2. Respuesta de frecuencia y tensiones oscilatorias, escenario Z_1H_0	81
C.1. Ajuste de parámetros para cada escenario	82

Lista de acrónimos

AEMO	Australian Energy Market Operator
AVR	Automatic Voltage Regulator
BESS	Battery Energy Storage System
CEN	Coordinador Eléctrico Nacional
COI	Center of Inertia
CPF	Control Primario de Frecuencia
EDAC	Esquema de Desconexión Automático de Cargas
ERCOT	Electric Reliability Council of Texas
EPE	Esquema de Protección Especial
FFR	Fast Frequency Response
FRT	Fault-Ride Through
GS	Generador Sincrónico
HVDC	High-Voltage Direct Current
MPP	Maximum Power Point
PLL	Phase-Locked Loop
POD	Power Oscillation Damping
PSS	Power System Stabilizer
ROCOF	Rate of Change of Frequency
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
TGVCC	Tecnología de Generación Variable con Convertidor
VPP	Virtual Power Plant

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

Con el fin de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero para combatir la crisis climática actual, diferentes países alrededor del mundo han comenzado a definir políticas energéticas que apuntan a la descarbonización de sus matrices de generación a través de la utilización de fuentes renovables [1]. Esto, unido a diferentes avances que han tenido las tecnologías renovables durante la última década, ha llevado a que los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) estén evolucionando hacia sistemas con alta participación de tecnologías de generación variable con convertidor (TGVCC) como son la generación solar fotovoltaica y eólica. En efecto, entre los años 2019 y 2023, la capacidad instalada de TGVCC ha aumentado en 1.309 GW, superando los 2.000 GW a nivel mundial. De hecho, solo durante el 2023, se integraron alrededor de 482 GW, más de un 30 % que la capacidad instalada el año anterior [2]. En el contexto de los objetivos de descarbonización nacional, Chile se ha propuesto que al 2030 su matriz de generación alcance un 70 % en base a energías renovables [3]. Considerando el gran potencial de generación renovable existente en el país, y en particular el potencial solar en la zona norte, lograr dicha meta no debería representar un problema. De hecho, entre los años 2021 y 2023 se instalaron más de 6900 MW de capacidad en centrales TGVCC [4],[5], duplicando su capacidad instalada y superado el 30 % de la capacidad total del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) [2].

Durante décadas, la operación segura de los SEP se ha sustentado en los generadores sincrónicos (GS) convencionales como pilares fundamentales para efectos de control y estabilidad [6], [7]. Durante contingencias, los GS aportan con altas corrientes de cortocircuito e inercia, contribuyendo de manera significativa a mantener la estabilidad. Desde una perspectiva de control, los GS apoyan regulando tensión mediante sus sistemas de excitación, participan en el control de frecuencia en base a sus reguladores de velocidad, y amortiguan oscilaciones locales e inter-área mediante sus estabilizadores de potencia (PSS) [6]. A diferencia de los GS convencionales, las TGVCC se caracterizan por aportar bajos niveles de corrientes de cortocircuito y por no tener respuesta inercial natural. De esta forma, a medida que las TGVCC desplazan unidades sincrónicas, gran parte de las funcionalidades que entregan los GS para apoyar la estabilidad de los SEP comienzan a disminuir. Esto ha provocado

que los SEP se vuelvan débiles y, por ende, más propensos a presentar comportamientos inestables durante contingencias [8].

Desde la perspectiva de la estabilidad de frecuencia, la disminución de los niveles de inercia afecta enormemente el desempeño de los SEP, provocando tasas de cambio de frecuencia (RoCoF¹) más pronunciadas y, por ende, mayores desviaciones de frecuencia [9]. Además de poner en riesgo la estabilidad y el suministro de energía, RoCoF más pronunciados llevan a que la respuesta de la frecuencia se vuelva más rápida, lo que requiere acciones de control más rápidas y complejas [10]. La situación anterior se vuelve aún más compleja al considerar que las TGVCC suelen incorporarse en zonas con alta disponibilidad de recursos naturales, las que generalmente se encuentran en áreas débiles del sistema, poco enmalladas y lejos de los centros de generación convencional [11]. De esta forma, la integración de TGVCC no sólo genera una reducción de los niveles de inercia total de los SEP, sino que también modifica su distribución geográfica a lo largo de la red. Diferentes estudios han mostrado que una distribución no uniforme de la inercia en SEP con altos niveles de TGVCC puede llevar a comportamientos heterogéneos de frecuencia en distintas zonas del sistema [12], [13], [14]. Lo anterior puede implicar varios riesgos desde la perspectiva de seguridad del SEP incluyendo mayor riesgo de pérdida de sincronismo en zonas de baja inercia [14], de protecciones por sobre o sub frecuencia [12], [15], [16] provocando posibles contingencias en cascada que deriven en un apagón parcial o total.

Varios países alrededor del mundo ya han comenzado a enfrentar algunos de los desafíos asociados a bajos niveles de inercia producto de altos niveles de TGVCC [9], [11], [17]. De hecho, algunos operadores ya están imponiendo restricciones en la operación de sus SEP en términos de niveles mínimos de inercia y/o penetraciones máximas de TGVCC. Este es el caso de países como Australia [18], [19] o Irlanda [15], en los que se exigen niveles mínimos de inercia. Para el caso de Chile, el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) también ha impuesto restricciones de niveles mínimos de inercia en la zona norte del país [20], [21], de forma de mantener niveles de seguridad adecuados en el sistema. Si bien medidas que restringen la operación de los SEP permiten mantener una operación segura en caso de altos niveles de TGVCC, la operación forzada de unidades sincrónicas también implica vertimientos de energía generada en base a TGVCC y, por ende, un aumento en los costos de operación de los SEP. En el caso chileno, según el CEN, los vertimientos de energía en el SEN en el año 2022 llegaron a 1666 MWh, superando con creces los vertimientos totales de años anteriores [22]. De esta forma, este tipo de medidas resultan poco atractivas para la integración de TGVCC, y representan un peligro para alcanzar las metas de TGVCC.

En el contexto nacional, el SEN se caracteriza por ser una red aislada, extremadamente longitudinal, poco enmallada, y con bajos niveles de inercia, lo que lo hace un sistema inherentemente débil y propenso a inestabilidad. Adicionalmente, el SEN se caracteriza por poseer una gran concentración de TGVCC en la zona norte del país. Al año 2024, solo entre las regiones de Arica y Coquimbo, la capacidad instalada total de TGVCC supera los 9500 MW, correspondiente a más del 55 % de la capacidad instalada total de TGVCC en el sistema [23]. Considerando el potencial existente en la zona norte del país, las metas renovables, y los bajos costos que han alcanzado estas tecnologías, se espera que en los próximos años la concentración en dicha zona aumente aún más. Lo anterior, unido a las metas de descarboni-

¹Rate of Change of Frequency

zación y a la importante presencia de centrales a carbón en la zona norte del SEN, sin duda llevará a una distribución no uniforme de inercia en el SEN. En efecto, más del 68 % de la capacidad instalada de centrales a carbón se encuentran ubicadas en el norte del país [23], por lo que la inercia en dicha región se verá fuertemente reducida. De esta forma, si Chile aspira a lograr sus metas renovables en base a una integración masiva de TGVCC, se deberán adoptar diferentes medidas que permitan mantener una operación segura del sistema incluso frente a bajos niveles de inercia concentrados en ciertas zonas de la red.

La incorporación de estrategias de control en TGVCC ha sido ampliamente discutida durante los últimos años como una alternativa para enfrentar los desafíos de estabilidad en SEP [24], [25]. Sin embargo, para que estas unidades puedan participar en el control de frecuencia de un SEP, deben operar fuera de su punto de potencia máxima (MPP² por sus siglas en inglés) o con equipos de almacenamiento [26], aumentando los costos de operación del sistema o el de inversión de la central. En consecuencia, la asignación de reservas en unidades TGVCC debe ser llevada a cabo a través de criterios técnico-económicos, tanto en términos de localización como dimensionamiento. En el contexto anterior, resulta clave cuantificar cómo afecta la distribución de la inercia en un SEP en la eficiencia de la respuesta rápida en frecuencia (FFR,³ por sus siglas en inglés) en este tipo de tecnologías. Hasta la fecha, solo algunos trabajos han planteado que la asignación de reservas para FFR en centrales TGVCC ubicadas en zonas de baja inercia mejora la respuesta de los SEP. Sin embargo, dichos trabajos no proponen ninguna metodología que permita localizar reservas FFR considerando la distribución de inercia del SEP [27], [28], [29], [30].

1.2. Hipótesis

Las hipótesis de este trabajo son:

1. En SEP con distribuciones no uniformes de inercia, la frecuencia no puede considerarse como una variable uninodal de la red.
2. Para una asignación óptima de reservas para FFR en centrales TGVCC, se debe considerar la distribución de inercia del SEP.
3. En SEP con distribuciones no uniformes de inercia, localizar reservas FFR en zonas de baja inercia permite mejorar la respuesta de la frecuencia del sistema durante desbalances entre carga y generación.

²Maximum Power Point

³Fast Frequency Response

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivos generales

El objetivo principal de esta tesis es proponer una herramienta práctica que permita localizar reservas FFR en TGVCC considerando la distribución de la inercia en el sistema.

1.3.2. Objetivos específicos

Los objetivos específicos de este trabajo son:

1. Analizar la dinámica de la frecuencia en SEP con distribuciones no uniformes de inercia, y altas concentraciones de convertidores en ciertas zonas de la red.
2. Caracterizar los efectos que tiene la distribución de la inercia de un sistema sobre la dinámica de su frecuencia.
3. Caracterizar el efecto que tiene la distribución de la inercia de un sistema sobre la eficiencia del FFR en centrales TGVCC.
4. Formular un problema de optimización que permita localizar de manera óptima las reservas de TGVCC considerando criterios técnico-económicos.
5. Validar la formulación propuesta en el Sistema Eléctrico Nacional.

1.4. Alcances

Este trabajo se acota en el estudio de dinámicas de la frecuencia a través de simulaciones a frecuencia fundamental (RMS). En consecuencia, dinámicas muy rápidas e interacciones entre convertidores podrían no ser capturadas por el estudio del efecto de concentración de convertidores y los efectos que tiene la distribución de la inercia sobre ellas. Por otra parte, este estudio solo considera la operación de TGVCC en modo grid-following, por lo que la sincronización de los convertidores con la red depende de la operación de controladores de Phase-Locked Loop (PLL).

1.5. Estructura

Este documento se compone de 7 capítulos: Los capítulos 1 y 2 presentan la introducción y motivación, y el marco teórico de este trabajo. Luego, en el capítulo 3 se presenta un análisis preliminar para analizar los efectos de la distribución de la inercia en el SEN. El capítulo 4 presenta la metodología propuesta en este trabajo, el problema de optimización a resolver y sus componentes. Los capítulos 5 y 6 presentan los casos de estudio y los resultados,

respectivamente. Finalmente, el capítulo 7 presenta las conclusiones de esta tesis, así como los trabajos futuros.

Capítulo 2

Marco teórico

2.1. Impacto de las TGVCC en la estabilidad de los SEP

2.1.1. Efectos de las TGVCC en la estabilidad de frecuencia

En el estudio de la estabilidad de frecuencia, la inercia sistémica es considerada como uno de los parámetros claves para mantener una operación segura de los SEP. Este parámetro es una medida de qué tan bien el sistema puede soportar desbalances de potencia y mantener un comportamiento estable de la frecuencia [9], [31]. La respuesta inercial la entregan de una manera natural las masas rotatorias como los GS y motores [6], debido al acoplamiento electromecánico de estas tecnologías con la red. Los GS inyectan (o absorben) energía cinética hacia (o desde) la red durante varios segundos frente a desbalances entre generación y demanda. Esta dinámica está esencialmente descrita por ecuación del swing, presentada en (2.1). Esta respuesta natural de los generadores se mantiene mientras exista un desbalance entre la generación y la demanda, y mientras los reguladores de velocidad de las máquinas sincrónicas aún no comiencen a actuar. De esta forma, en caso de que ocurra un desbalance de potencia como una pérdida de generación, este es inicialmente compensado mediante la extracción de energía cinética de las masas rotatorias conectadas al sistema [32].

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d\omega}{dt} = P_m - P_e(\delta) \quad (2.1)$$

La respuesta inercial de las máquinas sincrónicas lleva a que la dinámica de la frecuencia sea más lenta y por ende, más fácil de regular [9]. Luego de un cierto tiempo de retardo, los controles primarios de las unidades sincrónicas reaccionan a las desviaciones de frecuencia en el sistema modificando las potencias generadas para restablecer el balance en el SEP. El comportamiento dinámico de la frecuencia explicado se ilustra en la Figura 2.1. Se observa que la respuesta inercial y el control primario corresponden a las primeras medidas de contención de la frecuencia, mientras que el control secundario se encarga de restablecer la frecuencia a su valor nominal.

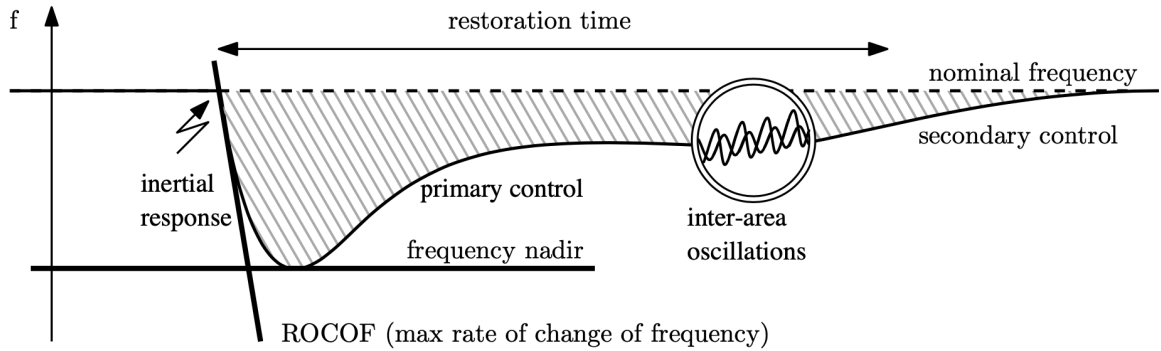


Figura 2.1: Respuesta en frecuencia en un SEP frente a perturbaciones (extraído de [9]).

En virtud de las características físicas de las TGVCC y a su conexión a la red mediante convertidores, el comportamiento de estas tecnologías es radicalmente diferente al de los GS en términos de su respuesta durante contingencias [8]. En efecto, debido a que las TGVCC operan desacopladas de la red, estas no participan naturalmente en la respuesta inercial de los sistemas frente a desbalances entre generación y demanda [32]. Adicionalmente, los convertidores de las TGVCC suelen controlarse para inyectar la máxima potencia activa a la red, lo que provoca que este tipo de unidades no cuente con reservas para participar en la regulación de frecuencia [24]. Pese a ello, es posible implementar lazos de control que permitan a estas tecnologías aportar al control de frecuencia. En particular, en el caso de los aerogeneradores, es posible extraer energía rotacional de sus aspas reduciendo o aumentando la velocidad de giro de estas [32]. En el caso de las plantas fotovoltaicas, debido a que estas carecen de masas rotatorias, este tipo de técnicas suele extraer la energía almacenada en el link DC, o utilizar equipos de almacenamiento [33].

Durante los últimos años, diversos trabajos y experiencias prácticas han mostrado que la creciente integración de TGVCC tiene efectos importantes sobre la estabilidad de frecuencia de los SEP [8], [9]. Dado que este tipo de tecnologías no aporta con inercia al sistema y reemplaza GS convencionales que sí aportan, el desempeño de la respuesta inercial y la capacidad de control de frecuencia comienzan a degradarse [18]. Esto se refleja en RoCoF más pronunciados, provocando que la dinámica de la frecuencia se vuelva más rápida y compleja de controlar [14]. De la misma manera, esto lleva a que el nadir de frecuencia aumente y que los tiempos en los que el SEP alcanza dicha frecuencia mínima se vuelvan más acotados. En consecuencia, los SEP con bajos niveles de inercia están expuestos a excursiones de frecuencia mayores, siendo aún más acentuadas en SEP aislados y débiles [14]. Esto puede llevar a que los SEP deban activar con una mayor frecuencia sus esquemas de protección, ya sean relés basados en RoCoF y/o por desviaciones de frecuencia, comprometiendo el suministro de energía de la población y la estabilidad del SEP [34].

La Figura 2.2 presenta la respuesta dinámica de la frecuencia frente a un mismo desbalance de potencia frente a distintos niveles de inercia [19]. Se observa que al operar el sistema únicamente con GS (curva azul), el desempeño dinámico del sistema se mantiene acotado dentro de condiciones de operación seguras, y que la frecuencia se recupera rápidamente a sus valores nominales. En contraste, al reducir la inercia en el SEP mediante la integración de TGVCC, tanto el RoCoF como la desviación de frecuencia se vuelven mucho más pronun-

ciadas. Esto lleva a que se supere el umbral de frecuencia, lo que puede llevar a la activación de medidas correctivas.

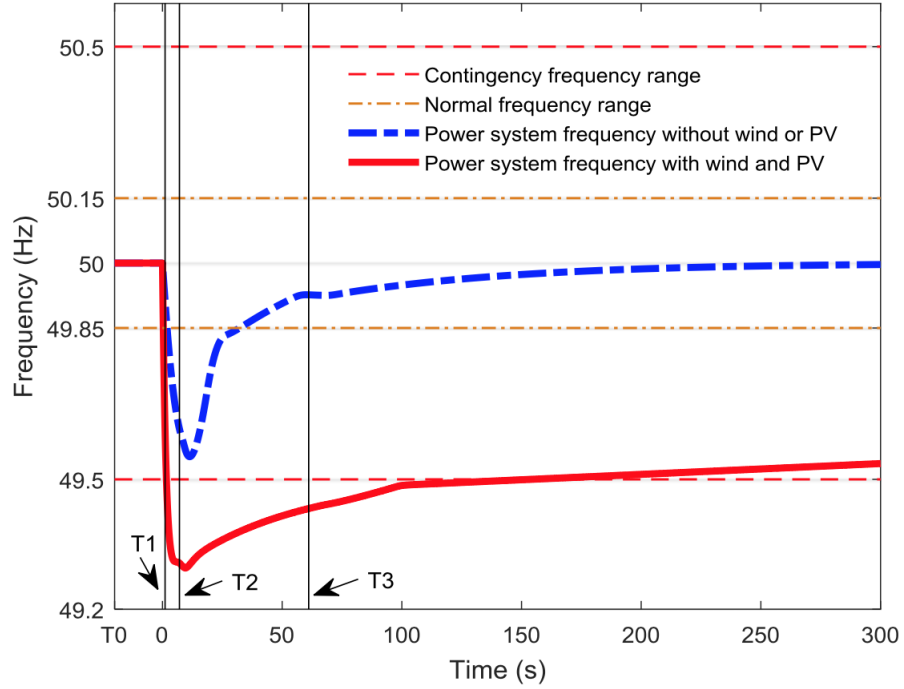


Figura 2.2: Dinámica de la frecuencia de un SEP al reducir los niveles de inercia frente a una misma perturbación (extraído de [19]).

La seguridad de los SEP convencionales típicamente se ha sustentado en la operación de GS con reservas capaces de afrontar ciertas contingencias críticas, así como sus tasas de rampa capaces de restablecer el balance de potencia rápidamente [18]. El control primario de frecuencia (CPF) proporcionado por los GS se caracteriza por estar esencialmente ligado a interacciones mecánicas y/o térmicas en las unidades de generación, otorgándoles tiempos de acción lentos [25]. Este tipo de control es efectivo en condiciones de operación con altos niveles de inercia, dado que las dinámicas de la frecuencia son lo suficientemente lentas para ser reguladas con el CPF convencional en ventanas de segundos. Sin embargo, los cambios en la dinámica de los SEP representan grandes riesgos desde la perspectiva del control y seguridad. En condiciones de baja inercia, la acción de los reguladores de velocidad podría no ser capaz de actuar en la ventana de tiempo requerida para contener las desviaciones de frecuencia [25]. Dentro de los factores con mayor influencia en este tipo de fenómenos se identifican los tiempos de retardo del CPF, las capacidades de rampa de estas unidades y la cantidad de reservas con las que opera [35]. Por esto se ha observado que los SEP con bajos niveles de inercia son más propensos a presentar eventos en cascada, debido a la degradación del control de la frecuencia, pudiendo llevarlos a un apagón total [36].

Otro factor fundamental a considerar en el comportamiento de la frecuencia en los SEP con baja inercia es que su dinámica no estará determinada únicamente por las dinámicas de los GS. A medida que disminuyen los niveles de inercia, las dinámicas electromecánicas asociadas a la ecuación del swing de los GS pierden importancia en el comportamiento de la frecuencia de los SEP [9]. Esto se deduce al plantear la ecuación del swing simplificada

incorporando la inyección de potencia de las TGVCC según:

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d\omega}{dt} = P_{TGVCC}(t) + P_{GS}(t) - P_L(t) \quad (2.2)$$

Bajo el caso hipotético en que un SEP opere sin GS, es decir $H \approx 0$, la ecuación anterior puede reducirse a:

$$0 = P_{TGVCC}(t) - P_L(t) \quad (2.3)$$

En base a lo anterior, al menos desde un punto de vista teórico, se observa que cuando un SEP opera sin GS, la relación entre la frecuencia y el balance de potencia de los SEP desaparece [9]. En este contexto, incluso en escenarios de baja inercia, la frecuencia comienza a estar principalmente caracterizada por fenómenos rápidos asociados a las TGVCC. De esta forma, la dinámica de la frecuencia en SEP de baja inercia se vuelve más rápida, más “cerca” de la ventana de fenómenos electromagnéticos rápidos. Esto se presenta como un potencial riesgo para la operación de las unidades sincrónicas, puesto que incluso en escenarios de baja inercia, estas unidades responderán de manera natural a desviaciones de frecuencia. Esto puede llevar a que la respuesta inercial de las máquinas deba contribuir con grandes cantidades de energía cinética en poco tiempo, pudiendo llevar a una pérdida de sincronismo. Con el fin de mitigar los efectos negativos mencionados, durante los últimos años algunos operadores de SEP con altos niveles de TGVCC han comenzado a imponer diversas restricciones en la operación, tales como restricciones de inercia mínima, requerimientos de control en TGVCC durante fallas (*Fault Ride Through*, FRT), entre otros. Estas se abordarán en mayor profundidad en la Sección 2.2.

Desde otra perspectiva, la inercia de los SEP ha sido históricamente analizada desde una perspectiva sistémica global, es decir, con un único valor para todo el sistema. Lo anterior ha sido justificado debido a que, en SEP dominados por GS, el comportamiento de la frecuencia en distintas barras del mismo es muy similar. Sin embargo, a medida que la inercia de los SEP se reduce, su distribución espacial comienza a tener relevancia [11], [12], [13]. Considerando que las TGVCC usualmente se concentran en regiones geográficas remotas de los SEP, débiles, poco enmalladas y lejos de la generación convencional, a medida que las TGVCC aumentan, se comienzan a presentar distribuciones poco uniformes de inercia [12]. Esto repercute directamente en el comportamiento dinámico de la frecuencia, puesto que su valor en cada barra esta principalmente determinada por las velocidades eléctricas de las máquinas sincrónicas más cercanas [37]. De esta forma, cuando la inercia comienza a distribuirse de manera desigual en los SEP, es esperable que la aceleración que sufre cada área de un SEP también tenga comportamientos diferentes [12], [28]. En consecuencia, frente a altos niveles de TGVCC, la frecuencia del sistema puede presentar variaciones importantes en distintas áreas de la red, dejando inválido el comportamiento uninodal asumido durante décadas. En la Figura 2.3 velocidades de los GS en distintas áreas de un SEP con una distribución no uniforme de inercia, frente a un desbalance entre la generación y la demanda [38]. Se observa que frente a la perturbación, la velocidad de cada máquina del sistema evoluciona de maneras distintas, y por lo tanto, las frecuencias en las distintas barras también serán distintas [37]. Una perturbación en una zona de baja inercia provocará localmente RoCoF más pronunciados, poniendo en riesgo la estabilidad de frecuencia de los SEP e incluso la estabilidad de ángulo [28]. En consecuencia, a medida que la dinámica de la frecuencia comienza a depender

de la localización de la inercia, esta variable ya no puede ser considerada como una variable uninodal, sino más bien multinodal.

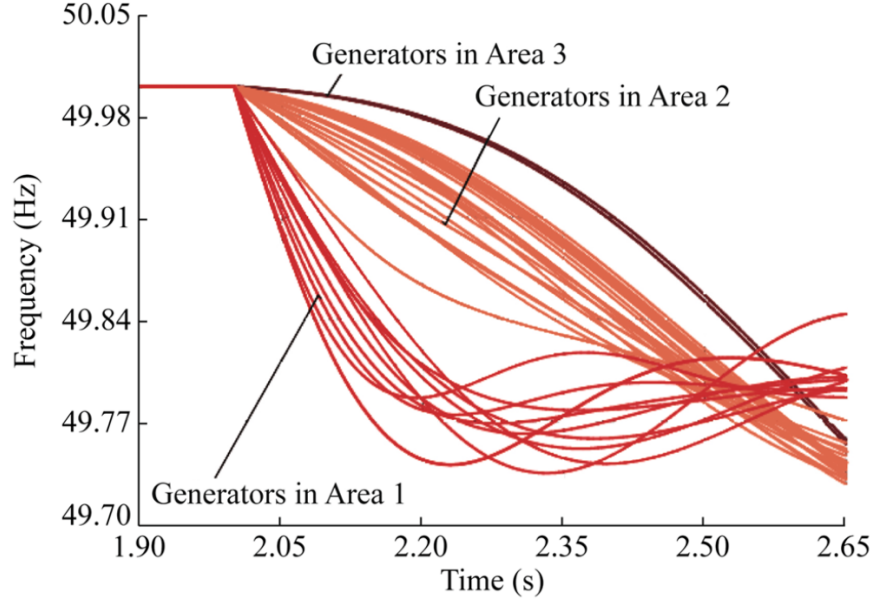


Figura 2.3: Respuesta de la velocidad de los GS en un SEP (extraído de [38]).

En base a la dinámica multinodal de la frecuencia, se define la frecuencia del centro de inercia (*Center of Inertia*, COI) como la suma ponderada de las velocidades eléctricas y la inercia de los generadores sincrónicos de un sistema [27], [39], según:

$$\omega_{COI} = \frac{\sum_i \omega_i H_i}{\sum_i H_i} \quad (2.4)$$

Debido a que el COI se construye en base a la ponderación de la velocidad de giro de las máquinas sincrónicas, su uso permite estimar la magnitud de los desbalances de potencia [17]. Dado que la frecuencia del COI busca representar la dinámica global de un SEP, su estudio no permite analizar el comportamiento multinodal que se comienza a generar en SEP distribuciones de inercia no uniformes [40].

En el contexto anterior, en [12] se demuestra que es posible caracterizar la frecuencia en distintas regiones de un SEP en base a la frecuencia del COI más ciertas componentes asociadas a las interacciones inter-áreas de un SEP. Una de las principales conclusiones de este trabajo es que la distribución de la inercia tiene implicancias importantes en la estabilidad de frecuencia en las distintas regiones de un SEP. La Figura 2.4 presenta el comportamiento dinámico de la frecuencia de un sistema de 2 áreas (interconexión de Inglaterra y Escocia) bajo distintas condiciones de operación. Las 2.4 2.4 (a) y (b) presentan el comportamiento de la frecuencia considerando los mismos niveles de inercia en ambos países, pero modificando la impedancia de su interconexión. Bajo estas condiciones, se observa que ambas áreas oscilan entre ellas, y al aumentar la impedancia (es decir, al hacer la interconexión más débil), la amplitud de las oscilaciones aumenta. Por otro lado, las figuras 2.4 (c) y (d) presentan

el comportamiento del sistema al considerar que la inercia se distribuye con un 90% en Inglaterra y 10% en Escocia. La figura (c) muestra la evolución de la frecuencia de ambas áreas al ocurrir una perturbación en Inglaterra. Se observa que las oscilaciones en Inglaterra son prácticamente despreciables, mientras que en Escocia sí se generan oscilaciones. Por otro lado, en la figura (d) se presentan los resultados en caso de una perturbación de bastante menor magnitud localizada en Escocia. Se evidencia que, si bien las oscilaciones en Escocia se amortiguan rápidamente, las amplitudes de las oscilaciones iniciales en dicha región son muy pronunciadas, provocando RoCoF locales en cada región. En consecuencia, las regiones con baja inercia podrían ser más vulnerables a la activación indeseada de protecciones basadas en RoCoF [14], [41].

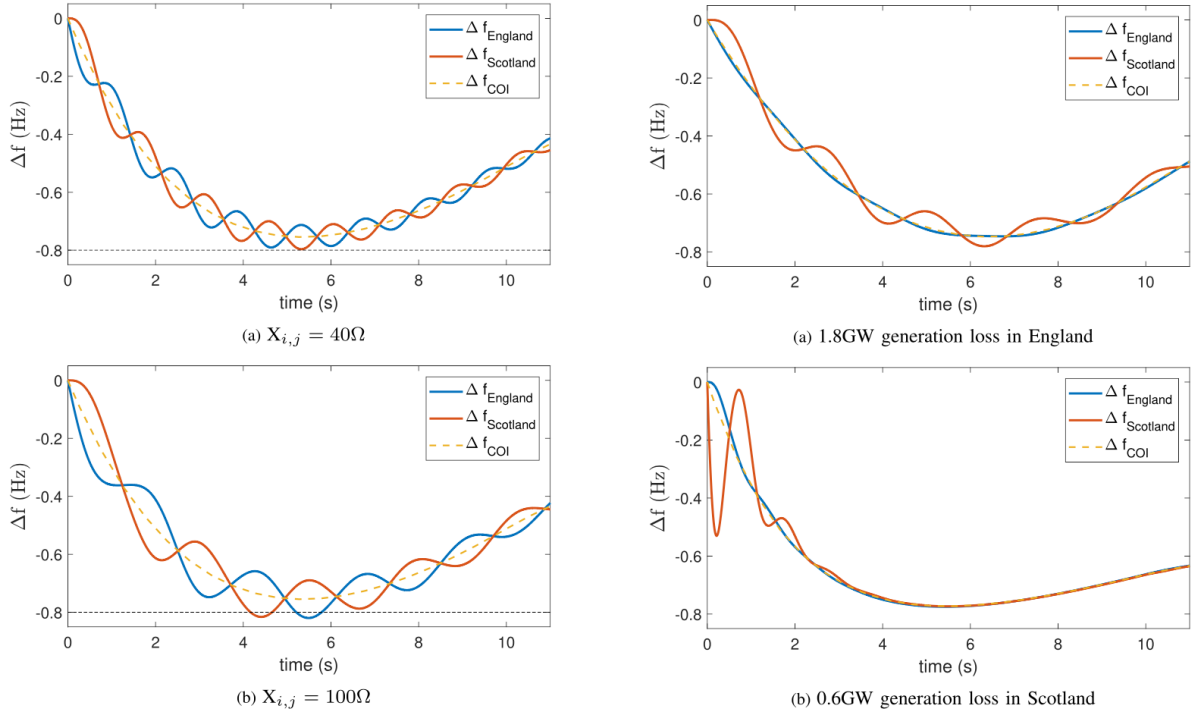


Figura 2.4: Comportamiento regional de la frecuencia del sistema de Gran Bretaña con distintas distribuciones de inercia (extraído de [12]).

En [13] se investigan los efectos de la distribución de la inercia en el desempeño del CPF en el sistema del estado de Texas, operado por ERCOT. La Figura 2.5 presenta el comportamiento estadístico del nadir de frecuencia de las barras de sistema, agrupadas por áreas de inercia similar (R1, R2 y R3) considerando escenarios con distintos niveles de inercia por zona. El estudio considera una perturbación de carga cercana a las áreas R1 y R2, para luego analizar cómo varían las frecuencias mínimas alcanzadas al reducir la inercia en cada región. Se observa que a medida que se disminuye la inercia en las áreas R1 y R2, la frecuencia mínima alcanzada es menor. Por otro lado, al reducir la inercia disponible en R3, se observa que la frecuencia mínima alcanzada en dicha zona comienza a incrementar, teniendo un comportamiento opuesto a R1 y R2. Esto se debe a que, al reducir la inercia en R3, la repartición de toma de carga en el SEP durante la respuesta inercial es mayor en las áreas R1 y R2. En el contexto de la integración de TGVCC, es esperable que este tipo de fenómenos comiencen a tener mayor relevancia, por lo que es clave tenerlos en consideración.

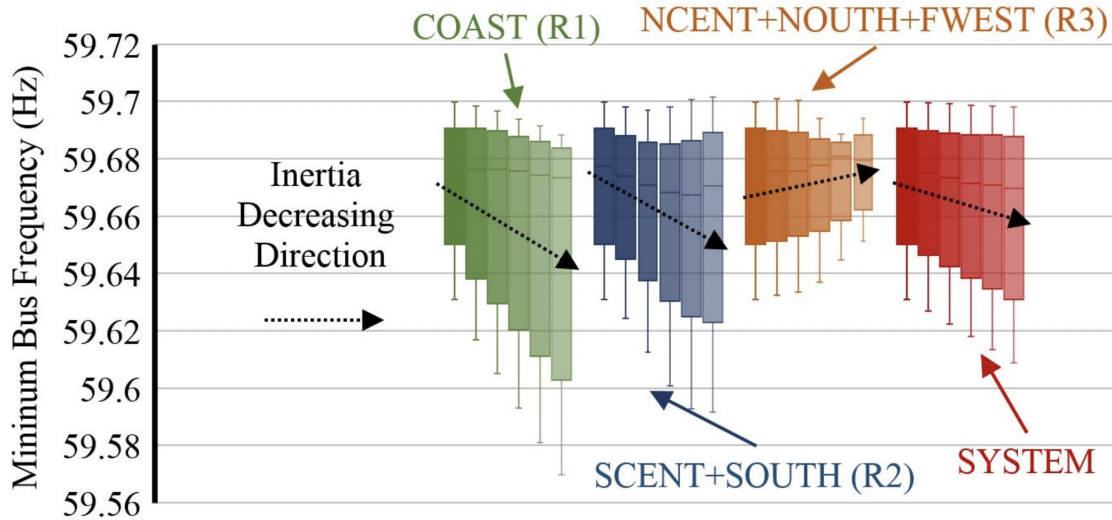


Figura 2.5: Registro de frecuencias mínimas en las barras del sistema de ERCOT frente a una contingencia con distintos niveles de inercia (extraído de [13]).

Por otra parte, en [42] se realiza un amplio análisis respecto a los efectos de la distribución de la inercia sobre el comportamiento heterogéneo de la frecuencia a través de los SEP, comparando la frecuencia del sistema con la similitud coseno. Valores cercanos a 1 indican que la frecuencia es homogénea en todo el sistema, mientras que valores cercanos a -1 indican la presencia de fenómenos locales. El estudio se realiza en 3 sistemas, modificando la distribución de la inercia, la topología del sistema y los controladores que participan en el control de frecuencia. Los resultados mostraron que la heterogeneidad de la frecuencia depende de la localización de la contingencia, así como de la razón entre la inercia de un área con respecto a la otra, definida como Φ_H . Con esta información, se analiza el efecto de la localización de FFR y del tipo de control aplicado. La Figura 2.6 (a) muestra que la localización del FFR influye fuertemente sobre la similitud: aplicaciones de FFR en zonas donde no ocurre un desbalance inducen a una disminución en el valor, aumentando la heterogeneidad de la frecuencia en el sistema. Por el contrario, al aplicarlo en la zona donde ocurre la perturbación, la similitud tiende a incrementar, compensando el efecto local de la frecuencia. Por otra parte, la Figura 2.6 (b) muestra que la utilización de controles derivativos en zonas con bajo Φ_H tienden a incrementar la similitud, mientras que el control droop reduce su valor. Por lo tanto, se concluye que la localización y el diseño de control influyen en la dinámica de la frecuencia considerando efectos de la distribución de la inercia.

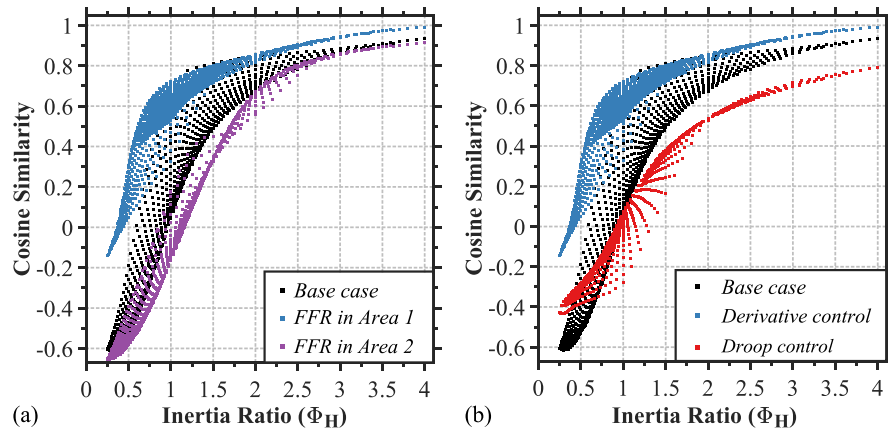


Figura 2.6: Similitud coseno en función de: (a) aplicación de FFR en distintas áreas, (b) tipo de control de FFR (extraído de [42]).

2.1.2. Efectos de las TGVCC sobre los modos electromecánicos

Si bien la estabilidad de frecuencia ha sido uno de los ápices del estudio de los SEP con baja inercia, la reducción de inercia también tiene efectos importantes en la operación normal y en el desempeño de los SEP frente a pequeñas perturbaciones [43]. La inercia es una característica fundamental en la contención de la velocidad de las máquinas, puesto que esta indica cómo se verá modificada su velocidad frente a una perturbación [7]. Por ello, los modos oscilatorios asociados a las dinámicas electromecánicas se ven modificados a medida que se reduce la inercia sistémica. Anteriormente se mencionó que la frecuencia multinodal se caracteriza por tener dos componentes: una asociada al comportamiento global de la frecuencia del COI, y otra ligada a las interacciones inter-áreas [12]. Por esto, estudiar cómo se modifican los modos electromecánicos puede permitir analizar posibles soluciones a los desafíos de los SEP con distribuciones no uniformes de inercia. Adicional a esto, el reemplazo de GS con TGVCC lleva a que se deshabiliten PSS, reduciendo la capacidad del SEP de amortiguar modos oscilatorios [25].

En [44] se analiza el impacto de la intermitencia de las TGVCC y las reducciones de inercia sobre los modos oscilatorios de un sistema de prueba de 14 barras de la IEEE. Para pronosticar las inyecciones de TGVCC, se realizan simulaciones de Monte Carlo en base a modelos probabilísticos, y se analizan 3 casos con distintos niveles de inercia. La Figura 2.7 presenta el análisis de sensibilidad de 3 modos oscilatorios del sistema: a la izquierda sus valores propios y a la derecha la distribución de sus amortiguamientos. Se aprecia que a medida que la inercia del SEP disminuye, los valores propios de dos de los modos comienzan a desplazarse hacia el semi-plano derecho y que la distribución de sus amortiguamientos se reduce. Estos resultados son similares a los presentados en [45], en donde los modos electromecánicos del sistema interconectado de Estados Unidos. El estudio analiza las frecuencias oscilatorias y amortiguamientos de sus modos más críticos a medida que aumenta la penetración de TGVCC, y se obtiene que a mayor penetración, mayores son las frecuencias oscilatorias y menores los amortiguamientos.

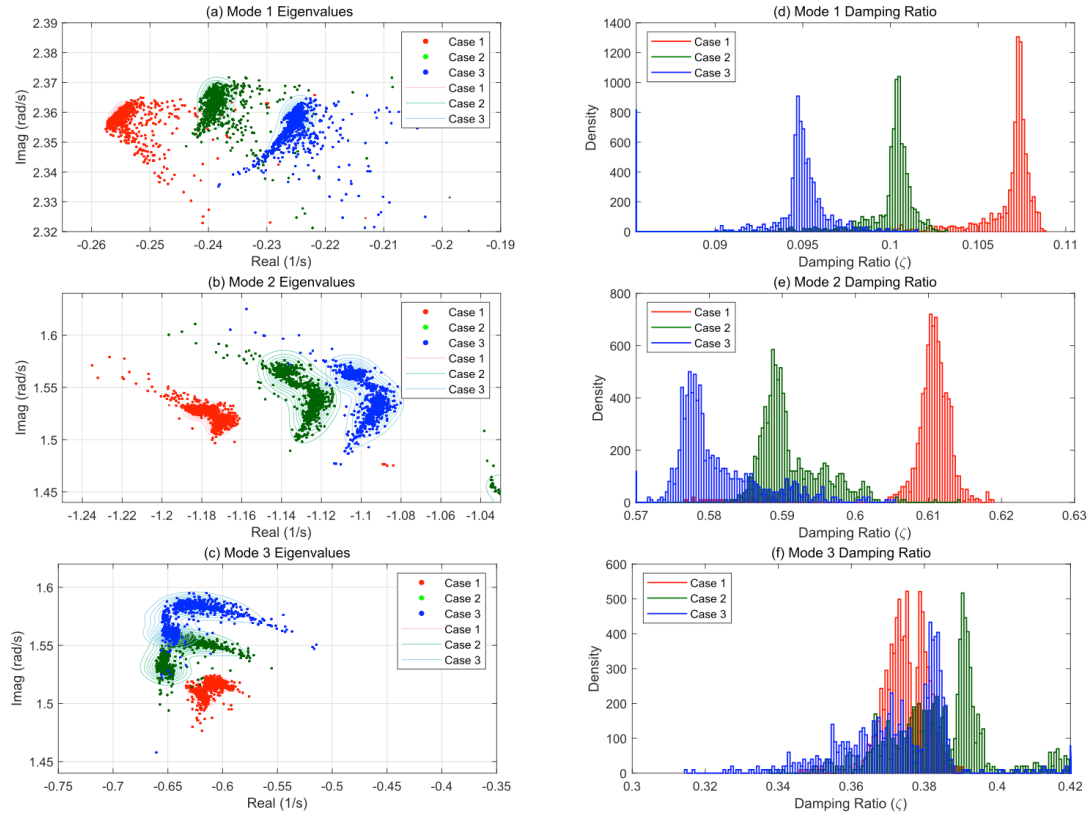


Figura 2.7: Análisis de sensibilidad de los valores propios de un SEP al reducir sus niveles de inercia (extraído de [44]).

En [27] se analiza el impacto de la localización de las TGVCC sobre los modos electro-mecánicos de los SEP. Para ello, se analiza el impacto de una TGVCC en un sistema radial, localizándola en una posición $\alpha \in [0, 1]$ a lo largo de una línea. En base a un estudio de sensibilidad de los valores propios, se concluye que mientras más lejos se encuentre la TGVCC del COI, mayor será el aumento en el amortiguamiento de oscilaciones. Esto se presenta en la Figura 2.8 (a), en donde se identifica analíticamente que la localización óptima de TGVCC se obtiene al alejarse de la localización del centro de inercia.

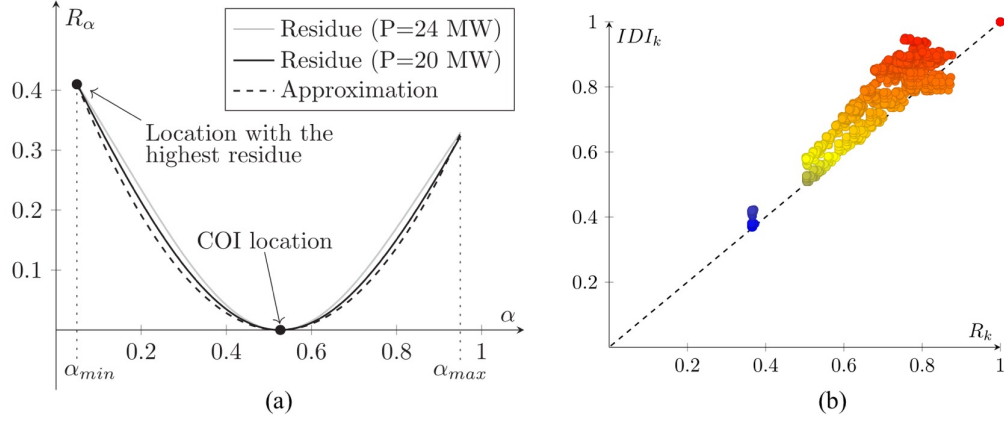


Figura 2.8: Residuos del sistema en función de la posición (extraído de [27]).

Para extrapolar este resultado a un SEP de mayor complejidad, en el mismo trabajo [27] se realiza un análisis sobre un sistema enmallado más complejo, considerando el índice de distribución de inercia (IDI) para estudiar la localización de la TGVCC. El IDI se calcula en base a la distancia que tiene la frecuencia de una barra del SEP respecto al centro de inercia del sistema en una cierta ventana de tiempo, según (2.5), y luego se normaliza según (2.6). Un valor de IDI en torno a 0 representa una gran proximidad al COI del SEP, mientras que valores cercanos a 1 se caracterizan por ser puntos más distantes. La Figura 2.8 (b) presenta un resultado similar al encontrado para el caso radial: mientras más lejos se encuentre la barra de localización de la TGVCC, mayor será su contribución en el amortiguamiento del modo.

$$\text{dist}(f_i, f_{COI}) = \int_0^{t_m} (f_i - f_{COI})^2 dt \quad (2.5)$$

$$\text{IDI}_k = \frac{\text{dist}(f_k, f_{COI})}{\text{máx}_j \text{dist}(f_j, f_{COI})} \quad (2.6)$$

2.2. Soluciones a los desafíos asociados a la estabilidad en SEP con TGVCC

En vista de los desafíos de estabilidad asociados a SEP con altos niveles de TGVCC, distintos operadores de red e investigadores han propuesto diversas soluciones con el fin de mantener una operación segura y confiable frente a altos niveles de TGVCC [16], [26], [41], [46], [47]. La Figura 2.9 presenta diversas soluciones que pueden ser incorporadas en los SEP para mejorar la seguridad de su operación. Estas cubren aspectos de operación, control y planificación de los SEP. En términos temporales, estas cubren un amplio espectro; abordando la planificación intradiaria, diaria, hasta la expansión de largo plazo.

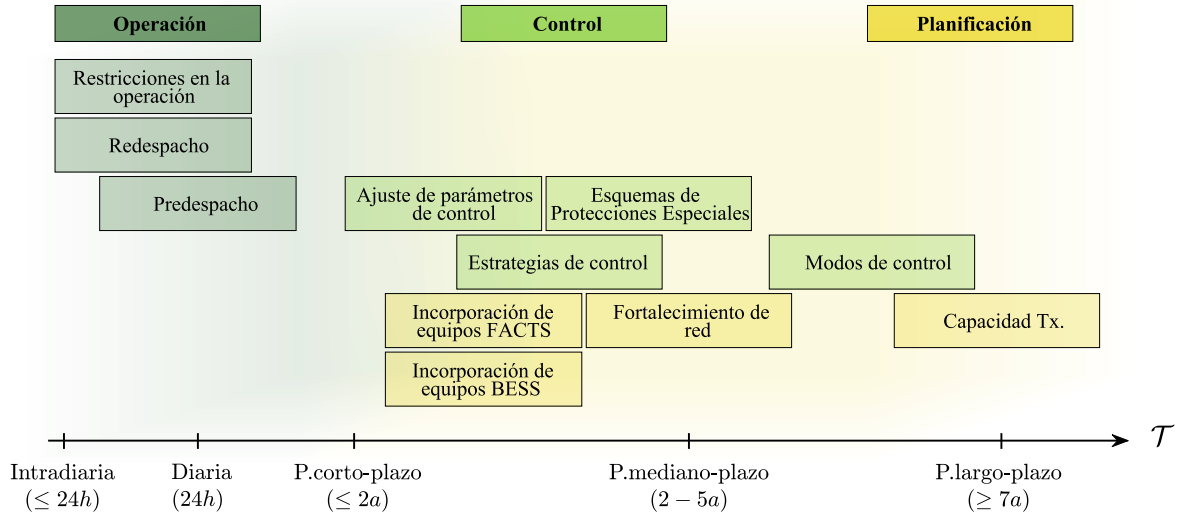


Figura 2.9: Posibles soluciones para enfrentar los desafíos de estabilidad en SEP de baja inercia

En el corto plazo, se incluyen medidas como cambios en el despacho/predespacho, así como la operación forzada de GS y/o limitaciones a centrales TGVCC [15], [19], [21], [46], [47]. La operación forzada de unidades convencionales permite aumentar los niveles de cortocircuito e inercia, mejorando la capacidad del sistema a responder ante contingencias.

En el mediano plazo, las alternativas tradicionales son la incorporación de dispositivos como condensadores síncronos [14], [46], [48], equipos de almacenamiento y/o FACTS [8], [10], [18], [25], [33],[44]. Todas estas medidas se pueden adoptar para aumentar localmente los niveles de cortocircuito y/o inercia, y mejorar así el comportamiento dinámico de los SEP débiles. Para el caso de las TGVCC, es posible incorporar lazos de control que permitan aportar al sistema frente a perturbaciones, ajustando parámetros de estas [9], [49], así como incorporar convertidores Grid-Forming a la red [8], [50]. Si bien el ajuste de parámetros no incrementa los niveles de cortocircuito ni de inercia, permite reducir los riesgos de inestabilidades asociadas a convertidores. Otra posibilidad atractiva para mejorar la seguridad de los SEP de baja inercia corresponde a la aplicación de Esquemas de Protección Especiales (EPE) [49], [51], los cuales son sistemas diseñados para hacer frente a condiciones de riesgo particulares de cada sistema.

Por último, en el largo plazo, es posible incorporar nuevas máquinas síncronas hidráulicas o concentradores de potencia solar para compensar la desconexión de unidades síncronas. También se encuentran los refuerzos clásicos de red, como el uso de transformadores de baja impedancia [52], [53], el recableado de líneas de transmisión [52], [54], y la incorporación de nuevas líneas en la red. En esta sección se presentará brevemente algunas de estas soluciones, centrándose en los aspectos relacionados a la estabilidad de frecuencia.

2.2.1. Restricciones en la operación de SEP

Una de las soluciones que ha comenzado a ser ampliamente aplicada por algunos operadores de red de forma de minimizar los efectos de bajos niveles de inercia es la incorporación de restricciones en la operación. A nivel general, este tipo de restricciones se centran en definir niveles mínimos de inercia que permitan garantizar que la robustez de los SEP sea suficiente para soportar contingencias críticas en distintos puntos de operación de la red [15], [55]. Si bien este tipo de solución permite mantener una operación segura de los SEP, generalmente involucran restricciones bastante conservadoras, que no solo aumentan los costos de operación de los SEP y fuerzan el vertimiento de TGVCC, sino que también ponen en riesgo las metas de energías renovables de cada país. Por esta razón, el imponer restricciones en la operación de los SEP debe ser considerada solo como una solución transitoria mientras se diseñan/-planifican otro tipo de soluciones compatibles con los objetivos y criterios de sustentabilidad existentes a nivel mundial. A modo de ejemplo, algunos de los SEP que ya están incluyendo restricciones en la operación son el sistema australiano [49], el irlandés [15], [56], el de Texas [57] y el chileno [20], [21]. A continuación, se presentarán las restricciones impuestas por estos países y los resultados más relevantes obtenidos en sus estudios.

En el caso del sistema irlandés [15], [56], los operadores del sistema (EirGrid y SONI) han incorporado restricciones de niveles mínimos de inercia desde el año 2010 debido a la detección de RoCoF por sobre 4 Hz/s [15]. Lo anterior pues dichos valores de RoCoF pueden provocar que ciertos GS pierdan sincronismo, y que se activen protecciones por RoCoF en el sistema, conduciendo a que un desbalance de potencia se convierta en una contingencia en cascada. En este contexto, los operadores han definido la métrica de Penetración de Generación No Sincrónica (SNSP, *System Non-Synchronous Penetration*) [15], [58]. El SNSP se define como el cociente entre la generación de los parques eólicos y las importaciones de los enlaces HVDC P_{HVDC}^{imp} , sobre la demanda total del sistema P_L y las exportaciones de los enlaces HVDC P_{HVDC}^{exp} , según (2.7). Para evitar los problemas asociados a valores de RoCoF superiores al umbral de activación de las protecciones, desde el año 2010 los operadores han impuesto restricciones mínimas de inercia utilizando los estudios de SNSP [56], [59].

$$SNSP = \frac{P_W + P_{HVDC}^{imp}}{P_L + P_{HVDC}^{exp}} \quad (2.7)$$

Para analizar cómo se relaciona el SNSP con la estabilidad de frecuencia, los operadores analizaron 2 contingencias: la pérdida de un enlace HVDC importando altos niveles de potencia desde Gran Bretaña, y un cortocircuito en una zona con alta concentración de TGVCC [15], [58]. Para cada caso de estudio, se analiza la frecuencia mínima alcanzada en el sistema frente a distintos niveles de SNSP en el sistema irlandés proyectado al 2020. La Figura 2.10 (a) y (b) presentan los resultados obtenidos para la contingencia asociada a la pérdida del enlace HVDC y al cortocircuito, respectivamente. En cada estudio se analiza el impacto sobre la frecuencia de habilitar las protecciones por RoCoF (cuadrados verdes) o deshabilitarlas (triángulos amarillos), las cuales son accionadas a -0.6 Hz/s. La Figura 2.10 (a) ilustra que los problemas asociados a las protecciones comienzan a aparecer por sobre el 80%, y que la frecuencia mínima cae por debajo de los 49 Hz. Pese a ello, varios escenarios con menor SNSP son de riesgo, puesto que el umbral de desconexión de cargas está fijado en 49.3 Hz.

Por otra parte, en la Figura 2.10 (b) se aprecia que la falla estudiada comienza a generar problemas con el RoCoF en niveles de SNSP mayores a 45 %.

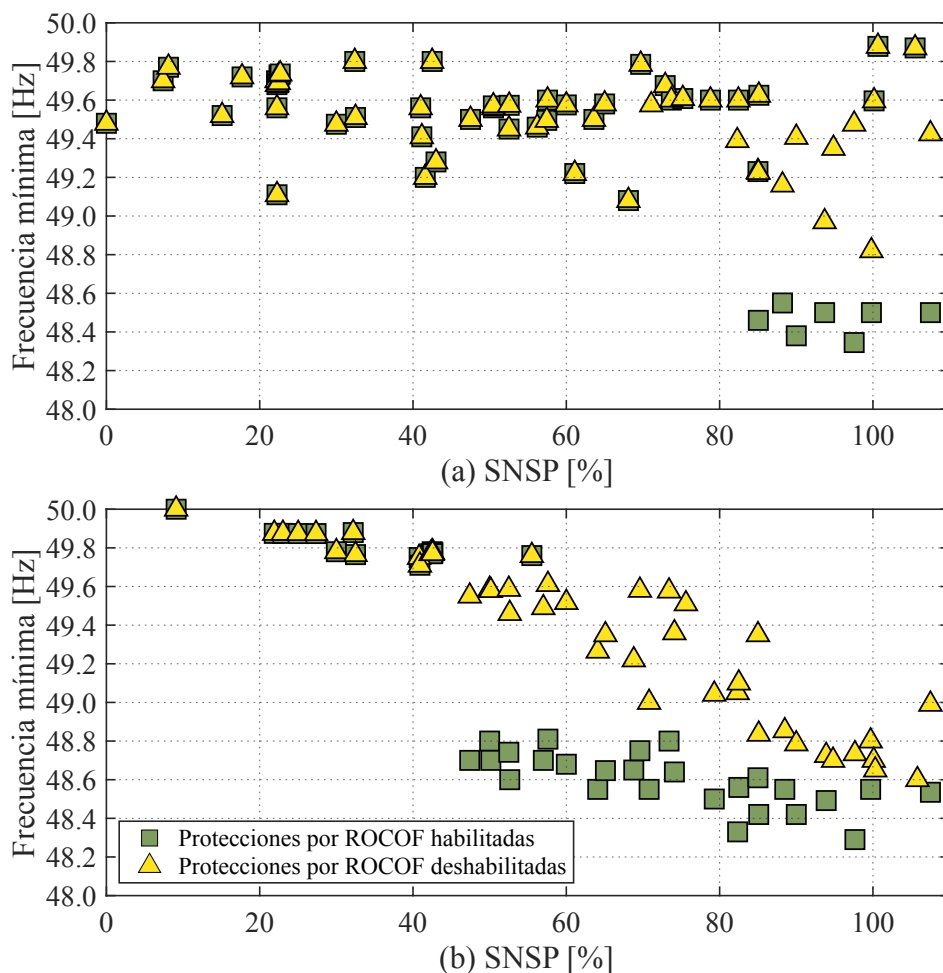


Figura 2.10: Frecuencia mínima del sistema irlandés para distintos niveles de SNSP del sistema irlandés frente a la (a) pérdida de un enlace HVDC y (b) falla (adaptado de [15]).

Respecto a los estudios realizados, se concluyó que el sistema puede operar de manera segura con SNSP por debajo del 70 % sin requerir medidas adicionales. Pese a ello, es relevante considerar que, eventualmente, una falla podría eventualmente provocar efectos más adversos sobre la estabilidad de frecuencia que la pérdida de un enlace HVDC en condiciones de altos SNSP. Esto debido a que un cortocircuito puede limitar fuertemente la capacidad de inyección de potencia activa de los convertidores, impidiendo su contribución al restablecimiento del balance entre carga y generación.

Durante los últimos años, el SNSP máximo permitido ha ido en aumento, pasando de un 60 % en 2017 al 70 % en 2021 [56], [59], lo que se ha reflejado en la reducción de inercia mínima requerida en el sistema, pasando de 23 a 17.5 GVAs, respectivamente [59]. Lo anterior se ha logrado a través de la implementación de ciertas medidas, como el reajuste de protecciones por RoCoF a -1 Hz/s y la inclusión de nuevos servicios complementarios en el sistema [59]. Sin embargo, cabe destacar que ninguno de los estudios publicados por los operadores explicita

la metodología utilizada en la determinación de inercia mínima, y su relación con el SNSP.

Después del apagón del 2016, el operador australiano (AEMO¹) también ha incorporado restricciones de inercia a la operación de su red [18]. En este contexto, diversos estudios permitieron identificar que uno de los factores que llevó a dicho apagón fue el bajo nivel de inercia del sistema [18], [19]. Por esto, desde el 2018 AEMO ha incorporado restricciones de inercia mínima que permitan operar cada subsistema de manera segura incluso frente a la separación de una región [49]. En base a un modelo equivalente simplificado del sistema (con una máquina por zona), se determinó el nivel de inercia requerido por zona y la cantidad de reservas rápidas necesarias de parte de las unidades convencionales en cada región. La metodología utilizada considera dos supuestos [49]:

- Se asume que existe una relación lineal entre la inercia rotacional del sistema y la cantidad de reservas del mismo.
- Se asume que frecuencia de un SEP durante un desbalance de potencia depende de la velocidad de despliegue de reservas, de los niveles de inercia y de la magnitud del desbalance entre carga y generación. De esta forma, mientras menores sean los niveles de inercia, mayor será la cantidad de reservas rápidas requeridas para mantener la frecuencia dentro de un rango de operación seguro. Por consiguiente, el segundo supuesto es que existe una relación inversamente proporcional entre la cantidad de reservas rápidas necesarias y los niveles de inercia requeridos por un SEP.

La metodología para determinar los requerimientos de inercia para la i -ésima zona consta de dos etapas: en la primera se calcula el nivel de inercia seguro H_i^{seg} , y en la segunda el nivel de inercia mínima H_i^{min} [49]. Inicialmente, para cada región se generan 2 curvas para las contingencias creíbles más grande de generación y de carga en distintos escenarios de operación. Para cada contingencia, una curva relaciona la inercia rotacional con la cantidad de reservas disponibles, y la otra relaciona la cantidad de reservas requeridas para distintos niveles de inercia operacional. Al interceptar las curvas para cada contingencia, se identifican dos tuplas de inercia y reservas. De las tuplas obtenidas, el nivel de inercia seguro se determina como el punto con mayor inercia entre las 2 contingencias analizadas. En la segunda etapa, para asegurar la operación en isla de cada subsistema, la inercia mínima se define como el nivel seguro menos la inercia del GS más grande de la zona H_i^{GS} , según:

$$H_i^{min} = H_i^{seg} - H_i^{GS} \quad (2.8)$$

A modo ilustrativo, la Figura 2.11 presenta las curvas de cada contingencia para determinar el nivel de inercia seguro en la región de Nueva Gales del Sur. Las curvas continuas representan la relación entre la cantidad de reservas disponibles e inercia rotacional de la zona en distintos escenarios de operación. Por su parte, las curvas discontinuas representan la cantidad de reservas necesarias para mantener la frecuencia en el rango permitido a diferentes niveles de inercia. Al interceptar las curvas asociadas a cada contingencia, se identifica que el nivel de inercia seguro de la región está determinado por las contingencias de carga (curvas verdes), con un valor de 12.5 GVAs. Finalmente, para determinar el requerimiento

¹Australian Energy Market Operator

de inercia mínimo, dado que el GS más grande de Nueva Gales del Sur es de 2.516 GVAs, se fija la restricción en 10 GVAs.

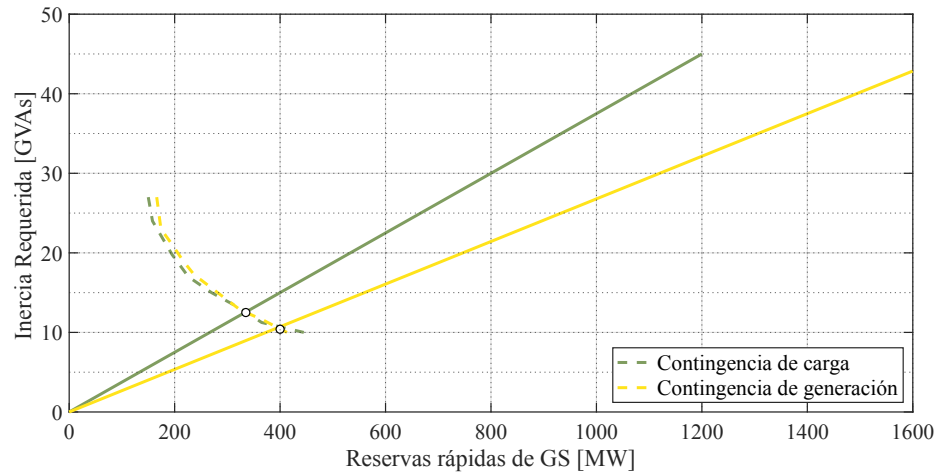


Figura 2.11: Determinación de niveles seguros de inercia en el sistema australiano (adaptado de [48])

En cuanto al caso chileno, el Coordinador Eléctrico Nacional ha impuesto restricciones de inercia mínima a nivel global, como también para la zona norte del país [20], [21]. Las restricciones fueron definidas a través de estudios dinámicos del sistema, reduciendo sistemáticamente la inercia del sistema. El niveles de inercia mínima global fue fijado en 18 GVAs debido a que el desempeño dinámico del sistema se encontraba muy cercano a los valores límites permitidos por la Norma Técnica de Calidad y Servicio (NTCyS) [60] en los escenarios analizados. Por otra parte, la determinación para la restricción de la zona norte fue definida en 7.1 GVAs debido a que con niveles más bajos de inercia se presentaron problemas de convergencia numérica del modelo [21]. Lo anterior se vio relegado a través de señales ruidosas en la tensión y frecuencia, las cuales fueron atribuidas al alto nivel de penetración de TGVCC y a su modelamiento poco detallado de los convertidores en simulaciones RMS. La Figura 2.12 presenta las simulaciones obtenidas para el estudio de restricciones zonales en el SEN, en donde se observa ruido en las señales bajo las condiciones de menor inercia en la zona norte del SEN (curvas roja y verde).

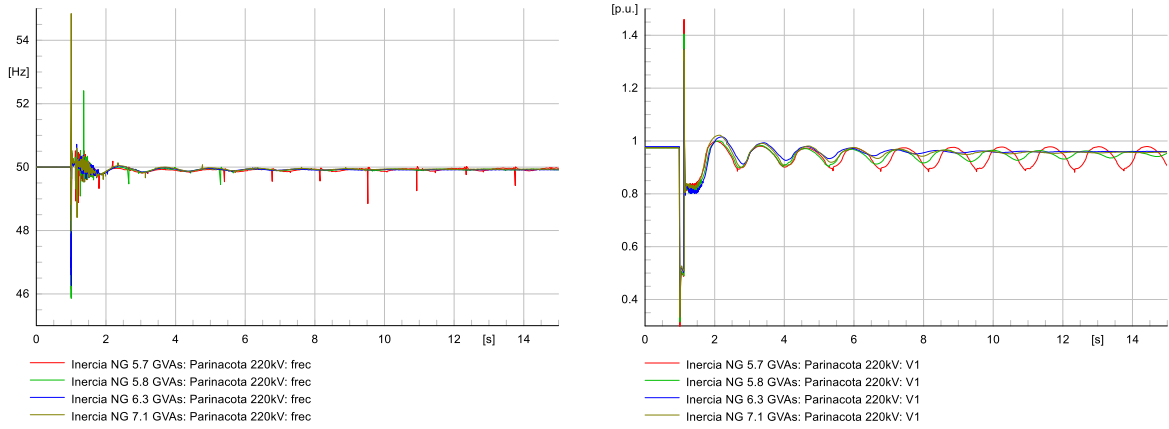


Figura 2.12: Desempeño de la frecuencia y tensión en el SEN para determinar requerimientos de inercia en la zona norte (extraído de [20]).

2.2.2. Incorporación de equipos con aporte inercial

Otra de las soluciones que ha comenzado a ser aplicada desde la perspectiva de la planificación es la incorporación de equipos inerciales como GS no contaminantes y condensadores sincrónicos (CS). Dentro de los GS, se identifica la incorporación de nuevas unidades hidráulicas, así como los concentradores solares de potencia (CSP), los que no emiten gases de manera dañina al medio ambiente debido a su operación. Por otra parte, los CS han comenzado a tomar una gran relevancia debido a sus aportes a la fortaleza de la red [38], [46], [48]. El atractivo de estos últimos radica en que operan como generadores sincrónicos sin turbinas, pudiendo aportar con inercia y corrientes de cortocircuito al sistema, mejorando el desempeño dinámico de este. En este contexto anterior, países como Australia, Dinamarca y Estados Unidos han comenzado a incorporar nuevas unidades sincrónicas (GS y CS) a su sistema eléctrico para incrementar los niveles de inercia y robustez de su sistema eléctrico [18], [25].

Adicionalmente, es posible equipar estas unidades con sistemas de excitación (AVR) para controlar tensión en ciertos nodos de la red, e incluso implementar PSS para eliminar oscilaciones inter-áreas generadas por la deshabilitación de ciertos GS en la red [41]. La Figura 2.13 presenta el efecto que tiene la incorporación de distintos controladores en un CS sobre la frecuencia (a) y RoCoF (b) de un sistema frente a un aumento de carga [61]. Al observar el comportamiento de la frecuencia y el RoCoF, se observa que la incorporación de PSS y POD (Power Oscillation Damping) no solo permite mejorar el amortiguamiento del sistema, sino que también la frecuencia mínima.

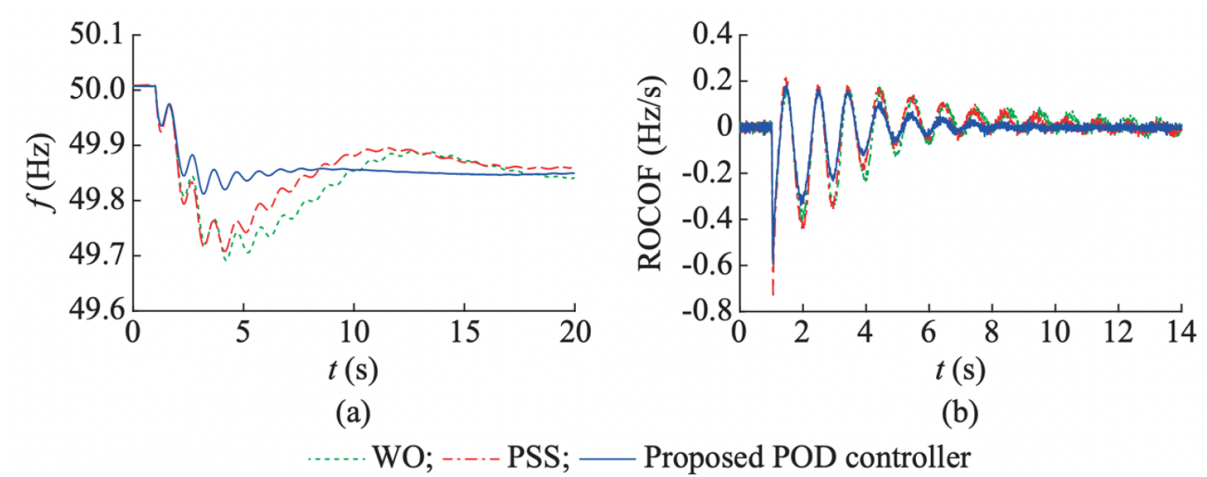


Figura 2.13: : Efecto de la incorporación de controladores en un CS sobre la frecuencia y RoCoF de un SEP (extraído de [61]).

2.2.3. Estrategias de control avanzadas en convertidores para apoyar la frecuencia del SEP durante contingencias

Con el fin de mitigar los fenómenos asociados a la reducción de inercia rotacional en los SEP, durante años se han propuesto diversas estrategias de control en tecnologías basadas en convertidores para mantener la estabilidad de frecuencia [62]. Gracias a las características de la electrónica de potencia, es posible entregar respuestas frente a desviaciones de frecuencia mucho más rápida que la respuesta de los reguladores de velocidad de los GS convencionales [38]. En consecuencia, las estrategias basadas FFR han comenzado a ser consideradas como una gran oportunidad para avanzar hacia la operación de SEP con altos niveles de TGVCC [49], [51], [57], [63].

Las estrategias de control pueden variar según el tipo de tecnología que se utilice, dependiendo si son TGVCC, equipos de almacenamiento con convertidor y/o enlaces HVDC [9]. Existen diversas maneras de aplicar FFR en convertidores. Entre ellas, es posible identificar el control droop frente a desviaciones de frecuencia [43], el que permite modificar la potencia de referencia del convertidor de manera proporcional a la desviación de frecuencia. Otra posibilidad corresponde a los escalones de potencia frente a ciertos eventos, usualmente desencadenados por desviaciones de la frecuencia y/o RoCoF en un SEP. También se encuentran los emuladores de inercia virtual, los que suelen utilizar los RoCoF y desviaciones de frecuencia para su activación [33]. Estas estrategias de control buscan aumentar de manera artificial la inercia operacional de los SEP mediante la inyección de potencia activa frente a desviaciones de frecuencia en el SEP. Los trabajos [32], [33], [50] presentan en detalle una gran cantidad de estrategias de control para emular inercia.

Durante los últimos años, se ha propuesto una inmensa cantidad de trabajos asociados al control de la frecuencia por parte de diversos recursos de los SEP. Un gran número de ellos incorpora lazos de respuesta rápida en frecuencia, ya sea como droop, IV u otros. Su acción puede ser diseñada para aportar a directamente en la operación normal a través del CPF y/o la acción de FFR para recuperar rápidamente el balance de potencia. A continuación

se presentarán algunas estrategias novedosas de control con convertidores para mantener la estabilidad de frecuencia en SEP.

Entre las estrategias de control asociadas al CPF y a la operación normal, en [64] se propone una estrategia de control para convertidores que permite mejorar la respuesta dinámica de los SEP a través de la regulación de potencias activas y reactivas acopladas simultáneamente a la frecuencia y a la tensión. El trabajo [65] propone una estrategia de control coordinada entre TGVCC y BESS para operarlas como una central de energía virtual y mejorar el desempeño de la frecuencia de los SEP en el corto plazo. Al coordinar la VPP como una microrred, los lazos de control incorporan una componente asociada a las mediciones locales de la frecuencia cada tecnología, y una medición del punto de conexión a la red de la VPP para coordinar la acción entre los recursos que la componen. Por otro lado, en [66] se propone una estrategia de control predictivo en TGVCC para aportar con FFR en zonas cercanías de la localización de ocurrencia de contingencias. En [67] y [68] se proponen estrategias de control jerárquicas de frecuencia coordinando la participación de TGVCC y equipos de almacenamiento.

Por otra parte, algunos trabajos abarcan el CSF y el control de frecuencia en distintas áreas interconectadas sincrónica o asincrónicamente. En los trabajos [69] y [70] se presentan estrategias de control para apoyar el CSF. En particular, en [69] se propone una estrategia de control distribuida para IV en microrredes. En [70], la propuesta separa las componentes de baja y alta frecuencia del ACE para ser mitigadas por los GS y equipos BESS, respectivamente, logrando mejoras en el desempeño dinámico del sistema estudiado. Los trabajos [71], [72] y [73] utilizan enlaces HVDC para aportar en el control de frecuencia en SEP de varias áreas. Específicamente, en [71] se propone una estrategia de control coordinada entre enlaces HVDC y plantas eólicas para compensar las segundas caídas de frecuencia generadas por la respuesta inercial de turbinas eólicas. En [72] propone una estrategia de control adaptativa de dos etapas: la primera modifica las inyecciones de potencia activa utilizando el RoCoF, y la segunda según cómo responde la frecuencia a la primera etapa.

Si bien los trabajos revisados anteriormente han mostrado ser efectivos para mejorar el desempeño dinámico de la frecuencia, en su mayoría no consideran el efecto de las distribuciones no uniformes de inercia a lo largo de los SEP. Considerando que a futuro los SEP podrían presentar zonas de baja y alta de inercia, se requerirá el desarrollo de estrategias de control que consideren la dinámica local de cada área [12], [17]. En este contexto, la utilización de estrategias de área amplia puede permitir detectar fenómenos que ocurren dentro de cierta región, o bien coordinar el control de distintas áreas de un SEP para mantener su estabilidad [74]. A continuación se detallan algunos trabajos propuestos en la literatura diseñados para enfrentar las reducciones de inercia, incorporando estrategias de área amplia y/o concebidos para responder a los fenómenos dinámicos locales de la frecuencia en zonas de baja inercia.

En [75] se propone implementar una estrategia de control para emuladores de inercia utilizando la señal de la frecuencia del COI. La razón de reemplazar la medición local de frecuencia por el COI es utilizar una señal menos ruidosa, centrándose en el comportamiento global del SEP e ignorando las oscilaciones inter-área. La Figura 2.14 presenta el esquema de control propuesto, el cual ha sido diseñado para volantes de inercia. La arquitectura de control incluye un filtro pasa bajos para eliminar los ruidos de las mediciones, una banda muerta y un bloque derivativo con una ganancia para emular la IV.

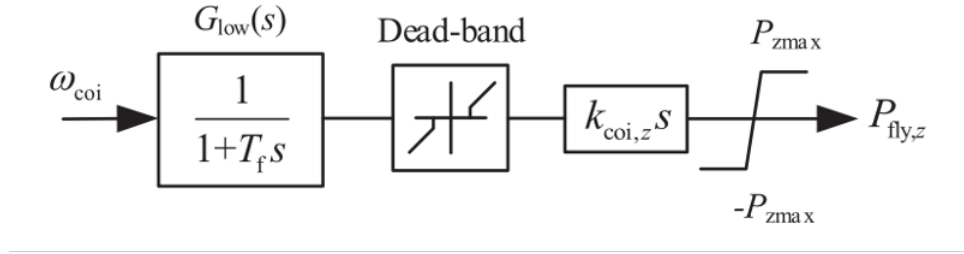


Figura 2.14: Diagrama de control basado en la frecuencia del COI para volantes de inercia (extraído de [75]).

La Figura 2.15 muestra la velocidad de los generadores del sistema frente a la pérdida de un GS evaluando distintas estrategias de control. En la Figura 2.15 (a) se presenta la respuesta del sistema sin utilizar el emulador de inercia, en (b) al habilitarlo con mediciones locales y en (c) al utilizarlo con la medición del COI. Al comparar el desempeño de los centros de inercia (d), es posible observar que la estrategia de control propuesta permite mejorar significativamente el desempeño de la frecuencia, en términos de RoCoF y frecuencia mínima. Sin embargo, dado que la estrategia ignora los modos electromecánicos del sistema, este control reduce la capacidad de amortiguar oscilaciones locales. Esto se aprecia al comparar las simulaciones realizadas al utilizar mediciones locales y del COI de frecuencia.

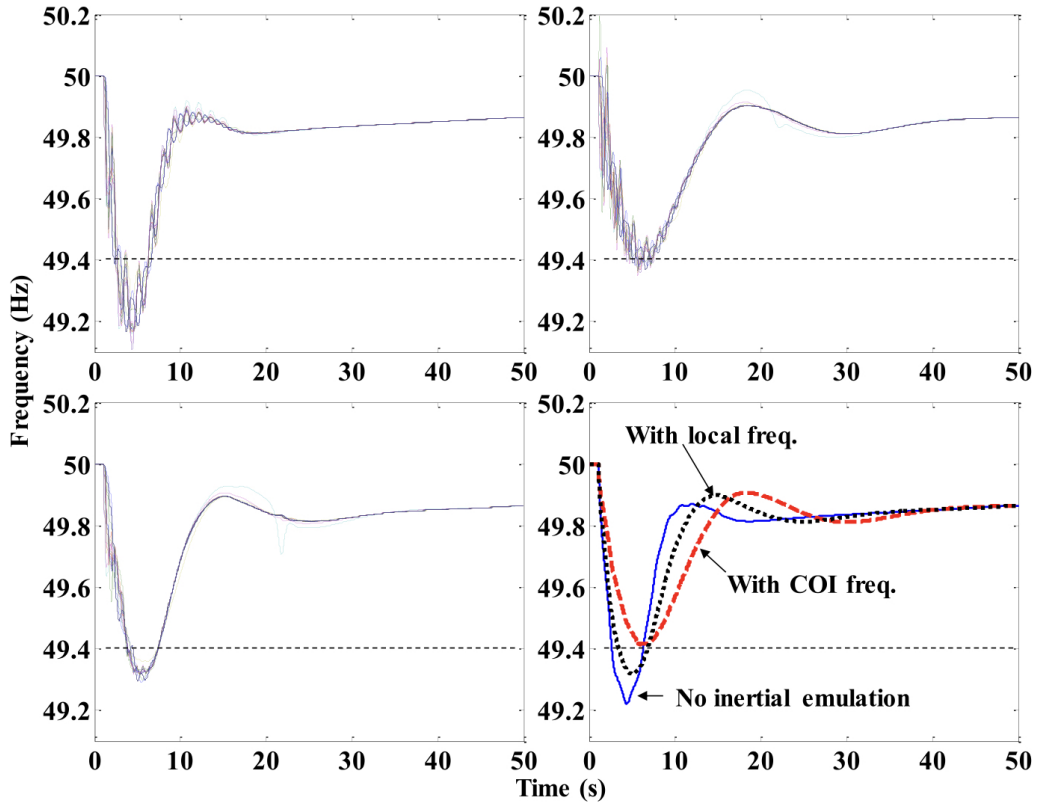


Figura 2.15: Respuesta dinámica de la frecuencia del sistema al aplicar el control basado en la frecuencia del COI (extraído de [75]).

En [76] se presenta una estrategia de control de área amplia que considera los RoCoF que surgen en cada área de un SEP luego de una contingencia. La estrategia WAMS propuesta busca compartir la información de los RoCoF regionales en los SEP para mejorar el desempeño global de la frecuencia. Para esto, se proponen 2 alternativas: 1) calcular el RoCoF promedio y 2) utilizar el valor absoluto más grande de las mediciones.

$$RoCoF_{avg} = \frac{1}{n} \sum_i RoCoF_i \quad (2.9)$$

$$RoCoF_{max} = \text{máx } RoCoF_i \quad (2.10)$$

Al implementar el valor promedio, se obtiene que la respuesta en frecuencia estará ponderada por las mediciones locales y del resto del SEP. Por otro lado, al utilizar el máximo valor absoluto permite compartir la dinámica de la frecuencia más pronunciada del sistema, logrando aportar rápidamente con más potencia activa de manera amplia. La Figura 2.16 presenta el esquema de funcionamiento de la estrategia propuesta implementada, explicitando únicamente la medición del RoCoF de la i -ésima área. Esta es compartida al resto de las áreas del sistema, pudiendo modificar el RoCoF que será utilizado para activar la respuesta del CPF en cada una de estas. Pese a que esta estrategia no ha sido diseñada para TGVCC, esta podría fácilmente implementarse en convertidores con capacidad de respuesta en frecuencia.

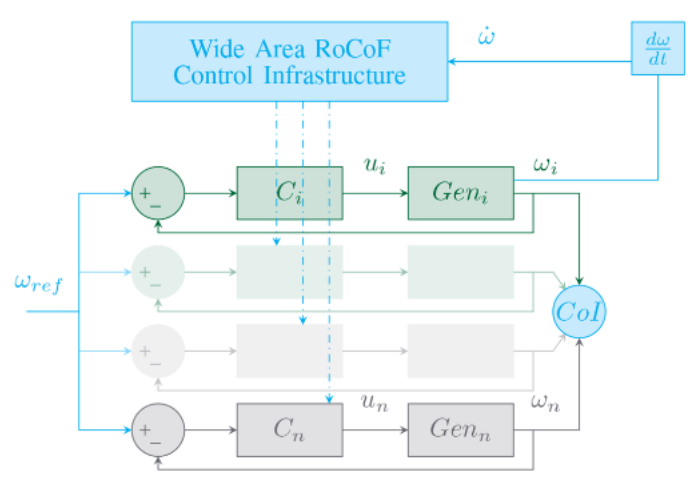


Figura 2.16: Estrategia de control de área amplia con RoCoF compartidos (extraído de [76]).

El desempeño de la estrategia se analiza en un modelo reducido del sistema nórdico (interconexión de Noruega, Suecia y Finlandia) compuesto por 3 áreas. La inercia del SEP se encuentra concentrada en Noruega y Suecia, siendo Finlandia la zona con menor inercia. La Figura 2.17 (a) muestra la frecuencia frente a un desbalance de potencia. Se observa que Noruega y Finlandia presentan los RoCoF más y menos pronunciados, respectivamente. Las Figura 2.17 (b) y (c) presentan la aplicación de la estrategia propuesta utilizando las funciones promedio y máximo, respectivamente. Se observa que la estrategia propuesta permite mejorar el desempeño dinámico de la frecuencia del SEP, logrando homogeneizar el comportamiento de la frecuencia. Se destaca que al aplicar la función de RoCoF máximo, la respuesta dinámica en

dicha zona mejora considerablemente, puesto que el resto del sistema contribuye rápidamente al desbalance.

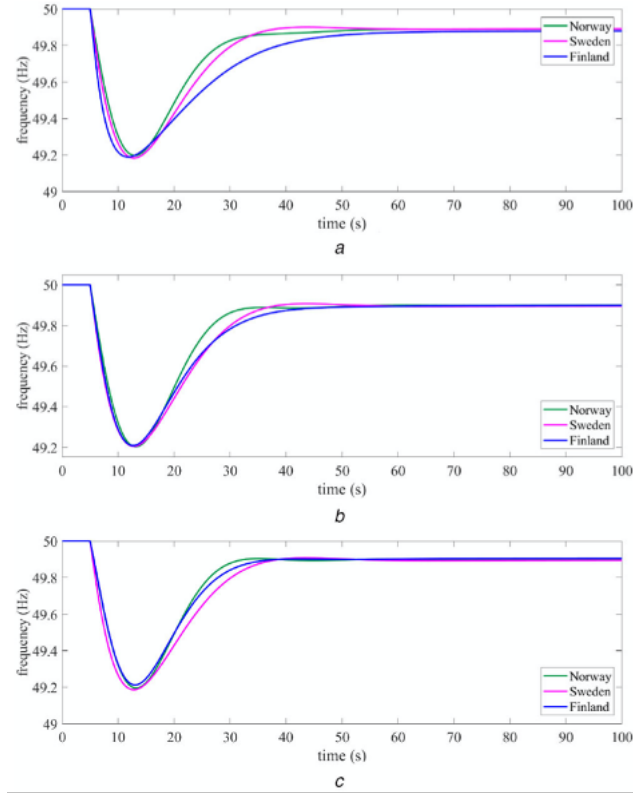


Figura 2.17: Respuesta en frecuencia del sistema nórdico: (a) Caso base (b) RoCoF promedio (c) RoCoF máximo (extraído de [76]).

En [77] se presenta una estrategia de despliegue de FFR de tipo escalón multietapa basada en mediciones locales. Esta propone la activación de escalones de FFR que se activan cuando el RoCoF medido localmente sobrepasa cierto umbral definido para cada etapa. La Figura 2.18 presenta la respuesta de las estrategias de FFR escalonada, en la que se identifica una etapa inicial de rampa (de algunas decenas a centenas de milisegundos) y luego se mantiene el valor de potencia determinado. La estrategia considera escalones de FFR para distintos valores de RoCoF, por lo que mientras mayor sea la magnitud de éste, el escalón de potencia será más grande. Además, para contener las desviaciones de frecuencia, mientras mayor sea el RoCoF medido, los escalones presentan tasas de rampa de subida más pronunciadas, permitiendo restablecer el balance de potencia rápidamente. El interés de este tipo de estrategia multietapa es que permite ajustar los escalones de FFR según el tamaño de la contingencia. Además, permite reemplazar parte de la acción del CPF, el cual se caracteriza por poseer tiempos de acción lentos que no necesariamente son capaces de responder en condiciones de baja inercia.

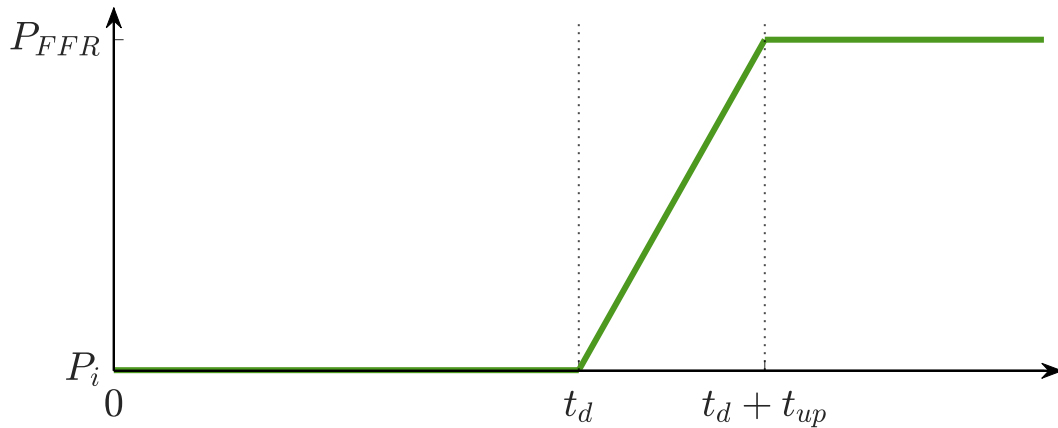


Figura 2.18: Rampa de potencia para estrategias FFR escalonadas (adaptado de [77]).

Las ventajas de este tipo de estrategia recaen en su capacidad de medición local. En la Sección 2.1 se discutió el comportamiento multinodal de la frecuencia causado por las reducciones y distribuciones de inercia en los SEP, así como el efecto de la localización de una perturbación sobre la frecuencia. Por ello, la activación de FFR basado en la medición de RoCoF locales permite localizar las zonas que se ven más afectadas por una perturbación e inyectar reservas para evitar que ésta se propague al resto del SEP [77]. De la misma manera, dado que esta estrategia está basada en mediciones locales, no se requiere de una infraestructura de comunicaciones para identificar dónde aplicar dichas medidas. Adicionalmente, las respuestas basadas en control droop y en IV dependen de la desviación de frecuencia y del RoCoF, lo que provoca que su aporte en potencia se reduzca a medida que transcurre el tiempo. En contraste, una respuesta escalonada se mantiene en el valor determinado.

Para estudiar la efectividad de la estrategia propuesta, se analiza un sistema de 3 áreas interconectadas, compuesto por una zona de baja inercia (área 1), de inercia media (área 2) y de alta inercia (área 3) [77]. La estrategia implementada contempla 3 etapas de FFR con las mismas características en cada área. La Figura 2.19 presenta la frecuencia, el RoCoF y la contribución del CPF y de las estrategias de FFR frente a un desbalance de potencia en cada área del SEP considerando que la perturbación ocurre en el área 1 (a) y en el área 3 (b). Además, la estrategia propuesta se compara con la respuesta de un control droop (curva de puntos) y IV (curva discontinua). Para ambas perturbaciones, se observa que el RoCoF es más pronunciado en el área donde ocurre la perturbación, provocando que el número de escalones activados cambie en cada área según la localización del desbalance. Al observar la 2.19 se aprecia que el desbalance en el área de baja inercia conduce a la activación de los 3 escalones del área 1, 2 en el área 2 y 1 del área 3. En contraste, cuando ocurre la misma perturbación en el área de alta inercia, en la Figura 2.19 (b), sólo se requiere la activación de 2 escalones en dicha área y 1 en el área 2. Esta diferencia se debe a que la respuesta inercial del área de alta inercia logra contener la propagación de la contingencia, y reduciendo su impacto en el resto del SEP.

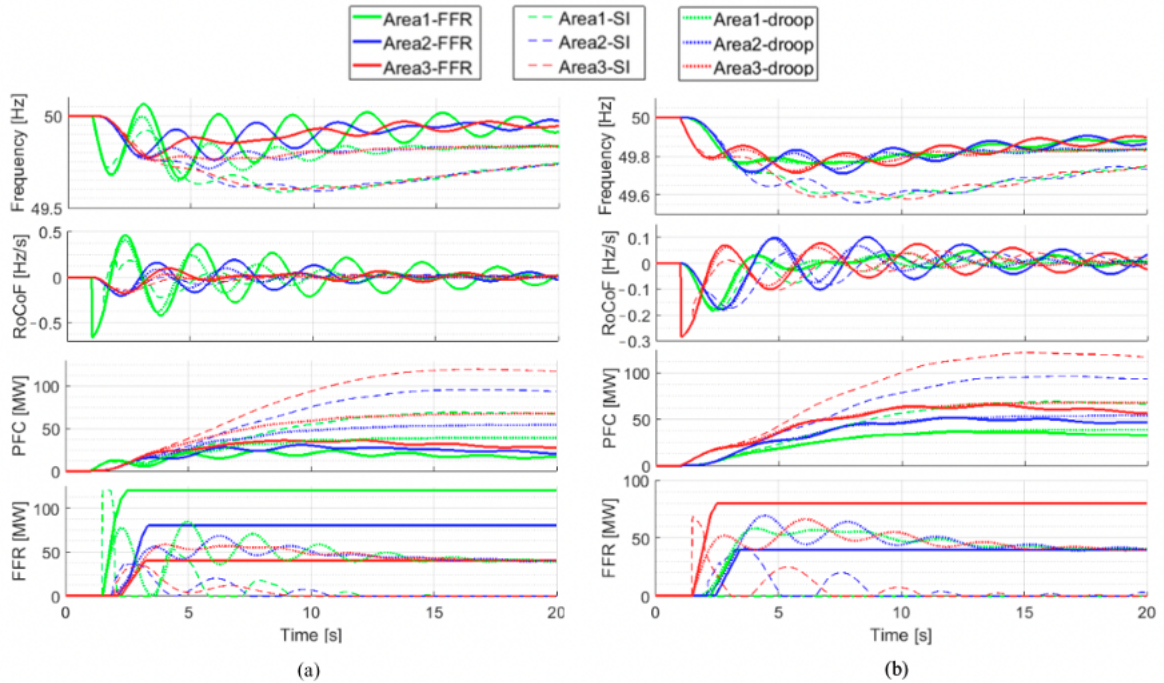


Figura 2.19: Respuesta dinámica de la estrategia de control local propuesta, considerando una perturbación en (a) área 1 y (b) área 3 (extraído de [77]).

Adicionalmente, al comparar la respuesta de las 3 estrategias estudiadas, es posible notar grandes diferencias en el desempeño de estas. La utilización de IV presenta una gran contribución de potencia en los primeros instantes posteriores a la perturbación, sin embargo, esta decae rápidamente a medida que el RoCoF disminuye en cada área. Esto provoca que el nadir de frecuencia alcanzado sea el menor de las estrategias analizadas. Por su parte, el control droop se caracteriza por responder con un comportamiento similar en las 3 áreas del SEP estudiado, sin diferenciar dónde ocurre la perturbación. Esto se contrasta con la estrategia FFR implementada, en donde la localización de la perturbación si influye en cómo se despliegan las reservas en el SEP.

2.2.4. Esquemas de Protección Especiales

Los esquemas de protección especiales (EPE), también conocidos como esquemas de acciones remediales, se refieren a los esquemas diseñados para tomar acciones correctivas que permitan mantener la estabilidad de los SEP frente a ciertas condiciones de operación riesgosas. A diferencia de un esquema de protección clásico, que se centra en aislar fallas y proteger equipos, los EPE buscan mantener la confiabilidad de los SEP en base a medidas de control. Este tipo de sistemas ha sido ampliamente utilizado en los SEP alrededor del mundo durante décadas [78], [79], [80]. Dada la flexibilidad de la definición de los EPE, existe una amplia gama de medidas remediales que se pueden incorporar en su funcionamiento. Entre los EPE más usados destacan la conexión y/o desconexión de cargas [34], [81], [82] o generadores [83], la separación de un sistema en subsistemas [84], la acción de equipos FACTS [85], redespacho, entre otros. Si bien un EPP aplicado a un SEP particular podría aplicarse a otro sistema, en general, la selección, diseño e implementación de un EPE dependerán fuertemente de las

características y necesidades propias de cada SEP [80].

Dado que estos esquemas se utilizan para actuar frente a condiciones que ponen en riesgo la estabilidad de un SEP, su diseño requiere la identificación previa de algún fenómeno que arriesgue la operación del mismo. Por otro lado, para su funcionamiento, los EPE requieren de un sistema de monitoreo que pueda realizar mediciones para detectar las condiciones de operación anormales de las que se debe proteger el SEP. Este puede ser basado en medidores locales o utilizar infraestructuras de área amplia basadas en PMUs. La mejor elección del sistema de monitoreo dependerá del tipo de fenómeno a abordar, así como de las instalaciones existentes en el sistema.

De manera general, los EPE se pueden clasificar bajo dos criterios: según los mecanismos de acción/activación del esquema [79], [86], [87] o según el tipo de acción correctiva que éste aplique. Cuando la clasificación se realiza en base al mecanismo de acción, hay 3 posibilidades: EPE basado en eventos, en parámetros o en respuesta [88], los cuales se definen según:

- **Basado en eventos:** El esquema monitorea el surgimiento de ciertos eventos en el sistema y, en caso de detectar alguno predefinido, activa las medidas correctivas. Para ello, el conjunto de medidas a aplicar suele determinarse a priori. Un ejemplo de este tipo de EPE es la desconexión de ciertas unidades de generación o cargas frente a la pérdida de un enlace crítico del sistema de transmisión.
- **Basado en parámetros:** El esquema monitorea que el valor de ciertas variables como voltajes, ángulos, flujos de potencia, se encuentre dentro de ciertos rangos permitidos y, en caso de que esto no ocurra, inicia las acciones correctivas. Dentro de los EPE de este tipo se encuentran los desprendimientos de carga debido a desviaciones de frecuencia [84] o la compensación de reactivos frente a caídas de tensión en ciertas áreas [89].
- **Basado en respuesta:** El esquema monitorea diversas variables del sistema para realizar una estimación dinámica de su estado en base a indicadores. El EPE aplica las medidas correctivas óptimas dependiendo del valor del indicador en el punto de operación. Este tipo de Entre los indicadores más usados se encuentran los márgenes de colapso de tensión o de estabilidad transitoria.

Cuando la clasificación se realiza en base a la acción correctiva es posible distinguir 5 categorías:

- **Modificación topológica:** Los EPE de modificación topológica se refieren a las estrategias que se basan en la apertura de ciertos circuitos de líneas de transmisión de los SEP. Estos suelen utilizarse para mantener controlados los flujos de potencia dentro de un sistema con el fin de evitar sobrecargas que puedan superar los umbrales de seguridad [90]. Este tipo de EPE también puede ser utilizado para particionar al sistema en subsistemas durante fallas y evitar así un apagón total de la red.
- **Regulación de carga:** Los EPE de regulación de carga se refieren a las estrategias basadas en la conexión y/o desconexión de bloques de demanda con el fin de mantener el balance de carga-generación cuando este no puede ser logrado en base a los recursos existentes en el sistema. En la práctica, los esquemas de desconexión de carga han sido

ampliamente utilizados para mantener la frecuencia de los sistemas eléctricos durante desbalances, tal como ocurre en Chile con los EDAC [84]. Así mismo, estos EPE también pueden ser utilizados para reducir la carga de ciertas zonas de la red y mejorar así la estabilidad de tensión [81], entre otras aplicaciones.

- **Regulación de generación:** Los EPE de regulación de generación se refieren a las estrategias que modifican las condiciones de operación de las unidades generadoras. Estos EPE pueden ser utilizados para mantener el balance de carga-generación, evitar sobrecargas en el sistema de transmisión y/o mantener el sincronismo entre las unidades sincrónicas. Esto se logra modificando el punto de operación de las unidades generadoras, o en casos más extremos, en base al rechazo de estas.
- **Compensación de reactivos:** Los EPE de compensación de reactivos se refieren a las estrategias basadas en la inyección de reactivos de diversas tecnologías como TGVCC, equipos FACTS, entre otros. Estos EPE pueden ser utilizados para evitar colapsos de tensión u otros fenómenos relacionados que surjan producto de caídas de tensión en el corto-mediano y mediano-largo plazo [91] o bien para mejorar el desempeño transitorio del sistema durante contingencias [85].
- **Modulación de enlaces HVDC:** Los EPE basados en enlaces HVDC se refieren a las estrategias que utilizan los enlaces HVDC presentes en un SEP modificando sus puntos de operación y/o activando lazos de control. Estos EPE pueden ser utilizados para controlar los flujos de potencia y/o utilizar la energía acumulada en sus enlaces para apoyar al sistema frente a perturbaciones. Entre las posibles aplicaciones se encuentran el amortiguamiento de oscilaciones entre áreas [92], reducción de la carga en líneas AC en paralelo [93], entre otros.

Cabe destacar que algunos EPE pueden activar diversos mecanismos correctivos para mantener la estabilidad del sistema, por lo que podrían ser incluidos en varias categorías de esta última clasificación. En la Tabla A.1 del anexo se presenta una revisión de diversos EPE presentes en la literatura.

Para comprender los distintos EPE que existen y sus posibles efectos en el desempeño dinámico de un SEP, en esta sección se explican algunos de los trabajos publicados en la literatura reciente que incluyen EPE. Los EPE han sido ampliamente utilizados para mantener la estabilidad de los SEP, en base a la aplicación de medidas preventivas y/o correctivas. La estabilidad en los SEP se define como la habilidad de un sistema de evolucionar dinámicamente desde un punto de operación hacia otro punto de equilibrio luego de sufrir una perturbación [94]. En consecuencia, la estabilidad es un problema único. Sin embargo, los SEP son sistemas altamente no lineales y de gran complejidad, por lo que para comprender de mejor manera la estabilidad de los mismos es usual clasificar la estabilidad según su naturaleza [8], [94]. Este tipo de clasificación permite analizar el problema y proponer medidas correctivas efectivas para cada fenómeno. De manera general, dado que los EPE suelen diseñarse para afrontar cierto tipo de fenómenos particulares, su aplicación generalmente suele abordar uno o dos tipos de estabilidades.

La revisión de EPE de la literatura reciente consideró un total de 33 trabajos publicados entre los años 2012 y 2022. La Figura 2.20 presenta el análisis estadístico de los trabajos

revisados y presentados en la Tabla A.1. Considerando su mecanismo de acción, 11 de ellos son EPE basados en eventos, 12 en parámetros y 10 en respuesta. En cuanto a las acciones correctivas aplicadas, de los EPE revisados las medidas dominantes corresponden a la regulación de carga y generación por sobre las demás, presentando 15 y 17 EPE que las aplican, respectivamente. Además, se observa que la estabilidad transitoria de ángulo, la de frecuencia y la de tensión son las estabilidades más abordadas. Así mismo, del total de trabajos, 6 se asocian a restricciones técnicas de operación de los SEP y 5 a la estabilidad de pequeña señal u oscilatoria, mientras que no se encontraron trabajos abordando las nuevas ramas de estabilidad definidas por el Task Force de la IEEE del año 2020 (estabilidad de convertidores y de resonancia) [8]. Es esperable que la estabilidad de pequeña señal no sea ampliamente abarcada en los EPE, puesto que su acción está principalmente diseñada para enfrentar contingencias y/o condiciones que se encuentran fuera del rango de operación normal.

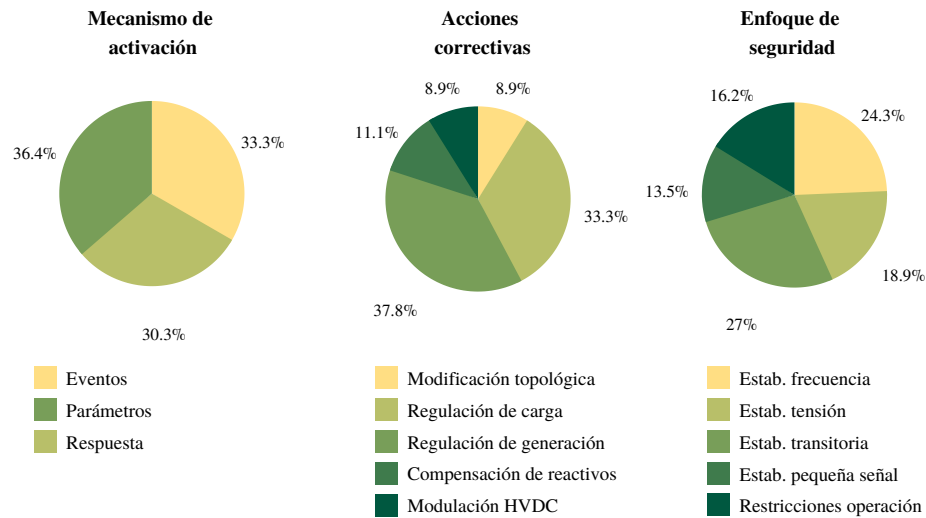


Figura 2.20: Revisión de EPE existentes en la literatura

2.3. Comentarios finales

Desde la perspectiva de la frecuencia, se evidenció que a medida que los niveles de inercia disminuyen, su dinámica se vuelve más rápida, presentando RoCoF más pronunciados y por ende, reduciendo la ventana de tiempo disponible para contener sus desviaciones ante contingencias. Con ello, los SEP de baja inercia no serán capaces de garantizar la estabilidad de frecuencia únicamente con recursos sincrónicos, y será requerido incorporar nuevas medidas que contribuyan a garantizar su estabilidad. Es importante mencionar que las restricciones de operación deben ser aplicadas justificadamente, puesto que estas impactan fuertemente sobre los costos de operación y puede llevar a desincentivos en la integración de TGVCC. Entre las nuevas soluciones, la utilización de convertidores cobra una significativa importancia debido a sus rápidos tiempos de acción y a la flexibilidad que otorgan sus arquitecturas de control.

Es relevante mencionar que a medida que aumentan los niveles de penetración de TGVCC, la inercia ya no puede ser analizada como una variable global de la red y se vuelve necesario

considerar su dependencia espacial. Esto se debe a que SEP con distribuciones no uniformes de inercia tienden a presentar dinámicas heterogéneas a lo largo de su red, pudiendo generar RoCoF regionales que podrían poner en riesgo la operación del sistema. En consecuencia, se vuelve necesario desarrollar herramientas que permitan representar dichos fenómenos asociados a la distribución de la inercia.

De manera adicional, a medida que la distribución de la inercia comienza a poseer mayor relevancia, la localización de los recursos de control de frecuencia también comienza a tener importancia. Se ha mostrado que la utilización de FFR en zonas con baja inercia tiende a presentar una mayor eficiencia, por lo que una asignación estratégica de este tipo de recursos puede ser beneficiosa para garantizar la operación de los SEP. Considerando que mantener reservas de FFR implica un aumento directo en los costos de operación, la cuantificación de la eficiencia de estos recursos resulta fundamental para dimensionar correctamente los requerimientos de reservas de FFR en un sistema.

Capítulo 3

Análisis preliminar

3.1. Sistema de estudio

Este capítulo busca caracterizar los fenómenos dinámicos que surgen en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) proyectado al 2046 con altos niveles de penetración de TGVCC frente a distintas distribuciones de inercia. Los objetivos de este análisis son comprender los efectos que tiene la distribución espacial de la inercia y la concentración de convertidores en ciertas zonas de la red sobre la dinámica de la frecuencia, así como el efecto de la localización del FFR.

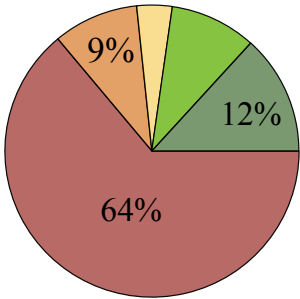
De manera inicial, el SEN se dividió en 5 zonas geográficas, tal como se muestra en la Figura 3.1. Esta división se realizó considerando la disponibilidad de unidades sincrónicas que permitiesen estudiar la distribución de la inercia en el SEN, logrando mantener un nivel similar de inercia sistémica para todos los casos de estudio. En cuanto a los convertidores, se analiza el efecto de la concentración de TGVCC en la zona norte del país para ser coherentes con los planes de descarbonización y el potencial renovable de la región. Con lo anterior, se generaron 3 escenarios base en términos de concentración de convertidores: alta concentración en el Norte Grande (escenarios Z_1H_X), alta concentración en el Norte Chico (escenarios Z_2H_X) y una distribución homogénea en el norte (escenarios $Z_1Z_2H_X$). Para cada uno de estos escenarios base, se analizan 4 subescenarios redistribuyendo la inercia del sistema en la zona con alta concentración de convertidores. Esto se logra encendiendo máquinas en la zona con alta concentración de TGVCC y apagando máquinas en el resto del sistema de manera homogénea, es decir, reduciendo la inercia en el resto de las zonas en magnitudes similares. Con lo anterior, los escenarios son identificados con el término H_X , en donde X corresponde al porcentaje de inercia del sistema localizada en la zona con alta concentración de convertidores.

En total, se analizan 12 escenarios de operación para estudiar el efecto de la distribución de la inercia y la concentración de convertidores. Las principales características de estos se presentan en la Tabla 3.1. En general, los escenarios de operación analizados cuentan con una inercia sistémica en torno a los 20 GVAs (con discrepancias debido a su naturaleza discreta), y una penetración de TGVCC en torno al 85%. Cabe destacar que para evitar

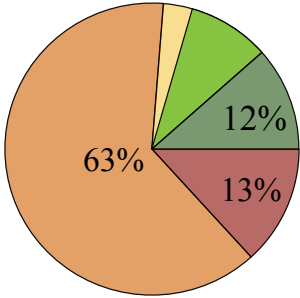
cambios importantes en los flujos de potencia, las principales máquinas de cada zona fueron reemplazadas por convertidores con capacidades y despachos similares. Esto provoca que las penetraciones de TGVCC tiendan a aumentar a medida que se concentra más inercia en la zona de estudio.

Porcentaje de generación de TGVCC por zona

Casos $Z_1 H_X$



Casos $Z_2 H_X$



Casos $Z_1 Z_2 H_X$

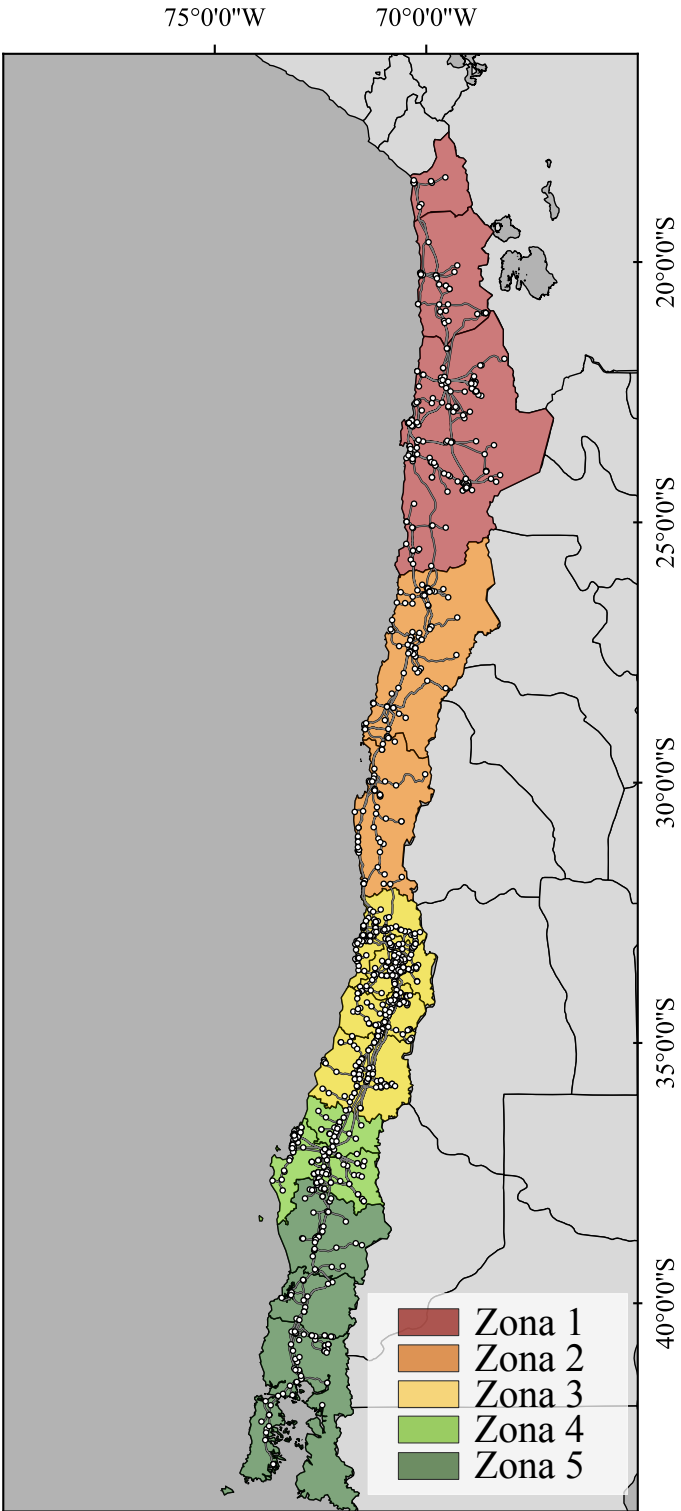
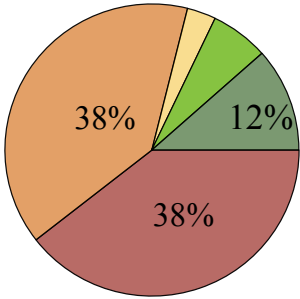


Figura 3.1: Caracterización geográfica de los casos de estudio.

Tabla 3.1: Caracterización de escenarios analizados.

Escenario	Inercia	Generación	Generación	Penetración	Reservas
	sistémica [GVA]	TGVCC [MW]	GS [MW]	TGVCC [%]	GS [MW]
Z_1H_0	19,8306	14.777	3.624	80,31	1.618
Z_1H_{20}	20,1365	15.064	3.404	81,57	1.541
Z_1H_{40}	19,7706	15.776	2.707	85,35	1.520
Z_1H_{60}	20,4323	16.232	2.292	87,63	1.594
Z_2H_0	19,9663	15.607	2.794	84,82	1.559
Z_2H_{20}	19,668	15.634	2.792	84,85	1.529
Z_2H_{40}	19,6456	15.912	2.701	85,49	1.269
Z_2H_{60}	20,3198	15.723	2.687	85,4	1.068
$Z_1Z_2H_0$	19,3122	15.653	2.536	86,06	1.442
$Z_1Z_2H_{10}$	19,8694	15.740	2.453	86,52	1.994
$Z_1Z_2H_{20}$	19,668	15.879	2.333	87,19	1.813
$Z_1Z_2H_{30}$	19,9377	16.212	2.025	88,9	1.565

Para analizar la respuesta dinámica del sistema, se simulan 15 escalones de carga de 400 MW (3 en cada zona geográfica del sistema), y se mide la frecuencia en 5 barras del sistema durante 15 segundos. La localización de las contingencias y barras de medición se presentan en el Anexo B.

La Figura 3.2 muestra las etapas de la respuesta dinámica del sistema de estudio frente a una contingencia. En primer lugar, se identifica una primera respuesta transitoria en el instante de la falla, de carácter local, caracterizada por una caída inicial y oscilaciones en el sistema. Posteriormente, la frecuencia de las distintas barras de la red converge hacia un comportamiento homogéneo en el sistema, en el que la frecuencia puede ser considerada como variable uninodal.

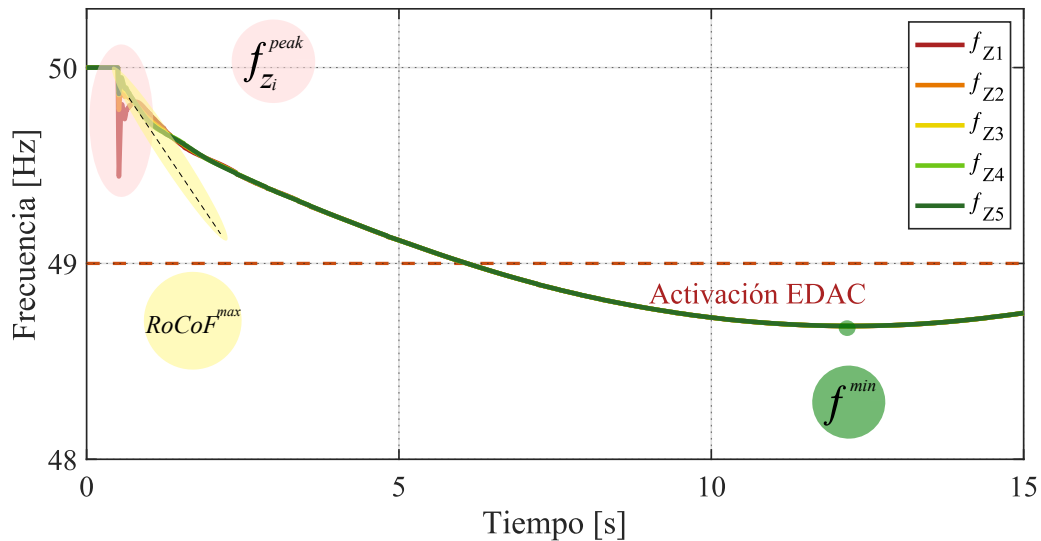


Figura 3.2: Métricas de análisis de frecuencia.

En vista de las dinámicas encontradas en las distintas ventanas de tiempo, se analizan 3 métricas de desempeño:

- **Peak de frecuencia local:** Corresponde al primer peak de frecuencia, en el periodo inmediatamente después de la falla indicada en la Figura 3.2. Este peak inicial es provocado por un error en el seguimiento de la fase y frecuencia de los PLL. El interés de extraer este valor peak radica en identificar ciertas condiciones que pudiesen activar protecciones en el SEP.
- **RoCoF mínimo:** Corresponde al valor mínimo de la derivada de la frecuencia durante el tiempo. Con el fin de abordar los potenciales riesgos asociados a valores de RoCoF bajos, se extrae el valor de la mayor tasa de cambio de frecuencia del sistema. Estos valores pueden variar en distintas zonas de la red según la distribución de la inercia y la localización de la contingencia, por lo que se extrae el valor mínimo obtenido en los puntos de medición. Es importante destacar que en su cálculo se utiliza un filtro pasa bajos para omitir los ruidos generados por la acción de controladores durante la fase de recuperación.
- **Frecuencia mínima:** Corresponde a la frecuencia mínima que alcanza el sistema en la ventana de los varios segundos una vez que la frecuencia presenta una respuesta homogénea en la red.

El análisis a continuación contempla 3 secciones principales: la Sección 3.2 presenta el análisis del sistema para identificar los efectos de la distribución de la inercia sin considerar FFR en las TGVCC, la Sección 3.3 busca caracterizar la inercia equivalente por barra según la distribución de la inercia, y por último, la Sección 3.4 presenta el efecto de la localización del FFR según la distribución de la inercia en la respuesta dinámica de la frecuencia.

3.2. Efecto de la distribución de la inercia

El análisis de la distribución de la inercia considera los 12 escenarios de operación y las 15 contingencias mencionadas anteriormente, generando un total de 180 simulaciones dinámicas. Para cada métrica se realiza un análisis estadístico según las concentraciones de inercia y convertidores en la red.

Las figuras 3.3 y 3.4 presentan los valores mínimos de los peaks de frecuencia y su dispersión, respectivamente, para cada caso de estudio. La Figura 3.3 muestra claramente que contingencias en zonas con baja inercia y alta concentración de TGVCC tienden a presentar peaks de frecuencia mucho mayores. Esto se observa cuando las contingencias ocurren en Z_1 (cajas rojas) para los escenarios con baja concentración de inercia en la zona 1 (Z_1H_X), en Z_2 (cajas naranjas) para los escenarios con baja concentración en la zona 2 (Z_2H_X), y en ambas para los escenarios de baja concentración de inercia en las zonas 1 y 2 ($Z_1Z_2H_X$). En línea con lo anterior, se observa que, a medida que aumenta la inercia en zonas con alta concentración de convertidores, los peaks de frecuencia disminuyen su magnitud. Por otra parte, es relevante observar que si bien los escenarios Z_2H_X siguen la misma tendencia, la

magnitud de los peaks de frecuencia es mucho más acotada que para los escenarios Z_1H_X y $Z_1Z_2H_X$. Esto se puede deber a que en dichos escenarios, aún existen máquinas sincrónicas en las 2 zonas adyacentes a Z_2 , las cuales limitarían el impacto de estas nuevas dinámicas. En consecuencia, es importante analizar cómo se distribuye la inercia para caracterizar este tipo de dinámicas.

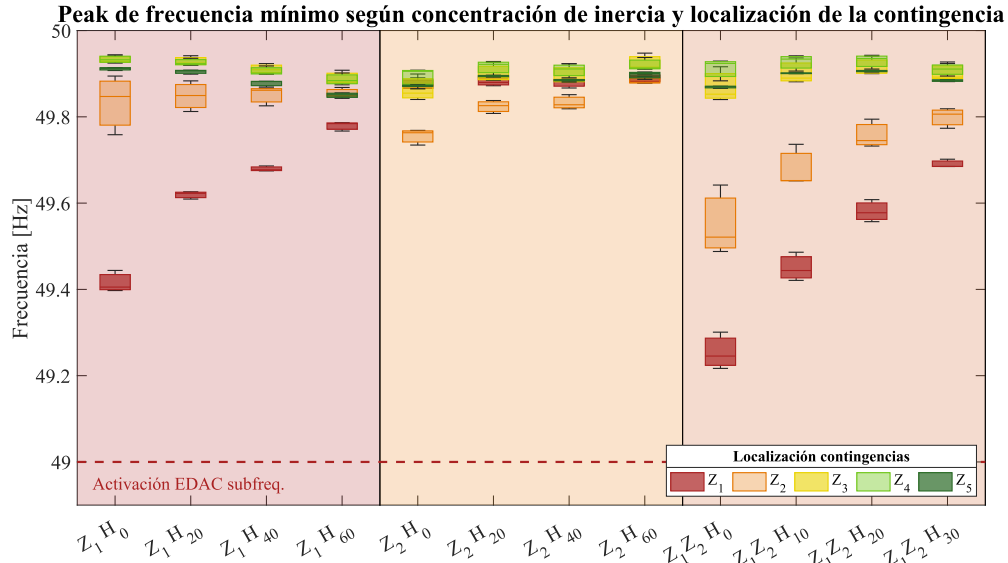


Figura 3.3: Caso base - Peak de frecuencia mínimo alcanzado en cada contingencia.

En la Figura 3.4 se observa que la dispersión sigue un comportamiento similar al anterior: Contingencias en zonas con alta concentración de TGVCC y baja inercia inducen mayores dispersiones en los peaks de frecuencia. Esto significa que el comportamiento de dichos peaks es heterogéneo a lo largo del sistema, lo que denotaría su comportamiento local a lo largo de la red.

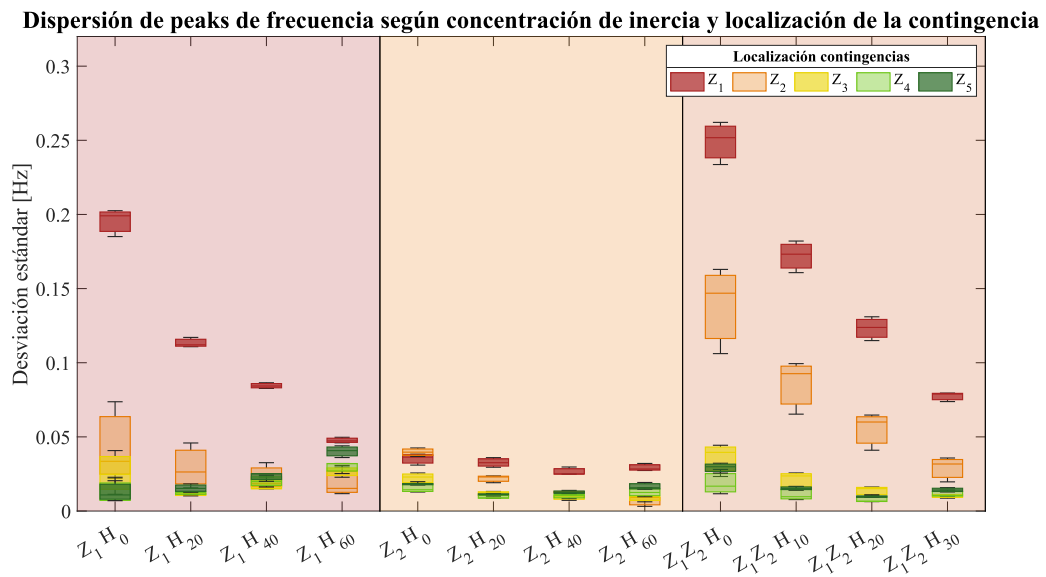


Figura 3.4: Caso base - Dispersión de peaks de frecuencia en cada contingencia.

La Figura 3.5 presenta los RoCoF mínimos que surgen en el sistema para cada caso de estudio. De manera general, se destaca que la ocurrencia de escalones de 400 MW en distintas localizaciones de la red provoca RoCoF con distintas magnitudes. Esto indica que la dinámica inicial de la frecuencia no puede ser caracterizada únicamente por un modelo simplificado de la ecuación del swing (2.1), y debe considerar la topología de la red.

De la figura se aprecia que los RoCoF con mayores magnitudes se generan cuando las contingencias ocurren en las zonas con alta concentración de convertidores (Z_1 o Z_2) y en la zona del extremo sur Z_5 . En particular, sólo se identifican 2 casos para los que se sobrepasa el umbral de activación de EDAC, los que surgen debido a oscilaciones en la frecuencia. Esto daría indicios de que el RoCoF sí se ve afectado por cómo se distribuye la inercia en el sistema. Ambos casos se analizan en mayor detalle en el Anexo B.

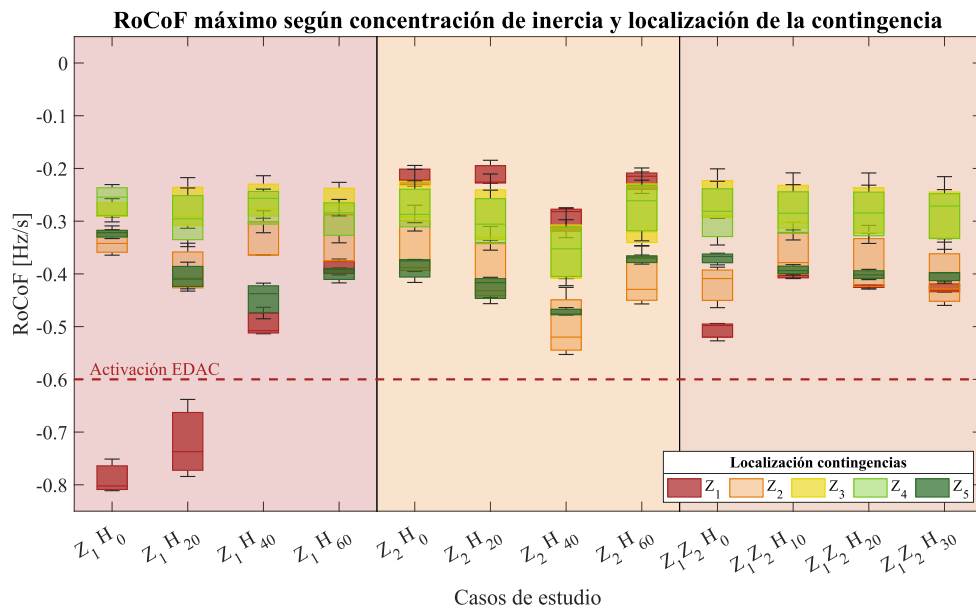


Figura 3.5: Caso base – Tasa de cambio de frecuencia máxima alcanzada en cada contingencia

La Figura 3.6 presenta las frecuencias mínimas globales alcanzadas por el sistema para los casos de estudio. Se identifica que una parte importante de las contingencias conducen a la activación de EDAC por subfrecuencia, lo que requeriría la acción de medidas de control de frecuencia adicionales. Nuevamente se observa que contingencias en las zonas con alta concentración de convertidores conducen a mayores caídas de frecuencia: escalones de carga en Z_1 para los casos con alta concentración de inercia en Z_1H_X , en Z_2 para los casos Z_2H_X , y en ambas zonas para los casos $Z_1Z_2H_X$. Además, se destaca que contingencias en Z_5 también generan impactos importantes sobre la frecuencia del sistema, presentando caídas similares a las causadas en Z_1 y Z_2 . Esto coincide con los resultados obtenidos para el RoCoF: RoCoF con magnitudes mayores llevan a una mayor caída de frecuencia. Sin embargo, es importante destacar que el cuánto caerá la frecuencia no sólo depende del RoCoF inicial, sino que también de las características del CPF. Independiente de cómo se distribuya la inercia, si las máquinas disponibles tienen velocidades de despliegue altas, la frecuencia se restaurará más rápidamente, reduciendo el valor mínimo de la frecuencia alcanzado.

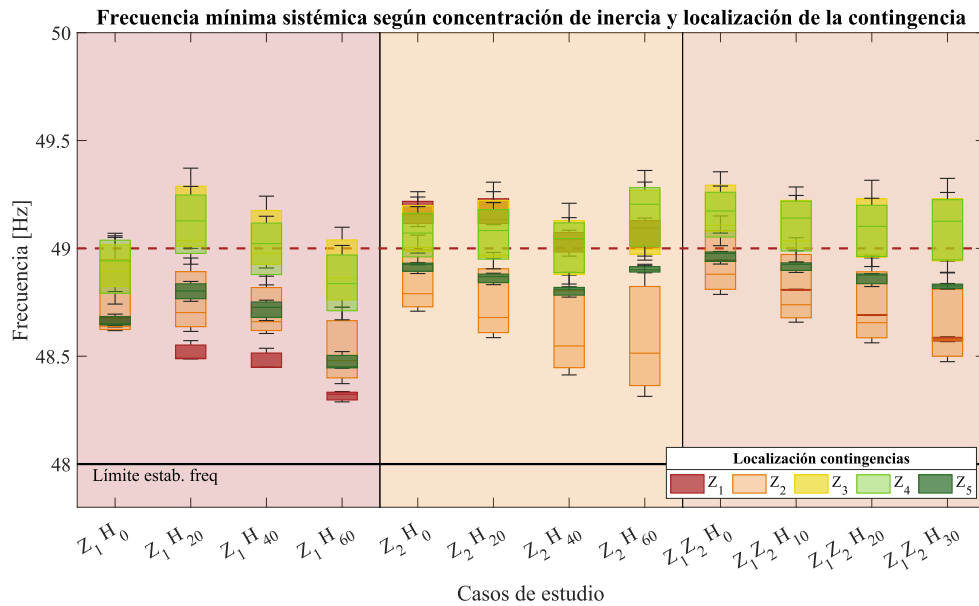


Figura 3.6: Caso base - Frecuencia mínima global alcanzada en cada contingencia

En vista de los resultados dinámicos obtenidos en la dinámica de los peaks iniciales de frecuencia, se concluye que:

- La magnitud de los peaks depende fuertemente de las características de la zona en donde ocurre la contingencia. En particular, zonas con alta concentración de TGVCC y baja inercia presentan mayores peaks de frecuencia, y una mayor dispersión en la dinámica de dicho peak en el resto del sistema.
- La magnitud de los peaks depende de cómo se distribuye la inercia. Esto se observó significativamente en los escenarios $Z_2 H_X$, en donde los peaks presentaron magnitudes considerablemente menores a los experimentados en los otros escenarios por poseer zonas adyacentes con inercia.
- La localización de las contingencias sí influye en el valor de frecuencia mínima alcanzada por el sistema. Cuando las contingencias ocurren en zonas con alta concentración de TGVCC el sistema presenta mayores caídas de frecuencia.
- Los RoCoF dependen fuertemente de la inercia disponible en la zona en que ocurre el desbalance.

En vista de los resultados obtenidos, se vislumbra la necesidad de caracterizar cómo se distribuye espacialmente la inercia en una red eléctrica. A continuación se presenta una formulación matemática que permita estudiar cómo influye la distribución espacial de la inercia en SEP, basada en la disponibilidad de máquinas sincrónicas y en su topología.

3.3. Formulación de inercia equivalente por barra

En esta sección se propone determinar un valor equivalente de inercia por nodo, como una medida de robustez, a partir de la distribución espacial de la inercia y de la topología de la red.

Para considerar la topología, se construye una matriz de admitancia extendida del sistema Y'_G compuesta de 3 elementos principales: la matriz de admitancia tradicional Y_G^0 , la matriz diagonal de admitancia interna de los generadores Y_{GS} y la matriz diagonal de admitancia de los convertidores Y_{conv} , respectivamente:

$$Y'_G = Y_G^0 + Y_{GS} + Y_{conv} \quad (3.1)$$

Al invertir la matriz Y'_G y obtener la matriz de impedancia Z'_G , se define una noción de proximidad entre las barras del sistema según (3.2). De esta manera, si dos barras ij son cercanas, el valor de D_{ij} tenderá a 1, y en el caso contrario, su valor será cercano a 0.

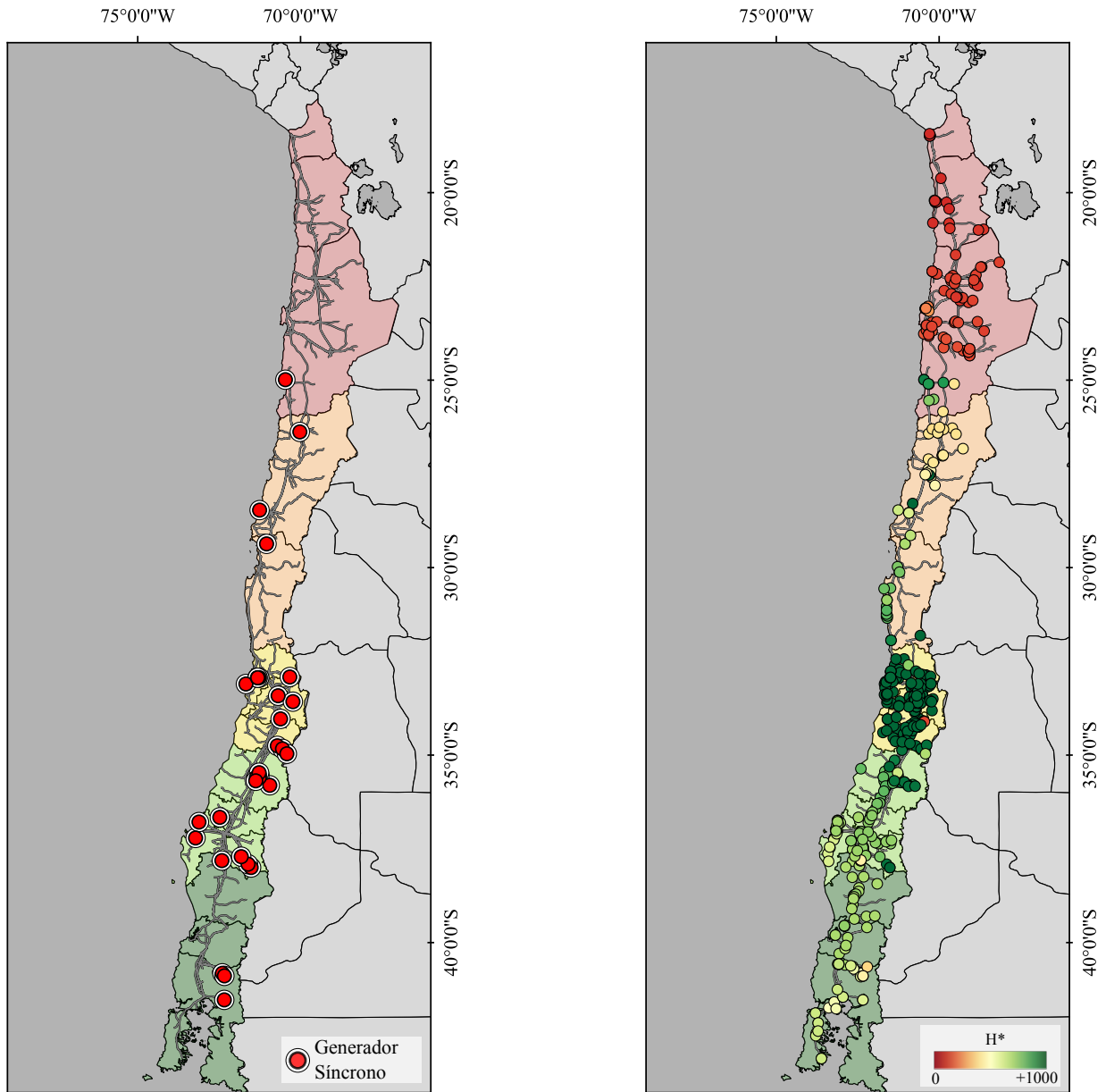
$$D = |Z'_G \cdot \text{diag}(Z'_G)^{-1}| \quad (3.2)$$

Sea \mathcal{G} el conjunto de generadores de un sistema, y sea H_g la inercia rotacional del g -ésimo generador. Se propone el indicador H_i^* de la i -ésima barra como la suma ponderada de la inercia de todos los generadores del sistema por su noción de proximidad a la barra correspondiente, tal como se muestra en (3.3):

$$H_i^* = \sum_{g \in \mathcal{G}} D_{ig} H_g \quad (3.3)$$

El indicador captura la concentración de inercia en ciertas zonas. Concretamente, valores altos de H_i^* altos indican una mayor cercanía a unidades sincrónicas, y valores bajos a zonas distantes. Es importante destacar que la inclusión de las componentes asociadas a los convertidores permite aumentar la distancia de ésta a los GS en zonas con alta concentración de convertidores, reduciendo su influencia en la barra. El interés de esto se centra en caracterizar zonas con alta penetración de TGVCC, en donde los GS no son las únicas unidades que influyen en la dinámica de la frecuencia.

A modo de ejemplo, la Figura 3.7 presenta la estimación de inercia del caso $Z_1 H_0$, en que no hay inercia disponible en el extremo norte; a la izquierda se presenta la localización de los GS, y a la derecha el indicador H_i^* en cada barra. De la figura se aprecia que la formulación logra capturar la distribución espacial de la inercia, presentando una transición en el cálculo del indicador a medida que se reduce la inercia disponible en cada zona.



(a) Localización de GS

(b) Indicador H^* por barra

Figura 3.7: Representación gráfica del efecto de la distribución de inercia sobre la estimación de inercia por barra, escenario $Z_1 H_0$.

La Figura 3.8 presenta la distribución de densidad de H_i^* de cada zona para cada escenario de operación. Se aprecia que cuando las zonas no poseen inercia (escenarios H_0), sus indicadores presentan valores menores que el resto del sistema. Luego, a medida que se modifica la distribución de la inercia, sus distribuciones de densidad comienzan a desplazarse a la derecha. De manera coherente, el aumento de inercia en dichas zonas también provoca una reducción en los valores del resto del sistema. Además, es posible apreciar que las zonas centrales de la red poseen indicadores más altos, mientras que ocurre lo contrario en las colas de red, lo que es coherente con la topología del sistema chileno.

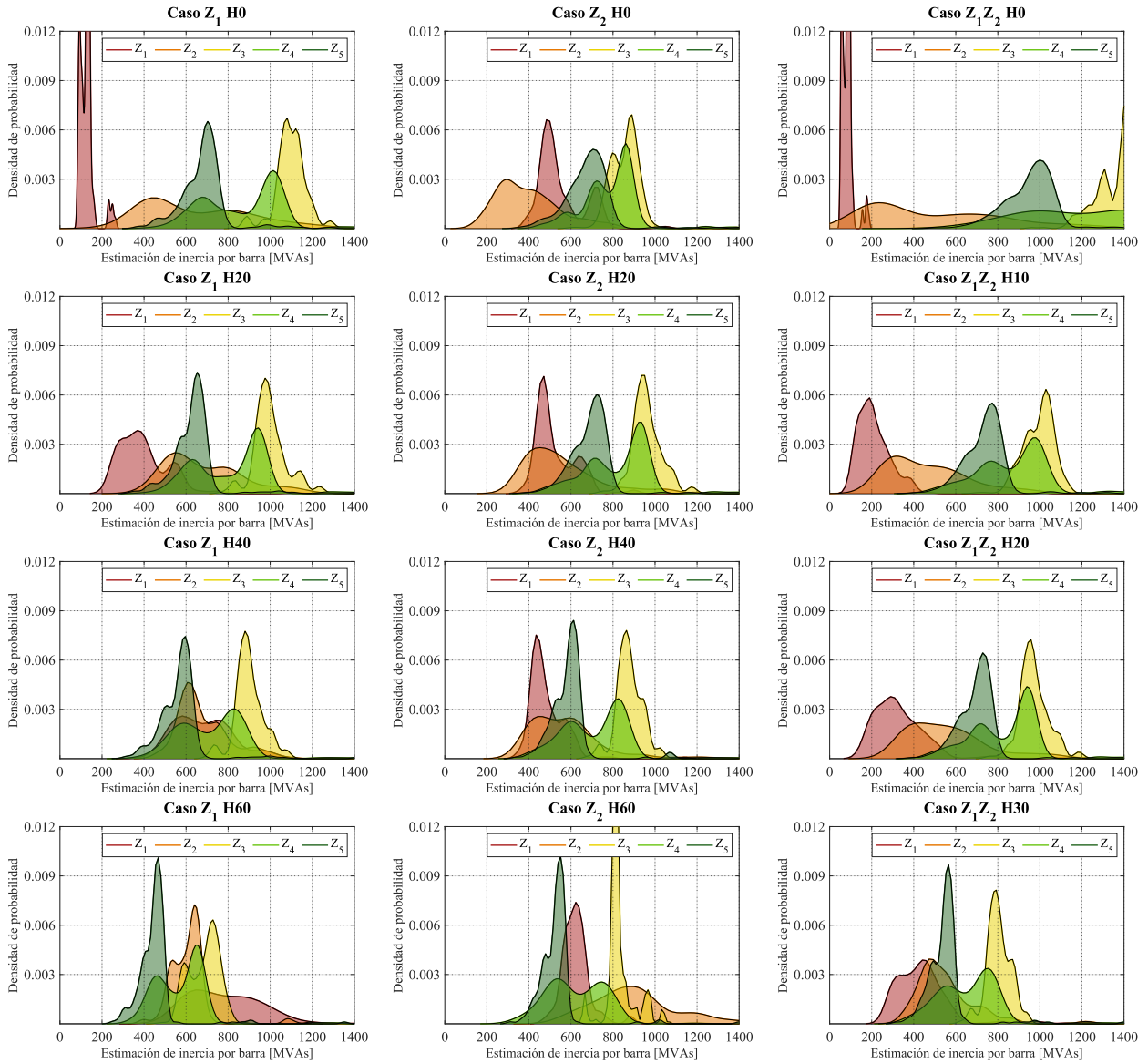


Figura 3.8: Distribución de densidad de estimación de inercia por barra para cada zona y punto de operación.

A modo de caracterizar los resultados preliminares del sistema, la Figura 3.9 muestra el valor mínimo y la dispersión de los peaks de frecuencia en función del indicador H^* en la barra en que se localiza la contingencia. Se observa que cuando la contingencia ocurre en barras con bajo H_i^* , estas tienden a provocar peaks con magnitudes y dispersiones mayores, por lo que el indicador logra capturar la robustez de la red. Adicionalmente, se aprecia que a partir de un cierto valor de H^* , tanto la magnitud como la dispersión de los peaks tiende a ser independiente del valor de H^* en el nodo donde ocurre la contingencia.

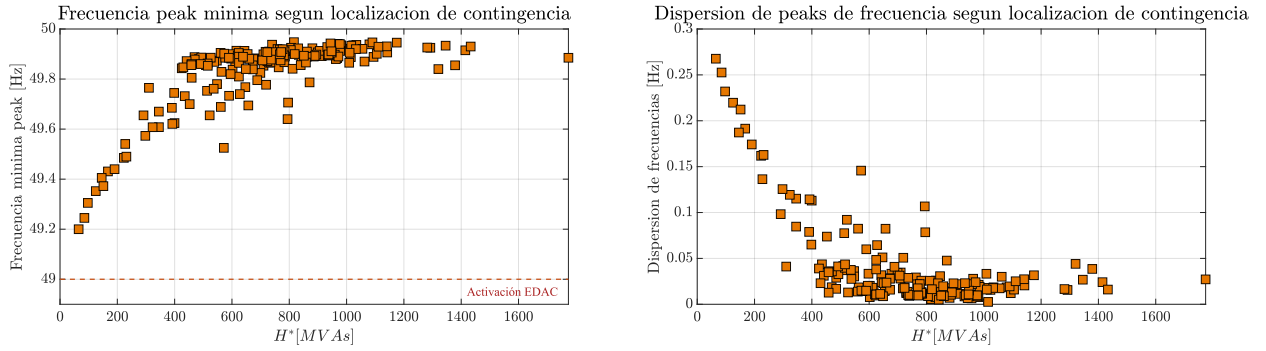


Figura 3.9: Peaks de frecuencia mínimos y dispersión de valores según indicador de inercia de la localización de la contingencia.

La Figura 3.10 presenta la frecuencia y el RoCoF mínimos obtenidos en función del indicador de inercia. Se aprecia que no existe una correlación directa entre frecuencia mínima y la distribución de la inercia. Este resultado es esperable debido a que la frecuencia mínima depende de diversos factores, como la magnitud del desbalance, las velocidades del CPF, entre otros, tal como se mencionó en el Capítulo 2. En cuanto al RoCoF, se observa que cuando la contingencia ocurre en barras débiles no necesariamente provoca RoCoF con magnitudes mayores. Sin embargo, los casos críticos, en que la frecuencia mínima alcanzada se encuentra por debajo del umbral de los EDAC, sí se concentran en casos de bajos valores de H^* .

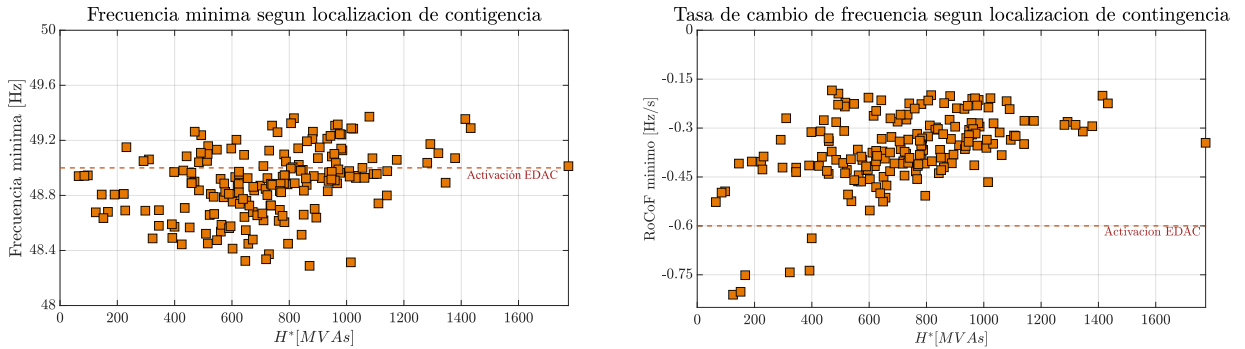


Figura 3.10: Frecuencia mínimas y RoCoF máximos según indicador de inercia de la localización de la contingencia.

3.4. Efecto de la localización del FFR

En base a los resultados en las secciones anteriores, en esta sección se analiza el efecto que tiene la localización del FFR considerando la distribución de la inercia en SEP. Con este fin, se estudia cómo afecta la activación del FFR en zonas débiles y robustas, es decir, con valores bajos y altos de H^* , respectivamente. El análisis se restringe a la aplicación de FFR en las zonas Z_1 y Z_2 .

Para que el FFR utilizado en cada escenario posea características similares, en cada caso de estudio se generan conjuntos de TGVCC con: i) un mismo número de convertidores con

control droop, ii) una cantidad de reservas mínimas por convertidor y totales del conjunto (de 25 y 300 MW, respectivamente), y iii) una rampa equivalente de despliegue de FFR. Los detalles del cálculo de dicha rampa se presentan en el Anexo B. Es importante destacar que se utilizó la misma ganancia droop para todos los convertidores.

La Figura 3.11 presenta las distribuciones de densidad de las frecuencias mínimas obtenidas para los 12 escenarios analizados frente a las 15 contingencias en 3 condiciones: sin FFR, y al aplicar FFR en áreas débiles y robustas. De manera general, es posible observar que la aplicación de FFR, independiente de si se localiza en áreas débiles o robustas, logra mantener la frecuencia por sobre el umbral de activación de EDAC en todos los casos. Se observa que la curva naranja se encuentra desplazada hacia la derecha de la curva verde, lo que ilustra que la aplicación de FFR en zonas con H^* bajos presenta un mejor desempeño dinámico que su aplicación en zonas más robustas. Por lo tanto, sería posible reducir los montos de reservas de FFR requeridos por un sistema localizándolas correctamente y obteniendo un desempeño dinámico similar.

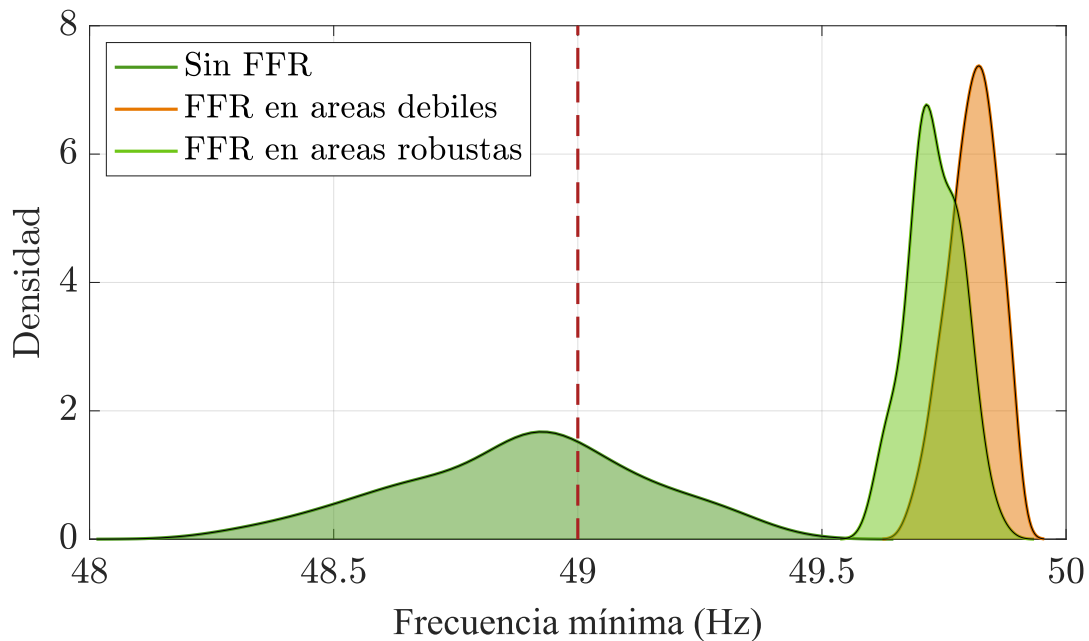


Figura 3.11: Distribuciones de densidad de frecuencias mínimas alcanzadas según localización del FFR.

La Figura 3.12 presenta estadísticamente los RoCoF mínimos extraídos de las simulaciones considerando la localización del FFR. Adicionalmente, se indica el menor valor del RoCoF para cada caso. De manera general, se observa que el FFR mejora en la mayoría de los casos al comparar los resultados del caso sin FFR. Sin embargo, la aplicación de FFR en áreas robustas presenta casos por debajo del umbral de activación de EDAC por RoCoF, e incluso peores que el caso base. Esto se explica debido a que su aplicación no logra amortiguar oscilaciones de frecuencia, lo que sí se logra al localizar las reservas en zonas débiles. Esto se ilustra en la Figura 3.13, donde se compara la respuesta de la frecuencia en la zona Z_1 del caso base sin FFR, con la obtenida al aplicar FFR en áreas débiles y robustas. Se observa que las oscilaciones presentes en el caso base se mantienen cuando se aplica FFR en zonas

robustas, sin embargo, se amortiguan rápidamente cuando el FFR se activa en zonas débiles, reduciendo considerablemente el RoCoF.

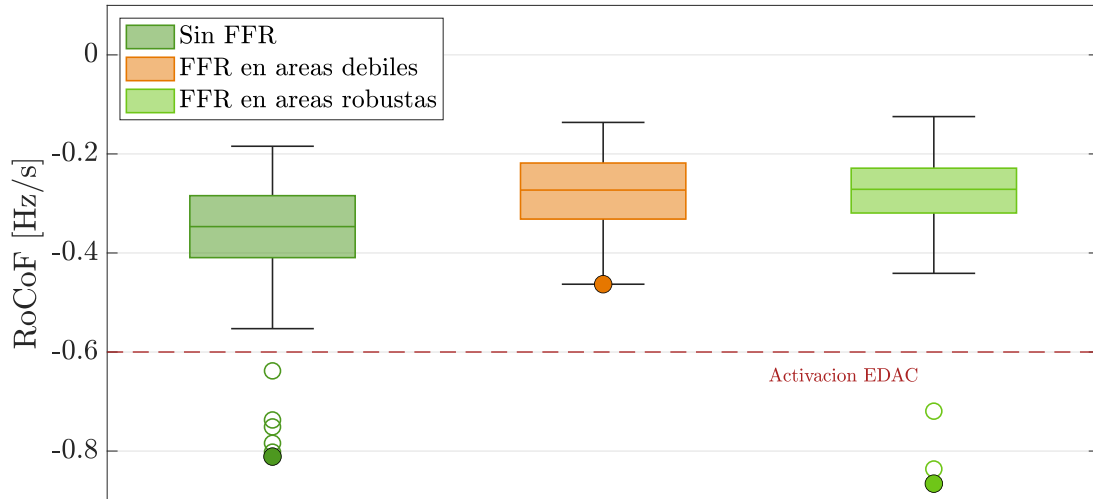


Figura 3.12: Distribuciones de densidad de RoCoF mínimos según localización del FFR.

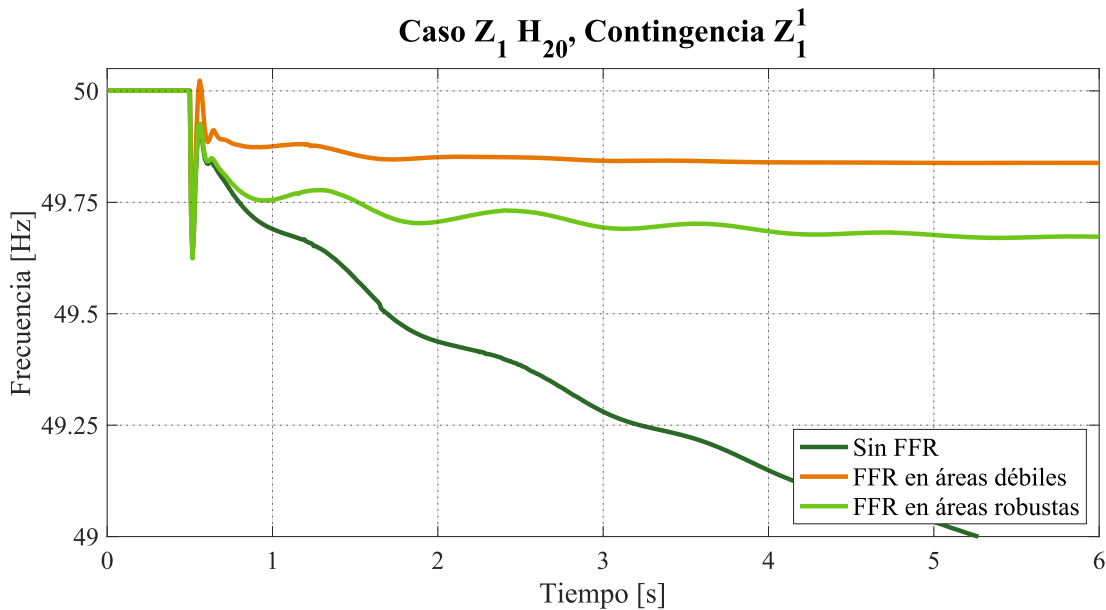


Figura 3.13: Efecto del FFR sobre oscilaciones de frecuencia en el caso $Z_1 H_{20}$.

Por último, la Figura 3.14 muestra cómo mejoran los peak iniciales de frecuencia al activar FFR en zonas débiles y robustas al compararse al caso base. Se observa que el cambio sobre la frecuencia se encuentra en torno a 0 para todos los casos, por lo que se concluye que el FFR no tiene efectos importantes sobre el valor del peak transitorio. Esto es coherente con su naturaleza, debido a que esta dinámica no está asociada a los balances de potencia de la ecuación del swing, sino que a las dinámicas propias de los convertidores con PLL.

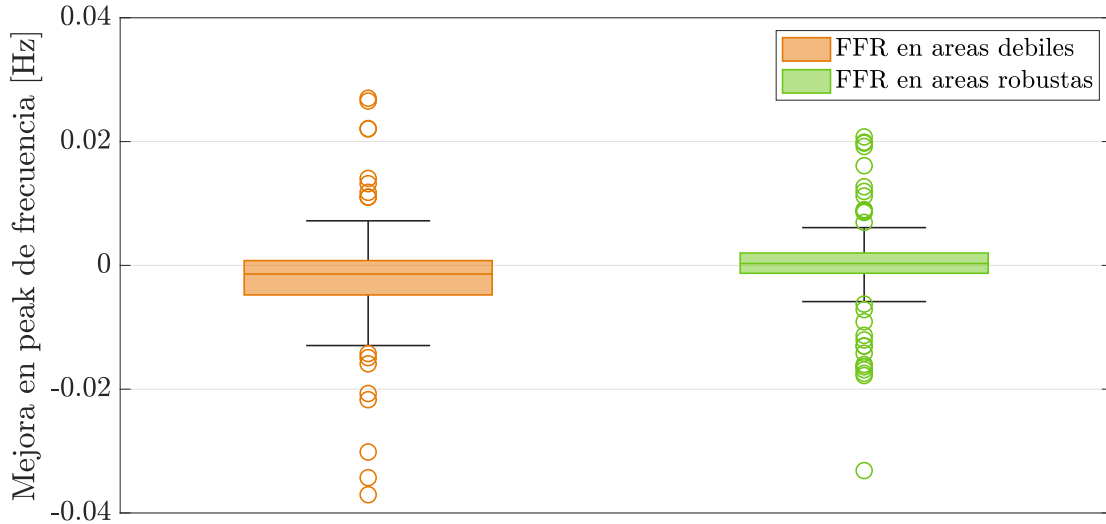


Figura 3.14: Distribución de peaks mínimos de frecuencia según localización del FFR.

3.5. Comentarios finales

En base al estudio realizado en esta sección, se concluye que:

- La distribución de la inercia y la localización de la contingencia tienen efectos significativos sobre la respuesta dinámica de la frecuencia de un sistema. Sin embargo, la frecuencia mínima global del sistema sigue dependiendo de características asociadas al control primario de las unidades y no únicamente de cómo se distribuye la inercia.
- La localización del FFR influye en la respuesta dinámica de la frecuencia: activar FFR en zonas de baja inercia permite una mejor respuesta de la frecuencia en la ventana electromecánica que cuando se activa en zonas con mayor inercia tanto en términos de la frecuencia mínima como del RoCoF.
- El efecto del FFR sobre los peaks de frecuencia iniciales es despreciable. En particular, estas dinámicas surgen por errores de estimación del PLL, por lo que la activación o no de FFR no influye en su dinámica.
- Los requerimientos de reservas FFR se pueden minimizar al localizar las reservas de FFR estratégicamente según la distribución de la inercia en el sistema.
- Las oscilaciones de frecuencia se pueden amortiguar al localizar correctamente el FFR.

Capítulo 4

Metodología

4.1. Propuesta metodológica

En base a los resultados obtenidos en el análisis preliminar, es posible obtener un desempeño dinámico de la frecuencia igual o superior con menores montos de reservas de FFR considerando cómo se distribuye la inercia en la red. Con ello, es posible utilizar el indicador H^* como una métrica de "calidad de reservas" según su localización y el efecto que estas tienen sobre la dinámica del sistema, permitiendo unir criterios técnicos y económicos en el proceso de asignación de reservas. Esto permitiría aprovechar de una manera más eficiente los recursos del sistema y evitar concurrir en el vertimiento de generación renovable a prorrata sin criterios técnicos.

Con el fin de lograr lo anterior, se formula un problema de despacho económico con restricciones de seguridad dinámica de frecuencia que permita incorporar el efecto de la localización de las reservas de FFR. Para ello, se formula un problema de optimización base, denominado FSC¹, que incorpora restricciones de frecuencia sin considerar la distribución de la inercia. Posteriormente, se incorpora una bonificación a la localización de las reservas en zonas con bajos indicadores H^* para privilegiar su uso y minimizar los requerimientos del sistema. Con ello, se constituye el segundo problema de optimización, denominado FSC+OA², el que permitiría obtener desempeños dinámicos similares con menores costos y reservas.

Para su implementación, se propone una metodología de 3 etapas, tal como se muestra en la Figura 4.1. En la primera etapa se busca determinar qué tan efectivo es el FFR en base a su localización, considerando la distribución de la inercia de una condición de operación dada. Luego, esta información es incorporada en el problema de optimización para priorizar la asignación de reservas en zonas con bajos indicadores H^* . Finalmente, se compara la respuesta dinámica del sistema en tres problemas de optimización: sin restricciones de seguridad dinámica y los problemas FSC y FSC+OA.

¹Frequency-Security Constrained

²Frequency-Security Constrained with Optimal Allocation

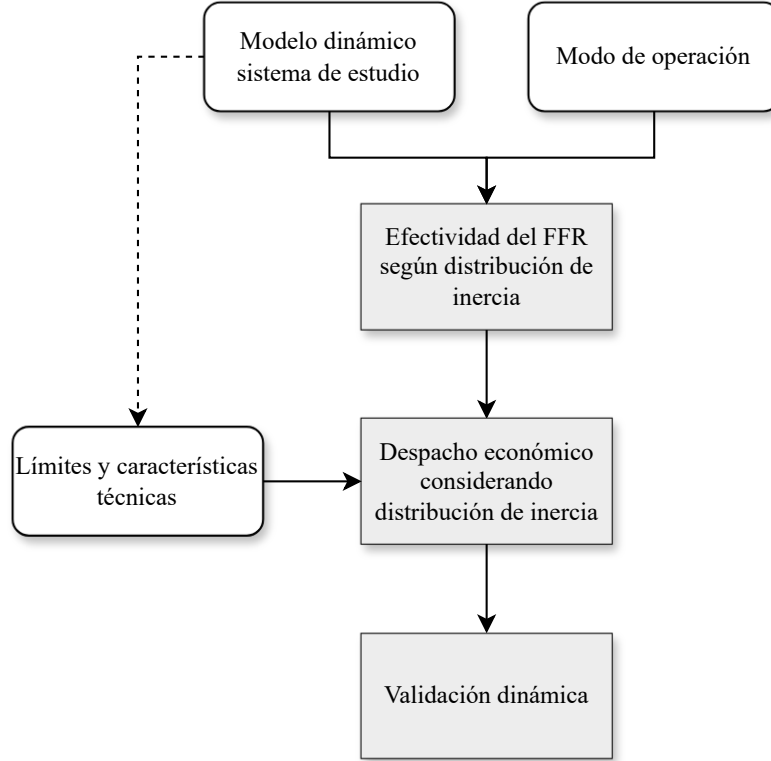


Figura 4.1: Propuesta metodológica.

4.2. Efectividad de FFR según distribución de inercia

Dado que la localización del FFR influye en la respuesta de la frecuencia de un sistema, es posible asignar una bonificación a las reservas que se encuentran ubicados en zonas con baja densidad de inercia (bajos valores de H^*). Se propone la función $\alpha(H^*)$ basada en una curva sigmoide, tal como se ilustra en la Figura 4.2. Esta función busca otorgar una bonificación de carácter no lineal y suave a zonas débiles, mientras que el ponderador tiende a 1 cuando las reservas evaluadas se encuentran en zonas robustas. Esta se define por 3 parámetros: el punto de inflexión $\mathbb{E}[H^*]$, centrado en la media de la distribución, la pendiente en el punto de inflexión γ y la amplificación máxima β .

$$\alpha(H^*) = 1 + \beta \cdot \sigma(-\gamma \cdot [H^* - \mathbb{E}[H^*]]) \quad (4.1)$$

$$= 1 + \beta \cdot \frac{1}{1 + \exp(\gamma \cdot [H^* - \mathbb{E}[H^*]])} \quad (4.2)$$

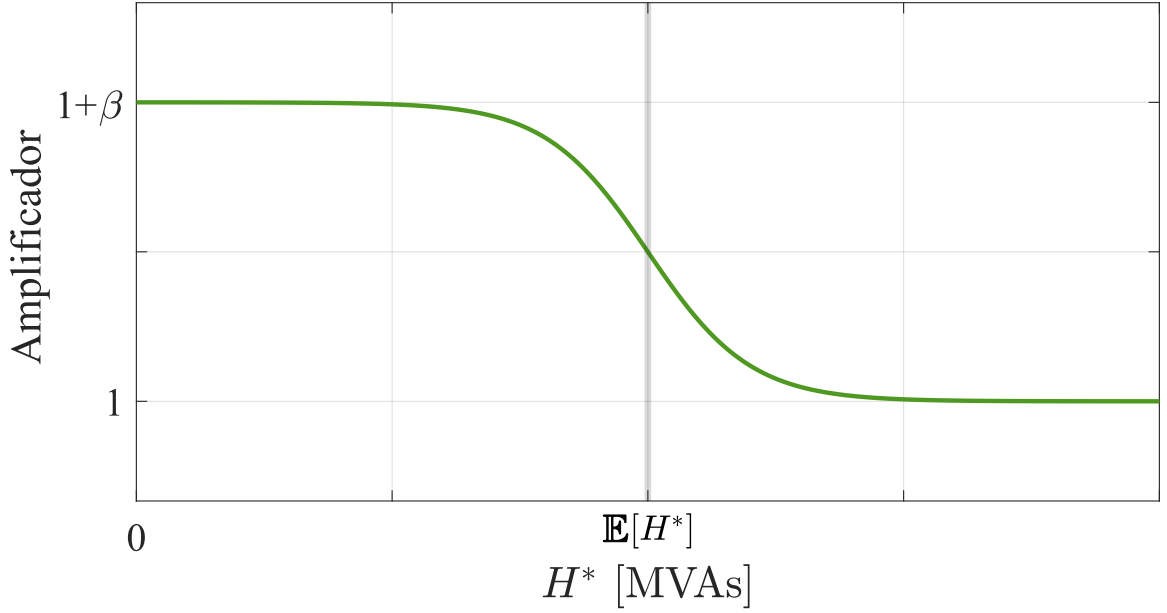


Figura 4.2: Función de bonificación de reservas según localización de TGVC.

La Figura 4.3 muestra la metodología propuesta para ajustar los parámetros de la función α . En primer lugar, se analiza un punto de operación que posea una distribución de inercia dada $H_i^*_{i \in \mathcal{B}}$. Para dicha condición, se realizan simulaciones dinámicas frente a un conjunto de contingencias \mathcal{C} , y se extrae la frecuencia mínima del sistema sin utilizar FFR, y con una unidad participando en barras con distinto H^* . Para evaluar coherentemente la efectividad, el FFR debe cumplir con un mismo monto de reservas fijo R_i , y una misma rampa de despliegue $ramp_i$. Esto se logra a través de la asignación de los valores de la ganancia droop de las TGVC analizadas. Con las frecuencias mínimas obtenidas, se calcula la mejora en frecuencia mínima como la diferencia entre el caso base, y al aplicar FFR en cada barra, obteniendo pares de localización y mejora $(H_i^*, \Delta f_i^{+,c})$. Estos valores son normalizados respecto a la mínima mejora sobre la frecuencia, obteniendo la eficiencia del FFR según su localización, y luego se realiza un ajuste de parámetros para obtener la curva α .

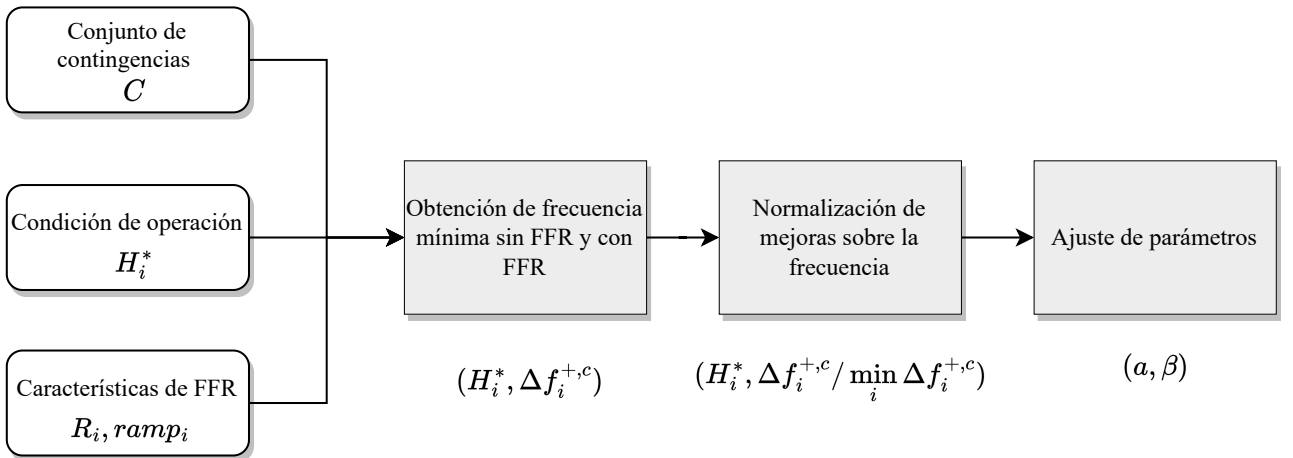


Figura 4.3: Metodología de cálculo de efectividad de FFR.

4.3. Despacho económico con localización óptima de reservas FFR (FSC+OA)

En esta sección se formula el problema de despacho económico con criterios de seguridad privilegiando la localización de reservas en zonas con bajos indicadores de inercia. La Figura 4.4 presenta los datos de entrada y salida del problema de localización óptima de reservas. La optimización se realiza utilizando la información de la demanda nodal, los límites técnicos de unidades de generación y transmisión, y de la topología de la red, incluyendo la distribución de inercia. La solución determina el despacho de potencia para los GS y TGVCC P_i^G y P_i^C , respectivamente, así como el conjunto de convertidores que participarán con lazos de control droop \tilde{X}_i^{FFR} y su monto de reservas R_i^C .

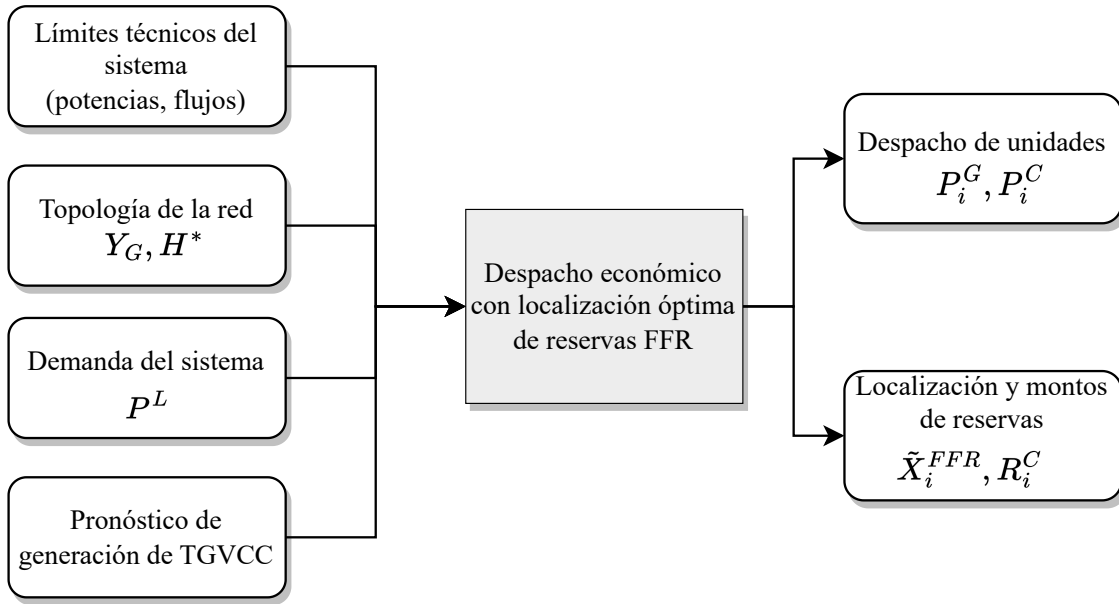


Figura 4.4: Descripción de la etapa de optimización.

El problema de optimización propuesto está sujeto a las restricciones tradicionales de un flujo de potencia DC, al cual se añaden restricciones de seguridad para garantizar la estabilidad de frecuencia del sistema. Además, el problema incorpora un factor de bonificación según la localización de las reservas de FFR con el indicador H^* . Ambas formulaciones se presentan en las subsecciones 4.3.1 y 4.3.2, y la formulación completa del problema en 4.3.3.

4.3.1. Restricción de seguridad dinámica para la frecuencia

La restricción asociada a la máxima desviación de frecuencia se plantea en base a la ecuación del swing:

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d\omega}{dt} = \Delta P \quad (4.3)$$

$$= \Delta P^{carga} + \Delta P^{FFR}(t) + \Delta P^{GS}(t) \quad (4.4)$$

Es posible aproximar la respuesta de cada tecnología según una rampa de despliegue de potencia con un retraso de acción asociado, en donde t_d^{FFR} y t_d^{GS} corresponden al tiempo de acción del FFR y del CPF, respectivamente. Al considerar \mathcal{C} y \mathcal{G} los conjuntos de TGVCC y GS, es posible reconstruir el aporte de cada unidad al agregar el despliegue de reservas de cada generador. De esta manera, el desbalance de potencia debido a la contingencia viene dado por la Eq. (4.5), en donde $u_a(t)$ corresponde a la función escalón de Heaviside desplazada en a :

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d\omega}{dt} = \Delta P^{carga} + \sum_{i \in \mathcal{C}} r_i^C \cdot (t - t_d^C) \cdot u_{t_d^C}(t) + \sum_{i \in \mathcal{G}} r_i^G \cdot (t - t_d^G) \cdot u_{t_d^G}(t) \quad (4.5)$$

Dada la formulación anterior, es importante destacar que las unidades poseen una potencia máxima que no pueden superar, por lo que es imprescindible incorporar una variable auxiliar al despliegue de reservas. Para cada unidad $\varphi_{i,t}^{r,C}$ y $\varphi_{i,t}^{r,G}$ corresponden a variables binarias que indican si la i -ésima unidad está por debajo su potencia máxima ($\varphi_{i,t} = 1$), o no ($\varphi_{i,t} = 0$) en el instante t . La Figura 4.5 presenta la respuesta de dos convertidores y de un GS frente a un desbalance considerando sus retardos respectivos. Se identifica que en un cierto instante, ambos convertidores alcanzan su potencia máxima, por lo que la variable binaria debe realizar una transición de estado.

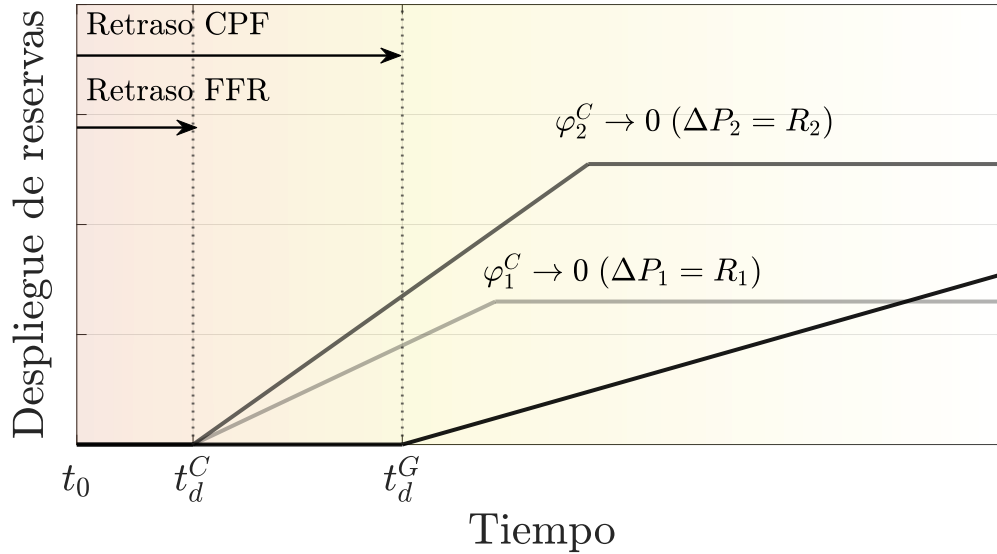


Figura 4.5: Modelo aproximado de despliegue de reservas.

El despliegue de reservas para TGVCC y GS puede ser caracterizado por las siguientes ecuaciones:

$$\Delta P_i^{FFR}(t) = r_i^C \cdot (t - t_d^C) \cdot u_{t_d^C}(t) \cdot \varphi_{i,t}^{r,C} + (1 - \varphi_{i,t}^{r,C}) \cdot (\overline{P}_i^C - P_i^C) \quad (4.6)$$

$$\Delta P_i^{GS}(t) = r_i^G \cdot (t - t_d^G) \cdot u_{t_d^G}(t) \cdot \varphi_{i,t}^{r,G} + (1 - \varphi_{i,t}^{r,G}) \cdot (\overline{P}_i^G - P_i^G) \quad (4.7)$$

Al considerar que se conoce la contribución de todas las unidades para cada instante de tiempo t , es posible estimar la evolución dinámica de la frecuencia utilizando el método de Euler de primer orden:

$$\forall t \quad \Delta P(t) = \Delta P^{carga} + \sum_{i \in \mathcal{C}} \Delta P_i^{FFR}(t) + \sum_{i \in \mathcal{G}} \Delta P_i^{GS}(t) \quad (4.8)$$

$$\forall t \quad \Delta f(t) = \Delta f(t - \Delta t) + \frac{f_{nom}}{2H_{sys}} \cdot \Delta P(t) \cdot \Delta t \quad (4.9)$$

Finalmente, es posible incorporar la restricción de seguridad para la frecuencia imponiendo una restricción que acote su valor mínimo en todo instante de tiempo:

$$\forall t \quad \Delta f(t) \leq \Delta f^{max} \quad (4.10)$$

4.3.2. Amplificación por localización

El efecto de la localización del FFR es incorporado a la optimización como un ponderador de las reservas desplegadas por las TGVCC considerando su ubicación. Al considerar $\alpha(H_i^*) = \alpha_i$, se propone modificar la Eq. (4.8) según:

$$\forall t \quad \Delta P(t) = \Delta P^{carga} + \sum_{i \in \mathcal{C}} \alpha_i \cdot \Delta P_i^{FFR}(t) + \sum_{i \in \mathcal{G}} \Delta P_i^{GS}(t) \quad (4.11)$$

De esta manera, es posible incrementar el impacto que tienen las TGVCC ubicadas en zonas con bajos indicadores H^* sin penalizar aquellas unidades que se encuentran ubicadas en zonas con alta densidad de generación síncrona.

4.3.3. Problema de optimización

Considerando todo lo anterior, el problema a resolver considera la minimización de costos de operación, contemplando los costos variables de las unidades de generación, así como una penalización por energía no suministrada μ_{LS} , según (PO). El problema integra las restricciones asociadas a la seguridad de la frecuencia, la localización óptima de FFR y restricciones asociadas a variables auxiliares para factibilizar el problema. La formulación propuesta corresponde a una programación lineal entera mixta (MILP, por sus siglas en inglés).

$$\text{mín} \sum_{i \in \mathcal{G}} CV_i^G \cdot P_i^G + \sum_{i \in \mathcal{C}} CV_i^C \cdot P_i^C + \sum_{i \in \mathcal{B}} \mu_{LL} \cdot LL_i \quad (\text{PO})$$

s.a.

1. Restricciones tradicionales de flujos DC:

Las ecuaciones (4.12) y (4.13) incorporan restricciones de potencia máxima para las unidades de generación, GS y TGVCC, respectivamente. Debido a que se modela un problema considerando su topología, se incorporan restricciones asociadas a los flujos de potencia en la red. Las ecuaciones (4.16) y (4.17) representan el acople potencia-ángulo y los límites de capacidad de transmisión del sistema estudiado. La ecuación (4.18) corresponde al balance nodal, incluyendo el desprendimiento de carga LS_i para obtener soluciones factibles en caso de no poseer la capacidad de transmisión necesaria. Los conjuntos \mathcal{G}_i y \mathcal{C}_i corresponden a los subconjuntos de GS y TGVCC, respectivamente, que se encuentran conectados a la barra i , mientras que \mathcal{B} corresponde al conjunto de barras del sistema.

$$\forall i \in \mathcal{G} \quad \underline{P_i^G} \leq P_i^G \leq \overline{P_i^G} \quad (4.12)$$

$$\forall i \in \mathcal{C} \quad 0 \leq P_i^C \leq \overline{P_i^C} \quad (4.13)$$

$$\forall i \in \mathcal{B} \quad -\pi/2 \leq \theta_i \leq \pi/2 \quad (4.14)$$

$$\forall i \in \mathcal{B} \quad 0 \leq LL_i \leq P_i^L \quad (4.15)$$

$$\forall i, j \in \mathcal{B} \quad F_{ij} = (\theta_i - \theta_j) \cdot \text{Im}(Y_{ij}) \quad (4.16)$$

$$\forall i, j \in \mathcal{B} \quad F_{ij}^{min} \leq F_{ij} \leq F_{ij}^{max} \quad (4.17)$$

$$\forall i \in \mathcal{B} \quad \sum_{k \in \mathcal{G}_i} P_k^G + \sum_{k \in \mathcal{C}_i} P_k^C = P_i^L - LL_i + \sum_{j \in \mathcal{B}} F_{ij} \quad (4.18)$$

2.- Parámetros binarios de control de frecuencia:

Para determinar la localización de las reservas, es necesario considerar que ciertas unidades pueden no poseer controladores para aportar al control de frecuencia (como governor y/o FFR). Debido a ello, esta información es incorporada a través de los parámetros X_i^{FFR} y X_i^{CPF} para cada unidad. En particular, el problema de optimización decide qué unidades TGVCC brindarán servicios de control de frecuencia, por lo que la variable de decisión binaria \tilde{X}_i^{FFR} indica si la unidad aporta o no al sistema.

$$\forall i \in \mathcal{C} \quad \tilde{X}_i^{FFR} \leq X_i^{FFR} \quad (4.19)$$

3.- Modelamiento de despliegue de reservas:

Como se explicó en la subsección 4.3.1, el problema de optimización verifica que el sistema de estudio haya desplegado sus reservas antes de un instante de tiempo. Para representar el estado de despliegue de reservas de cada unidad, se incluyen las variables binarias $\varphi_{i,t}^{r,C}$ y $\varphi_{i,t}^{r,G}$ que indican si la i -ésima unidad desplegó todas sus reservas en el instante t . Su valor dependerá de un conjunto de variables y restricciones que se presentan a continuación.

Las ecuaciones (4.20) y (4.21) representan el tiempo en el cual cada unidad alcanza su potencia máxima, dado por el monto de reservas y la velocidad de rampa de cada unidad: r_i^C para TGVCC y r_i^G para GS.

$$\forall i \in \mathcal{C} \quad t_i^C = \frac{\overline{P_i^C} - P_i^C}{r_i^C} \cdot \tilde{X}_i^{FFR} \quad (4.20)$$

$$\forall i \in \mathcal{G} \quad t_i^G = \frac{\overline{P_i^G} - P_i^G}{r_i^G} \cdot X_i^{CPF} \quad (4.21)$$

Las ecuaciones (4.22)-(4.26) definen la transición de las variables $\varphi_{i,t}$ según la potencia e instante de tiempo t .

$$\forall i \in \mathcal{C}, \forall t \quad \varphi_{i,t}^{r,C} \leq \frac{P_i^C + r_i^C \cdot (t - t_d^C) \cdot u_{t_d^C}(t)}{\overline{P_i^C}} \quad (4.22)$$

$$\forall i \in \mathcal{G}, \forall t \quad \varphi_{i,t}^{r,G} \leq \frac{P_i^G + r_i^G \cdot (t - t_d^G) \cdot u_{t_d^G}(t)}{\overline{P_i^G}} \quad (4.23)$$

$$\forall i \in \mathcal{C}, \forall t \quad \varphi_{i,t}^{r,C} \geq \frac{t - t_i^C}{t^{max}} \cdot \tilde{X}_i^{FFR} \quad (4.24)$$

$$\forall i \in \mathcal{G}, \forall t \quad \varphi_{i,t}^{r,G} \leq \frac{t - t_i^G}{t^{max}} \cdot X_i^{CPF} \quad (4.25)$$

$$\forall i \in \mathcal{G}, \forall t \quad \varphi_{i,t}^{r,G} \leq \tilde{X}_i^{FFR} \quad (4.26)$$

Al utilizar el estado de despliegue de reservas, se define la potencia que inyecta cada unidad según (4.27) y (4.28).

$$\forall i \in \mathcal{C}, \forall t \quad \Delta P_{i,t}^{FFR} \leq r_i^C \cdot (t - t_d^C) \cdot u_{t_d^C}(t) \cdot \varphi_{i,t}^{r,C} + (1 - \varphi_{i,t}^{r,C}) \cdot (\overline{P_i^C} - P_i^C) \quad (4.27)$$

$$\forall i \in \mathcal{G}, \forall t \quad \Delta P_{i,t}^{GS}(t) \leq r_i^G \cdot (t - t_d^G) \cdot u_{t_d^G}(t) \cdot \varphi_{i,t}^{r,G} + (1 - \varphi_{i,t}^{r,G}) \cdot (\overline{P_i^G} - P_i^G) \quad (4.28)$$

4.- *Restricción de seguridad dinámica de frecuencia y localización basada en α :*

Por último, se incorporan las restricciones basadas en la ecuación del swing descritas anteriormente. Se define ΔP_t como el desbalance que mantiene el sistema en el instante de tiempo t al considerar el despliegue de reservas en (4.29). Para ello, se considera $\Delta P^{conting}$ como el peor desbalance que puede ocurrir en la condición de operación considerando los despachos de las unidades del sistema, a través de las restricciones (4.30) y (4.31).

$$\forall t \quad \Delta P_t = \Delta P^{conting} - \sum_{i \in \mathcal{C}} \alpha_i \cdot \Delta P_{i,t}^{FFR} + \sum_{i \in \mathcal{G}} \Delta P_{i,t}^{GS} \quad (4.29)$$

$$\forall i \in \mathcal{G} \quad \Delta P^{conting} \geq P_i^G \quad (4.30)$$

$$\forall i \in \mathcal{C} \quad \Delta P^{conting} \geq P_i^C \quad (4.31)$$

Finalmente, se incorpora la restricción de seguridad al acotar la desviación máxima permitida en el sistema de estudio:

$$\Delta f_0 = 0 \quad (4.32)$$

$$\forall t \neq 0 \quad \Delta f_{t+1} = \Delta f_t + \frac{f_0}{2H} \cdot \Delta P_t \cdot \Delta t \quad (4.33)$$

$$\forall t \quad \Delta f_{t+1} \leq \Delta f^{max} \quad (4.34)$$

4.4. Diseño de mercado

Para el caso de diseños de mercado que consideren sistemas de ofertas para energía y servicios complementarios, la función objetivo de la optimización puede ser remplazada por

(P2):

$$\min \sum_{i \in \mathcal{G}} (Bd_i^G \cdot P_i^G + Ab_i^G \cdot |R_i^G|) + \sum_{i \in \mathcal{C}} (Bd_i^C \cdot P_i^C + Ab_i^C \cdot |R_i^C|) + \sum_{i \in \mathcal{B}} \mu_{LL} \cdot LL_i \quad (\text{P2})$$

en donde Bd_i y Ab_i corresponden a los precios de oferta de energía y servicios complementarios, respectivamente. Para otro tipo de estructuras de mercado, el problema puede ser fácilmente adaptado a través de la incorporación de variables adicionales y funciones objetivo acordes.

4.5. Validación dinámica

Para validar que la respuesta del sistema efectivamente presenta mejoras a través de la localización óptima de reservas de FFR, la solución del problema completo es comparada con 2 problemas de optimización: sin restricciones de seguridad (BC), y sin considerar la distribución de la inercia (FSC). Para el primero, se asignarán las reservas de FFR cuando las unidades posean capacidad de prestar servicios de FFR y márgenes de potencia respecto a su pronóstico. Por otra parte, el segundo problema se construye imponiendo $\beta = 0$, es decir, ignorando el efecto de la distribución de la inercia. Todas las soluciones son implementadas en el software PowerFactory/DIGSILENT, y son evaluadas a través de:

- La selección de un conjunto de contingencias críticas en distintas localizaciones de la red
- El análisis de principales métricas de desempeño dinámico de la frecuencia para cada contingencia y cada solución

Capítulo 5

Casos de estudio

La metodología propuesta es implementada en el SEN proyectado al 2046 para 2 de las 12 distribuciones de inercia estudiadas en el Capítulo 3. En consideración de los planes de descarbonización y el atractivo de utilizar el potencial renovable del Norte de Chile, se estudian los escenarios $Z_1Z_2H_0$ y $Z_1Z_2H_{20}$, como dos casos realistas en los que se aprovecha el potencial de la zona norte. Para cada uno de ellos, se extraen las matrices de admitancias, así como las capacidades nominales de transformadores y líneas en el sistema para ser utilizados como restricciones de transmisión. A vista general, la optimización se realiza sobre un sistema de 1300 barras, con más de 40 GS y 100 TGVCC en cada caso. Las principales características de estos se presentan en la Tabla 5.1. Cabe destacar que gran parte de las unidades TGVCC cuentan con capacidad de FFR. Las unidades que no cuentan pueden ser justificadas debido a su antigüedad en el sistema.

Tabla 5.1: Caracterización de puntos de operación analizados.

Escenario	$Z_1Z_2H_0$	$Z_1Z_2H_{20}$
Inercia sistémica [GVAs]	19,3122	19,8694
Pronóstico generación TGVCC [MW]	15.348	15.349
Demanda total [MW]	17.674	17.674
Número de GS	45	44
Número de TGVCC	125	127
Número de TGVCC con FFR	95	98

Los problemas de optimización son formulados en Pyomo y resueltos con el solver Gurobi. Como parámetros de optimización, se considera una discretización del tiempo Δt de 50 milisegundos, y tiempos de retardo del FFR y CPF de 0.2 y 2 segundos, respectivamente.

En cuanto a los requerimientos dinámicos del sistema, se fija una desviación máxima de frecuencia de 1 Hz debido a que el primer escalón de los EDAC del SEN es gatillado en los 49 Hz.

A continuación se presentan las caracterizaciones geográficas de ambos escenarios, considerando la localización de GS, el indicador H^* y el pronóstico de generación TGVC por cada zona geográfica.

5.1. Escenario de distribución $Z_1Z_2H_0$

La Figura 5.1 presenta las características de la distribución $Z_1Z_2H_0$. Esta posee su inercia concentrada en las zonas centro y sur del SEN, lo que provoca que los indicadores calculados posean valores más bajos en las zonas del Norte Grande y Norte Chico, tal como se observa en la figura (b). Adicionalmente, estas zonas poseen cerca del 65 % de las TGVC del sistema, repartidas equitativamente, lo que genera a que el pronóstico de generación sea similar en ambas zonas, tal como se ilustra en (c).

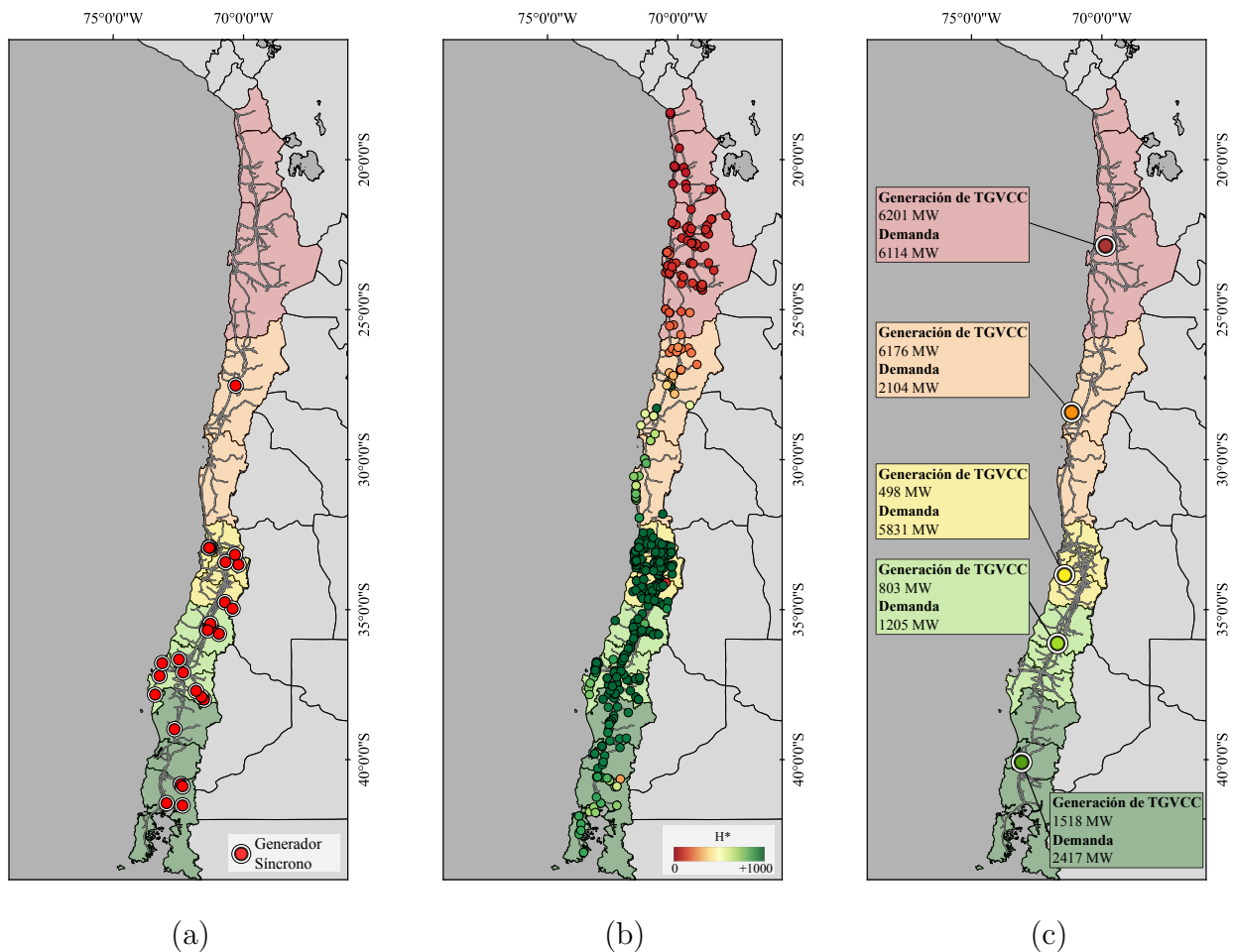


Figura 5.1: Características de distribución $Z_1Z_2H_0$: (a) localización de GS, (b) indicador H^* , (c) pronóstico de generación

5.2. Escenario de distribución $Z_1Z_2H_{20}$

El segundo caso de estudio corresponde a la distribución $Z_1Z_2H_{20}$, el que representa un escenario menos extremo al caso anterior, e ilustrativo de un proceso de transición energética. La Figura 5.2 presenta las principales características del caso de estudio. A diferencia del caso $Z_1Z_2H_0$, las zonas norte del país poseen ciertas unidades sincrónicas operativas, tal como se ilustra en la figura (a). Adicionalmente, la redistribución de la inercia conlleva un aumento en los valores del indicador H^* , y una reducción en las zonas centro-sur, tal como se observa en (b). Por último, la generación de TGVC se mantiene esencialmente concentrada en las zonas norte.

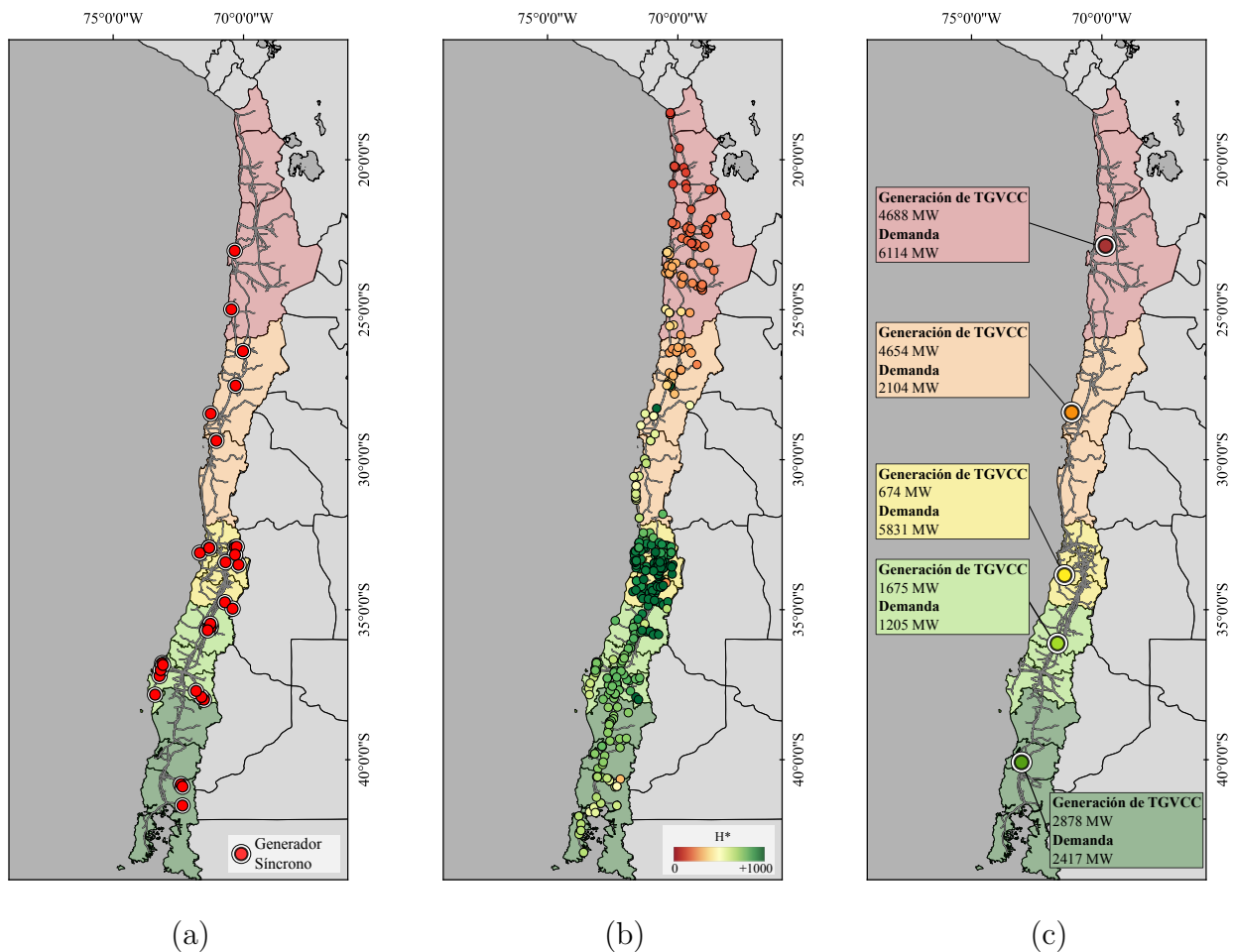


Figura 5.2: Características de distribución $Z_1Z_2H_{20}$: (a) localización de GS, (b) indicador H^* , (c) pronóstico de generación

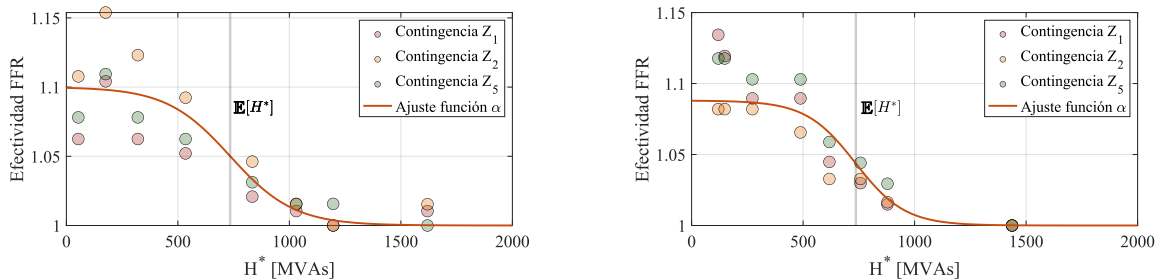
Capítulo 6

Resultados y análisis

En este capítulo se presentan los principales resultados obtenidos al implementar la metodología propuesta en la Sección 4. En primer lugar, se determina la efectividad del FFR según la localización de los convertidores y la distribución de la inercia, a través de estudios dinámicos. Con ello, se ajustan los parámetros de la función α para ser incorporados a los problemas de optimización. Posteriormente, se resuelven los problemas de optimización y se comparan las soluciones obtenidas. Por último, se evalúa dinámicamente las condiciones de operación con la localización de las reservas obtenidas.

6.1. Determinación de efectividad del FFR

Para ambos escenarios, se analiza el efecto de 100 MW de reserva FFR en ocho localizaciones con distintos indicadores H^* para determinar la efectividad según la distribución de la inercia frente a tres contingencias, ubicadas en Z_1 , Z_2 y Z_5 . A partir de los resultados dinámicos, se determina la efectividad del FFR normalizando por la peor mejora en la frecuencia mínima, tal como se explica en la subsección 4.2. La Figura 6.1 presentan la efectividad obtenida para los $Z_1Z_2H_0$ y $Z_1Z_2H_{20}$, respectivamente, así como el ajuste de sus curvas. Los resultados muestran el comportamiento esperado: TGVCC en zonas con indicadores más bajos presentan una mejor respuesta en la frecuencia del sistema para todas las contingencias analizadas que su aplicación en zonas robustas.



(a) Escenario $Z_1Z_2H_0$

(b) Escenario $Z_1Z_2H_{20}$

Figura 6.1: Ajuste de curvas de efectividad de FFR para casos de estudio.

Los parámetros β y γ fueron obtenidos a través de un ajuste en dos etapas: en primer lugar se realizó un ajuste sobre el parámetro β considerando una minimización del error de mínimos cuadrados no lineales (NLP). Posteriormente, se realiza el ajuste del parámetro γ utilizando el valor de β predeterminado, a través de la minimización del RMSE. La Tabla 6.1 presenta los valores ajustados para ambos casos de estudio, así como el error RMSE calculado en la segunda etapa. En el Anexo C se muestran más detalles de los resultados obtenidos en el ajuste de parámetros.

Tabla 6.1: Ajuste de parámetros de curvas sigmoides.

Escenario	β	γ	RMSE
$Z_1Z_2H_0$	10 %	0.008	0.1001
$Z_1Z_2H_{20}$	8.8 %	0.009	0.0875

6.2. Resultados optimización

Las soluciones entregadas por las tres formulaciones se presentan en la Tabla 6.2, contemplando costos de operación, montos de reservas y tiempos de cómputo. Para ambos escenarios, se observa que la solución BC posee los menores costos de operación, lo que es razonable, puesto que no considera ninguna restricción asociada a la seguridad del sistema ante contingencias. En cuanto a los problemas con restricciones de seguridad, ambas soluciones poseen costos de operación y reservas de FFR muy similares, en donde la solución FSC+OA presenta costos levemente inferiores y una mayor cantidad de reservas de FFR. Esto se debe a que el problema de optimización realiza una co-optimización de reservas sincrónica y de FFR, considerando su localización y velocidad de despliegue. Esto puede interpretarse como un *trade-off* entre unidades con costos más elevados pero con velocidades de despliegue más rápidas, que se logra a partir de la localización de las reservas de FFR. Por último, los tiempos de cómputo obtenidos se encuentran en rangos aceptables, lo que indicaría que este tipo de restricciones podrían ser incorporadas en problemas más grandes asociados a planificación.

Tabla 6.2: Soluciones de los problemas de optimización.

Caso	$Z_1Z_2H_0$		$Z_1Z_2H_{20}$			
	BC	FSC	FSC+OA	BC	FSC	FSC+OA
Costos de operación (USD)	9.899	10.678	10.652	12.523	13.427	13.332
Monto de reservas FFR (MW)	-	326	332	-	249	260
Monto de reservas CPF (MW)	1.322	675	662	523	384	361
Tiempo de cómputo (s)	24,01	23,84	23,79	23,15	27,25	29,91

Las Figura 6.2 y Figura 6.3 presentan: las reservas de FFR para los casos FSC (a) y FSC+OA (b), así como la localización de las contingencias a estudiar (c), para los escenarios $Z_1Z_2H_0$ y $Z_1Z_2H_{20}$, respectivamente. De (a) y (b) se aprecia que en ambos escenarios, las soluciones al problema FSC+OA presentan una concentración más alta de reservas en el norte del país, zona con menores indicadores H^* . En cuanto a las contingencias, para ambos casos de estudio se realiza la desconexión de 1 o 2 unidades de generación que aporten al sistema con un monto similar al obtenido como potencia de contingencia en el proceso de optimización. Las contingencias fueron seleccionadas considerando el mismo desbalance de potencia en ambas condiciones de operación.

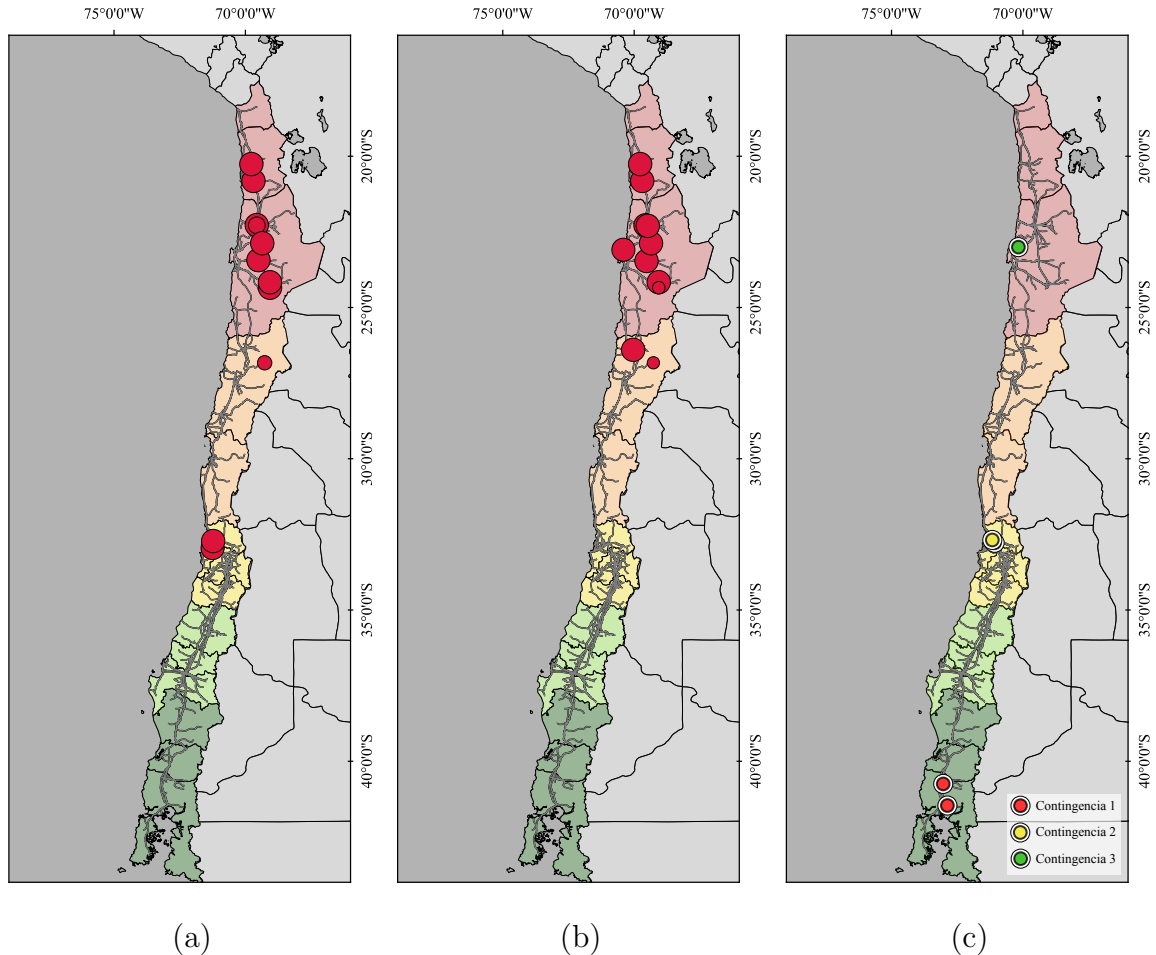


Figura 6.2: Escenario $Z_1Z_2H_0$: localización reservas de FFR caso FSC (a), FSC+OA (b), y de contingencias (c).

Para el escenario $Z_1Z_2H_0$, las contingencias a analizar corresponden a:

- **Contingencia C_1 :** Desconexión de una TGVCC en Z_1 de 419 MW.
- **Contingencia C_2 :** Desconexión de dos TGVCC en Z_1 y Z_2 de 319 y 113 MW, respectivamente.
- **Contingencia C_3 :** Desconexión de un GS y una TGVCC en Z_4 , de 230 y 185 MW, respectivamente.

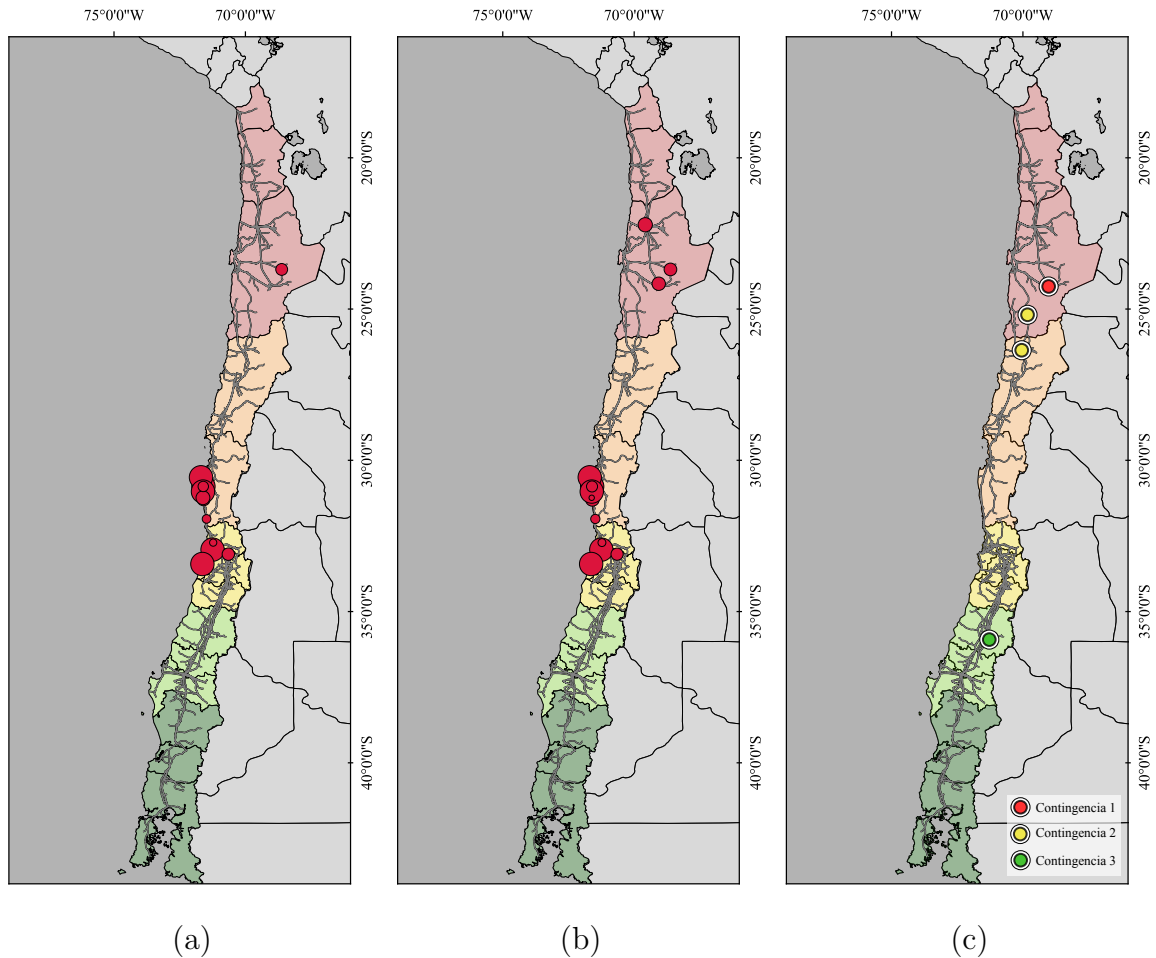


Figura 6.3: Escenario $Z_1Z_2H_{20}$: localización reservas de FFR caso FSC (a), FSC+OA (b), y de contingencias (c).

Para el escenario $Z_1Z_2H_{20}$, las contingencias a analizar corresponden a:

- **Contingencia C_1 :** Desconexión de dos TGVCC en Z_5 de 216 y 117 MW.
- **Contingencia C_2 :** Desconexión de dos TGVCC en Z_3 de 231 y 134 MW, respectivamente.
- **Contingencia C_3 :** Desconexión de dos GS en Z_1 , de 157 y 181 MW, respectivamente.

6.3. Simulaciones dinámicas

Para cada escenario, se simulan las tres contingencias seleccionadas y se compara el desempeño de las condiciones obtenidas a través de la optimización. A continuación se presentan los resultados dinámicos de la frecuencia obtenidos en el sistema.

La Figura 6.4 muestra la evolución temporal de la frecuencia frente a las tres contingencias en el caso $Z_1Z_2H_0$: la columna izquierda corresponde al caso BC (a), la del centro al caso

FSC (b), y la derecha la del FSC+OA (c). Para cada contingencia se indica la frecuencia y RoCoF mínimos de cada simulación, así como la frecuencia medida en las 5 zonas geográficas del sistema. Los casos BC muestran que la frecuencia cae por debajo de los umbrales admisibles y el sistema se vuelve inestable en todos los casos, lo que es coherente, puesto que su optimización no considera ningún aspecto de seguridad dinámica. En contraste, en las otras dos soluciones el sistema se mantiene estable, conteniendo la caída de frecuencia del sistema y manteniéndola por sobre de los 49 Hz en todas las simulaciones analizadas. Esto validaría la aproximación de la restricción de seguridad utilizada en el problema de optimización. Se destaca que al considerar los efectos de la distribución de la inercia, la respuesta dinámica del sistema mejora significativamente ante todas las contingencias, considerando la frecuencia mínima y el RoCoF.

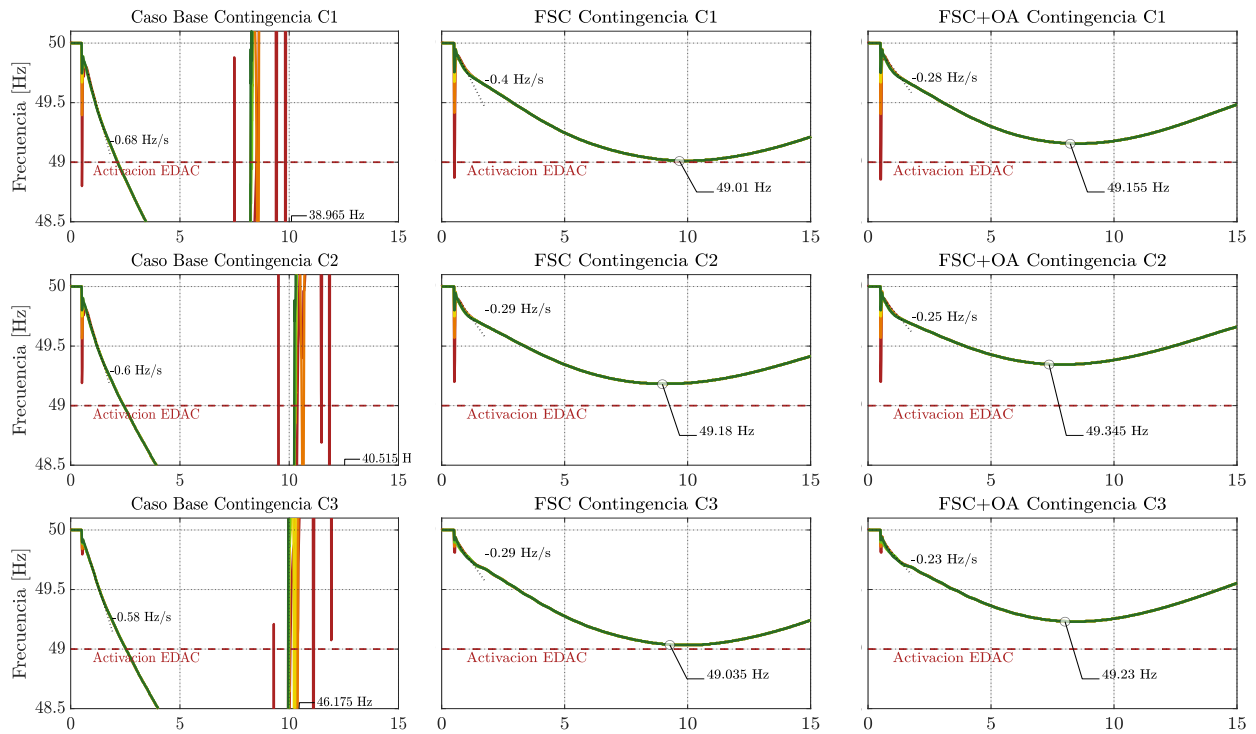


Figura 6.4: Respuesta dinámica del sistema frente a contingencias escenario $Z_1Z_2H_0$, casos (a) BC, (b) FSC, y (c) FSC+OA.

Por otra parte, la Figura 6.5 presenta los mismos resultados, pero para el caso $Z_1Z_2H_{20}$. Al analizar las simulaciones de caso BC, se observa que la frecuencia cae por debajo del umbral de 49 Hz en dos de las tres contingencias y conduce a que el sistema se vuelva inestable. Por otra parte, las soluciones de FSC y FSC+OA presentan una mejora significativa en la evolución de la frecuencia respecto al BC, manteniéndose por sobre los umbrales de EDAC en todos los casos salvo en C_2 para la solución FSC. Este tipo de errores puede originarse debido a diversos factores, tales como la aproximación de valores de rampas, niveles de carga de las unidades, así como en aproximaciones de la ecuación del swing uninodal. Nuevamente se observa que la solución FSC+OA supera en todas las métricas a los casos BC y FSC, mostrando el impacto de la localización de reservas considerando la distribución de la inercia. Adicionalmente, en este escenario se destaca que las diferencias entre los RoCoF poseen magnitudes mucho menores al escenario $Z_1Z_2H_0$.

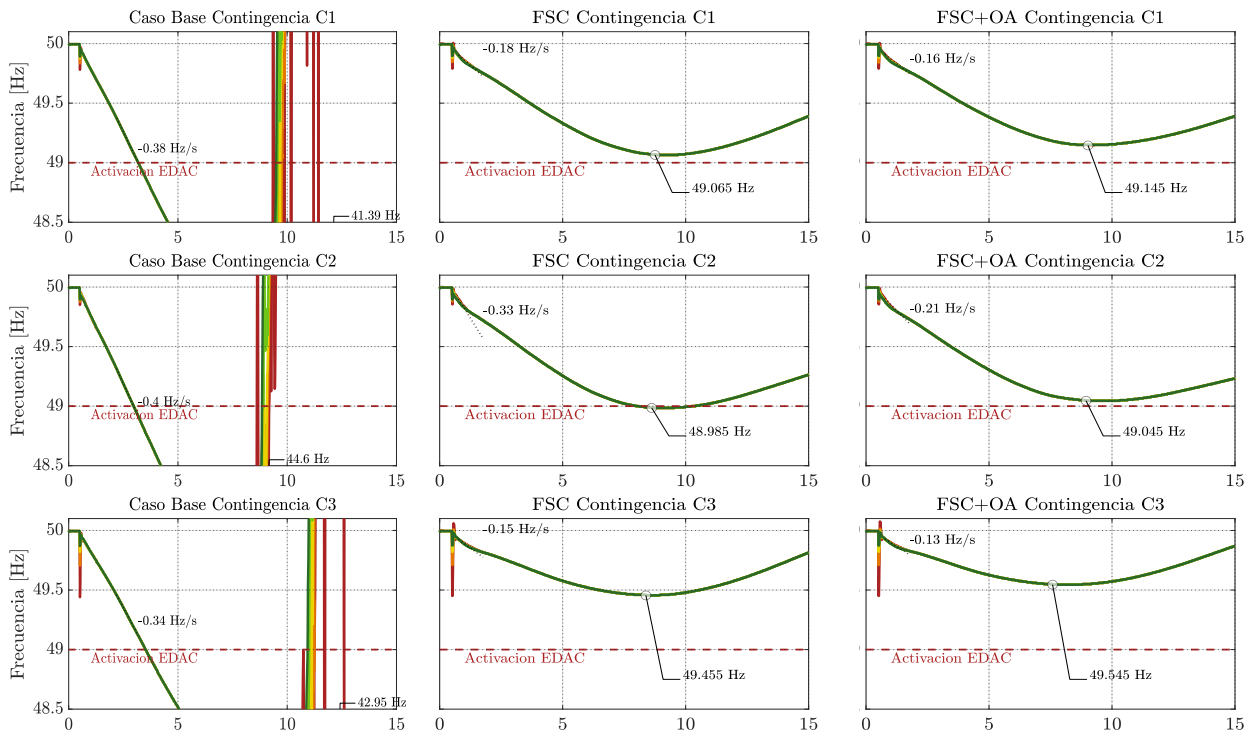


Figura 6.5: Respuesta dinámica del sistema frente a contingencias escenario $Z_1Z_2H_{20}$, casos (a) BC, (b) FSC, y (c) FSC+OA.

A modo de resumen, en la Tabla 6.3 se presentan las frecuencias y RoCoF mínimos obtenidos por caso y contingencia, señalando en rojo las métricas que se encuentran por debajo de los valores admisibles, y en verde a la mejor solución obtenida. Se destaca que las soluciones FSC+OA superan significativamente al caso FSC. Con los resultados obtenidos, es posible evidenciar que es posible minimizar los costos de operación de los SEP a través de una localización de reservas FFR considerando cómo se distribuye la inercia. Teniendo en consideración el desempeño de la frecuencia de las soluciones FSC+OA, sería posible reducir aún más los costos a través de una leve disminución de las reservas determinadas por la optimización. Sin embargo, esto requeriría de un ajuste más preciso de los parámetros de los problemas planteados.

Tabla 6.3: Métricas de desempeño casos de estudio.

Contingencia	Métrica	$Z_1Z_2H_0$			$Z_1Z_2H_{20}$		
		BC	FSC	FSC+OA	BC	FSC	FSC+OA
C_1	f_{min}	Inestable	49,010	49,155	Inestable	49.065	49.145
	RoCoF	-0,68	-0,4	-0,28	-0,38	-0.18	-0.16
C_2	f_{min}	Inestable	49,180	49,345	Inestable	48.985	49.045
	RoCoF	-0,6	-0.29	-0,25	-0,4	-0.33	0.21
C_3	f_{min}	Inestable	49,035	49,230	Inestable	49.455	49.545
	RoCoF	-0,58	-0,29	-0,23	-0,34	-0.15	-0.13

Es importante recalcar que no se observaron oscilaciones de frecuencia para ninguno de los escenarios y casos analizados, y que sólo se presentaron RoCoF por debajo de los umbrales en los casos BC cas. Sin embargo, es importante destacar que si bien la gran mayoría de las soluciones FSC se mantuvo por sobre los 49 Hz, la operación tan cercana a los umbrales de EDAC puede conducir a la activación indeseada de estos, generando mayores impactos en la operación del sistema. En consecuencia, es necesario que la operación del sistema mantenga un correcto balance entre los aspectos técnicos y económicos para su operación.

Capítulo 7

Conclusiones

En esta tesis se realizó un estudio de los efectos de la distribución de la inercia en sistemas dominados por TGVCC sobre la dinámica de la frecuencia, así como un diseño práctico de un EPE basado en la acción de convertidores. De esta manera, se cumplieron las hipótesis y objetivos planteados en su totalidad.

A través de los resultados obtenidos en base al análisis preliminar, fue posible identificar que frente a una contingencia, la frecuencia posee un comportamiento dinámico local transitorio que depende fuertemente de cómo se distribuye la inercia. Posteriormente, se observó que independiente de cómo se distribuya ésta, la frecuencia del sistema vuelve a poseer un comportamiento uniforme a lo largo de la red al cabo de algunos segundos. Adicionalmente, en el análisis preliminar se mostró que la localización de las reservas FFR sí influyen sobre la respuesta dinámica de la frecuencia, con lo que se cumplen las dos primeras hipótesis planteadas en este trabajo. Adicionalmente, se mostró que en sistemas de baja inercia, los recursos sincrónicos no son lo suficientemente rápidos para garantizar la seguridad de un sistema, y que será necesario incorporar la acción de TGVCC en los SEP modernos.

En cuanto a la metodología propuesta, se destaca que el indicador propuesto es sencillo de calcular y no añade grandes complejidades computacionales al problema de despacho económico. Considerando que es posible identificar ciertos “modos de operación” durante un año, sería posible simplificar el cálculo de la efectividad a estos modos de operación, y evitar realizarlo para cada condición de operación. En cuanto al funcionamiento del EPE propuesto, este recae únicamente en la localización de las reservas de FFR, lo que evita acciones más complejas que pudiesen perjudicar al sistema en caso de un malfuncionamiento. Sin embargo, se debe tener en cuenta que el pronóstico de generación varía fuertemente durante el día, lo que influye sobre la operación deload de las unidades seleccionadas. Por esto, este tipo de soluciones también debiese contemplar algún mecanismo que asegure los montos de reservas determinados, o bien sea capaz de detectar cambios en el pronóstico y modifique la distribución geográfica de dichas reservas.

A través de los resultados finales, se demostró que es posible asegurar el desempeño dinámico de un sistema y reducir sus costos de operación a través de una correcta localización de reservas con criterios técnicos. En efecto, la validación de los modelos FSC y FSC+OA frente a las mismas contingencias permitió corroborar la importancia de la localización de las

reservas de FFR. Los resultados mostraron un leve sobredimensionamiento de las reservas, entregando frecuencias por sobre los umbrales determinados de los EDAC. Esto abre la posibilidad de reducir los montos de reservas determinados por la optimización. Sin embargo, esto se discutirá en más detalle en los trabajos futuros.

Entre otros, los resultados obtenidos poseen una gran relevancia considerando la situación actual del SEN en cuanto a los vertimientos de TGVCC, debido a que pueden diseñarse mecanismos para exigir reservas FFR según las condiciones de operación de la red. De este modo, no sería necesario realizar recortes de TGVCC a prorrata en todas las unidades, sino que sólo en zonas que puedan apoyar de manera más efectiva a la respuesta del sistema en cuestión, siempre y cuando se posean controladores en dichas unidades. Por otra parte, el indicador propuesto podría ser utilizado para otros fines, tales como el diseño de regulaciones que exijan la capacidad de control de frecuencia de convertidores en zonas históricamente “débiles”, así como para planes de fortalecimiento de red.

En conclusión, este trabajo analizó exitosamente los efectos de la distribución de la inercia sobre SEP reales, la cual es una arista poco explorada entre los desafíos de los sistemas de baja inercia. Los trabajos publicados hasta la fecha sólo se centran en estudiar sistemas pequeños de pruebas, lo que fortalece la contribución de este trabajo para el área.

7.1. Trabajos futuros

Si bien el proceso exploratorio de este trabajo permitió comprender y caracterizar de una manera más formal los efectos de la distribución de la inercia, es importante mencionar que esto abre la posibilidad a numerosos estudios.

En primer lugar, el trabajo se acotó a utilizar únicamente tecnologías Grid-Following, las que se asocian a las respuestas de los peaks de frecuencia debido a variaciones de tensión, y por ende, errores en la estimación del PLL. Debido a esto, queda abierta la posibilidad de analizar cómo afecta la distribución de la inercia y la topología en un sistema que posee tanto unidades Grid-Following como Grid-Forming. De esta misma forma, se analizó únicamente el efecto del control droop en el FFR, por lo que sería interesante ver cómo afectan arquitecturas de control basadas en inercia virtual u otros sobre el desempeño de la frecuencia. En particular, sería relevante analizar si es posible incorporar de alguna manera este tipo de estrategias en la formulación del indicador H^* para enriquecer la información topológica del sistema. La inclusión de estas variantes podría eventualmente afectar los resultados obtenidos en este trabajo, así como la efectividad del FFR según la distribución de la inercia.

Desde la perspectiva de control, sería atractivo diseñar controladores de área amplia que consideren este tipo de información topológica para garantizar estabilidad de los SEP y aprovechar los recursos distribuidos. Además, este estudio se centró en la estabilidad de frecuencia a través de desbalances de potencia. En este contexto, sería relevante analizar cómo afecta la distribución de la inercia a otras estabilidades, como la de tensión y angular, frente a contingencias como cortocircuitos, o incluso la desconexión de enlaces HVDC, considerando la futura inclusión del enlace Kimal-Lo Aguirre al SEN.

En cuanto a la optimización, si bien entregó resultados atractivos y concretos, es importante destacar que se pueden incorporar numerosas mejoras en su formulación. Entre ellas se encuentra la utilización de parámetros de rampas más precisos, retardos específicos para cada tipo de tecnología (hidroeléctricas, térmicas, etc.), así como extender el modelo uninodal a uno multinodal para capturar las dinámicas transitorias iniciales. Entre otras posibilidades, sería posible realizar una sintonización de los parámetros del control droop, puesto que este trabajo utilizó un valor fijo del 5 %.

Por último, este trabajo abarcó los efectos de la distribución de la inercia y la alta concentración de TGVCC en ciertas zonas de la red a través de simulaciones RMS. Sin embargo, esta ventana de tiempo es demasiado grande para analizar realmente si existen riesgos de interacciones entre convertidores frente a condiciones de red débil debido a baja o nula inercia. En consecuencia, para estudiar de manera más precisa el cómo interactúan los distintos equipos entre ellos, será necesario extender este trabajo con modelos más detallados a través de simulaciones de transitorios electromagnéticos (EMT).

Bibliografía

- [1] International Renewable Energy Agency. "World Energy Transitions Outlook: 1.5°C Pathway". 2021.
- [2] Informe Mensual del Coordinador Eléctrico Nacional | Coordinador Eléctrico Nacional.
- [3] Coordinador Eléctrico Nacional. Hoja de Ruta para una Transición Energética Acelerada.
- [4] Boletín Mercado Eléctrico Sector Generación Enero 2021.
- [5] Boletín Generadoras de Chile - Enero 2024.
- [6] Prahba Kundur. "*Power System Stability and Control*". "McGraw-Hill", 1994.
- [7] J. Machowski and J. W. Bialek and J. R. Bumby. "*Power System Dynamics : Stability and Control*". John Wiley, Oxford, Octubre 2008.
- [8] Nikos Hatziargyriou, Jovica Milanovic, Claudia Rahmann, Venkataramana Ajjarapu, Claudio Canizares, Istvan Erlich, David Hill, Ian Hiskens, Innocent Kamwa, Bikash Pal, Pouyan Pourbeik, Juan Sanchez-Gasca, Aleksandar Stankovic, Thierry Van Cutsem, Vijay Vittal, and Costas Vournas. "Definition and Classification of Power System Stability – Revisited & Extended". *IEEE Transactions on Power Systems*, 36(4):3271–3281, 2021.
- [9] Federico Milano, Florian Dörfler, Gabriela Hug, David J. Hill, and Gregor Verbič. "Foundations and Challenges of Low-Inertia Systems (Invited Paper)". In *2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, pages 1–25, 2018.
- [10] Julia Matevosyan, Jason MacDowell, Nick Miller, Babak Badrzadeh, Deepak Ramasubramanian, Andrew Isaacs, Ryan Quint, Eckard Quitmann, Ralph Pfeiffer, Helge Urdal, Thibault Prevost, Vijay Vittal, Dennis Woodford, Shun Hsien Huang, and Jon O’Sullivan. "A Future With Inverter-Based Resources: Finding Strength From Traditional Weakness". *IEEE Power and Energy Magazine*, 19(6):18–28, 2021.
- [11] Debargha Brahma and Nilanjan Senroy. Spatial distribution of grid inertia and dynamic flexibility: Approximations and applications. *IEEE Transactions on Power Systems*, 36(4):3465–3474, 2021.

- [12] Luis Badesa, Fei Teng, and Goran Strbac. Conditions for regional frequency stability in power system scheduling—part i: Theory. *IEEE Transactions on Power Systems*, 36(6):5558–5566, 2021.
- [13] Ti Xu, Wonhyeok Jang, and Thomas J. Overbye. Investigation of inertia’s locational impacts on primary frequency response using large-scale synthetic network models. In *2017 IEEE Power and Energy Conference at Illinois (PECI)*, pages 1–7, 2017.
- [14] Bálint Hartmann, István Vokony, and István Táci. Effects of decreasing synchronous inertia on power system dynamics—overview of recent experiences and marketisation of services. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 29(12):e12128, 2019. e12128 ITEES-18-1219.R1.
- [15] Jon O’Sullivan, Alan Rogers, Damian Flynn, Paul Smith, Alan Mullane, and Mark O’Malley. ”Studying the Maximum Instantaneous Non-Synchronous Generation in an Island System—Frequency Stability Challenges in Ireland”. *IEEE Transactions on Power Systems*, 29(6):2943–2951, 2014.
- [16] Pieter Tielens and Dirk Van Hertem. The relevance of inertia in power systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 55:999–1009, 2016.
- [17] Yajun Wang, Horacio Silva-Saravia, and Hector Pulgar-Painemal. Estimating inertia distribution to enhance power system dynamics. In *2017 North American Power Symposium (NAPS)*, pages 1–6, 2017.
- [18] Huajie Gu, Ruifeng Yan, and Tapan Saha. ”Review of system strength and inertia requirements for the national electricity market of Australia”. *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, 5(3):295–305, 2019.
- [19] Huajie Gu, Ruifeng Yan, and Tapan Kumar Saha. ”Minimum Synchronous Inertia Requirement of Renewable Power Systems”. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(2):1533–1543, 2018.
- [20] Coordinador Eléctrico Nacional. ”Estudio de restricciones en el Sistema de Transmisión”. 2020.
- [21] Coordinador Eléctrico Nacional. ”Estudio de Nivel de Inercia y de Cortocircuito”. 2022.
- [22] Systep | Systep: vertimiento de ERNC interanual aumentó 1.220 % en abril.
- [23] Ministerio de Energía. ”Energía 2050: Política Energética de Chile”. 2020.
- [24] Anuradha Annaswamy. IEEE Vision for Smart Grid Control: 2030 and Beyond Roadmap. *IEEE Vision for Smart Grid Control: 2030 and Beyond Roadmap*, pages 1–12, October 2013. Conference Name: IEEE Vision for Smart Grid Control: 2030 and Beyond Roadmap.
- [25] Md. Nahid Haque Shazon, Nahid-Al Masood, and Atik Jawad. Frequency control challenges and potential countermeasures in future low-inertia power systems: A review. *Energy Reports*, 8:6191–6219, 11 2022.

- [26] Michel Rezkalla, Michael Pertl, and Mattia Marinelli. Electric power system inertia: requirements, challenges and solutions. *Electrical Engineering*, 100(4):2677–2693, December 2018.
- [27] Héctor Pulgar-Painemal, Yajun Wang, and Horacio Silva-Saravia. "On Inertia Distribution, Inter-Area Oscillations and Location of Electronically-Interfaced Resources". *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(1):995–1003, 2018.
- [28] D. Wilson, J. Yu, N. Al-Ashwal, B. Heimisson, and V. Terzija. Measuring effective area inertia to determine fast-acting frequency response requirements. *International Journal of Electrical Power Energy Systems*, 113:1–8, 2019.
- [29] Lin Zhu, Yonghao Hu, Zhenglin Tian, and Zhigang Wu. Spatial characteristic analysis of inertia response based on the relative gain array. *Electric Power Systems Research*, 228:110007, 2024.
- [30] Dizar Al Kez, Aoife M. Foley, and D. John Morrow. Analysis of fast frequency response allocations in power systems with high system non-synchronous penetrations. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 58(3):3087–3101, 2022.
- [31] Impact of Low Rotational Inertia on Power System Stability and Operation | Elsevier Enhanced Reader.
- [32] Jingyang Fang, Hongchang Li, Yi Tang, and Frede Blaabjerg. On the inertia of future more-electronics power systems. *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, 7(4):2130–2146, 2019.
- [33] Kamala Sarojini Ratnam, K. Palanisamy, and Guangya Yang. Future low-inertia power systems: Requirements, issues, and solutions - A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 124:109773, May 2020.
- [34] Seyed Sohrab Banijamali and Turaj Amraee. "Semi-Adaptive Setting of Under Frequency Load Shedding Relays Considering Credible Generation Outage Scenarios". *IEEE Transactions on Power Delivery*, 34(3):1098–1108, 2019.
- [35] Qiteng Hong, Marcel Nedd, Seán Norris, Ibrahim Abdulhadi, Mazaher Karimi, Vladimir Terzija, Benjamin Marshall, Keith Bell, and Campbell Booth. Fast frequency response for effective frequency control in power systems with low inertia. *The Journal of Engineering*, 2019(16):1696–1702, 2019.
- [36] Dong Liu, Xi Zhang, and Chi K. Tse. Effects of High Level of Penetration of Renewable Energy Sources on Cascading Failure of Modern Power Systems. *IEEE Journal on Emerging and Selected Topics in Circuits and Systems*, 12(1):98–106, March 2022. Conference Name: IEEE Journal on Emerging and Selected Topics in Circuits and Systems.
- [37] Federico Milano and Álvaro Ortega. Frequency divider. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(2):1493–1501, 2017.
- [38] Zeyad Assi Obaid, Liana M. Cipcigan, Lahieb Abraham, and Mazin T. Muhssin. Frequency control of future power systems: reviewing and evaluating challenges and new control methods. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 7(1):9–25, 2019.

- [39] Mingjian Tuo and Xingpeng Li. Dynamic Estimation of Power System Inertia Distribution Using Synchrophasor Measurements. In *2020 52nd North American Power Symposium (NAPS)*, pages 1–6, Tempe, AZ, USA, April 2021. IEEE.
- [40] Li Sun, Hongbo Liu, and Chenglian Ma. Ac tie-line power oscillation mechanism and peak value calculation for a two-area ac/dc parallel interconnected power system caused by lcc-hvdc commutation failures. *Energies*, 13:1221, 03 2020.
- [41] Qiteng Hong, Md Asif Uddin Khan, Callum Henderson, Agustí Egea-Àlvarez, Dimitrios Tzelepis, and Campbell Booth. Addressing frequency control challenges in future low-inertia power systems: A great britain perspective. *Engineering*, 7(8):1057–1063, 2021.
- [42] Zaichun Zhang and Robin Preece. Effects of inertia distribution on regional frequency heterogeneity. *Electric Power Systems Research*, 231:110340, 2024.
- [43] Uros Markovic, Ognjen Stanojev, Petros Aristidou, Evangelos Vrettos, Duncan Callaway, and Gabriela Hug. Understanding Small-Signal Stability of Low-Inertia Systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 36(5):3997–4017, September 2021. Conference Name: IEEE Transactions on Power Systems.
- [44] Jae Woong Shim, Gregor Verbič, and Kyeon Hur. "Stochastic Eigen-Analysis of Electric Power System With High Renewable Penetration: Impact of Changing Inertia on Oscillatory Modes". *IEEE Transactions on Power Systems*, 35(6):4655–4665, 2020.
- [45] Shutang You, Gefei Kou, Yong Liu, Xuemeng Zhang, Yi Cui, Micah J. Till, Wenxuan Yao, and Yilu Liu. Impact of High PV Penetration on the Inter-Area Oscillations in the U.S. Eastern Interconnection. *IEEE Access*, 5:4361–4369, 2017. Conference Name: IEEE Access.
- [46] M. Nedd, C. Booth, and K. Bell. Potential solutions to the challenges of low inertia power systems with a case study concerning synchronous condensers. In *2017 52nd International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, pages 1–6, 2017.
- [47] Peter Makolo, Ramon Zamora, and Tek-Tjing Lie. The role of inertia for grid flexibility under high penetration of variable renewables - A review of challenges and solutions. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 147:111223, September 2021.
- [48] Ha Thi Nguyen, Guangya Yang, Arne Hejde Nielsen, and Peter Højgaard Jensen. Combination of synchronous condenser and synthetic inertia for frequency stability enhancement in low-inertia systems. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 10(3):997–1005, 2019.
- [49] Evy Papadopoulos. Inertia requirements methodology. page 46, 2018.
- [50] Peter Unruh, Maria Nuschke, Philipp Strauß, and Friedrich Welck. Overview on Grid-Forming Inverter Control Methods. *Energies*, 13(10):2589, January 2020. Number: 10 Publisher: Multidisciplinary Digital Publishing Institute.
- [51] Report: Challenges and opportunities for the Nordic power system, August 2016.

- [52] Almir Ekic, Andrew Fischer, Ashley Eisenbeisz, Grant Lind, Al-Motasem Aldaoudeyeh, and Di Wu. Impact Analysis of Power Network Structure on Grid Strength. pages 1–6, September 2018.
- [53] Sebastien Henry, J. Pompee, L. Devatine, M. Bulot, and Keith Bell. New trends for the assessment of power system security under uncertainty. pages 1380–1385 vol.3, November 2004.
- [54] Malcolm Barnacle, Stuart Galloway, Ian Elders, and Graham Ault. Multi-objective transmission reinforcement planning approach for analysing future energy scenarios in the Great Britain network. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 9(14):2060–2068, November 2015. Publisher: IET Digital Library.
- [55] Huajie Gu, Ruifeng Yan, Tapan Kumar Saha, Eduard Muljadi, Jin Tan, and Yingchen Zhang. Zonal inertia constrained generator dispatch considering load frequency relief. *IEEE Transactions on Power Systems*, 35(4):3065–3077, 2020.
- [56] Power System Operation Corporation Limited (POSOCO). Assessment of Inertia in Indian Power System, 2022.
- [57] Inertia: Basic Concepts and Impacts on the ERCOT.
- [58] Eirgrid. All Island TSO Facilitation of Renewables Studies, 2010.
- [59] assetadmin. Penetration of renewables and reduction of synchronous inertia in the European power system: analysis and solutions, May 2018.
- [60] Comisión Nacional de Energía. "Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio". 2019.
- [61] Ha Thi Nguyen, Guangya Yang, Arne Hejde Nielsen, Peter Højgaard Jensen, and Bikash Pal. Applying Synchronous Condenser for Damping Provision in Converter-dominated Power System. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 9(3):639–647, May 2021. Conference Name: Journal of Modern Power Systems and Clean Energy.
- [62] National Renewable Energy Laboratory. Fast Frequency Response Concepts and Bulk Power System Reliability Needs.
- [63] Michał Kosmecki, Robert Rink, Anna Wakszyńska, Roberto Ciavarella, Marialaura Di Somma, Christina N. Papadimitriou, Venizelos Efthymiou, and Giorgio Graditi. A Methodology for Provision of Frequency Stability in Operation Planning of Low Inertia Power Systems. *Energies*, 14(3):737, January 2021. Number: 3 Publisher: Multidisciplinary Digital Publishing Institute.
- [64] Weilin Zhong, Georgios Tzounas, and Federico Milano. Improving the Power System Dynamic Response through a Combined Voltage-Frequency Control of Distributed Energy Resources. *IEEE Transactions on Power Systems*, pages 1–1, 2022. Conference Name: IEEE Transactions on Power Systems.

- [65] Weilin Zhong, Junru Chen, Muyang Liu, Mohammed Ahsan Adib Murad, and Federico Milano. Coordinated Control of Virtual Power Plants to Improve Power System Short-Term Dynamics. *Energies*, 14(4):1182, January 2021. Number: 4 Publisher: Multidisciplinary Digital Publishing Institute.
- [66] Ognjen Stanojev, Uros Markovic, Petros Aristidou, Gabriela Hug, Duncan Callaway, and Evangelos Vrettos. MPC-Based Fast Frequency Control of Voltage Source Converters in Low-Inertia Power Systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 37(4):3209–3220, July 2022. Conference Name: IEEE Transactions on Power Systems.
- [67] Etinosa Ekomwenrenren, Zhiyuan Tang, John W. Simpson-Porco, Evangelos Farrantos, Mahendra Patel, and Hossein Hooshyar. Hierarchical Coordinated Fast Frequency Control Using Inverter-Based Resources. *IEEE Transactions on Power Systems*, 36(6):4992–5005, November 2021. Conference Name: IEEE Transactions on Power Systems.
- [68] Qian Long, Kaushik Das, Daniel V. Pombo, and Poul E. Sørensen. Hierarchical control architecture of co-located hybrid power plants. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 143:108407, December 2022.
- [69] Chuang Liu, Xinsheng Wang, Yu Ren, Xiaoli Wang, and Jiancheng Zhang. A Novel Distributed Secondary Control of Heterogeneous Virtual Synchronous Generators via Event-Triggered Communication. *IEEE Transactions on Smart Grid*, pages 1–1, 2022. Conference Name: IEEE Transactions on Smart Grid.
- [70] Yang Mi, Xingtang He, Xuezhi Hao, Zhenkun Li, Yang Fu, Chengshan Wang, and Jianhui Wang. Frequency control strategy of multi-area hybrid power system based on frequency division and sliding mode algorithm. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 13(7):1145–1152, 2019. _eprint: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/pdf/10.1049/iet-gtd.2018.5145>.
- [71] Rui Zeng and Yizhen Wang. Improved Frequency Control Strategy for Offshore Wind Farm Integration via VSC-HVDC. *Energies*, 15(17):6363, January 2022. Number: 17 Publisher: Multidisciplinary Digital Publishing Institute.
- [72] Jelena Stojković, Aleksandra Lekić, and Predrag Stefanov. Adaptive Control of HVDC Links for Frequency Stability Enhancement in Low-Inertia Systems. *Energies*, 13(23):6162, January 2020. Number: 23 Publisher: Multidisciplinary Digital Publishing Institute.
- [73] Thanh Ngoc Pham, Hieu Trinh, and Amanullah Maung Than Oo. Distributed Control of HVDC Links for Primary Frequency Control of Time-Delay Power Systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 34(2):1301–1314, March 2019. Conference Name: IEEE Transactions on Power Systems.
- [74] Aranya Chakraborty and Pramod P. Khargonekar. "Introduction to wide-area control of power systems". In *2013 American Control Conference*, pages 6758–6770, 2013.
- [75] Deping Ke, C. Y. Chung, Jian Xu, Yangwu Shen, and Yuanzhang Sun. Inertia Emulation Uncorrelated With Electromechanical Dynamics to Improve Frequency Transients

- Using Center of Inertia (COI) Frequency Signal. *IEEE Transactions on Power Systems*, 36(3):1736–1749, May 2021. Conference Name: IEEE Transactions on Power Systems.
- [76] Harold R. Chamorro, Felix Rafael Segundo Sevilla, Francisco Gonzalez-Longatt, Kumars Rouzbehi, Hector Chavez, and Vijay K. Sood. Innovative primary frequency control in low-inertia power systems based on wide-area Ro-CoF sharing. *IET Energy Systems Integration*, 2(2):151–160, 2020. _eprint: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/pdf/10.1049/iet-esi.2020.0001>.
- [77] Jelena Stojković and Predrag Stefanov. A Novel Approach for the Implementation of Fast Frequency Control in Low-Inertia Power Systems Based on Local Measurements and Provision Costs. *Electronics*, 11(11):1776, January 2022. Number: 11 Publisher: Multidisciplinary Digital Publishing Institute.
- [78] P.M. Anderson and B.K. LeReverend. "Industry experience with special protection schemes". *IEEE Transactions on Power Systems*, 11(3):1166–1179, 1996.
- [79] Van Hertem D. Das K. Sørensen P. E. Trovato V. Turunen J. Halat M. De Boeck, S. "Review of Defence Plans in Europe: Current Status, Strengths and Opportunities". "CIGRE Science Engineering 5", 1:6–16, 12 2016.
- [80] Vahid Madani, Damir Novosel, Stan Horowitz, Mark Adamiak, Javier Amantegui, Daniel Karlsson, Shinichi Imai, and Alexander Apostolov. Ieee psrc report on global industry experiences with system integrity protection schemes (sips). *IEEE Transactions on Power Delivery*, 25(4):2143–2155, 2010.
- [81] Tohid Shekari, Amin Gholami, Farrokh Aminifar, and Majid Sanaye-Pasand. "An Adaptive Wide-Area Load Shedding Scheme Incorporating Power System Real-Time Limitations". *IEEE Systems Journal*, 12(1):759–767, 2018.
- [82] M. Toro, J. Segundo, C. Nuñez, N. Visairo, and A. Esparza. "Remedial Action Scheme based on Automatic Load Shedding for Power Oscillation Damping". In *2020 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC)*, volume 4, pages 1–6, 2020.
- [83] Wen-Ta Tsai and Chao-Rong Chen. "An special protection system implementation-based on an isolated and longitudinal power system". In *2004 International Conference on Power System Technology, 2004. PowerCon 2004.*, volume 2, pages 1219–1222 Vol.2, 2004.
- [84] Coordinador Eléctrico Nacional. "Estudio de Plan de Defensa contra Contingencias". 2020.
- [85] Dong-Hee Choi, Soo Hyoung Lee, Yong Cheol Kang, and Jung-Wook Park. "Analysis on Special Protection Scheme of Korea Electric Power System by Fully Utilizing STAT-COM in a Generation Side". *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(3):1882–1890, 2017.
- [86] Javier A. López and Chan-nan Lu. Adaptable system integrity protection scheme considering renewable energy sources output variations. *IEEE Transactions on Power Systems*, 35(5):3459–3469, 2020.

- [87] Jun Wen, W-H Edwin Liu, Patricia L. Arons, and Shashi K. Pandey. "Evolution Pathway Towards Wide Area Monitoring and Protection—A Real-World Implementation of Centralized RAS System". *IEEE Transactions on Smart Grid*, 5(3):1506–1513, 2014.
- [88] Avishek Paul, Innocent Kamwa, and Geza Joos. Pmu signals responses-based ras for instability mitigation through on-the fly identification and shedding of the run-away generators. *IEEE Transactions on Power Systems*, PP:1–1, 07 2019.
- [89] Esmail Ghahremani, Annissa Heniche-Oussedik, Mathieu Perron, Marcel Racine, Stéphane Landry, and Housseem Akremi. "A Detailed Presentation of an Innovative Local and Wide-Area Special Protection Scheme to Avoid Voltage Collapse: From Proof of Concept to Grid Implementation". *IEEE Transactions on Smart Grid*, 10(5):5196–5211, 2019.
- [90] Jagadeesh Gunda, Gareth P. Harrison, and Sasa Z. Djokic. "Remedial Actions for Security Constraint Management of Overstressed Power Systems". *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(5):5183–5193, 2018.
- [91] Hamid Khoshkhou, Siavash Yari, Aref Pouryekta, Vigna K. Ramachandaramurthy, and Josep M. Guerrero. "A Remedial Action Scheme to Prevent Mid/Long-Term Voltage Instabilities". *IEEE Systems Journal*, 15(1):923–934, 2021.
- [92] Florian Sass, Tom Sennewald, and Dirk Westermann. "Automated Corrective Actions by VSC-HVDC-systems: A novel Remedial Action Scheme". *IEEE Transactions on Power Systems*, PP:1–1, 07 2019.
- [93] Yousef Pipelzadeh, Rodrigo Moreno, Balarko Chaudhuri, Goran Strbac, and Tim C Green. "An assessment of Transient Assistive Measures using HVDC for special protection schemes: Case on the GB transmission system". In *10th IET International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2012)*, pages 1–6, 2012.
- [94] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, G. Andersson, A. Bose, C. Canizares, N. Hatziargyriou, D. Hill, A. Stankovic, C. Taylor, T. Van Cutsem, and V. Vittal. Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions. *IEEE Transactions on Power Systems*, 19(3):1387–1401, August 2004. Conference Name: IEEE Transactions on Power Systems.
- [95] Felipe Valencia, Rodrigo Palma-Behnke, Diego Ortiz-Villalba, Alfredo De La Quintana, Claudia Rahmann, and Richard Cifuentes. "Special Protection Systems: Challenges in the Chilean Market in the Face of the Massive Integration of Solar Energy". *IEEE Transactions on Power Delivery*, 32(1):575–584, 2017.
- [96] Adeyemi Charles Adewole, Raynitchka Tzoneva, and Alexander Apostolov. Adaptive under-voltage load shedding scheme for large interconnected smart grids based on wide area synchrophasor measurements. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 10(8):1957–1968, 2016. eprint: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/pdf/10.1049/iet-gtd.2015.1250>.
- [97] Seyed Abbas Tabatabaei Khorram, Mahmud Fotuhi-Firuzabad, and Amir Safdarian. Optimal transmission switching as a remedial action to enhance power system reliability. In *2016 Smart Grids Conference (SGC)*, pages 1–6, 2016.

- [98] Special Protection Schemes | Transpower.
- [99] Felipe Quintero-Zuluaga, Pablo Viana-Villa, Daniel Giraldo-Gómez, Brayan Arboleda, Daniel Villegas, Mauricio Sánchez, Camilo Pérez, and Norberto Duque. "Hardware in the Loop Design and Testing of a PMU-Based Special Protection Scheme: Case Study of Colombia-Ecuador Interconnection". In *2020 IEEE PES Transmission Distribution Conference and Exhibition - Latin America (T D LA)*, pages 1–6, 2020.
- [100] Daham Min, Seog-Joo Kim, Sangsoo Seo, Young-Hwan Moon, Kai Sun, Joe H. Chow, and Kyeon Hur. "Computing Safety Margins of a Generation Rejection Scheme: A Framework for Online Implementation". *IEEE Transactions on Smart Grid*, 9(3):2337–2346, 2018.
- [101] Tilman Weckesser, Hjörtur Jóhannsson, and Jacob Østergaard. "Real-Time Remedial Action Against Aperiodic Small Signal Rotor Angle Instability". *IEEE Transactions on Power Systems*, 31(1):387–396, 2016.
- [102] Spyros Chatzivasileiadis, Thanh Long Vu, and Konstantin Turitsyn. "Remedial Actions to Enhance Stability of Low-Inertia Systems". In *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*, pages 1–5, 2016.
- [103] Francesca Madia Mele, Peter Wall, Hassan Qazi, Noel Cunniffe, Andrew Keane, and Jonathan O' Sullivan. "Mitigating Extreme Over-Frequency Events using Dynamic Response from Wind Farms". *IEEE Transactions on Power Systems*, pages 1–1, 2020.
- [104] Chih-Chieh Yeh, Chao-Shun Chen, Te-Tien Ku, Chia-Hung Lin, Cheng-Ting Hsu, Yung-Ruei Chang, and Yih-Der Lee. Design of special protection system for an offshore island with high-pv penetration. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 53(2):947–953, 2017.
- [105] Mingyu Sun, Gaoyuan Liu, Marjan Popov, Vladimir Terzija, and Sadegh Azizi. Underfrequency Load Shedding Using Locally Estimated RoCoF of the Center of Inertia. *IEEE Transactions on Power Systems*, 36(5):4212–4222, September 2021. Conference Name: IEEE Transactions on Power Systems.
- [106] Turaj Amraee, A.M. Ranjbar, Rene Feuillet, and Bahareh Mozafari. System protection scheme for mitigation of cascaded voltage collapses. *Generation, Transmission Distribution, IET*, 3:242 – 256, 04 2009.
- [107] Sylwester Robak, Jan Machowski, Mateusz M. Skwarski, and Adam Smolarczyk. "Transient Stability Improvement by Generator Tripping and Real-Time Instability Prediction Based on Local Measurements". *IEEE Access*, 9:130519–130528, 2021.
- [108] Yousef Pipelzadeh, Balarko Chaudhuri, and Tim C. Green. "Control Coordination Within a VSC HVDC Link for Power Oscillation Damping: A Robust Decentralized Approach Using Homotopy". *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, 21(4):1270–1279, 2013.
- [109] Tor Inge Reigstad and Salvatore D'Arco. A special protection scheme for damping power system oscillations by controlling wind farms. *Electric Power Systems Research*, 211:108306, October 2022.

- [110] Mokhtar Benasla, Tayeb Allaoui, Mostefa Brahami, Vijay K. Sood, and Mouloud Denai. Power system security enhancement by HVDC links using a closed-loop emergency control. *Electric Power Systems Research*, 168:228–238, March 2019.
- [111] Hyeonpil Bang, Dwi Riana Aryani, and Hwachang Song. Application of battery energy storage systems for relief of generation curtailment in terms of transient stability. *Energies*, 14(13), 2021.

Anexo A

Clasificación de EPE

Ref.	(1)			(2)					(3)				
	Eventos	Parámetros	Respuesta	Frecuencia	Tensión	Ángulo	Peq. señal	Lim. técnicas	Cargas	Generación	Reactivos	HVDC	Topología
[95]	✓	-	-	-	-	-	-	✓	✓	✓	-	-	-
[81]	✓	-	-	✓	✓	-	-	-	✓	✓	-	-	-
[82]	✓	-	-	-	-	-	✓	-	✓	-	-	-	-
[83]	✓	-	-	-	-	✓	-	-	-	✓	-	-	-
[84]	✓	-	-	✓	-	✓	-	-	✓	-	-	-	✓
[92]	✓	-	-	-	-	-	-	✓	-	-	-	✓	-
[93]	✓	-	-	-	-	✓	-	-	-	-	-	✓	-
[111]	✓	-	-	✓	-	✓	-	-	✓	✓	-	-	-
[99]	✓	-	-	-	✓	-	-	-	-	-	-	-	✓
[97]	✓	-	-	-	-	-	-	✓	✓	-	-	-	✓
[98]	✓	-	-	-	-	-	-	✓	✓	✓	-	-	✓
[102]	-	✓	-	-	-	-	✓	-	-	✓	-	-	-
[89]	-	✓	-	-	✓	-	-	-	-	-	✓	-	-
[103]	-	✓	-	✓	-	-	-	-	-	✓	-	-	-
[34]	-	✓	-	✓	-	-	-	-	✓	-	-	-	-
[85]	-	✓	-	-	✓	-	-	-	-	-	✓	-	-
[90]	-	✓	-	-	-	-	-	✓	✓	✓	✓	-	-
[105]	-	✓	-	✓	-	-	-	-	✓	-	-	-	-
[77]	-	✓	-	✓	-	-	-	-	-	✓	-	-	-
[100]	-	✓	-	-	-	✓	-	-	-	✓	-	-	-
[110]	-	✓	-	-	-	-	-	✓	-	-	-	✓	-
[109]	-	✓	-	-	-	-	✓	-	-	✓	-	-	-
[91]	-	-	✓	-	✓	-	-	-	✓	✓	✓	-	-
[104]	-	-	✓	-	-	✓	-	-	-	✓	-	-	-
[88]	-	-	✓	-	-	✓	-	-	-	✓	-	-	-
[96]	-	-	✓	-	✓	-	-	-	✓	-	-	-	-
[108]	-	-	✓	-	-	-	✓	-	-	-	-	✓	-
[101]	-	-	✓	-	-	-	✓	-	-	✓	-	-	-
[106]	-	-	✓	-	✓	-	-	-	✓	✓	✓	-	-
[107]	-	-	✓	-	-	✓	-	-	-	✓	-	-	-

Tabla A.1: Clasificación de EPE, (1): Mecanismo de activación, (2): Enfoque de seguridad, (3): Acciones correctivas.

Anexo B

Extensión: Análisis preliminar

B.1. Localización de contingencias y mediciones

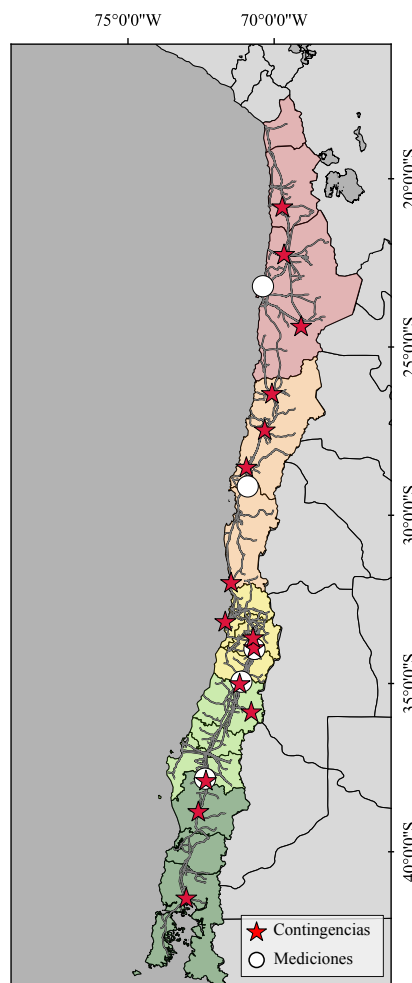


Figura B.1: Localización de contingencias y mediciones para el análisis preliminar

B.2. Oscilaciones de frecuencia

Para las 12 distribuciones de inercia analizadas en el Capítulo 3, sólo uno de los casos presentó dinámicas oscilatorias importantes en la frecuencia, correspondiente al caso $Z_1 H_{20}$. La Figura B.2 muestra la frecuencia y tensión del sistema para una contingencia en Z_1 en ambos casos. Se observa que las oscilaciones aparecen tanto en la frecuencia como en la tensión del sistema, las que se amortiguan al cabo de unos 5 segundos. Estas oscilaciones inducen a que los RoCoF se encuentren localmente por debajo de los umbrales de $-0,6$ Hz/s definidos para la activación de EDAC. Debido a que el caso $Z_1 H_{20}$ corresponde a un caso de “inercia homogénea”, es posible inferir que estas nuevas dinámicas no dependen únicamente de cómo se distribuye la inercia, sino que puede que tengan un origen principalmente asociado a debilidades de red. En particular, se observa un fuerte acople entre la tensión y la frecuencia, en donde las oscilaciones de tensión conducen a una respuesta de la frecuencia con tiempos de amortiguamiento similares.

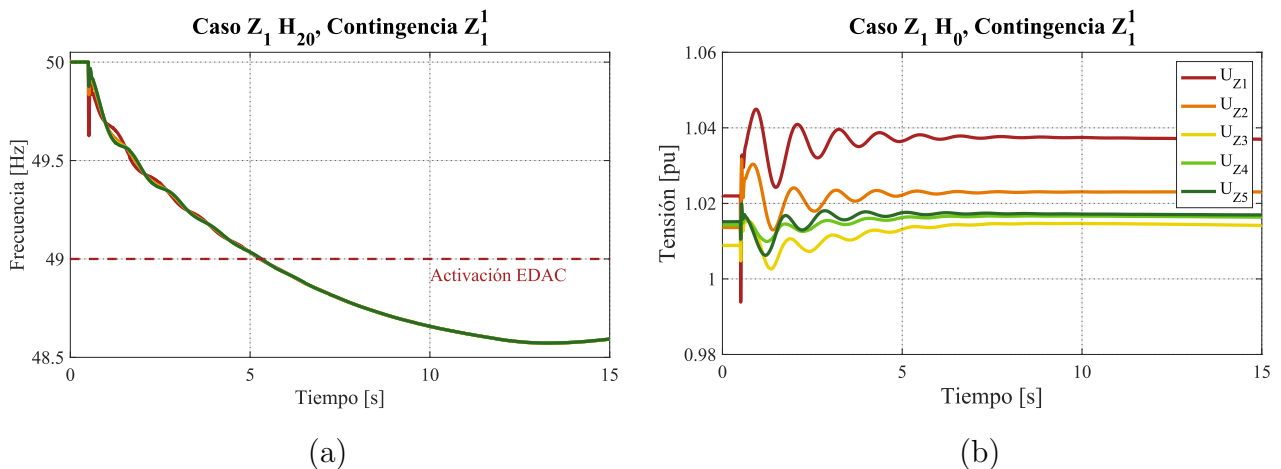


Figura B.2: Respuesta de frecuencia y tensiones oscilatorias, escenario $Z_1 H_0$

B.3. Rampas de despliegue de FFR

Para un convertidor con capacidad de FFR (droop) se define su rampa de despliegue según: su potencia nominal S_i , su ganancia droop m_i y la frecuencia nominal del sistema f_{nom} , tal como se indica en la ecuación (B.1).

$$r_i^C = \frac{S_i^{nom} \cdot m_i}{f_{nom}} \quad (B.1)$$

Para realizar el cálculo de la rampa equivalente del sistema, se agregan las rampas de todas las unidades con FFR, según:

$$r_{tot} = \sum_{i \in \mathcal{C}} \frac{S_i^{nom, C} m_i}{f_{nom}} \quad (B.2)$$

Anexo C

Ajuste de parámetros

Para determinar los parámetros de la función α , se realizó un ajuste en dos etapas: una primera para el parámetro β , y luego un ajuste de a minimizando el RMSE. El ajuste de α se realiza según (C.1), en donde α_i^β corresponde a la función considerando β como un valor dado por el ajuste previo, y $\hat{\alpha}_i$ corresponde a la efectividad de la i -ésima medición. Los resultados del ajuste se presentan en la Figura C.1

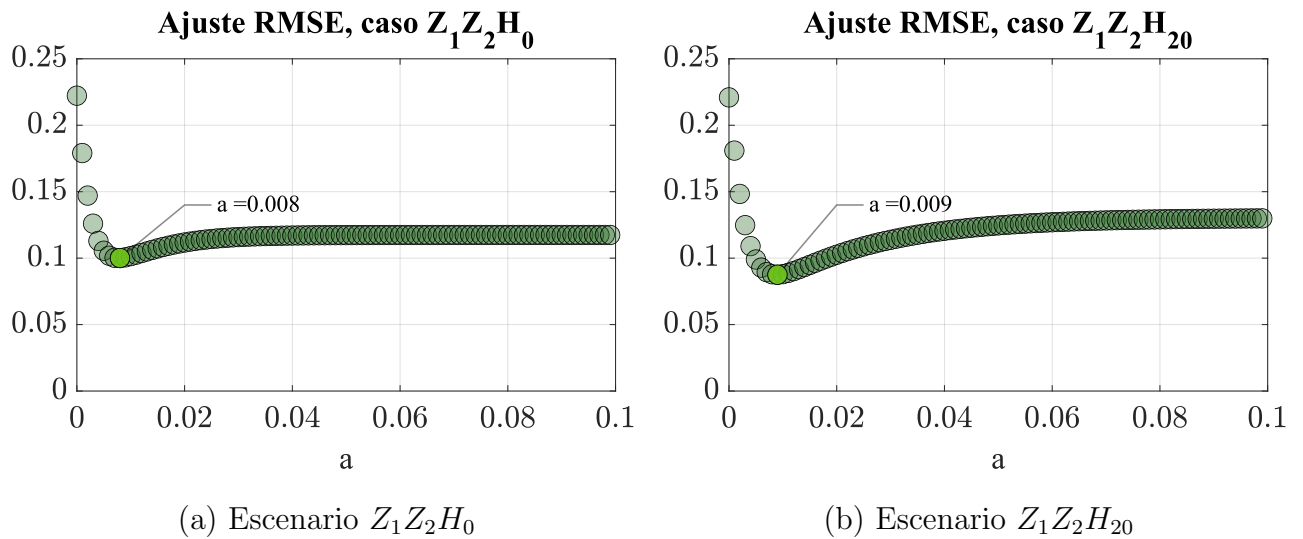


Figura C.1: Ajuste de parámetros para cada escenario