



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

**ESTRATEGIAS DE CONTROL DE ÁREA AMPLIA PARA MANTENER LA
ESTABILIDAD DE FRECUENCIA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS CON BAJA
INERCI**

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

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

DIEGO ALEJANDRO FERNÁNDEZ CAMPOS

PROFESORA GUÍA:
CLAUDIA RAHMANN ZÚÑIGA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
ROBERTO CÁRDENAS DOBSON
JOSÉ ESPINOZA CASTRO

SANTIAGO DE CHILE
2022

RESUMEN DE LA TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE
MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA, MENCIÓN ELÉCTRICA
Y AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO
POR: DIEGO ALEJANDRO FERNÁNDEZ CAMPOS
FECHA: 2022
PROF. GUÍA: CLAUDIA RAHMANN ZÚÑIGA

ESTRATEGIAS DE CONTROL DE ÁREA AMPLIA PARA MANTENER LA ESTABILIDAD DE FRECUENCIA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS CON BAJA INERCIA

La urgencia medioambiental está acelerando la integración de generación renovable, liderada principalmente por parques fotovoltaicos y eólicos que se conectan a la red mediante convertidores.

Los convertidores desacoplan la frecuencia del generador con la red e inyectan una potencia constante a esta, disminuyendo la inercia sistémica y comprometiendo la efectividad del despliegue de reservas durante contingencia. En consecuencia, frente a altos niveles de inserción de renovables es necesario incorporar nuevos sistemas de control en los conversores para mantener la estabilidad del sistema.

En esta tesis se investiga la estabilidad de frecuencia con una alta inserción de renovables, alrededor del 85 %. A partir de este modelo se plantean las principales problemáticas, desde el punto de vista de la estabilidad de frecuencia.

La metodología propuesta se valida en la herramienta computacional PowerFactory. De los resultados obtenidos se concluye que la incorporación de un sistema de control jerárquico de dos niveles evita que las caídas de frecuencia sobrepasen los límites establecidos por la norma, mejorando la estabilidad de frecuencia.

Los alcances y limitaciones de los resultados obtenidos están sujetos al punto de operación seleccionado, nivel de inserción de renovables y conocimiento de las condiciones meteorológicas.

A mi tata Cañeño.

Agradecimientos

Primero que todo agradecer a mi familia, a mi mamá que siempre creyó en mis capacidades y alimentó mi curiosidad, pero por sobre todo por su amor incondicional. A mi hermana Panchi por alegrarme con su buen sentido del humor y los infinitos momentos de risas, me siento dichoso y muy agradecido de la bonita relación que hemos construido. A mi papá por enseñarme a perseverar. A mis abuelas, abuelos, Tata Enrique, Tachi, tíos, tías, primos y primas.

A mis amig@s por todas las risas, anécdotas, discusiones, carretes, trabajos, partidos, caminatas y muchos otros momentos vividos en esta etapa.

Un agradecimiento muy especial a Bárbara por acompañarme, ayudarme, quererme y alentarme incondicionalmente.

No tengo palabras para agradecer a mi profe guía Claudia por todas las oportunidades y el apoyo que me brindó. A Benja por enseñarme lo necesario (y más) para la implementación de mi tesis. Gracias a ambos por darme las herramientas necesarias.

Finalmente, quiero dar gracias a mi tata Cañeño, por su entrega desinteresada y su gran esfuerzo, un abrazo y un beso.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Hipótesis	4
1.3. Objetivo general	5
1.4. Objetivo específicos	5
2. Marco Teórico	6
2.1. Introducción a la estabilidad de sistemas de potencia	6
2.2. Estabilidad de frecuencia	7
2.3. Efectos de las TGVCC en la estabilidad de frecuencia	12
2.4. Estrategias de control para TGVCC de forma de apoyar la estabilidad de frecuencia	18
2.5. Desafíos de control en SEP con altos niveles de TGVCC	30
2.6. Estrategias de control distribuido y coordinado	33
2.6.1. Introducción	33
2.6.2. Estrategias de control de área amplia	35
2.6.2.1. Amortiguamiento de oscilaciones de ángulo del rotor [1], [65]	35
2.6.2.2. Métodos para aumentar la velocidad de respuesta de reservas en contingencias [28], [63]	38
2.6.2.3. Localización de la respuesta en frecuencia [8], [20]	41
2.6.2.4. Estrategias de control para parques eólicos [52], [66], [70]	42
2.6.2.5. Optimización de la respuesta inercial [12], [60], [67, 68]	45
2.6.2.6. Discusión	51
3. Análisis preliminar	53
3.1. Caso de estudio	53
3.2. Resultados preliminares	54
3.2.1. Caso 1: BC	54
3.2.2. Caso 2: BC con distintos niveles de reserva en las TGVCC para FFR	56
3.2.3. Caso 3: BC con diferentes distribuciones de reservas en las TGVCC para FFR	58
3.2.4. Caso 4: BC con diferentes distribuciones de inercia sistémica por área	60
3.3. Conclusiones	64
4. Metodología	66
4.1. Introducción	66
4.2. Primer nivel: Control local	67
4.3. Segundo nivel: Control de área amplia	68

4.3.1. Optimizador: Dimensionamiento de reservas para FFR	69
5. Resultados y análisis	73
5.1. Validación del modelo de frecuencia	73
5.2. Optimizador	76
5.3. Control Local	77
5.4. Controlador de dos niveles	81
6. Conclusiones	83
6.1. Trabajos futuros	84
Bibliografía	86
Anexos	92
A. Análisis preliminar	92
A.1. Cantidad de reservas para FFR	92
A.2. Distribución de reservas para FFR	95
A.3. Distribución de inercia sistémica	97
B. Análisis Modal	99
B.1. Controladores implementados	99

Índice de Tablas

2.1.	Ventajas y desventajas de las técnicas de control para regulación de frecuencia en TGVCC [19].	30
3.1.	Potencias instaladas y reservas.	53
3.2.	Variación de los nadires sistémicos respecto al BC en función de la localización de la falla y cantidad de reservas en TGVCC.	58
3.3.	Variación de los nadires sistémicos respecto al BC en función de la localización de la falla y distribución geográfica de reservas en TGVCC.	59
3.4.	Primeras caídas de frecuencia en función de la distribución geográfica de la inercia sistémica en el SEN.	61
5.1.	Variables del modelo.	73
A.1.	Sensibilidad cantidad de reservas para FFR, variación primera caída de frecuencia y sistémica para falla ubicada en Z1.	92
A.2.	Sensibilidad cantidad de reservas para FFR, variación primera caída de frecuencia y sistémica para falla ubicada en Z2.	93
A.3.	Sensibilidad cantidad de reservas para FFR, variación primera caída de frecuencia y sistémica para falla ubicada en Z3.	94
A.4.	Sensibilidad cantidad de reservas para FFR, variación primera caída de frecuencia y sistémica para falla ubicada en Z4.	95
A.5.	Sensibilidad distribución de reservas para FFR, variación primera caída de frecuencia y sistémica para falla ubicada en Z1.	95
A.6.	Sensibilidad distribución de reservas para FFR, variación primera caída de frecuencia y sistémica para falla ubicada en Z2.	96
A.7.	Sensibilidad distribución de reservas para FFR, variación primera caída de frecuencia y sistémica para falla ubicada en Z3.	96
A.8.	Sensibilidad distribución de reservas para FFR, variación primera caída de frecuencia y sistémica para falla ubicada en Z4.	96
A.9.	Sensibilidad distribución de inercia sistémica, variación primera caída de frecuencia y sistémica para falla ubicada en Z1.	97
A.10.	Sensibilidad distribución de inercia sistémica, variación primera caída de frecuencia y sistémica para falla ubicada en Z2.	97
A.11.	Sensibilidad distribución de inercia sistémica, variación primera caída de frecuencia y sistémica para falla ubicada en Z3.	98
A.12.	Sensibilidad distribución de inercia sistémica, variación primera caída de frecuencia y sistémica para falla ubicada en Z4.	98

Índice de Ilustraciones

1.1.	Comportamiento post-falla de un SEP dominado por GS [7].	3
2.1.	Clasificación de estabilidad en sistemas de potencia [14].	7
2.2.	Respuesta de frecuencia frente a una pérdida de un bloque de generación [14].	8
2.3.	Respuesta dinámica de la frecuencia en función de H_{system} [14].	10
2.4.	Respuesta en frecuencia de un SEP [28].	11
2.5.	Respuesta dinámica real y aproximada de un GS durante desbalance de potencia [2].	12
2.6.	Efectos del aumento de la penetración de TGVCC [6].	14
2.7.	Variación temporal de la Inercia en el SEP Alemán para el último trimestre del 2013 [4], [15].	15
2.8.	Mínima frecuencia luego de la pérdida del enlace HVDC versus la energía cinética almacenada en los GS y la carga, dividida por la potencia despachada por el enlace HVDC [7].	16
2.9.	Excursión en frecuencia durante el apagón Australiano del 2016 [37].	17
2.10.	Técnicas de control de frecuencias para TGVCC [19].	18
2.11.	Operación deload de turbinas eólicas [19].	20
2.12.	Controlador deload para panel solar [19].	20
2.13.	Técnica de control de frecuencia con control droop de velocidad [19].	21
2.14.	Característica droop de la turbina eólica [19].	22
2.15.	Emulación de la inercia para turbinas eólicas [19].	22
2.16.	Segundo esquema de respuesta inercial [19].	23
2.17.	Respuesta en frecuencia del SEP con estrategia de respuesta inercial de dos lazos de control (Single-Step FS) y “multi-pasos” (Multi-Step FS) [29].	24
2.18.	Diagrama de bloques del controlador de velocidad con apoyo en frecuencia [29].	25
2.19.	Función $g(t)$ asociada a la constante droop [29].	26
2.20.	Respuesta de frecuencia del SEP con el método propuesto y las turbinas operando a potencia nominal [29].	26
2.21.	Esquema de regulación de frecuencia de turbina eólica y volantes de inercia [19].	27
2.22.	Sistema de control centralizado y controladores locales de turbinas eólicas y volantes de inercia [54].	28
2.23.	Panel fotovoltaico y supercondensador usados para la regulación de frecuencia [19].	28
2.24.	Controlador de frecuencia de super-capacitancia [19].	29
2.25.	Comportamiento post-falla de un SEP dominado por GS [57].	31
2.26.	Escalas de tiempo típicas de los sistemas de control de frecuencia en sistemas de potencia [7].	31
2.27.	Desviación de frecuencia de todos los generadores síncronos y DER [1].	36
2.28.	Esquema de control de dos niveles [65].	37

2.29.	Respuesta en frecuencia del CoI del SEP [28].	39
2.30.	Diagrama generalizado de control distribuido [70].	45
2.31.	Comparación de distintas formas de operación de los convertidores [12].	47
2.32.	Diagrama de bloques de operación del controlador predictivo [67].	48
2.33.	Comparación entre Control Predictivo y estrategias de control VSM [67].	49
2.34.	Impacto en la excursión de frecuencia de las restricciones de inercia [60].	50
3.1.	Característica sistémicas del BC.	54
3.2.	Excursión de frecuencia de Z1 frente a desconexión de generación de 500 MW en todas las zonas.	55
3.3.	Tiempo que se alcanza el nadir sistémico en función de la cantidad de reservas.	57
3.4.	Comparación de los nadires sistémicos cuando se varía la distribución de reservas.	59
3.5.	Primera caída de frecuencia.	60
3.6.	Primera caída de frecuencia en función de la inercia sistémica por zona.	62
3.7.	Comparación caso base y HcZ1.	63
3.8.	Error cuadrático en salida del PLL.	64
4.1.	Metodología general.	66
4.2.	Diagrama de bloques del control local.	67
4.3.	Diagrama de bloques del Optimizador.	68
4.4.	Modelo de reservas de GS, primer ajuste.	70
4.5.	Modelo de reservas de GS, segundo ajuste.	71
5.1.	Despliegue de reservas de GSs.	74
5.2.	Validación del modelo de frecuencia.	75
5.3.	Incorporación del optimizador en el caso base.	77
5.4.	Incorporación de módulo promedio en el caso base.	78
5.5.	Análisis de sensibilidad control local, número de muestras.	79
5.6.	Análisis de sensibilidad control local, tiempo de muestreo.	80
5.7.	Implementación de la metodología en el Caso Base.	81
B.1.	Análisis modal caso base.	99
B.2.	Análisis modal control local.	100
B.3.	Análisis modal Optimizador.	101
B.4.	Análisis modal Controlador de dos niveles.	102

1. Introducción

1.1. Motivación

Durante los últimos años ha surgido un cambio de paradigma en la generación eléctrica a nivel mundial [1], el cual ha sido fuertemente impulsado por el acuerdo de París firmado el año 2015. El principal acuerdo que se alcanzó en París fue “mantener el aumento de la temperatura media mundial muy por debajo de los 2 °C por encima de los niveles preindustriales y realizar esfuerzos para limitar el aumento de temperatura a 1,5 °C” [2]. Este acuerdo ha empujado a los países a seguir caminos sólidos de descarbonización para lograr una transición relativamente rápida hacia una sociedad con bajas emisiones de carbono [3]. Si bien este es un desafío generalizado que requiere esfuerzos conjuntos de toda la sociedad, el sector energético, al ser responsable de alrededor del 73 % de las emisiones globales de gases de efecto invernadero (GEI) considerando la producción y el uso de energía [3], está llamado a asumir un papel protagónico. La descarbonización de los sistemas eléctricos surge, por tanto, como una de las piedras angulares para abordar los problemas climáticos globales [2, 3, 4].

Entre los pilares para lograr este ambicioso objetivo se encuentran un despliegue masivo de fuentes de energías renovables, así como diversas medidas de eficiencia energética. Varios países han comenzado a incentivar la inserción masiva de energías renovables como la generación solar y eólica. Ejemplos de ello son Irlanda [5], Alemania [6, 7] y Gran Bretaña [8]. Chile no se ha quedado atrás y en los últimos años el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) ha experimentado una alta inserción de energías renovables como la generación solar fotovoltaica y eólica. Los números confirman este hecho, mientras que en el año 2010 la generación anual de energía mediante fuentes renovables era del orden de los 1031 [GWh] [9], en el año 2020 esta alcanzó un total de 17.010 [GWh] [10], es decir existe un incremento en la inyección renovable de 1650 % en 10 años. Más aún, las metas de descarbonización impuestas a nivel nacional establecen que el año 2024 se concrete la salida de 1.731 MW de centrales de generación en base a carbón, lo que representa un 31 % de la capacidad instalada total [11]. Lo anterior con el objetivo final de lograr un retiro completo de las centrales a carbón para el año 2040, de forma que Chile alcance la carbono neutralidad al 2050 [11].

Si bien no existe duda que la incorporación de Tecnologías de Generación Variable con Convertidor (TGVCC) genera grandes beneficios a nivel socio ambiental, también impone grandes desafíos a la operación de los sistemas eléctricos de potencia en términos de estabilidad y control [6, 7]. En este contexto, los efectos de altos niveles de TGVCC pueden ser especialmente críticos para la estabilidad de frecuencia de los SEP [8], [12]. La estabilidad de frecuencia se define como la habilidad de un SEP de mantener su frecuencia en una estrecha banda en torno a su valor nominal luego de una perturbación que resulte en un desequilibrio significativo entre la generación y carga del sistema [13]. Dentro de los factores claves que

influyen en la estabilidad de frecuencia se encuentra la inercia total del sistema, la rapidez de respuesta de los controladores, la cantidad de reserva de potencia activa y el amortiguamiento que proporcionan las cargas [14].

Tradicionalmente, la mantención de la estabilidad de frecuencia de los SEP se ha asegurado mediante la respuesta inercial natural de los generadores sincrónicos (GSs) [15] y la acción de sus reguladores de velocidad [8]. Sin embargo, a medida que aumentan las TGVCC, diversos estudios y experiencias prácticas han mostrado que la capacidad de los SEP de regular la frecuencia en operación normal se reduce [6], [15] afectando, por ende, la estabilidad de frecuencia [16]. Las principales causas de este empeoramiento se deben a la disminución de la inercia sistémica y al hecho que las TGVCC usualmente no regulan frecuencia pues la mayoría de estas centrales operan en el máximo punto de potencia (MPP) de forma de maximizar el uso del recurso primario. La disminución de la inercia puede ser crítica en la respuesta dinámica de los SEP durante desbalances de carga, pues aumenta el nadir de frecuencia y la tasa de cambio de la misma [6]. De esta forma, la dinámica del SEP se hace más rápida [15]. Además de la disminución de la inercia sistémica total, altos niveles de TGVCC llevan a que la inercia de los SEP muestre una variación temporal en línea con la naturaleza fluctuante de la generación renovable [4], y que su distribución geográfica no sea uniforme [17]. Estos factores son críticos para la respuesta dinámica de la frecuencia tanto en estado estacionario como durante transitorios, pues determinan fuertemente las excursiones de la frecuencia post-falla y, por ende, la estabilidad de la frecuencia.

Estos problemas de estabilidad de frecuencia ya se han comenzado a evidenciar en algunos países con alta inserción de TGVCC. Ejemplo de ello son el sistema irlandés, donde el operador ya restringe la generación de las TGVCC debido a temas de frecuencia, y el SEP australiano, que el año 2016 experimentó un blackout en el sur del país debido a falta de inercia sistémica [7].

Los desafíos previamente mencionados han llevado a que en los últimos años se hayan propuesto distintas estrategias de control de forma de permitir que las TGVCC apoyen la estabilidad de frecuencia de los SEP durante contingencias [16]. Si bien los convertidores de potencia de las TGVCC normalmente no se operan para responder a variaciones de frecuencia en la red, la incorporación de un lazo de control adicional permite que estas centrales proporcionen una respuesta de frecuencia rápida para apoyar al sistema durante desbalances de potencia [16]. Sin embargo, para que las centrales TGVCCs tengan capacidad de respuesta de frecuencia rápida, es necesario contar con un equipo de almacenamiento, que presenten respuesta inercial virtual o que operen en modo deload (fuera del MPP) [18]. En términos generales, la mayoría de las estrategias de control que se han propuesto han sido concebidas considerando un comportamiento de frecuencia post-falla del SEP como el que se muestra en el gráfico 1.1 y utilizando la frecuencia medida como la principal señal de control a utilizar para mantener el balance de potencia en el sistema [16], [19].

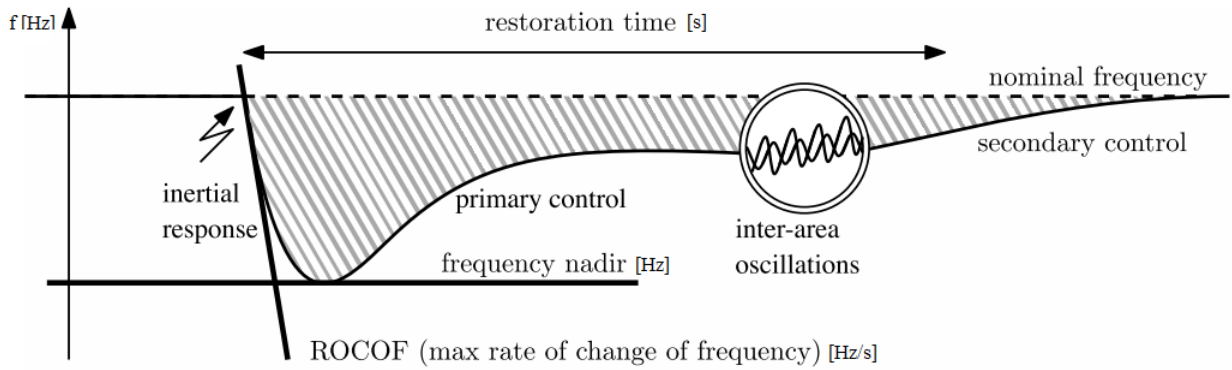


Figura 1.1: Comportamiento post-falla de un SEP dominado por GS [7].

Sin embargo, el comportamiento post-falla que se muestra en la figura es representativo de los SEP dominados por GSs, considerando sus características físicas y enfoques de control tradicionales [7]. En consecuencia, no debería esperarse que la frecuencia de los SEP dominados por TGVCC exhiba el mismo comportamiento [7]. Con altos niveles de TGVCC, los SEP se caracterizarán por una dinámica más rápida y la acción de mecanismos de control de diversos dispositivos conectados a la red mediante convertidores, lo que resultará en una respuesta dinámica mucho más compleja [7]. Esto puede llevar a situaciones en las que los esquemas tradicionales de control de frecuencia se vuelvan demasiado lentos para evitar grandes desviaciones de frecuencia [15]. Más aún, en el caso de un sistema sin inercia (100 % basado en TGVCC), la frecuencia ya no es una variable física acoplada a máquinas rotatorias y, por lo tanto, no tienen ningún significado para la determinación de desbalances de potencia [7].

En el contexto anterior, para el diseño de estrategias de control de frecuencia para SEP futuros de baja inercia, es importante considerar [7]:

- Diferencias entre TGVCC y GSs: Mientras que la respuesta inercial de las máquinas sincrónicas es proporcionada naturalmente debido al acoplamiento del generador con la red [6], en el caso de las centrales TGVCC, esta se implementa a través de un lazo de control [6], lo que implica que la interacción de las TGVCC con la red queda totalmente determinada por la estrategia y parámetros de control seleccionados [5]. Por consiguiente, se debe prestar especial atención al proceso de ajuste de parámetros, ya que este puede influir significativamente en el desempeño del controlador y, por lo tanto, en la estabilidad del sistema durante contingencias [7].
- Distribución espacial de la inercia: Algunos estudios han demostrado que la distribución espacial de la inercia en el sistema influye fuertemente en el comportamiento post-falla de la frecuencia y no solo la inercia total del mismo [7], [20]. Por lo tanto, para una contingencia dada, los resultados en términos de la estabilidad de frecuencia no solo dependerán de la inercia total sino también de su distribución espacial en la red; la cual depende esencialmente del despacho de los GSs en operación [7]. Teniendo en cuenta que las centrales hidroeléctricas probablemente siempre se basarán en GSs, se espera que los sistemas futuros de baja inercia muestren una distribución no uniforme de la inercia según la ubicación de los recursos hídricos existentes [7]. Este es de hecho el escenario esperado para el año 2050 en el sistema eléctrico chileno: el norte y centro

del país dominados por plantas fotovoltaicas y eólicas, y con centrales hidroeléctricas concentradas en el sur [21].

La dependencia del desempeño de las TGVCC de sus sistemas de control plantea desafíos importantes para la operación de los SEP, debido a que su desempeño dinámico puede variar sustancialmente, no solo dependiendo de las condiciones de operación del sistema y tipo de falla, sino también de la estrategia de control elegida, sus parámetros y el fabricante del equipo. El desafío se vuelve aún más complejo cuando se considera que el cambio de paradigma en el suministro de energía no solo ocurre en términos de centrales TGVCC a gran escala, sino también hacia productores de energía renovable más pequeños conectados a redes de distribución (también conocidas como distributed energy resources, DER) [1].

Adicionalmente, la transición energética también se ha caracterizado por la integración de otras tecnologías interconectadas con convertidores electrónicos de potencia, como sistemas de almacenamiento, sistemas de transmisión flexibles AC (FACTS), líneas de corriente continua de alta tensión (HVDC) y cargas interconectadas de electrónica de potencia [14]. Cuando se agregan cientos o miles de dispositivos en base a electrónica de potencia a los diferentes niveles de tensión de los SEP, surgen dos elementos claves: (i) la respuesta del sistema se vuelve progresivamente más dependiente de dispositivos electrónicos de potencia (complejos) de respuesta rápida, alterando el comportamiento dinámico del sistema [22] y (ii) se crean cientos de nuevos puntos de control en la red, lo que impone grandes desafíos en su coordinación y operación conjunta [1]. Los convertidores son dispositivos modulares que admiten una amplia variedad de alternativas de estrategias de control (flexibles y rápidas) con tiempos de actuación en escalas de tiempo muy rápidas [14]. Si bien estas características ofrecen una amplia gama de oportunidades desde una perspectiva de control, también agregan una capa adicional de complejidad. Entre estos desafíos de control se encuentran [14]:

1. Posibles inestabilidades del SEP debido a bajos niveles de corrientes de corto circuito (sistema débil) y/o debido a los bajos aportes de corrientes de cortocircuito de los convertidores durante fallas.
2. Interacciones dinámicas rápidas inducidas por el acoplamiento entre convertidores y la red o entre convertidores cercanos.
3. Retardos de actuación debido al procesamiento de señales [20].

1.2. Hipótesis

1. En SEP dominados por TGVCC, las excursiones de frecuencia en distintas zonas varían considerablemente según las características sistémicas del área, nivel de penetración de TGVCC para una misma falla.
2. Los sistemas de control convencionales basados en mediciones locales no aseguran una operación segura desde la perspectiva de estabilidad de frecuencia en SEP con altos niveles de TGVCC.
3. Sistemas de control de dos niveles, locales y de área amplia, son necesarios para minimizar los cortes de suministros en SEP dominados por TGVCC.

1.3. Objetivo general

En el contexto anterior, el presente trabajo tiene como objetivo principal proponer estrategias de control para mantener el balance carga-generación en SEP con altos niveles de TGVCC, caracterizados por bajos niveles de inercia concentrados.

1.4. Objetivo específicos

1. Realizar una revisión bibliográfica de las posibles estrategias de control que se podrían utilizar para mantener el balance de carga-generación en SEP dominados por TGVCC.
2. Analizar y estudiar el comportamiento dinámico de la frecuencia del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) operando en mínima demanda.
3. Diseñar estrategias de control centralizado y distribuidas, para mantener el balance de carga-generación en SEP dominados por TGVCC.
4. Implementar la estrategia de control propuesta en un modelo del SEN al año 2046.
5. Realizar un análisis de gran señal del sistema en estudio incluyendo las estrategias de control desarrolladas.

El presente documento se organiza de la siguiente manera: primero se presenta el marco teórico en el capítulo 2 compuesto por una introducción a la estabilidad de los sistemas de potencia haciendo énfasis en la estabilidad de frecuencia, y las consecuencias de la incorporación de las TGVCC en la estabilidad de frecuencia, luego en el mismo capítulo se estudian estrategias de control local y se realizan observaciones importantes acerca de las diferencias entre los SEP convencionales dominados por GS y las redes inteligentes con alta inserción de TGVCC, para finalmente destacar la necesidad de nuevas estrategias de control e introducir algunas de ellas reportadas en la literatura. En el capítulo 3 se realiza un análisis preliminar, en que se estudia el sistema eléctrico nacional (SEN) proyectado al año 2046 operando en mínima demanda. El estudio consiste en aplicar fallas de desconexión de generación en distintas áreas del SEN y analizar el comportamiento de frecuencia que presenta en distintas zonas del SEP. Luego, se validan las hipótesis planteadas en la revisión bibliográfica y se sientan las bases para el diseño de los controladores.

La metodología utilizada para la implementación del sistema de control jerárquico de dos niveles se presenta en el capítulo 4, cada nivel se diseña en función de los requerimientos planteados en el análisis preliminar. Luego, en el capítulo 5 se presenta los resultados obtenidos al implementar el sistema de control de dos niveles en el SEN y sus efectos en el desempeño de la frecuencia durante contingencias. Finalmente, en el capítulo 6 se presentan las principales conclusiones y posibles trabajos futuros que se desprenden del trabajo.

2. Marco Teórico

2.1. Introducción a la estabilidad de sistemas de potencia

Las situaciones más críticas que pueden enfrentar los sistemas eléctricos de potencia (SEP) se presentan cuando algún accidente o contingencia puntual altera la operación normal del sistema y lo lleva a una condición de inestabilidad irrecuperable. La pérdida de estabilidad en SEP implica el corte de suministro de energía a la población y el sector productivo, con costos sociales tangibles como lo son la alteración de la calidad de vida de la población y las pérdidas económicas directas. A modo de ejemplo, el mayor blackout de la historia de USA (ocurrido el año 2003), involucró una pérdida económica estimada de 7-10 billones de USD, dejando a 50 millones de personas sin electricidad [23]. Problemas similares han ocurrido en diversas partes del mundo: Italia (2003, 45 millones de personas afectadas [24]), India (2012, 620 millones de personas afectadas por 2 días [25]), Brasil (2011, 53 millones de personas afectadas durante 16 horas [26]), China (2008, 4 millones de personas afectadas [27]), entre otros.

La estabilidad de un SEP puede definirse como *la habilidad del sistema de, estando en una condición de operación inicial dada, recuperar su estado de equilibrio después de ser sometido a una perturbación física, con la mayoría de las variables acotadas de modo que el sistema permanece prácticamente intacto* [13].

En el diagrama 2.1 se presenta la clasificación más reciente de estabilidad en SEP considerando los efectos de las TGVCC según el Task Force de la IEEE [14].

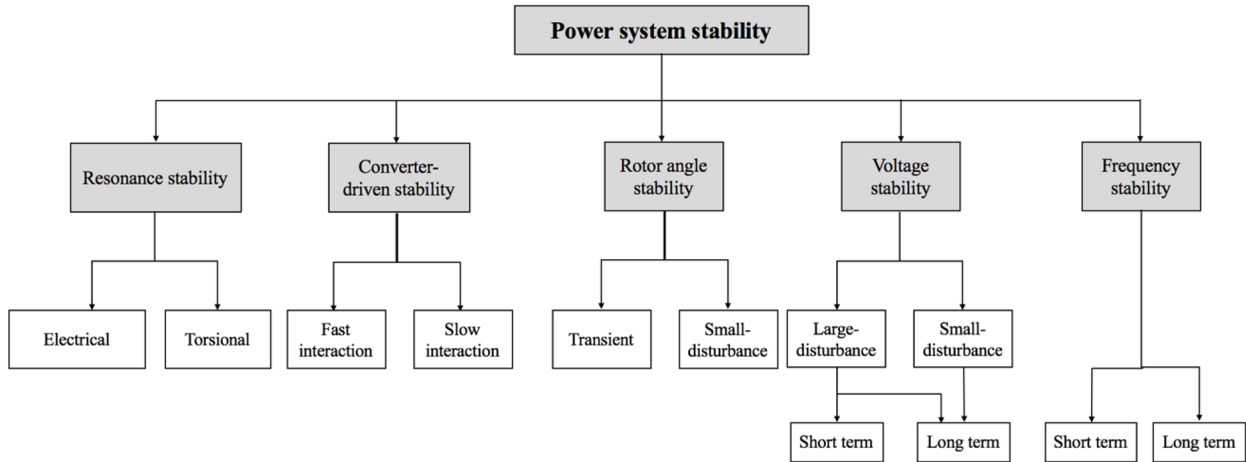


Figura 2.1: Clasificación de estabilidad en sistemas de potencia [14].

Considerando que el foco del presente documento se encuentra en la estabilidad de frecuencia de los SEP y los efectos de las TGVCC, a continuación, se explica en detalle este tipo de estabilidad.

2.2. Estabilidad de frecuencia

La estabilidad de frecuencia se refiere a la habilidad que posee un SEP de mantener un valor de frecuencia estable (50 [Hz] y 60 [Hz] según la región [15]) luego de una perturbación que resulte en un desequilibrio significativo entre la generación y carga del sistema [13]. En SEP convencionales dominados por GSs, cualquier desbalance entre generación y carga provoca una desviación de frecuencia del sistema respecto a su valor nominal que afecta el funcionamiento de todas las máquinas sincrónicas (motores y generadores) así como de las diferentes variables eléctricas del sistema [13].

La dinámica de la frecuencia en SEP dominados por máquinas síncronas se describe según la ecuación del swing (ec. 2.1) [18], donde H_{system} corresponde a la constante de inercia del sistema de potencia, \bar{w}_{ele} a la frecuencia eléctrica de la red en por unidad, y \bar{P}_g y \bar{P}_l corresponden a la potencia eléctrica total generada y demandada respectivamente, también en por unidad. La ecuación 2.1 es válida para $\bar{w}_{ele}=1$ [pu], pues la ecuación del swing considera la interacción de torques y no de potencia [6].

$$2H_{system} \frac{d\bar{w}_{ele}}{dt} = \bar{P}_g - \bar{P}_l = \Delta P \quad (2.1)$$

De la ecuación 2.1 es posible concluir que: (i) si la potencia eléctrica que se genera (\bar{P}_g) es igual a la que se demanda (\bar{P}_l), no existen variaciones de frecuencia en el sistema, por lo que este se encuentra operando a frecuencia nominal [28] y (ii) las variaciones de frecuencia en los SEP varían proporcionalmente a la magnitud del desbalance de potencia P e inversamente proporcional a la inercia total del sistema H_{system} [18]. Si se analiza la conclusión (i), se concluye que en SEP reales no es posible mantener el balance segundo a segundo debido a que la demanda es variable por naturaleza [7]. Esto implica que en los SEP constantemente

ocurren pequeños desbalances entre carga y generación, por lo que en la realidad siempre hay pequeñas variaciones de frecuencia en torno a su valor nominal (incluso sin falla) [29].

Para analizar en mayor detalle la conclusión (ii), en el gráfico 2.2 se presenta la respuesta típica de la frecuencia de un SEP frente a la pérdida de un bloque de generación. De la figura se distinguen 3 periodos, el primero corresponde a la respuesta inercial del SEP que abarca los primeros segundos después del desbalance (de 5 [s] a 10 [s]), el segundo periodo corresponde al control primario de frecuencia (de 20 [s] a 30 [s]) y el tercero al control secundario de frecuencia (de 5 [min] a 10 [min]) [14].

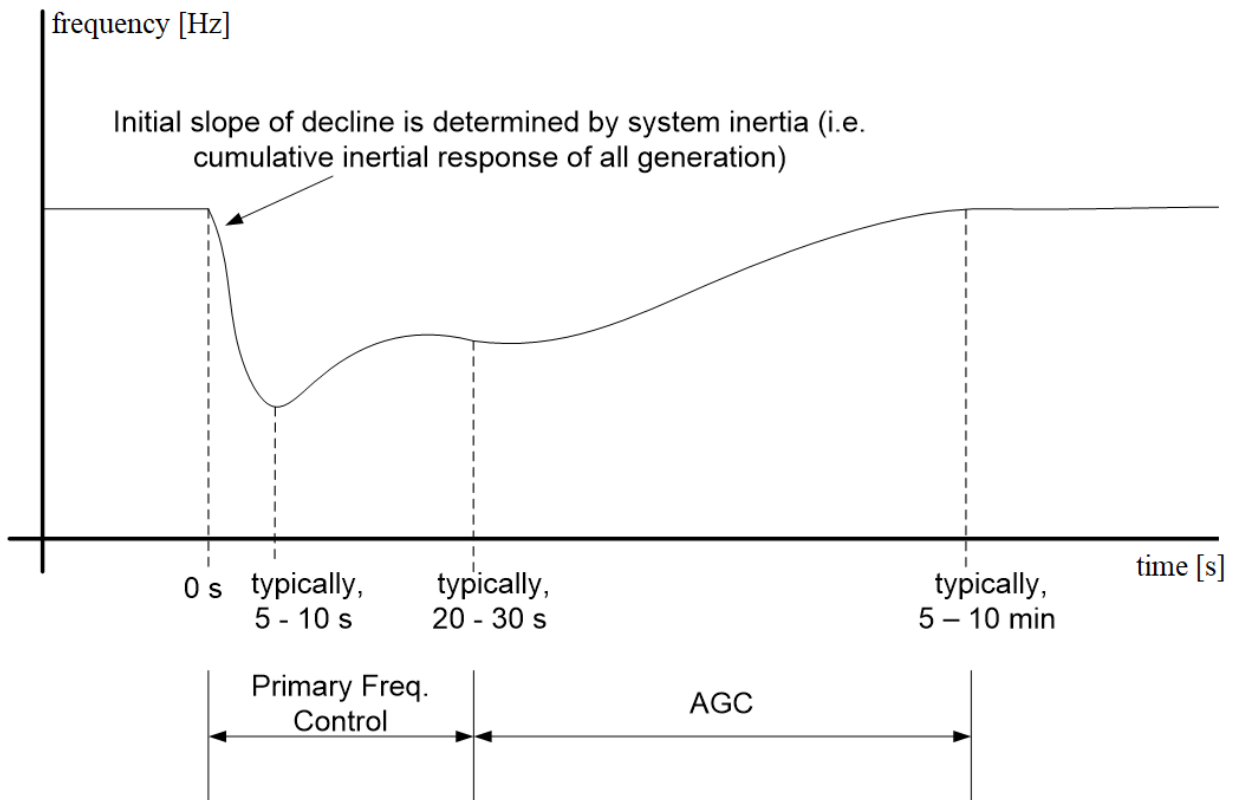


Figura 2.2: Respuesta de frecuencia frente a una pérdida de un bloque de generación [14].

La respuesta inercial de un SEP es la “respuesta natural de un sistema frente a un desbalance entre generación y carga” [14]. La inercia sistémica H_{system} es considerada como uno de los parámetros claves en los que se basa la operación sincronizada de los SEP [18]. Este parámetro es una medida de qué tan bien el sistema puede soportar desbalances de potencia y mantener un comportamiento estable de la frecuencia [12]. La respuesta inercial la proveen de manera natural las masas rotatorias de los SEP como los GSs y motores [6]. En particular, la respuesta inercial influye tanto en la activación de los esquemas de desconexión automática de carga (EDACs) como en el desempeño del control de frecuencia del sistema en estado estacionario (es decir, frente a pequeñas fluctuaciones de carga/generación) [6].

Durante los primeros segundos después de ocurrido un desbalance significativo entre generación y carga, la frecuencia del sistema disminuye a una tasa determinada principalmente

por la inercia total del sistema que se conoce como RoCoF: mientras mayor sea la inercia del sistema, más lento disminuye la frecuencia del mismo [7]. Debido a su acoplamiento electromecánico con la red, las masas giratorias del sistema inyectan (o absorben) energía cinética hacia (o desde) la red durante varios segundos después de ocurrido el desbalance para contrarrestar la desviación de frecuencia de acuerdo al valor de su inercia [12]. Esta respuesta natural de los GSs se mantiene mientras se mantenga el desbalance entre generación y demanda [2]. Esta acción natural de las máquinas sincrónicas lleva a que la dinámica de la frecuencia sea más lenta y por ende, más fácil de regular [4]. De esta forma, en caso que ocurra una desconexión intempestiva de un generador, el desbalance de carga es inicialmente compensado mediante la extracción de energía cinética de las masas rotatorias conectadas al sistema [4]. Esta acción natural durante los primeros segundos después de ocurrida la falla es esencial para reducir la tasa de caída de la frecuencia y prevenir así la activación de los EDACs [7].

Una vez que finaliza la respuesta inercial, los controles primarios de los GSs reaccionan a la desviación de frecuencia cambiando su potencia generada para así recuperar el equilibrio entre generación y demanda [18]. El control primario actúa de manera local en cada GS mediante el regulador de velocidad de la turbina, también conocido como gobernador [8]. El gobernador regula el torque mecánico que se aplica sobre el rotor del generador, y con ello la potencia mecánica, en función de la frecuencia local medida en bornes [6]. Su principal objetivo es disminuir el desbalance entre la potencia que se genera y la que se demanda [30]. La velocidad de acción de los reguladores en el control primario influye fuertemente en el tiempo en que se alcanza el nadir de frecuencia [31]. El nadir corresponde al mínimo valor alcanzado en la excursión de frecuencia y donde se cumple la condición de que la potencia que se genera se iguala con la que se demanda [32].

Finalmente, el control secundario se encarga de recuperar el valor de la frecuencia del SEP a su valor nominal mediante cambios en la potencia de referencia de los GSs que componen distintas áreas [6]. Este periodo se encuentra fuera del alcance del estudio.

Si bien son muchos los factores que determinan la respuesta dinámica de los SEP, dentro de los principales que afectan la respuesta de la frecuencia se encuentran [14]:

1. La inercia total del sistema.
2. La velocidad de los reguladores de los GSs.
3. La cantidad de reserva de potencia activa disponible en los generadores del sistema.
4. La cantidad de amortiguamiento que proporcionan las cargas.

Como se mencionó anteriormente, la inercia total del sistema (H_{system}) afecta la tasa de cambio de la frecuencia (RoCoF) [28]. Es decir, a menor inercia total del sistema se tiene un mayor RoCoF frente a un mismo desbalance entre la potencia generada y la demandada [6], [20]. En el gráfico 2.3 se presenta la respuesta dinámica de 3 SEP diferentes, sujetos a una pérdida de generación importante [14]. La curva en rojo representa un sistema de potencia con alta generación sincrónica (>400 [GW]) por lo que tiene una alta inercia (H_{system}^1), la curva en azul un sistema de potencia mediano (entre 100 [GW] y 200 [GW]) con menor inercia que el primer SEP ($H_{system}^2 < H_{system}^1$), mientras que la curva en verde representa un sistema

con baja generación sincrónica (<20 [GW]) por lo que corresponde a un SEP de baja inercia ($H_{system}^3 < H_{system}^2$) [14]. De la figura se aprecia que la excursión de frecuencia del SEP de mayor inercia (H_{system}^1) (curva roja) es sobreamortiguada [14] con menor RoCoF y presentando el mayor nadir de frecuencia, debido a su alta inercia; la respuesta del sistema mediano (curva azul) es amortiguada [14], presentando un mayor RoCoF y menor nadir respecto al caso anterior, esto se debe a que $H_{system}^2 < H_{system}^1$; finalmente, la respuesta del sistema pequeño presenta oscilaciones mal amortiguadas que alcanzan el mayor nadir respecto a los dos casos anteriores, que se explican por su baja inercia [14]. De esta forma, la inercia total del sistema no solo influye en el RoCoF como se mencionó anteriormente sino también en el nadir de frecuencia.

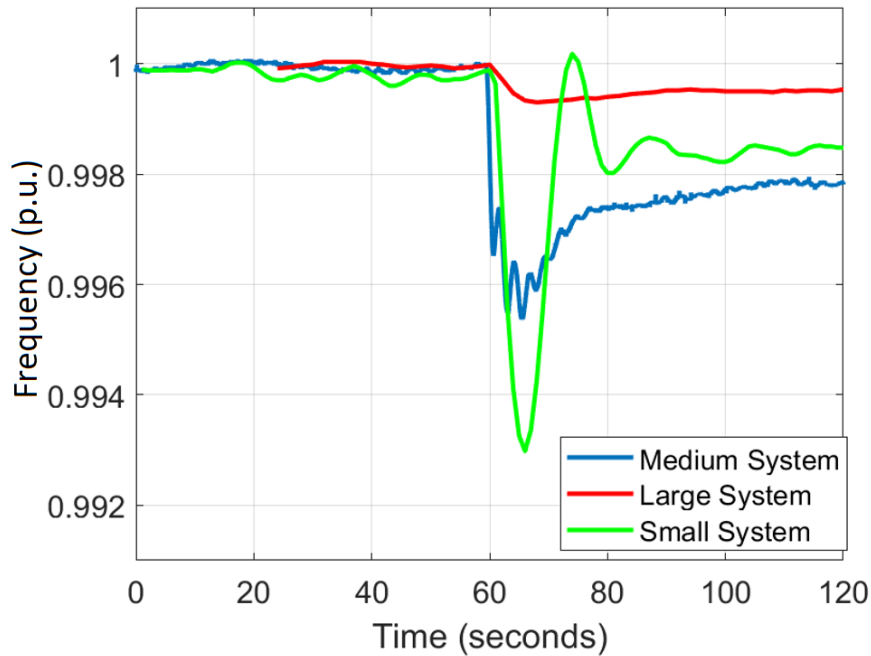


Figura 2.3: Respuesta dinámica de la frecuencia en función de H_{system} [14].

La respuesta dinámica de la frecuencia durante los primeros instantes después de ocurrido un desbalance es crítica pues determina enormemente la activación o no de los EDAC [6]. En este período de tiempo el valor de la inercia total del sistema, así como el RoCoF, determinan la respuesta del sistema [7]. En la norma técnica chilena se establece que los EDAC por subfrecuencia se activan para valores menores o iguales a 49,2 [Hz]. Si los EDAC incluyen tasa de variación de frecuencia (RoCoF), se pueden activar para valores superiores a 49,2 [Hz] e inferiores a 49,7 [Hz] [33].

Otro de los factores clave en la respuesta dinámica de la frecuencia es la velocidad de respuesta de los reguladores de velocidad (control primario de frecuencia) de los GSs [2], [14]. Durante los primeros segundos luego de un desbalance intempestivo de potencia, la potencia mecánica de las turbinas de los GSs no cambia debido al retardo de los reguladores de velocidad [2]. El desbalance entre la potencia generada y la demandada provoca excursiones de frecuencia fuera de la banda de operación normal [2], que se observa en el gráfico 2.4 en el tiempo “ t_1 ” cuando la frecuencia se aleja de su valor nominal “ f_1 ”. Luego de algunos segundos empiezan a actuar los reguladores de velocidad de los GS sobre las válvulas o compuertas de la central, lo que conlleva a un aumento de la potencia de salida de las turbinas [2]. La

acción de los reguladores de velocidad aumenta la potencia de salida de los GSs hasta que se recupere el balance de potencia y se establezca la frecuencia del sistema [2], correspondiente al nadir de frecuencia que se alcanza en “ t_2 ” en el gráfico 2.4. De esta forma, la respuesta de la frecuencia de los SEP durante un desbalance de potencia queda determinada principalmente por la acción combinada de todos los GSs, incluyendo sus parámetros y el retardo de sus reguladores de velocidad [2]. En conclusión, un menor retardo del control primario disminuye el tiempo $\Delta t = t_3 - t_1$, con “ t_3 ” correspondiente al tiempo donde se alcanza la frecuencia en estado estacionario post contingencia.

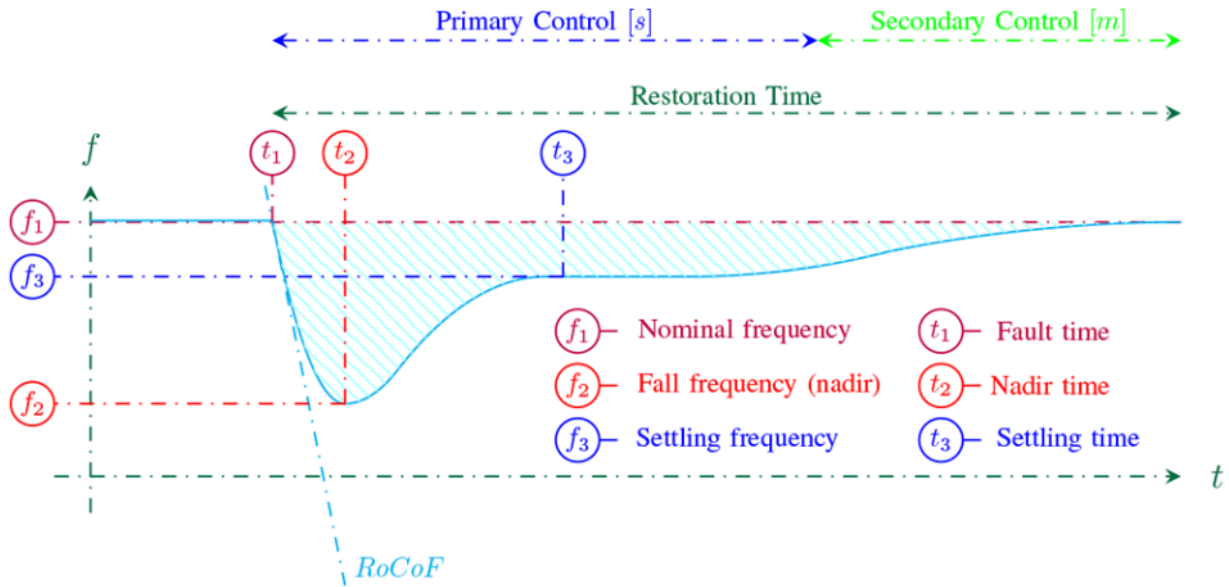


Figura 2.4: Respuesta en frecuencia de un SEP [28].

La cantidad de reservas de los GS antes de una contingencia también juega un rol clave en la activación de los EDAC [5]. Niveles de reserva correctamente dimensionados y localizados en ciertas unidades del SEP pueden permitir la restauración de la frecuencia a su valor nominal luego de una perturbación y evitar la activación de los EDAC [2]. Los GSs responden frente a pérdidas de bloques de generación inyectando sus reservas al SEP mediante la acción de sus reguladores de velocidad [28]. El tiempo en que se despliegan las reservas es del orden de los segundos [28]. Si el retardo asociado a los reguladores de los GSs es grande, entonces las excursiones de la frecuencia serán mayores y se alcanzará un nadir mayor [14], lo que a su vez puede llevar a la activación de los EDAC [28]. En el gráfico 2.5 se presenta la respuesta dinámica de un GS_i en caso de una desbalance de potencia en el SEP [2]. El tiempo de retardo a partir del cual el GS empieza a entregar potencia t_d^i y la rampa de potencia r_i (MW/s) dependen de la tecnología (unidades carbón, gas e hidro presentan diferentes respuestas) [2]. Notar que si un GS presenta un tiempo de retardo grande t_d^i o una baja rampa r_i , entonces podría ocurrir que el despliegue de reserva no logre efectuarse dentro de la ventana de tiempo de interés, es decir, dentro de los primeros segundos después de la contingencia. Por el contrario tiempos de respuesta rápidos pueden reducir significativamente el $RoCoF$ y aumentar el nadir de frecuencia después de un desequilibrio de potencia [2], mejorando, por ende, la estabilidad de frecuencia del SEP.

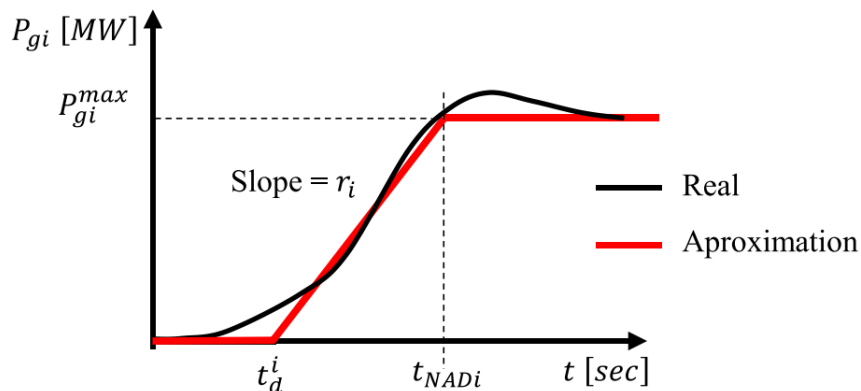


Figura 2.5: Respuesta dinámica real y aproximada de un GS durante desbalance de potencia [2].

La cantidad de amortiguamiento de un sistema se refiere a la dependencia de las cargas con la frecuencia del sistema [4]. Esta es una propiedad “autoestabilizante” de los SEP [15] que mejora la respuesta de la frecuencia frente a desbalances. Un ejemplo de ello son los motores de inducción y ventiladores que se conectan directamente a la red [6]. La mejora de la respuesta de la frecuencia se explica por la tendencia natural de algunas cargas a disminuir la potencia demandada (alrededor del 1.5 % o menos de potencia demandada por cada 1 % de cambio de frecuencia) a medida que la frecuencia de los SEP cae. Esta acción también contribuye a mejorar la respuesta de la frecuencia, aunque su contribución es relativamente pequeña [14]. A pesar de esto, en los SEP futuros se espera que la cantidad de amortiguamiento proveniente de las cargas disminuya. Debido a que más cargas como motores de inducción se conectan mediante variadores de frecuencia (VDF) [6]. Esta disminución en el amortiguamiento ocurre porque los VDFs desacoplan la dinámica de la frecuencia del SEP con la del motor [34].

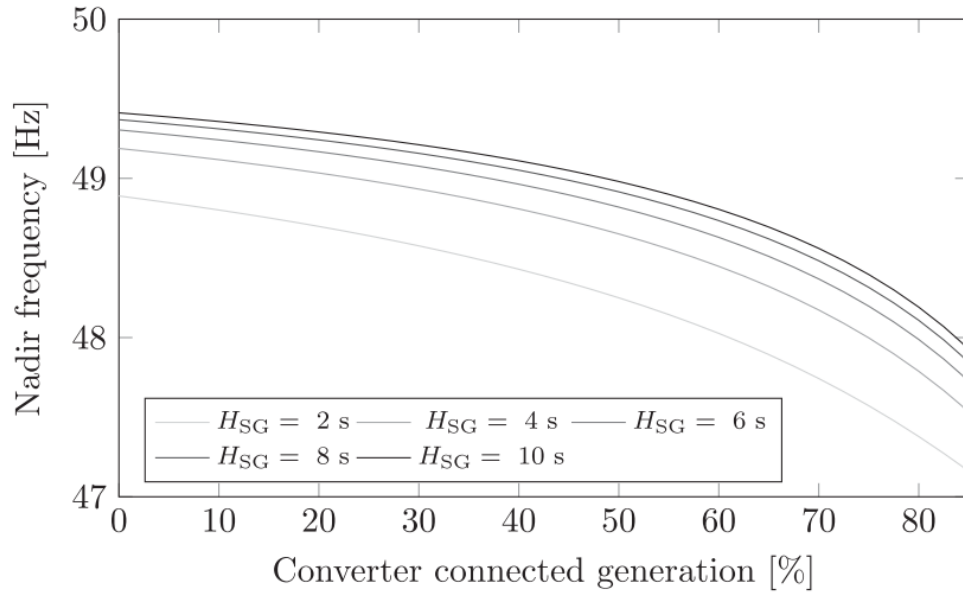
2.3. Efectos de las TGVCC en la estabilidad de frecuencia

Debido a las características físicas de las TGVCC y al hecho de que se conectan a la red mediante convertidores de potencia, desde la perspectiva de la frecuencia estas centrales se comportan de manera radicalmente diferente a las centrales convencionales [4, 5]. Las principales diferencias son que la mayoría de las TGVCC no contribuyen (aún) a la regulación de frecuencia o la respuesta inercial del sistema [6], [18]. Por un lado, los convertidores de potencia de las TGVCC generalmente se controlan para inyectar a la red la máxima potencia activa disponible (operación en el MPP), lo que hace que estas plantas no mantengan reservas para contribuir a mantener el equilibrio entre la potencia generada y la demandada (regulación de frecuencia) [5]. Además las TGVCC usualmente no proveen respuesta inercial natural como lo hacen los GSs convencionales [7], [18], [29]. En particular, las plantas fotovoltaicas no poseen elementos rotatorios [6], por lo que no cuentan con energía almacenada disponible como en el caso de las máquinas sincrónicas [29] (excepto la energía almacenada en su link DC, la que en la práctica es depreciable [18]). En el caso de las turbinas eólicas de velocidad variable, el convertidor desacopla parcial o totalmente al generador de la red, lo cual implica que la energía cinética almacenada en sus partes rotatorias no se usa para

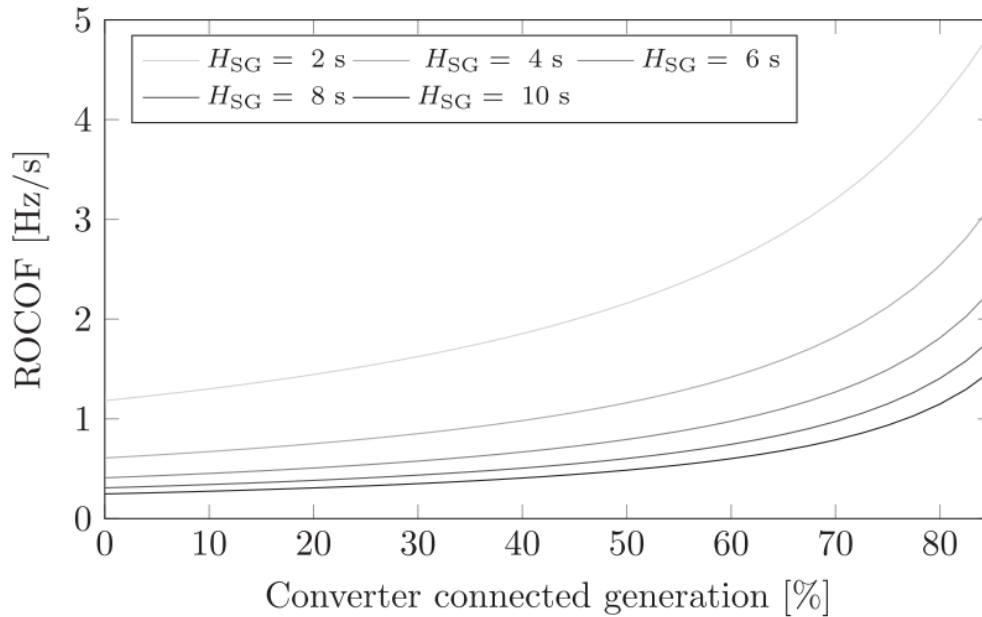
apoyar la estabilización de la frecuencia a menos que se diseñe una estrategia de control especial para dicho propósito [18].

En esta línea, diversas investigaciones han mostrado que el reemplazo de GSs convencionales por TGVCC sin inercia puede degradar tanto la respuesta del control primario de frecuencia como la respuesta inercial de los SEP [7]. Esto puede ser especialmente crítico en el caso de sistemas aislados y pequeños, donde la inercia (sin TGVCC) ya es baja [15]. Valores bajos de inercia sistémica aumentan el nadir de la frecuencia luego de una pérdida de generación y provocan una tasa de cambio de la frecuencia (RoCoF) más alta al inicio de una contingencia [6]. Por lo tanto, la dinámica de la frecuencia de los SEP se hace más rápida [15]. Esto puede resultar en excursiones de frecuencia mayores y más frecuentes después de una pérdida de generación, lo que a su vez puede conducir a activaciones más frecuentes de los EDAC, comprometiendo la estabilidad de frecuencia del sistema [2], [6]. Para profundizar más acerca de los efectos en la estabilidad de frecuencia que provoca la incorporación sistemática de TGVCC en SEP, a continuación se presentan algunos casos de estudio publicados durante los últimos años.

En [6] se presenta un estudio donde se analiza la frecuencia mínima y el RoCoF en función de un desbalance de potencia entre generación y demanda. En el estudio se simula la respuesta del SEP frente a una caída del 10% de la potencia total generada, para distintos niveles de TGVCC considerando que las TGVCC no aportan a la respuesta inercial ni al control de frecuencia [6]. Se estudian distintos puntos de operación con diferentes constantes de inercia, desde los 2 hasta los 10 [s], asumiendo que las TGVCC desplazan generación síncrona gradualmente [6]. En los gráficos 2.6 (a) y (b) se presentan los resultados obtenidos [6]. Se ve que a medida que se disminuye la inercia total del sistema y se aumenta el porcentaje de TGVCC, aumenta el RoCoF y disminuye la frecuencia mínima [6]. El aumento del RoCoF reduce los periodos de tiempo para que los reguladores de los GS reaccionen antes de que la frecuencia sobrepase los límites que determinan la activación de los EDAC [6].



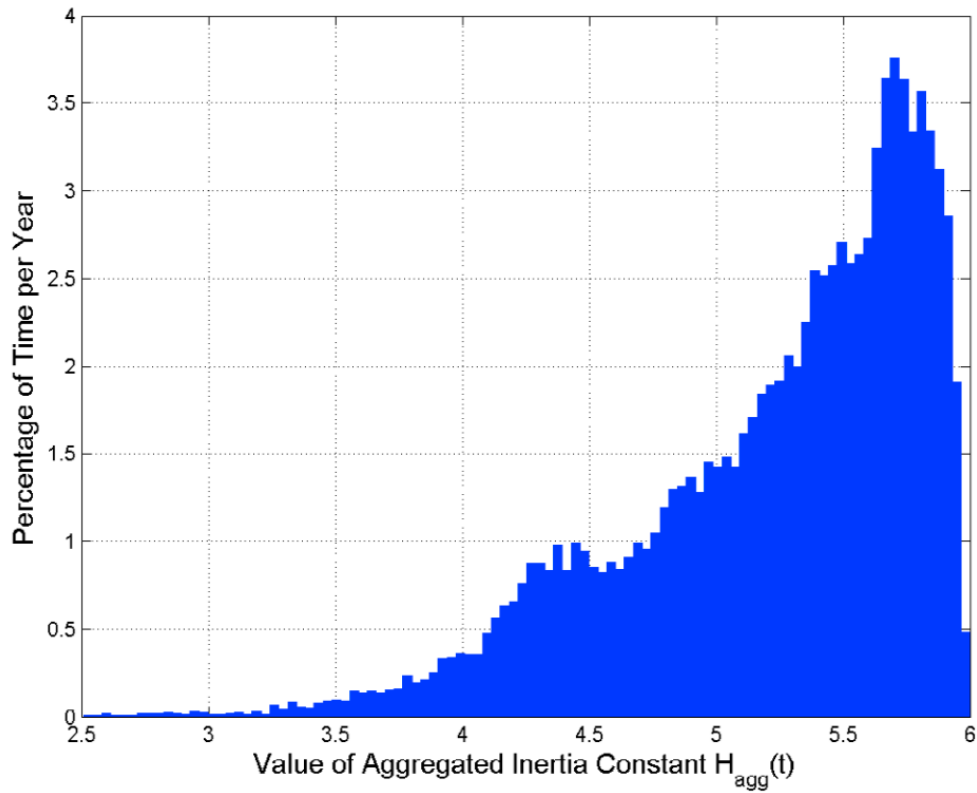
(a) Frecuencia mínima en función del nivel de penetración de TGVCC.



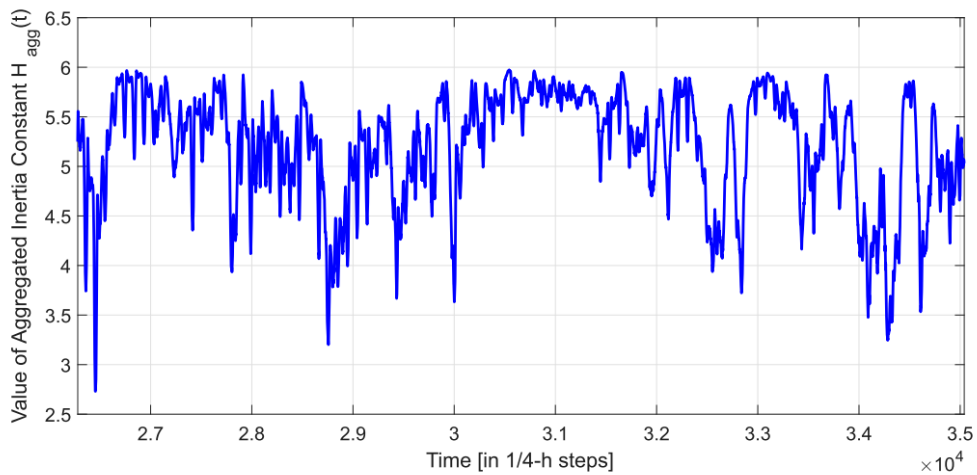
(b) RoCoF en función del nivel de penetración de TGVCC.

Figura 2.6: Efectos del aumento de la penetración de TGVCC [6].

Otra característica que presentan los SEP con altos niveles de TGVCC es la variabilidad de la inercia en el tiempo, debido a la naturaleza fluctuante de la producción de energía eólica y fotovoltaica [15], [35]. Un ejemplo de ello se observa en el sistema eléctrico Alemán, el cual durante el año 2013 presentó varias horas del año donde el 50 % o más de la demanda, fue cubierta por energía eólica y paneles fotovoltaicos [15]. En el histograma 2.7 (a) se presenta la inercia sistémica del SEP alemán durante el año 2013. Se observa un amplio rango de valores de inercia sistémica durante el año: valores menores a 4 [s] durante 361 horas (3.6 % del año) y menores a 3 [s] durante 19 horas (0.22 % del año) [15]. Como complemento, en el gráfico 2.7 (b) se presenta la variación temporal de la inercia en el SEP alemán durante el último trimestre del año 2013 [7].



(a) Histograma de inercia.



(b) Variación temporal de inercia sistémica.

Figura 2.7: Variación temporal de la Inercia en el SEP Alemán para el último trimestre del 2013 [4], [15].

La inercia sistémica de los SEP con altos niveles de TGVCC no solo varía temporalmente, sino que también puede presentar una distribución espacial no uniforme a lo largo de la red [7]. Tal como se mencionó anteriormente, para una contingencia dada, la dinámica post falla no solo se determina en base a la inercia total del SEP, sino también en base a la distribución espacial de la inercia a lo largo del SEP [7]. Esto implica que para una misma contingencia, áreas del SEP con menor inercia presentarán mayores RoCoF en comparación a áreas con mayor inercia [17].

A continuación, se detallan dos ejemplos de SEP reales donde los bajos niveles de inercia ya son un problema [7]:

1. All-Island Irish Transmission System: El SEP irlandés es relativamente pequeño (alrededor de 5 GW de máxima demanda) y se conecta al sistema eléctrico británico mediante dos enlaces HVDC [7]. El tamaño del SEP irlandés junto con la alta penetración de TGVCC (principalmente turbinas eólicas) permitiría que la generación mediante TGVCC cubriera, de manera instantánea, el 100 % de la demanda [7]. A pesar de ello, el TSO (Transmission System Operator, de sus siglas en inglés) irlandés limita el máximo nivel de generación en base a TGVCC a un 65 % de la demanda, debido a restricciones de estabilidad de frecuencia [7]. Una de las posibles contingencias que limita la generación en base a TGVCC, corresponde a la desconexión de unos de los enlaces HVDC que conecta al sistema irlandés con el sistema británico [7]. La desconexión del enlace HVDC es un evento relativamente probable y corresponde a la contingencia más crítica que puede enfrentar el sistema [7], [36].

En el gráfico 2.8 se presenta la mínima frecuencia luego de la desconexión del enlace HVDC versus la energía cinética almacenada en los GS y carga dividida por la potencia despachada del enlace HVDC [7], [36]. En base a simulaciones dinámicas y experiencia práctica, EirGrid (uno de los dos TSO's irlandés) definió como operación segura todos aquellos puntos de operación que cumplen con que: “la proporción entre la energía cinética almacenada en los GSs (y cargas) y la potencia transmitida por el HVDC esté por sobre los 30 MWs/MW” [7], [36]. A partir de este valor es posible definir la energía cinética necesaria en el SEP irlandés para cada punto de operación y con ello la cantidad mínima de GS convencionales que deben estar en operación para mantener la estabilidad del sistema [7].

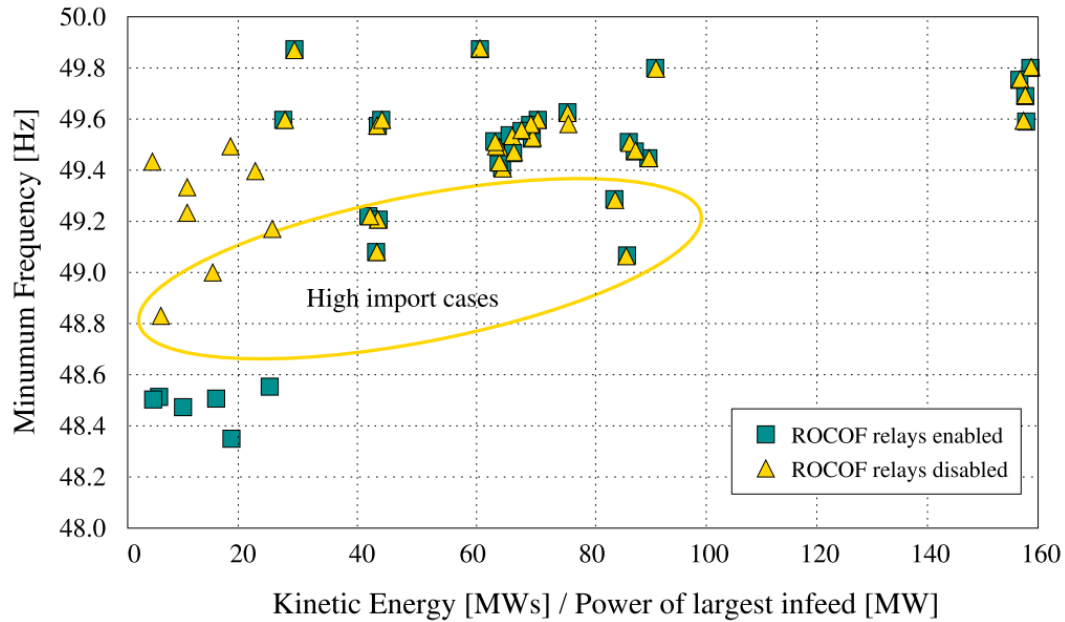


Figura 2.8: Mínima frecuencia luego de la pérdida del enlace HVDC versus la energía cinética almacenada en los GS y la carga, dividida por la potencia despachada por el enlace HVDC [7].

2. Australian National Electricity Market (NEM): El NEM es uno de los SEP más largos del mundo con una topología extremadamente longitudinal y limitada interconexión entre estados de Australia [7].

El sistema presenta una alta penetración de TGVCC, alcanzando un 30 % y 15 % de capacidad eólica y solar instalada, respectivamente. Además, al igual que el sistema irlandés, corresponde a un SEP relativamente pequeño, aislado, con una demanda máxima de 3.1 GW [7], por lo que la pérdida de un enlace entre distintos estados puede ser un problema grave. De hecho, esto es lo que ocurrió en el año 2016 cuando se produjo la desconexión del enlace Heywood, lo que provocó un blackout en el sur de Australia [7]. En el gráfico 2.9 se muestra la evolución de la frecuencia en el colapso del año 2016 [37]. Uno de los factores que influyó en este blackout, fue la falta de inercia del sistema. Lo anterior llevó a que el Operador del Mercado de Energía de Australia (AEMO) introdujera una medida para asegurar la estabilidad de frecuencia del SEP australiano, exigiendo un mínimo de tres GS en operación en todo momento para garantizar una cantidad mínima de inercia [7].

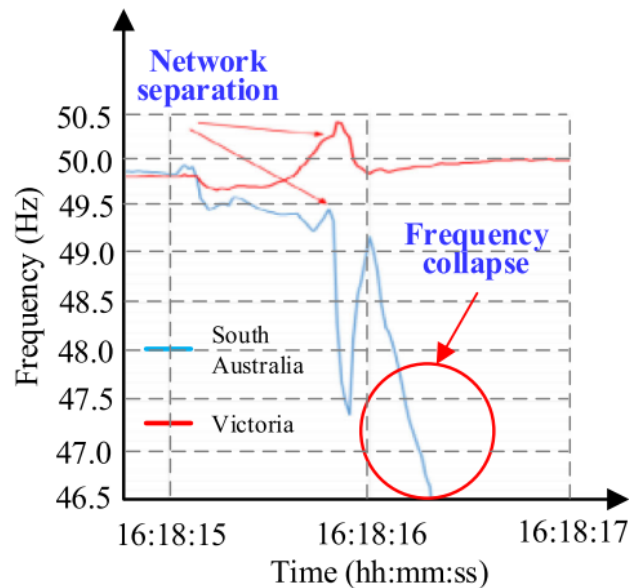


Figura 2.9: Excursión en frecuencia durante el apagón Australiano del 2016 [37].

En el contexto anterior, en los SEP futuros se podría optimizar la distribución espacial de la inercia de manera estratégica, para obtener, por ejemplo, una respuesta post-contingencia que beneficie la estabilidad de frecuencia del sistema [7]. De hecho, en [7] se plantea que un sistema de baja inercia con inercia virtual ubicada estratégicamente puede presentar un mejor desempeño dinámico que SEP convencionales en términos de minimizar métricas de desempeño como el RoCoF o el nadir de frecuencia. En la siguiente sección se presentan algunas estrategias de control para ser aplicadas en SEP con penetración de TGVCC, de forma que estas unidades puedan apoyar la estabilidad de frecuencia durante contingencias.

2.4. Estrategias de control para TGVCC de forma de apoyar la estabilidad de frecuencia

La falta de respuesta inercial en las centrales TGVCC puede contrarrestarse mediante la integración de sistemas de almacenamiento de acción rápida (como baterías [38], volantes de inercia o supercondensadores [39]) o mediante la implementación de controladores especialmente diseñados para responder a desviaciones de frecuencia [16], [40, 41]. Aunque los convertidores de potencia de las TGVCC normalmente no se operan para responder a variaciones de frecuencia en la red [12], la incorporación de un lazo de control adicional permite que estas centrales proporcionen una respuesta de frecuencia rápida para apoyar al sistema durante desbalances de potencia [12]. En este sentido, una de las principales ventajas que presentan las TGVCC es que pueden proveer control primario de frecuencia más rápido que los GS convencionales [7]. De hecho, algunas investigaciones han mostrado que los tiempos de repuesta rápidos de los convertidores de potencia pueden proporcionar importantes beneficios a la frecuencia de los SEP en comparación con el apoyo de frecuencia proporcionado por los generadores convencionales [2]. En [19] se realiza una revisión bibliográfica de distintas estrategias de control que se pueden implementar en convertidores con el fin de minimizar el impacto negativo de una mayor penetración de TGVCC en términos de frecuencia. Estas técnicas se resumen en el diagrama 2.10 [19].

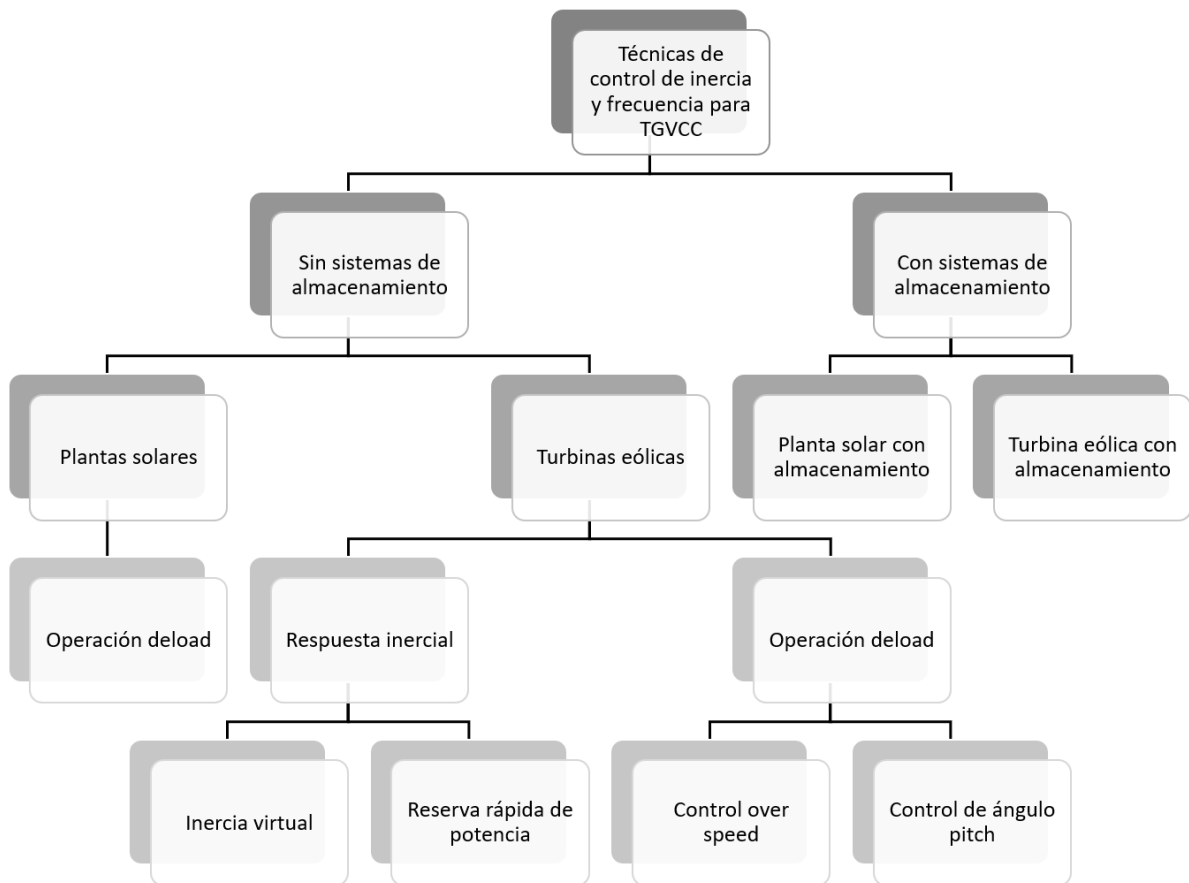


Figura 2.10: Técnicas de control de frecuenciass para TGVCC [19].

La capacidad de respuesta de frecuencia rápida en TGVCC (sin almacenamiento de energía), puede requerir que las TGVCC operen en modo deload [18]. Esto quiere decir que, en lugar de inyectar toda la potencia disponible, las TGVCC suministran solo un porcentaje de la misma, lo que significa que operan en un punto de operación sub-óptimo (fuera del MPP) [6], [18]. De esta manera, se mantiene una reserva de potencia para contribuir con respuesta inercial o control primario de frecuencia y contrarrestar así posibles desbalances de potencia en el sistema [6]. El margen deload suele estar restringido a un porcentaje de la máxima capacidad nominal de la planta TGVCC, pero puede diferir de un sistema a otro dependiendo de las regulaciones e incentivos económicos existentes [2]. En particular, las turbinas eólicas pueden operar en modo deload variando la velocidad de rotación de las aspas [42, 43], o bien, mediante el control del ángulo pitch [44, 45]. Ambas variables modifican la potencia mecánica de la turbina y con ello la potencia eléctrica que el aerogenerador inyecta a la red [19].

Respecto a las turbinas eólicas, en los gráficos 2.11 se presentan las curvas de operación que se obtienen en una turbina eólica cuando se considera operación over speed (izquierda) y ángulo pitch (derecha) [19]. Para el caso de la operación deload vía over speed se puede calcular la potencia de referencia (P_{ref}) según la recta que une los puntos A y B (segmento rojo), de acuerdo a la ecuación 2.2 [16], [19]. Donde P_{max} es la potencia máxima (pu), P_{del} es la potencia deload (pu), $\omega_{r,max}$ es la velocidad del rotor a máxima potencia, $\omega_{r,del}$ es la velocidad del rotor en la potencia deload y ω_r corresponde a la velocidad del rotor medida [19]. Notar que el punto de operación deload se desplaza sobre la curva de operación sin modificarla.

$$P_{ref} = P_{del} + (P_{max} - P_{del}) \left(\frac{\omega_{r,del} - \omega_r}{\omega_{r,del} - \omega_{r,max}} \right) \quad (2.2)$$

Por otro lado, en el caso de la operación deload mediante ángulo pitch, se disminuye el máximo de la curva de operación óptima de la turbina eólica [19], modificando la curva de operación. El gráfico 2.11 (b), muestra que cuando se aumenta el ángulo de pitch (β) de 0° a 2° (sin variar la velocidad de rotación), la potencia que se inyecta al SEP disminuye (del punto A al punto B) [19]. En ambos casos descritos, se logra mantener una reserva de potencia que se libera cuando surge un desbalance de carga o cambio en la frecuencia del sistema [16], [19].

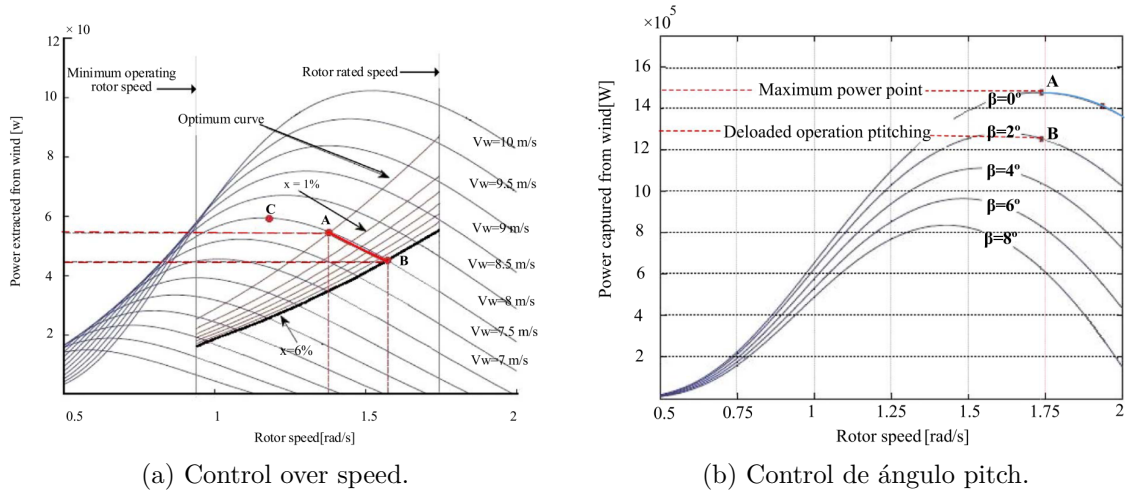


Figura 2.11: Operación deload de turbinas eólicas [19].

En general, se prefiere la operación deload over-speed sobre la operación deload mediante ángulo pitch [19] debido a que las constantes de tiempo del servo mecanismo del control pitch son más lentas que las constantes de tiempo asociadas al control de velocidad del rotor [29]. Por otra parte, el control pitch no está diseñado para operar constantemente durante el año por lo que su operación para efectos de regulación de frecuencia podría disminuir la vida útil del servo [46].

La operación deload también se puede aplicar en paneles fotovoltaicos [19]. Esto se consigue incrementando el voltaje de operación de los paneles más allá del voltaje de máxima potencia V_{MPP} [19]. Al aumentar el voltaje del panel desde V_{MPP} hasta V_{del} , el panel mantiene una reserva de potencia que se puede desplegar al ocurrir una desviación de frecuencia en el sistema [19]. Para ello se incluye una señal de control proporcional a la desviación de frecuencia $V_{dc\Delta f}$ tal como se muestra en el diagrama 2.12 [19].

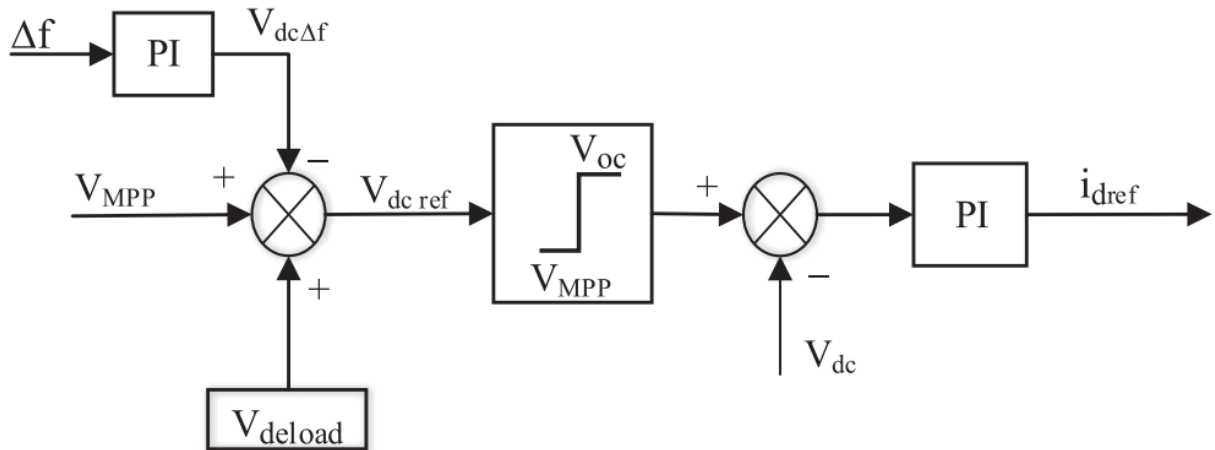


Figura 2.12: Controlador deload para panel solar [19].

En el caso de turbinas eólicas, también es posible implementar un lazo de control droop y respuesta de frecuencia rápida para regular la potencia activa proporcionalmente a los cambios de frecuencia [7] sin necesidad de operar en deload. Para esto se utiliza la energía cinética

almacenada en las partes giratorias de la turbina de forma de compensar los desbalances de potencia en caso de ser necesario [29]. El lazo de control de frecuencia basado en el control droop se presenta en el diagrama 2.13. El control mide cantidades AC como la potencia que inyecta el convertidor en el punto de conexión y la frecuencia [7]. Las estrategias basadas en este tipo de control como el droop estático [47], droop inverso [48] y droop dinámico [49] generalmente miden la frecuencia del SEP a través de un lazo de seguimiento de fase (PLL, de sus siglas en inglés) el cual se encarga de sincronizar la central con la red [7]. Luego, el control adapta proporcionalmente la inyección de potencia activa según la característica droop y la frecuencia medida en bornes [7]. Esta característica lineal está dada por la ecuación 2.3, donde R es la constante droop, y f_{meas} y P_1 son la nueva frecuencia y potencia de salida de la turbina, respectivamente, las condiciones iniciales de operación se representan por f_{nom} y P_0 [19]. Notar que la técnica mediante control droop también puede incorporarse en el caso de operación deload, con la diferencia de que la energía liberada corresponde a la de reserva y no a la energía cinética de las partes rotatorias del aerogenerador.

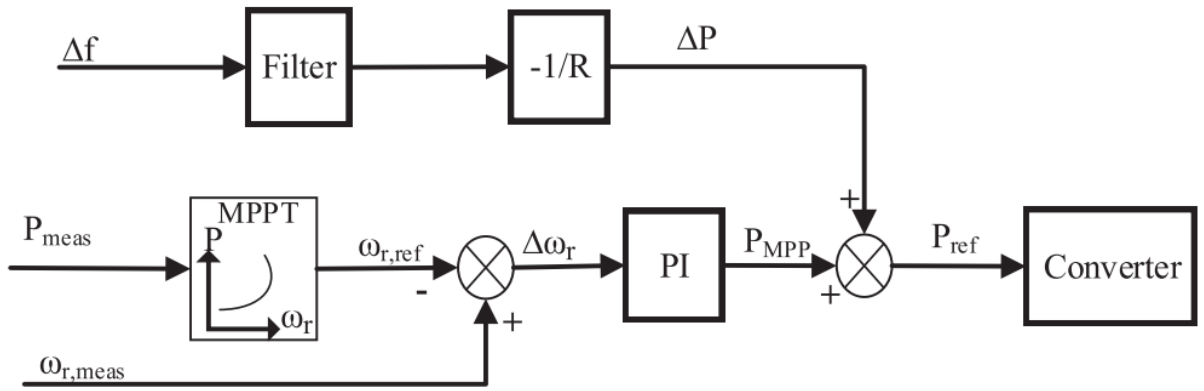


Figura 2.13: Técnica de control de frecuencia con control droop de velocidad [19].

$$\Delta P = P_1 - P_0 = -\frac{f_{meas} - f_{nom}}{R} \quad (2.3)$$

La característica lineal entre la frecuencia y la potencia activa que suministra la turbina eólica se presenta en el gráfico 2.14. Se observa que si la frecuencia disminuye de f_{nom} a f_{meas} , la turbina eólica aumenta la potencia que inyecta desde P_0 a P_1 para compensar la desviación de frecuencia [19].

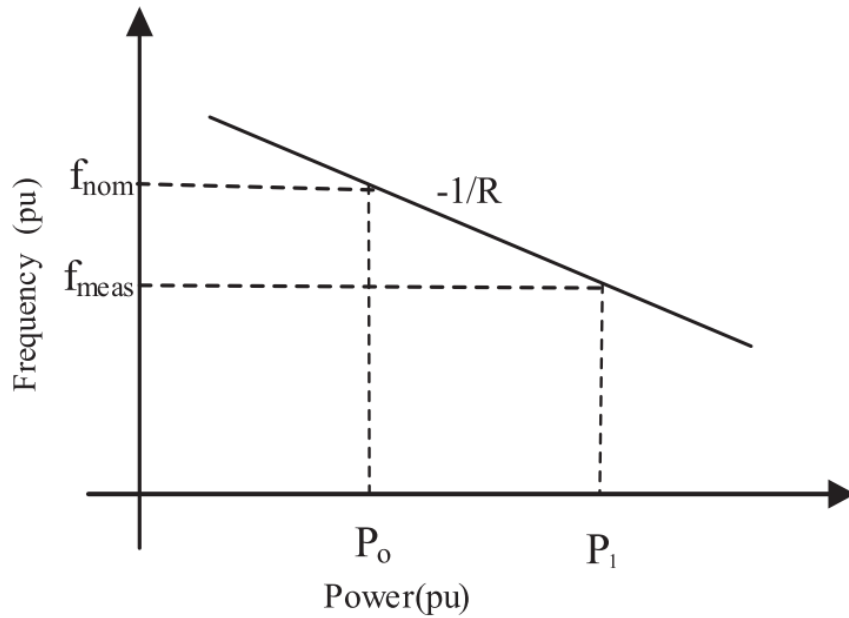


Figura 2.14: Característica droop de la turbina eólica [19].

Otra técnica que se aplica a las turbinas es la inercia virtual, que corresponde a un lazo de control específicamente diseñado para responder al RoCoF del SEP [7] a través de la energía cinética que se almacena en las aspas de las turbinas eólicas [6]. Este lazo de control se conoce como emulación de inercia, el cual emula la respuesta inercial natural de los GSs caracterizada por la ecuación del swing [19]. El lazo de control se presenta en el diagrama 2.15.

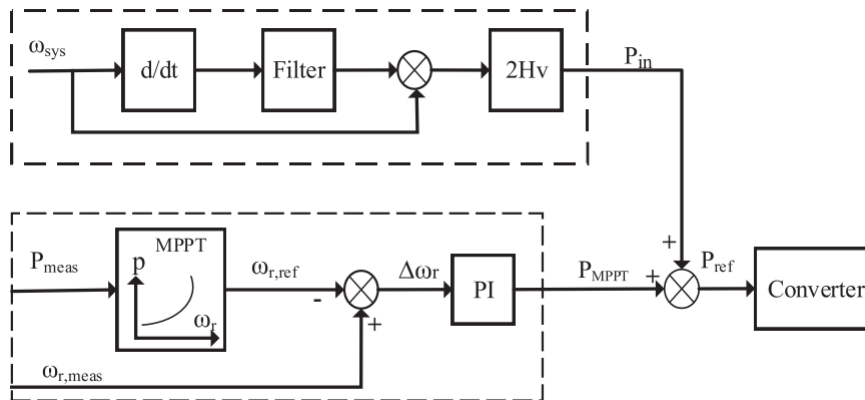


Figura 2.15: Emulación de la inercia para turbinas eólicas [19].

En esta estrategia, la velocidad rotacional de referencia ω_{ref} se determina a partir de la potencia de salida de la turbina eólica P_{meas} . Luego este valor se compara con la velocidad medida $\omega_{r,meas}$ para posteriormente pasar el error de velocidad por un controlador PI a partir del cual se determina la máxima potencia de salida que puede suministrar la turbina P_{MPPT} [19]. La salida del lazo de respuesta inercial P_{in} se determina en base al RoCoF, por lo que durante operación normal, la potencia de referencia P_{ref} que recibe el convertidor es igual a la potencia máxima en el MPP [19]. Durante un desbalance de potencia entre carga y generación que lleve a un déficit en la potencia generada, la frecuencia caerá, por lo que P_{in} será distinto

de cero llevando a que la potencia de salida del aerogenerador sea mayor que la potencia máxima P_{MPPT} [19]. Debido al incremento en la potencia de referencia, el aerogenerador se desacelerará, liberando parte de la energía cinética almacenada en sus partes giratorias [19]. La potencia adicional P_{in} se determina a partir de la ecuación 2.4 [19].

$$P_{in} = 2H_v\omega_{sys} \frac{d\omega_{sys}}{dt} \quad (2.4)$$

En [19] se estudia otro esquema de respuesta rápida de frecuencia compuesto de dos lazos de control (diagrama 2.16). Ambos lazos determinan un torque adicional T , que se obtiene a partir de la desviación de frecuencia con respecto a su valor nominal y a partir del RoCoF del sistema [19]. Los valores de K_1 y K_2 se asocian a la inercia virtual y a la constante droop respectivamente [29]. El valor de estas constantes determina la estabilidad del sistema [19]. Notar que el primer esquema de respuesta inercial con un solo lazo de control cambia la potencia de referencia del aerogenerador hasta que la frecuencia del sistema se estabiliza, momento en que $d\omega/dt=0$. Por otro lado, el esquema de respuesta inercial con dos lazos de control cambia la referencia hasta que la frecuencia del sistema sea igual a su valor nominal [19], por lo que en este caso el aerogenerador apoya la frecuencia del SEP durante un tiempo mayor. Las ventajas de la respuesta de frecuencia rápida y control droop sin operación en modo deload, radican en el hecho de que no mantienen reservas, por lo que durante estado estacionario se encuentran en su potencia máxima, minimizando el costo de operación del SEP [19]. Además presentan tiempos de respuestas acordes al control primario de frecuencia, dentro de los 2-6 [s] luego de una contingencia [19].

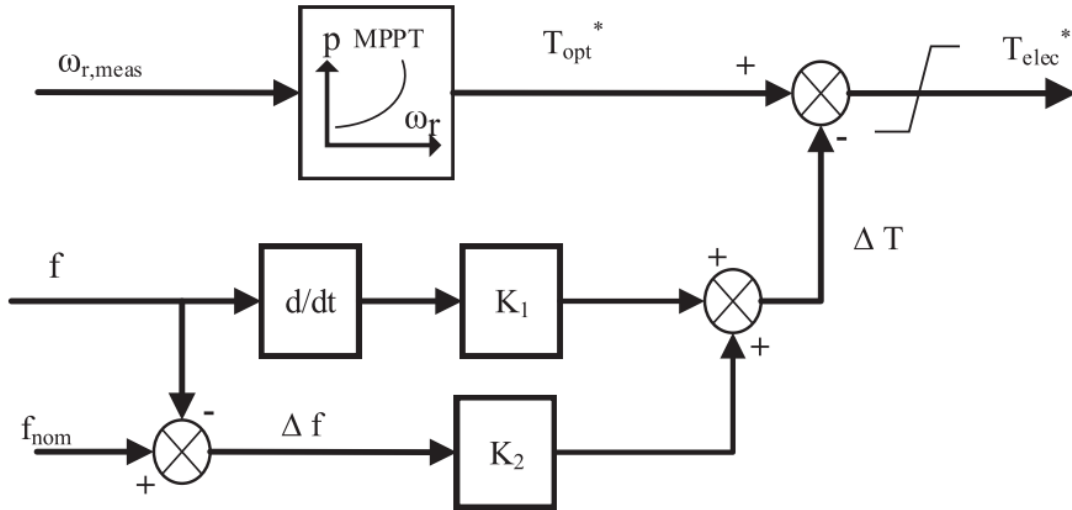


Figura 2.16: Segundo esquema de respuesta inercial [19].

Si bien las estrategias de control de respuesta inercial pueden mejorar significativamente el desempeño de los SEP, también presentan algunas desventajas, principalmente en el caso de turbinas eólicas sin operación deload [19], [29]. Por una parte, la velocidad rotacional de las aspas del aerogenerador se reduce rápidamente, provocando grandes pérdidas en la potencia aerodinámica. Por otro lado, el aerogenerador requerirá un tiempo para recuperar la energía cinética entregada y alcanzar nuevamente su velocidad de máxima potencia. Esta energía se toma de la red [19], pudiendo provocar segundas caídas de frecuencia en los SEP [29], [50, 51]. Estas desventajas se deben, principalmente, a que la potencia adicional P_{in} del lazo

de control tiene una inercia virtual H_v constante durante el período de apoyo de frecuencia [19].

Las segundas caídas de frecuencia en los SEP se deben a que la respuesta inercial virtual implica pérdidas de energía cinética en las turbinas eólicas durante caídas de frecuencia. Debido a esto, una vez terminado el transitorio, las turbinas eólicas deben recuperar su velocidad nominal para alcanzar nuevamente el MPP [29]. Para esto, los aerogeneradores extraen energía del SEP pudiendo provocar segundas caídas de frecuencia [29]. La gravedad de la segunda caída de frecuencia depende de: (i) las constante de inercia y droop, (ii) la duración del tiempo de apoyo a la frecuencia por parte de las TGVCCs [29] y (iii) el número de turbinas que prestan este servicio [52]. La segunda caída de la frecuencia en el periodo de recuperación del SEP se puede reducir adoptando una estrategia de “multi-pasos” [53]. Esta consiste en que el periodo de apoyo de frecuencia sea diferente para distintos conjuntos de turbinas eólicas [29]. De esta forma, cada conjunto de turbinas eólicas comienza su periodo de recuperación en distintos instantes de tiempo, lo que aliviana la potencia que demandan los aerogeneradores de la red para recuperar su velocidad nominal [53]. De esta manera, la segunda caída de frecuencia se “divide” en varias caídas de frecuencia menores consecutivas como se presenta en el gráfico 2.17 [29].

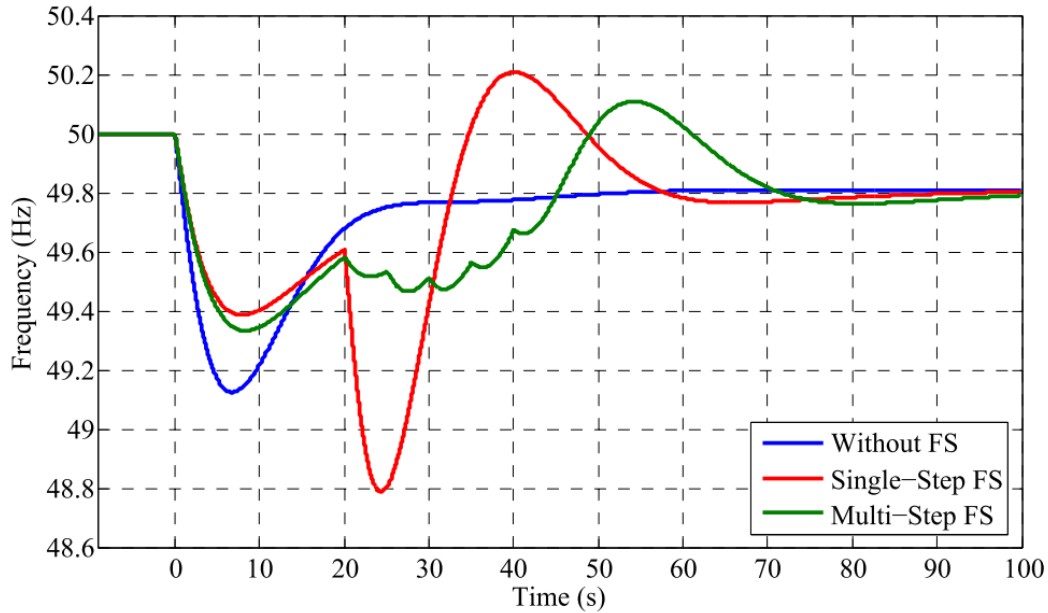


Figura 2.17: Respuesta en frecuencia del SEP con estrategia de respuesta inercial de dos lazos de control (Single-Step FS) y “multi-pasos” (Multi-Step FS) [29].

A pesar de que la estrategia “multi-pasos” mejora la frecuencia mínima en la segunda caída de frecuencia, se observa un comportamiento “rizado” en la recuperación que incrementa el estrés mecánico en los aerogeneradores [29]. El problema asociado a estas técnicas de control es que al momento de cambiar el modo de operación desde “apoyo de frecuencia” al de “recuperación de velocidad”, se tiene que la potencia de referencia en operación normal $P_{ref,SC}$ es distinta a la potencia de referencia durante el período de apoyo de frecuencia

$P_{ref,FS}$ [29]. Esto provoca que el convertidor recibe un escalón en la referencia de potencia produciendo segundas caídas de potencia [29]. Para solucionar esto, en [29] se presenta una característica droop variable en el tiempo que evita segundas caídas de frecuencia y permite una recuperación suave en el tiempo.

El diagrama de bloque generalizado del controlador se presenta en la figura 2.18. El diagrama es similar a los ya planteados que incluyen respuesta inercial, es decir, a la potencia máxima de referencia se le suma una potencia adicional durante contingencias P_{FS} [29]. La función ϕ relaciona la potencia adicional durante contingencias P_{FS} con la frecuencia f según la ecuación 2.5 [29]. De la ecuación 2.5 es posible observar que la respuesta tiene una componente inercial K_i y otra asociada al droop K_d . En este último término existe una función $g(t)$ variable en el tiempo que permite una transición suave entre ambos modos de operación [29]. La función $g(t)$ se presenta en el gráfico 2.19, donde t_{sup} corresponde al tiempo en que la turbina eólica responde con apoyo de frecuencia [29]. Incluyendo esta función $g(t)$, es posible cambiar el modo de operación cuando $P_{ref,FS}=P_{ref,SC}$ [29].

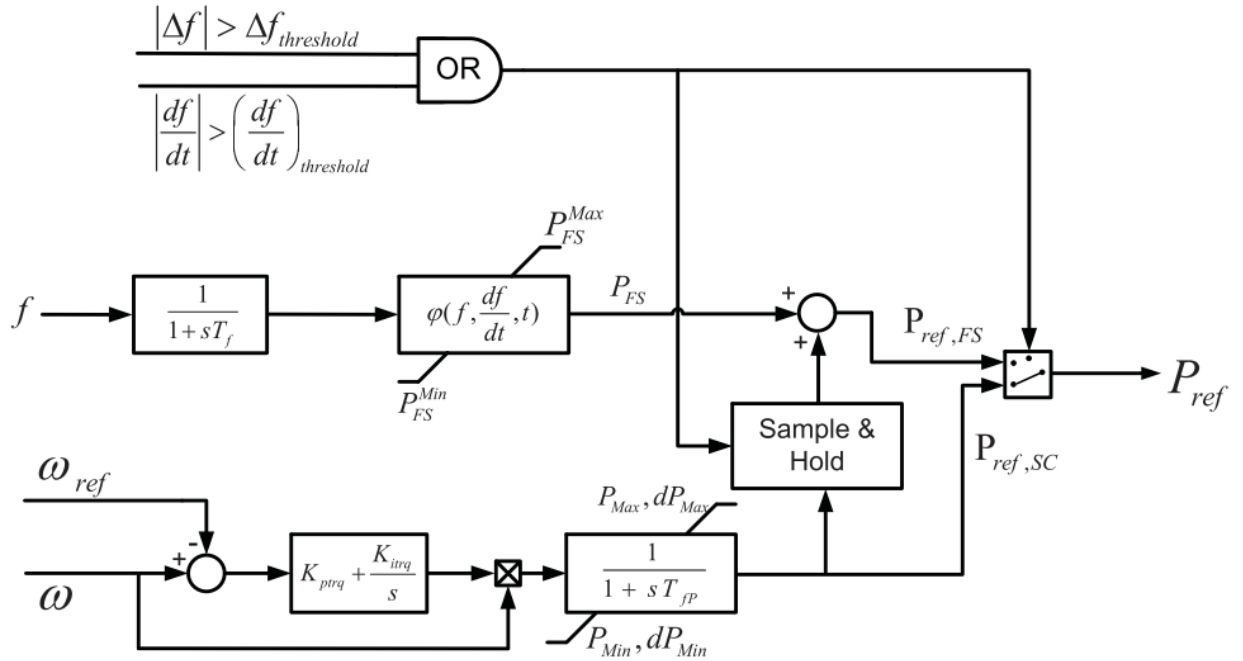


Figura 2.18: Diagrama de bloques del controlador de velocidad con apoyo en frecuencia [29].

$$P_{FS} = \phi\left(f, \frac{df}{dt}, t\right) = -K_i \frac{df}{dt} - g(t)K_d(f - f_0) \quad (2.5)$$

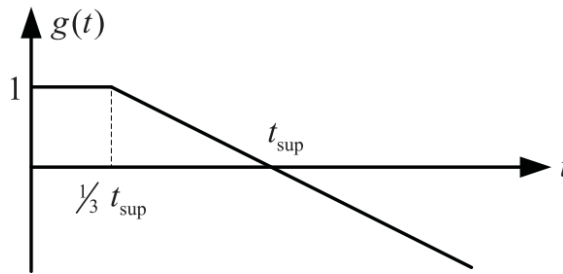


Figura 2.19: Función $g(t)$ asociada a la constante droop [29].

En el gráfico 2.20 se presentan los resultados que se obtienen en [29]. Se observa, que mediante el uso de una constante droop variable en el tiempo (curva verde) se evitan posibles segundas caídas de frecuencia o recuperación con comportamiento rizado, a costa de un mayor tiempo de establecimiento para alcanzar la frecuencia post-contingencia del SEP.

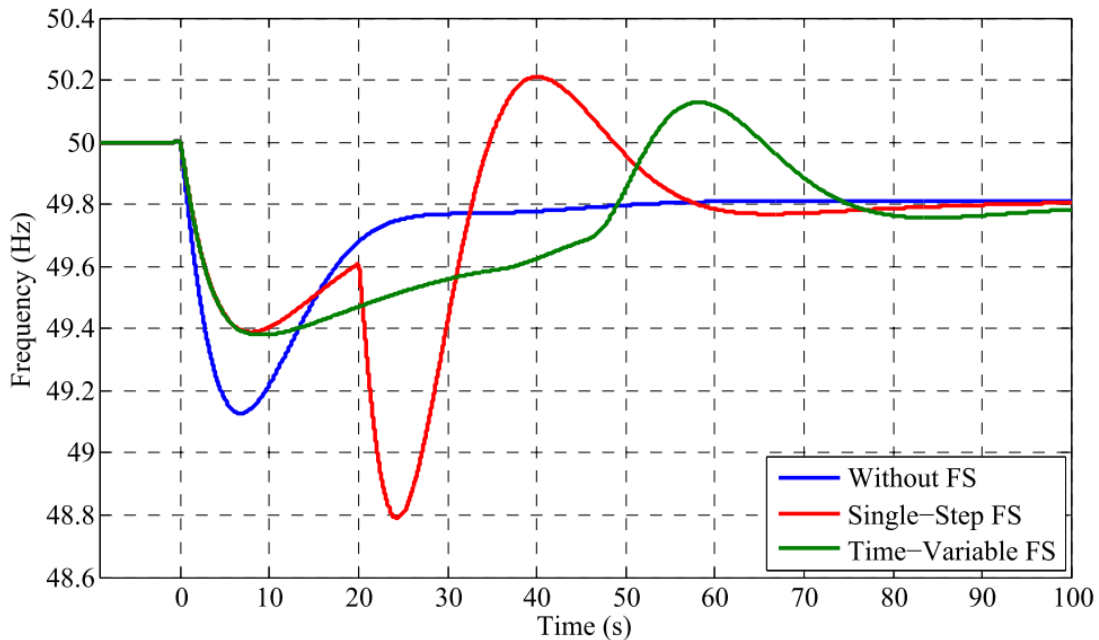


Figura 2.20: Respuesta de frecuencia del SEP con el método propuesto y las turbinas operando a potencia nominal [29].

Si bien las técnicas presentadas permiten a las TGVCC apoyar la recuperación de la frecuencia del sistema durante contingencias, una desventaja es que todas tienen problemas de confiabilidad debido a la naturaleza fluctuante de la generación renovable [19]. Debido a esto, en [19] se estudia el apoyo de frecuencia durante contingencias por parte de TGVCC incluyendo sistemas de almacenamiento de energía (ESS de sus siglas en inglés), y aumentar así la confiabilidad de este servicio.

En el caso de las turbinas eólicas, la inclusión de un ESS ayuda a superar problemas de control de frecuencia como oscilaciones de frecuencia y segundas caídas de frecuencia [19]. Los ESS pueden proveer la potencia activa requerida durante el periodo de recuperación y también

respaldar al sistema en momentos de déficit de potencia [19]. En [19] se presenta un sistema de control para aerogeneradores en modo deload incluyendo volantes de inercia para asegurar la cantidad de reserva establecida por el operador del SEP. Los volantes de inercia tienen como principales ventajas que presentan rampas de potencia grandes y gran “cyclability” [54], este último concepto corresponde al número de veces que puede cargarse antes que comience a fallar. Sin embargo, las pérdidas de energía permanente no son despreciables, alcanzando autodescargas de alrededor del 20 % de la capacidad almacenada por hora [55].

En régimen permanente, la distribución de la reserva entre los volantes de inercia y las turbinas en operación deload se determina mediante un sistema de control centralizado que interactúa con los controladores locales de ambas tecnologías como se observa en el diagrama 2.21 [19]. Es importante mencionar, que si bien la estructura de control se presenta como una estrategia centralizada que actúa a nivel de planta eólica, la acción de control se realiza a nivel de turbinas (local) y no de parques distribuidos en el SEP.

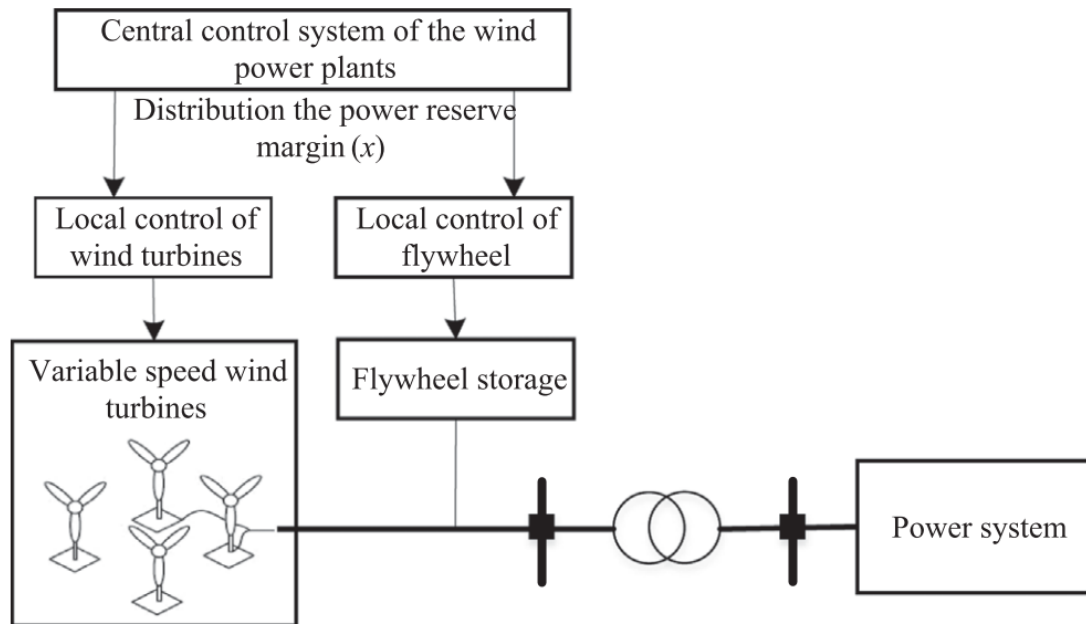


Figura 2.21: Esquema de regulación de frecuencia de turbina eólica y volantes de inercia [19].

Del total de reservas que establece el operador para la central eólica, parte de ella es suministrada mediante los volantes de inercia, mientras que la parte restante se cubre mediante la operación deload de las turbinas eólicas [54]. La reserva “x” que debe almacenar la central eólica se establece según la velocidad del viento v_w como se presenta en la ecuación 2.6, con P_{opt} la máxima potencia que se puede extraer para velocidades del viento menores a la nominal, P_{del} la potencia de salida de la turbina en operación deload, P_{rated} la potencia nominal de la turbina y $v_{w,rated}$ la velocidad de viento en que se alcanza P_{rated} [19]. La operación deload de las turbinas eólicas se realiza mediante la variación de las velocidades de las aspas y de los ángulos pitch [54].

$$1 - x = \begin{cases} \frac{P_{del}}{P_{opt}} & \text{si } v_w \leq v_{w,rated} \\ \frac{P_{del}}{P_{rated}} & \text{si } v_w > v_{w,rated} \end{cases} \quad (2.6)$$

En el diagrama 2.22 se presentan el controlador centralizado y los controladores locales de las turbinas eólicas y los volantes de inercia [54]. El controlador centralizado determina la referencia de potencia de reserva de la turbinas eólicas $x_{wt,sd}^*$ en función de la potencia de reserva que puede proveer los volantes de inercia x_{cap+}^* y de la potencia de referencia de la planta eólica x_{sd}^* establecida por el operador [54]. Paralelamente, el controlador local de las turbinas eólicas opera similar a la operación en modo deload presentadas con anterioridad y el controlador local de los volantes de inercia determina si inyectan o absorben potencia cuando ocurre una desviación de frecuencia Δf [54].

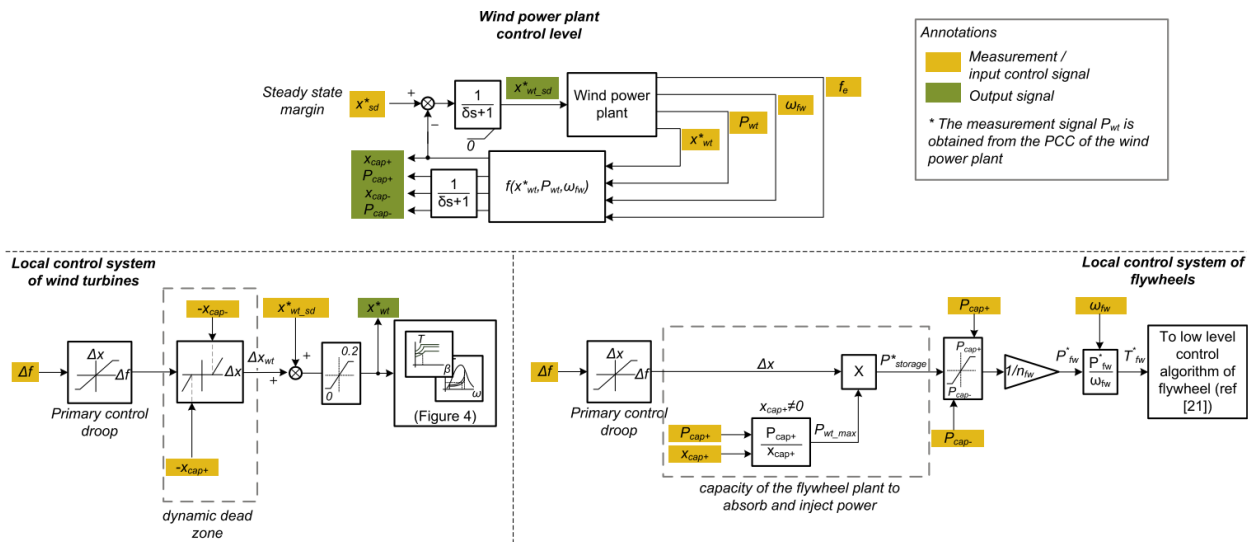


Figura 2.22: Sistema de control centralizado y controladores locales de turbinas eólicas y volantes de inercia [54].

Por otro lado, la contribución de los paneles fotovoltaicos al control de frecuencia de los SEP también se puede respaldar con ESS, tales como supercondensadores y baterías de Li-ion [19]. En la figura 2.23 se presenta un sistema fotovoltaico junto a un supercondensador que se conectan a la red mediante un inversor [19].

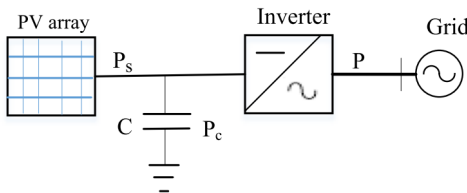


Figura 2.23: Panel fotovoltaico y supercondensador usados para la regulación de frecuencia [19].

La potencia de salida del generador fotovoltaico se determina según la ecuación 2.7. El término \bar{P}_s corresponde al promedio de la potencia instantánea P_s en el período de tiempo

“T” que se usa para evitar cambios rápidos de la salida, P_v corresponde a la señal para mantener el voltaje del capacitor en un valor constante y P_f corresponde a la señal que regula la potencia de salida en función del error de frecuencia [56].

$$P = \bar{P}_s + P_v + P_f \quad (2.7)$$

El supercondensador se encarga de absorber (o entregar) la diferencia de potencia entre la potencia instantánea que entrega el panel fotovoltaico P_s y la que demanda la red [19].

La capacitancia C se determina según la ecuación 2.8. El término P_r corresponde a la potencia nominal que se desea entregar o absorber para el control de frecuencia, V_r al voltaje nominal de conexión, T al intervalo de tiempo en que se calcula la potencia promedio, y α es la razón entre la energía utilizada $1/2P_rT$ y la energía nominal $1/2CV_r^2$ [56].

$$C = \frac{P_r T}{\alpha V_r^2} \quad (2.8)$$

La acción de control implementada en el supercondensador se presenta en el diagrama 2.24 [19]. El error en la frecuencia se pasa por una ganancia G que determina una potencia de salida $P_f = G(f_{ref} - f)$ [19]. Esta potencia se limita a valores máximos y mínimos $\pm P_{mod}$ que corresponden al $\pm 3\%$ de la capacidad de generación [19]. Este valor se define en función de la máxima potencia a utilizar en la regulación en frecuencia y del rango de desviaciones de frecuencia a abarcar [56]. Por ejemplo, si se tiene una ganancia $G=300$ W/Hz y una desviación en frecuencia de 0.1 Hz, entonces $P_f=G\Delta f=30$ [W], además si la potencia nominal para la regulación de frecuencia es de 1000 [W] entonces $\pm P_{mod}$ corresponde a ± 30 [W] (3% de 1000 [W]), esto implica que el sistema de control para la regulación de frecuencia se diseña para responder a desviaciones de frecuencia menores o iguales a 0.1 [Hz], pues a desviaciones mayores el limitador actúa saturando la salida P_f [56].

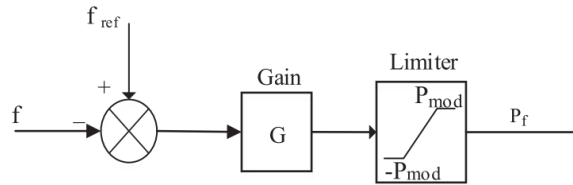


Figura 2.24: Controlador de frecuencia de super-capacitancia [19].

En la tabla 2.1 se resumen las ventajas y desventajas generales de las técnicas de control presentadas [19].

Tabla 2.1: Ventajas y desventajas de las técnicas de control para regulación de frecuencia en TGVCC [19].

ESS	Tipo de generación	Técnica de control	Ventajas	Desventajas
No	Planta Solar	Deload	No necesita componentes adicionales. Puede proveer control inercial y de frecuencia.	Pierde cierto porcentaje de energía. Depende de las condiciones ambientales.
	Turbina eólica	Respuesta inercial	Potencia extraída directamente de las aspas.	Pueden ocurrir segundas caídas de frecuencia.
		Deload	Provee control de frecuencia primario.	Pierde cierto porcentaje de energía.
Si	Planta Solar	Deload	Mayor confiabilidad.	Mayor costo económico debido al costo de las baterías.
		MPPT	Elimina las fluctuaciones de potencia.	No puede absorber potencia de la red si la batería está cargada.
	Turbina eólica	Respuesta Inercial	Prevee segundas caídas de frecuencia	Gran costo debido al precio de las baterías.
		Deload	Mayor confiabilidad.	

2.5. Desafíos de control en SEP con altos niveles de TGVCC

En términos generales, la mayoría de las estrategias de control presentadas en la sección anterior se conciben considerando (i) un comportamiento de frecuencia post-falla como el que se muestra en la figura 2.25, (ii) utilizando la frecuencia medida como la principal señal de control a utilizar para mantener el balance de potencia en el sistema [7] y (iii) utilizando un control local en que la respuesta de la central se basa solo en mediciones de la frecuencia en bornes de la misma.

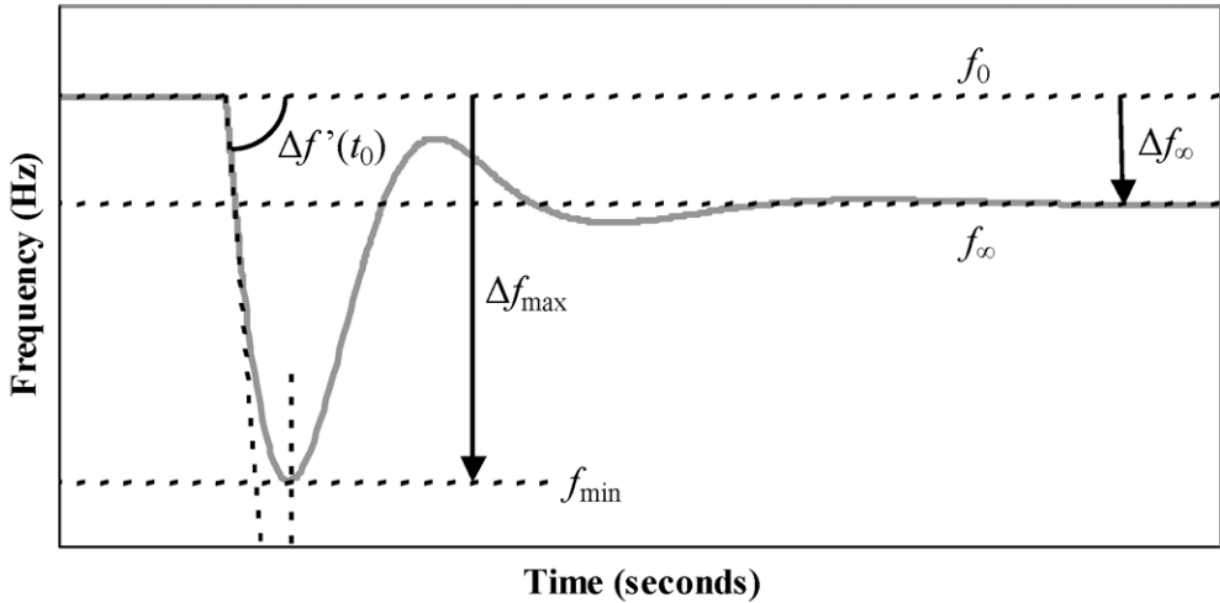


Figura 2.25: Comportamiento post-falla de un SEP dominado por GS [57].

El comportamiento post-falla que se muestra en la figura anterior es representativo de los SEP dominados por GSs, sin embargo no debería esperarse que la frecuencia de los sistemas dominados por TGVCC exhiba el mismo comportamiento [14]. SEPs con altos niveles de penetración de TGVCC se caracterizarán por una dinámica más rápida y diferentes mecanismos de control, lo que resultará en fenómenos dinámicos más rápidos [7]. En la figura 2.26 se presenta las escalas de tiempo típicas en que actúan los controladores de los GSs (negro y gris) y las TGVCCs (azul) [7]. Se observa que los tiempos típicos de los sistemas de control que pueden ser implementados en las TGVCCs son comparables con la respuesta inercial de los GSs [7].

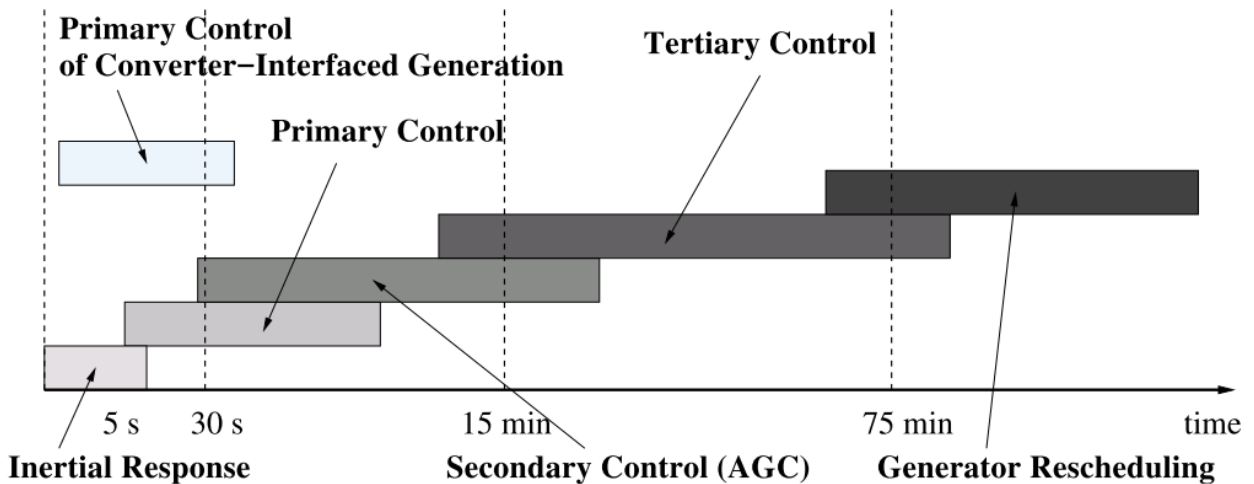


Figura 2.26: Escalas de tiempo típicas de los sistemas de control de frecuencia en sistemas de potencia [7].

Además, en el caso de un sistema sin inercia (100% basado en TGVCC), la frecuencia

ya no es una variable física acoplada a máquinas rotatorias sincronizadas y, por lo tanto, no tiene ningún significado para la determinación de desbalances de potencia [7]. Hasta la fecha, no existe una alternativa clara para reemplazar la frecuencia como principal señal de control para regular el balance de carga en sistemas de potencia reales sin generadores sincrónicos [7].

Al diseñar estrategias de control de frecuencia para SEP futuros de baja inercia, es importante considerar [7]:

- Diferencias entre TGVCC y GSs: La respuesta inercial de las máquinas sincrónicas es proporcionada naturalmente debido al acoplamiento del generador con la red [6]. En el caso de las centrales TGVCC, esta se implementa a través de un lazo de control [6], lo cual implica que la interacción de las TGVCC con la red queda fuertemente determinada por la estrategia y parámetros de control seleccionados [5]. Por consiguiente, se debe prestar especial atención al proceso de ajuste de parámetros, ya que este puede influir significativamente en el rendimiento del controlador y, por lo tanto, en la estabilidad del sistema durante contingencias [7]. Es más, recientes publicaciones han reconocido las potenciales inestabilidades que pueden causar los PLLs en los convertidores de potencia [7], [58, 59].

Otros parámetros sintonizables en los lazos de control de las TGVCC corresponden a las inercias virtuales, que podrían, por ejemplo, se ajustadas en línea mediante un controlador central. De esta forma, la respuesta post-contingencia del sistema es de alguna manera “sintonizable” mediante el correcto ajuste de parámetros que se puede realizar en las inercias virtuales de las TGVCC [7]. Lo anterior es una diferencia importante con respecto a los SEP convencionales, en cuyo caso la respuesta post-contingencia queda totalmente determinada por la respuesta inercial natural de los GS [2].

- Distribución espacial de la inercia: Algunos estudios han demostrado que la distribución espacial de la inercia influye fuertemente en el comportamiento post-falla de la frecuencia y no solo la inercia total del sistema [7], [20]. Por lo tanto, para una contingencia dada, los resultados en términos de la estabilidad de frecuencia no solo dependerán de la inercia total del sistema sino también de su distribución espacial en la red; la cual depende esencialmente del despacho de los generadores sincrónicos [7]. Teniendo en cuenta que las centrales hidroeléctricas probablemente siempre se basen en GSs, se espera que los sistemas futuros de baja inercia muestren una distribución no uniforme de la inercia según la ubicación de los recursos hídricos existentes [7]. Este es el escenario esperado para el año 2050 en el sistema eléctrico chileno: el norte y centro del país dominados por plantas fotovoltaicas y eólicas, y centrales hidroeléctricas concentradas en el sur [21]. Por lo que la respuesta de la frecuencia post-contingencia también debería presentar distintos comportamientos en función de la ubicación de la medición en la red [60].

Los argumentos entregados validan el hecho de que a medida que aumentan las TGVCC, también aumentan los desafíos para mantener la frecuencia del SEP en rangos aceptables.

Los diversos desafíos de control introducidos frente a altos niveles de TGVCC pueden plantearse como un problema de subsistemas, que requieren nuevas técnicas de control, arquitecturas y algoritmos [61]. Estas arquitecturas y algoritmos deben diseñarse de forma tal

que incorporen de manera inherente la complejidad de la red, es decir, gran escala, distribuida, jerárquica, estocástica e incierta [61]. De esta forma, los sistemas de control deberán ser capaces de proporcionar inteligencia a los SEP para que los recursos distribuidos actúen conjunta y coordinadamente. Lo anterior es posible gracias a los grandes avances en comunicaciones y computación como redes 5G, computación en la nube y procesadores de múltiples núcleos, elementos que permiten un mayor despliegue de retroalimentación y comunicación posibilitando el cierre de bucles de control, a través de múltiples escalas temporales y geográficas [61].

2.6. Estrategias de control distribuido y coordinado

2.6.1. Introducción

En los SEP actuales, el gran desafío de control está en los requerimientos de regulación que solicita el operador del sistema, que consiste en que las unidades generadoras regulen de manera estable su transición hacia su nueva potencia de referencia, mientras mantienen una operación confiable y segura del sistema [61]. La estabilidad al momento de actualizar la potencia de referencia está fuertemente influenciada por la naturaleza de los sistemas de control tanto de acción continua como discretos en todo el SEP [61]. Sin embargo, la mayoría de estos sistemas de control actúan de manera local y descentralizada por lo que existe poca o nula comunicación y coordinación entre los diferentes activos del sistema, lo que puede comprometer la estabilidad debido a la saturación del sistema de transmisión. Además, otro aspecto importante relacionado con la estabilidad corresponde a asegurar el constante suministro por parte del SEP frente a una falla, por ejemplo, utilizando el criterio de seguridad N-1 [61, 62]. Desde el punto de vista de control, este criterio de seguridad es un requisito de estabilidad robusta a gran escala, es decir, la estabilidad debe mantenerse para cada escenario posible, cada uno de los cuales representa un cambio estructural discontinuo diferente al sistema original [61].

A medida que aumenta el número de TGVCC, surge la complejidad de evaluar y mantener la estabilidad [61], pues el criterio N-1 sienta sus bases en la incertidumbre asociada a la operación de los recursos de manera binaria mediante peores escenarios. Sin embargo, en SEPs con alta inserción de TGVCC, también existe una alta incertidumbre respecto a la disponibilidad de los recursos renovables según las condiciones climáticas, lo que no es sencillo de cuantificar. De esta forma, los requerimientos de regulación conllevan a nuevos y complejos desafíos de control, ya que su éxito no solo involucra la actualización de las potencias de referencias en los sistemas de control de los GSs frente a cambios de demanda, sino también la capacidad de garantizar la estabilidad para diversos escenarios de operación inciertos del SEP [61]. A pesar de la mayor complejidad, la inclusión de nuevas tecnologías de comunicación y computación hacen posible superar estos desafíos de control, pues permiten que se amplíe el número de elementos que participan de manera continua en el control, posibilitando la incorporación controladores inteligentes que actúen mediante la coordinación de distintos recursos distribuidos en la red. Esto disminuiría la exigencia de los recursos de transmisión, mejoraría la estabilidad y eficiencia del SEP [61], e incluso podría disminuir la incertidumbre asociada a la disponibilidad de los recursos naturales con mejores modelos de predicción (criterio N-1 con alta inserción de TGVCC).

Respecto al punto de la regulación y mantención de estabilidad de frecuencia en los SEP convencionales dominados por GSs, los sistemas de control deben ser capaces de: 1) presentar un desempeño dinámico estable de modo que frente a cualquier desviación de frecuencia, los generadores converjan a su estado estacionario sin pérdida de estabilidad; y 2) regular la frecuencia en régimen permanente en una banda estrecha alrededor de su valor nominal [61]. Hoy en día, esto se logra mediante la combinación del control primario de los GSs (local) y el control secundario (centralizado). El carácter local del control primario puede ser perjudicial en SEP de gran escala. Ejemplo de lo anterior es el SEP Chino [63]. La experiencia práctica en China ha mostrado que el retardo en la propagación de la desviación de la frecuencia desde la barra perturbada a GSs lejanos puede alcanzar los 2.3 [s]. Como consecuencia, la velocidad del despliegue de reservas disminuye considerablemente, siendo perjudicial para la estabilidad de frecuencia [63]. Considerando los avances logrados durante los últimos años en términos de la comunicación de área amplia y mayores anchos de banda [61], es posible concebir y diseñar estrategias de control que consideren la coordinación de GSs (como el control secundario) y TGVCC que se encuentren geográficamente distantes.

Para entender las oportunidades y factibilidad en SEP reales que estas nuevas tecnologías de comunicación entregan, es importante mencionar las tecnologías que se utilizan actualmente. Los SEP hoy en día utilizan varias tecnologías de comunicación para protecciones, control e intercambio de la información. Las más comunes son: portador de línea eléctrica (PLC de sus siglas en inglés), microondas, fibra óptica, cable piloto e inalámbrico. Las principales desventajas de estos medios de comunicación corresponden a: (i) latencias (alrededor de 100 [ms]) y atenuaciones no menores como en el caso de la comunicación a través de microondas, y (ii) el alto costo de inversión en enlaces de comunicación eficientes como la fibra óptica [61], por lo que existe una barrera de entrada de eficiencia/costo de las tecnologías de la comunicación en los SEP. En el contexto anterior, las unidades de medición fasorial (PMU, de sus siglas en inglés) están mostrando una alta proliferación en diferentes países, como lo es el caso de China [63], Estados Unidos [61] y Chile [64], debido a su buena razón entre desempeño y costo. Estos dispositivos se sincronizan mediante satélites y proveen mediciones en tiempo real de variables eléctricas como voltajes y ángulos de distintos puntos de la red [61] con una latencia que puede estar por debajo de los 20 [ms] [63]. Se espera que las PMU sean actores clave en la comunicación de los SEP con alta inserción de TGVCC, permitiendo cerrar bucles de control (control retroalimentado) entre lugares geográficamente distantes, que con las tecnologías convencionales no serían posibles [1].

En conclusión, el reemplazo de GS por generadores en base a TGVCC como parques eólicos y centrales fotovoltaicas así como la incorporación de otros equipos con etapa inversora como los sistemas de almacenamiento de energía crean cientos o miles nuevos puntos de control en la red, lo que lleva a la necesidad de explorar nuevos métodos de control más inteligentes y con opciones de comunicación avanzada [1]. Los desafíos asociados a controlar una gran número de estos equipos distribuidos a lo largo de un área extensa llevará a que los controladores actuales (descentralizados y con operación descoordinada utilizando solo retroalimentación con señales locales), no sean sostenibles en el largo plazo, tanto en términos de diseño [1] como de operación [63]. En este tipo de SEP, se requerirán controladores inteligentes, que actúen de manera distribuida y coordinadamente a lo largo de la red como es el caso del control secundario o AGC.

A continuación se presentan algunas metodologías de control de área amplia que coordinan diferentes acciones locales en la red para el control de frecuencia en SEP con alta inserción de TGVCC.

2.6.2. Estrategias de control de área amplia

En esta sección se presentan diferentes esquemas de control que cumplen con incluir controladores coordinados que se encuentran distribuidos a lo largo de la red. La revisión no solo se centra en estrategias de regulación de frecuencia pues no se encontraron suficientes trabajos publicados en esta temática. De esta forma se incluyen estrategias para el amortiguamiento de oscilaciones [1], [65], y la mantención de la estabilidad de frecuencia en sistemas de baja inercia [8], [12], [20], [28], [52], [63], [66, 67, 68, 69, 70].

2.6.2.1. Amortiguamiento de oscilaciones de ángulo del rotor [1], [65]

En [1] se presenta una estrategia de control de dos niveles, un primer nivel descentralizado actuando localmente en las TGVCC, y un segundo nivel compuesto por controladores distribuidos de área amplia que actúan a través de los estabilizadores de sistemas de potencia (PSS, de sus siglas en inglés) de los GSs. El primer nivel tiene como objetivo amortiguar las oscilaciones de potencia producto de perturbaciones que ocurren en las barras de conexión (o barras cercanas) de las TGVCC, mientras que el segundo nivel se encarga de amortiguar las oscilaciones de potencia producto de perturbaciones que ocurren en barras eléctricamente lejanas de las TGVCC. Mediante el trabajo conjunto de ambos niveles de control se robustece el SEP frente a perturbaciones en diferentes áreas de la red. A continuación, se describen ambos niveles:

- **Control Local:** La principal ventaja que presenta este controlador es que no requiere resintonización de parámetros frente a cambios en la topología del SEP como la incorporación de más TGVCC. Esto se conoce como capacidad “plug-and-play” de los controladores [71, 72].

La salida del controlador se compone de la suma de dos componentes: una componente que desprecia las no-linealidades de las TGVCC y la barra de conexión, y una segunda componente que incluye las dinámicas de las TGVCC y del voltaje en la barra de conexión.

La principal desventaja que presenta este control es que solo es sensible frente a perturbaciones o fallas que ocurren en las barras donde se conectan las TGVCC o cerca de ellas.

- **Control de área amplia:** Este controlador determina acciones de control correctivas para los PSSs de los GSs que operan en el SEP siendo su principal función manejar las perturbaciones que causan impactos globales en la red. El diseño del controlador consiste en primero determinar los modos de oscilación interárea y luego estudiar la participación de los GSs sobre estos modos de oscilación. Con esta información se establecen grupos de generadores según su grado de participación en los modos de oscilación, y con ello se

determina la acción de control para cada PSS en función de las variables de estado de los GS.

En la figura 2.27 se observa la desviación de frecuencia y la potencia inyectada de los GS frente a una falla bifásica en el bus de conexión de un parque eólico (caso (a)), y una falla trifásica en el bus 10 que se encuentra eléctricamente distante del parque (caso (b)). Ambas fallas se realizan para 4 implementaciones: i) ambos controladores inactivos, ii) controladores locales activos, iii) solo el controlador de área amplia activo y iv) ambos controladores activos.

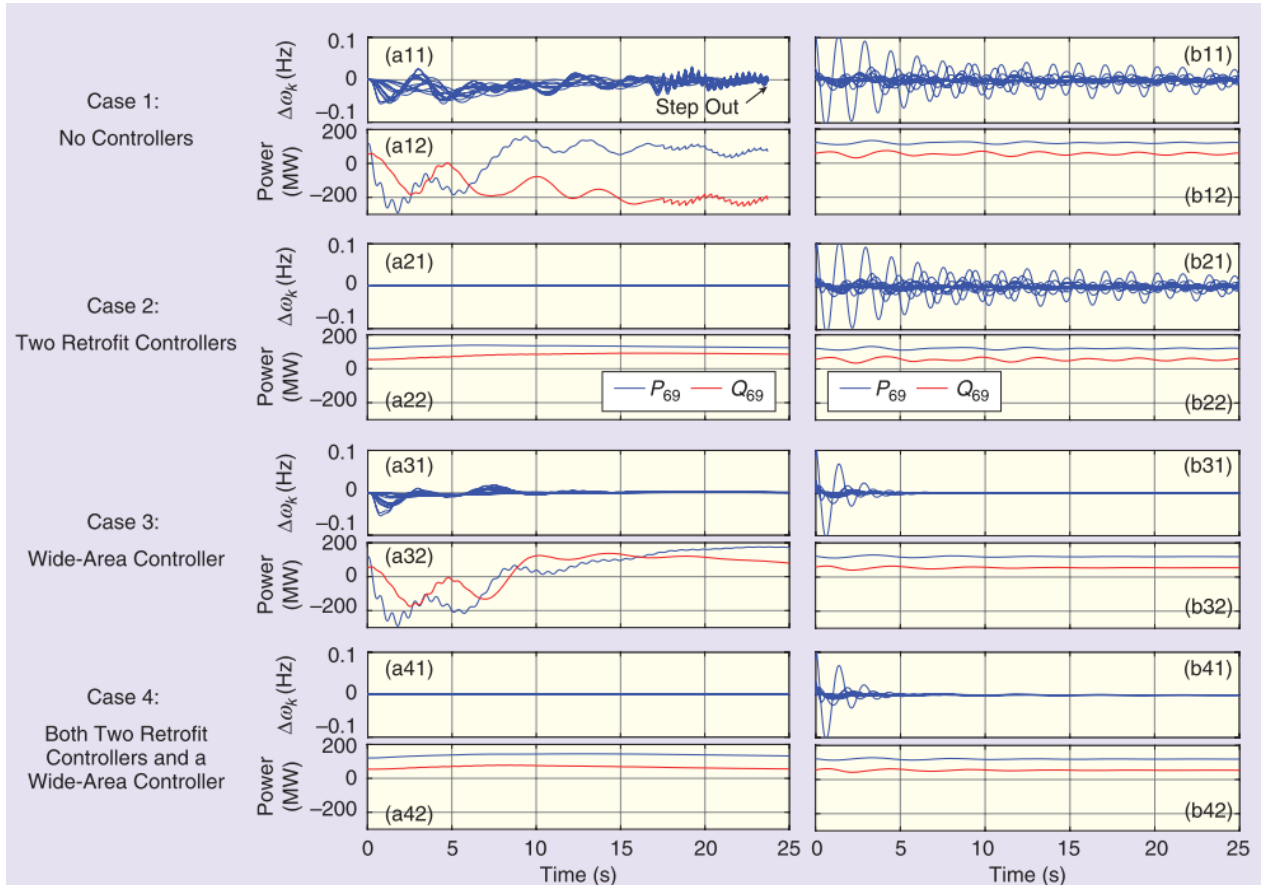


Figura 2.27: Desviación de frecuencia de todos los generadores síncronos y DER [1].

De la figura 2.27 se ve que en la implementación i) caso (a) el SEP pierde estabilidad en torno a los 23 segundos, mientras que para el caso (b) el controlador no es capaz de amortiguar las oscilaciones dentro de la ventana de estudio. Respecto a la implementación ii) caso (a) se observa cómo los controladores locales amortiguan rápidamente la perturbación que ocurre cerca del parque, sin embargo, en el caso (b) se observan oscilaciones que no decaen en la ventana de estudio, lo que se explica porque solo se implementan los controladores locales que no son robustos a fallas eléctricamente lejanas de los buses de las TGVCC. En la implementación iii) es posible observar cómo fallas lejanas a la TGVCC se amortiguan rápidamente, mientras que para fallas cercanas se obtienen oscilaciones de potencia que no se estabilizan en la ventana de estudio, esto se explica porque solo se implementa el controlador de área amplia que no es robusto frente a fallas que se ubican en las barras de las TGVCC. Finalmente, la implementación iv) que incluye ambos niveles de control, es capaz

de amortiguar y estabilizar tanto las fallas cercanas como lejanas a las TGVCC.

De los resultados se concluye que la incorporación del esquema de control de dos niveles propuesto aumenta el margen de estabilidad del SEP. Sin embargo, las conclusiones del estudio [1] se extraen para un SEP con bajos niveles de inserción de TGVCC (alrededor de 0.65 % de la potencia total generada). Es por ello, que en el diseño del controlador de área amplia solo considera la participación de GSs y excluye la acción de las TGVCC.

En la misma línea, en [65] se diseña de manera off-line un controlador centralizado de área amplia que coordina simultáneamente PSSs, SVCs y enlaces HVDC. El controlador se compone de ganancias que son determinadas mediante una optimización que considera varios puntos de operación del SEP y que minimiza un funcional de costos mientras satisface restricciones de ubicación de polos. Con ello se mejoran las interacciones entre distintos controladores y además se alcanza un nivel deseado de amortiguamiento para el sistema en lazo cerrado. El diseño se centra en el controlador de área amplia sin considerar controladores locales como en el caso anterior.

Mediante la medición de señales locales y de área amplia, es decir, un sistema de dos niveles, se mejora la observabilidad de los modos de oscilación interárea y se minimizan los efectos adversos de las interacciones entre los múltiples controladores que existen en la red. Las señales elegidas se miden a través de PMUs distribuidos geográficamente, y se envían al controlador central de área amplia para oscilaciones (CWADC, por sus siglas en inglés) a través de enlaces de comunicación. El CWADC determina las señales de control que se envían a los controladores locales, como AVR, SDC instalados en las líneas CC y SVC como se observa en el diagrama 2.28. Los controladores locales actúan conjuntamente para amortiguar las oscilaciones de baja frecuencia (LFO, por sus siglas en inglés).

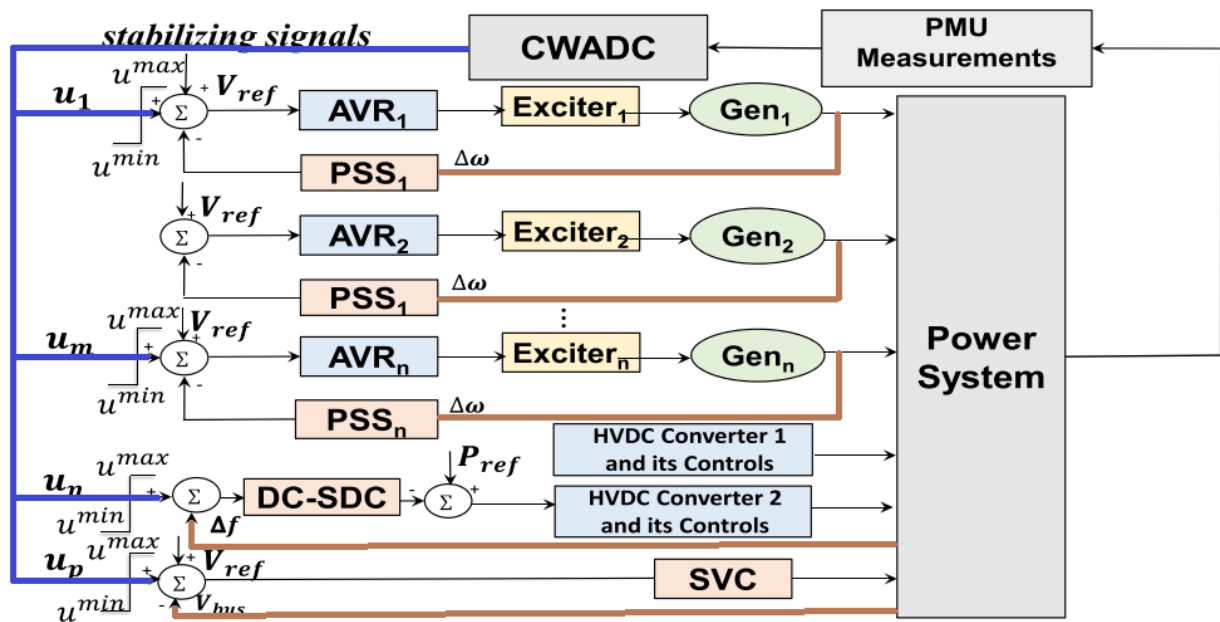


Figura 2.28: Esquema de control de dos niveles [65].

Los controladores locales no requieren ninguna modificación de parámetros, pues se les

agrega una señal estabilizadora externa determinada por el control centralizado (señales color azul en el diagrama 2.28) para mejorar las deficiencias de sintonización de cada controlador local. De esta forma, si la señal estabilizadora externa proveniente del control centralizado se pierde, entonces los controladores locales pueden seguir funcionando de forma autónoma en función de la información local (señales color café en el diagrama 2.28).

El esquema de control centralizado propuesto se diseña en base a una función multi objetivo H_2/H_ω , que incorpora varios criterios como la minimización del esfuerzo de control, rechazo a las perturbaciones, rendimiento óptimo del control, y robustez. La optimización mediante la norma cuadrada H_2 entrega mayor control en el comportamiento transitorio del sistema, mientras que la norma infinita H_ω asegura robustez frente a incertidumbres dinámicas. Mediante el enfoque LMI (Linear Matrix Inequality) se resuelve la combinación de funciones objetivos y las restricciones operacionales.

Finalmente, el control centralizado envía señales de control a los SVC, enlace HVDC y PSS de los GS que presentan mayor participación en la excitación de los modos de interés. La selección se realiza con un método que permite distinguir las variables críticas de las no críticas respecto a las LFOs. Así, los PSSs que pertenecen al conjunto de GSs no críticos siguen operando de manera local, es decir no interactúan con el controlador centralizado.

Los resultados que se obtienen con la incorporación del control centralizado es que las oscilaciones interárea presentes en el SEP se amortiguan mejor que en el caso en que no existe comunicación entre los controladores SVCs, enlaces HVDC y PSSs. Respecto a las desventajas, el correcto funcionamiento del controlador centralizado fue validado para un SEP dominado por GSs. Alrededor del 92 % de las acciones de control para amortiguar las oscilaciones se realizan por los PSSs existentes en el sistema, por lo que no es claro cómo sería su funcionamiento en SEP con altos niveles de renovables y pocos GSs.

2.6.2.2. Métodos para aumentar la velocidad de respuesta de reservas en contingencias [28], [63]

En [28] se propone una estrategia de control centralizado de área amplia para mejorar el control primario en SEP de baja inercia. Un sistema de medición de área amplia (WAMS, por sus siglas en inglés) se encarga de medir y comunicar el RoCoF de las distintas áreas del sistema de potencia. Luego el control centralizado procesa los RoCoF de las distintas áreas del sistema y determina una secuencia de señales de control ($[u_1, \dots, u_n]$ con n el número de GSs que participan en el CPF). Finalmente estas señales se incorporan de manera externa a los reguladores de velocidad de los GSs hidráulicos distribuidos en el sistema.

La estrategia propuesta considera que el SEP puede dividirse en áreas. Cada área está compuesta por barras con RoCoFs similares, que se miden mediante PMUs distribuidos a lo largo de la red. Las mediciones de RoCoF de todas las áreas se procesan por un controlador centralizado. El controlador centralizado determina una señal externa para los controladores locales 'i', específicamente para los reguladores de velocidad de cada GS. Esta señal externa corresponde al promedio (o máximo) entre el RoCoF del área 'i' y el RoCoF del centro de inercia (CoI, por sus siglas en inglés) del SEP, y es enviada a cada controlador local 'i'. La señal tiene como objetivo aumentar el error en frecuencia que debe corregir el regulador de

velocidad en el área 'i', para que en la zona 'i' se despliegue una mayor cantidad de reservas en menos tiempo. De esta forma, la estrategia de control comunica las altas tasas de RoCoFs que hay en áreas con menor inercia a otras áreas y aumenta la velocidad de despliegue de potencia de reservas durante contingencia justamente en las áreas de mayor inercia.

En el gráfico 2.29 se grafica la excursión de frecuencia del CoI del sistema cuando se incluye la estrategia de control (máximo y promedio) y se compara con el caso base que no incluye la estrategia. Se obtiene que se mejora la respuesta de la frecuencia en comparación al control descentralizado sin enlaces de comunicación entre los reguladores de velocidad, tanto en términos de tiempo de establecimiento como en error permanente post-falla. Sin embargo, no se ven cambios importantes en el nadir de frecuencia. Como desventaja se tiene que la metodología solo actúa en los GSs sin incluir acciones en las TGVCC. Tampoco queda claro cómo la señal de control promedio de RoCoF puede mejorar la velocidad de despliegue de reservas en áreas más débiles que presentan un RoCoF mayor.

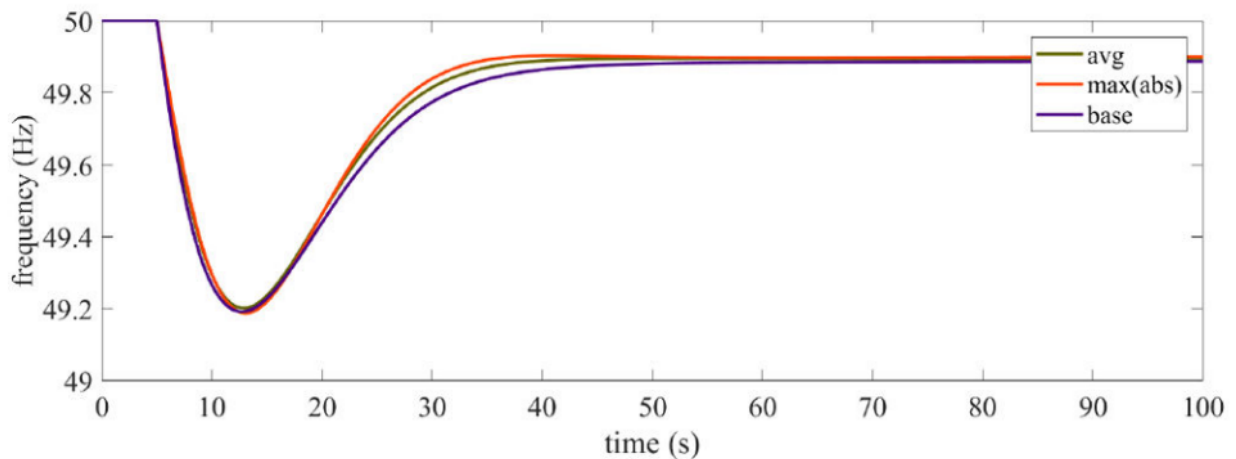


Figura 2.29: Respuesta en frecuencia del CoI del SEP [28].

Con el mismo objetivo, en [63] se propone una estrategia de control que coordina de manera centralizada los recursos de apoyo de frecuencia, específicamente GSs y sistemas de almacenamiento distribuidos en el SEP. La estrategia se implementa en el SEP Chino y considera como principal hipótesis que la propagación de la desviación de frecuencia desde la barra perturbada hacia las barras no perturbadas presenta un retardo considerable, alcanzando los 2,3375 [s]. De esta forma, si el despliegue de reserva se activa en función de la barra perturbada y no de las mediciones locales de frecuencia, se puede aumentar la velocidad de respuesta de reservas del SEP y mejorar así el desempeño del SEP como un todo.

El trabajo considera un WAMS para comunicar las mediciones de frecuencia de las distintas áreas del SEP al controlador central. El WAMS se compone de PMUs y provee mediciones en tiempo real que se actualizan cada 20 [ms]. De esta forma, el WAMS puede comunicar las desviaciones de frecuencia a los GSs lejanos 100 veces más rápido que cuando se consideran solo mediciones locales, disminuyendo el retardo de despliegue de reservas.

La metodología divide la evolución post-falla de la frecuencia en dos etapas, una referente al decaimiento de la frecuencia y otra a la recuperación de la frecuencia. El requerimiento en la etapa de decaimiento es que se debe alcanzar la mayor velocidad posible en el despliegue

de reservas de los GSs. Por otro lado, en la etapa de recuperación se prioriza la precisión, es decir, disminuir el error de frecuencia en régimen permanente post-falla. El control propuesto no considera resintonización en línea de los parámetros de los controladores debido a que el modelo de respuesta en frecuencia es no-lineal y de gran dimensionalidad. Debido a esto, el método incluye un análisis off-line de los diferentes estados operativos agrupados en varios escenarios típicos a los cuales se les asocian diferentes parámetros de control. Para cada escenario se reconocen distintos niveles de emergencia dependiendo de la magnitud de la perturbación. Para el nivel de emergencia más crítico (peores contingencias) se activa la estrategia de control propuesta con cierto grupo de parámetros. Con la información recopilada para diferentes contingencias se construye una tabla de decisión que contiene: división del SEP en áreas según frecuencias similares de los GSs, niveles de emergencia dependiendo de la perturbación, selección del modo de control y parámetros de sintonización.

También se considera que el objetivo y el modo de control para cada área del SEP debe seleccionarse en función de la etapa en que se encuentre la frecuencia: decaimiento o recuperación. Las áreas que tienen buses con frecuencias similares a la del bus perturbado, se llaman FSAs perturbadas (FSA: Frequency Synchronization Area) y las que se encuentran eléctricamente lejos de la barra perturbada se les denominan FSAs no perturbadas. De este modo, el control opera tal que durante la etapa de decaimiento de frecuencia, los GSs de las FSAs perturbadas como las no perturbadas entregan reservas. Sin embargo, durante la recuperación de la frecuencia, los GSs que se encuentran en las FSAs no perturbadas comienzan a disminuir su potencia mientras que los GSs que se encuentran en las FSAs perturbadas comienzan a aumentar en la misma medida su potencia.

La estrategia de control que se propone se plantea como un problema de optimización sujeto a restricciones de potencia mínima y máxima de los GSs, capacidad máxima por las líneas de transmisión y restricciones de seguridad de frecuencia. La función de costo corresponde a un índice cuadrático que penaliza una métrica que varía según la etapa en que se encuentra la excursión de frecuencia: decaimiento o recuperación. A grandes rasgos la función de costos se determina por la ecuación 2.9.

$$\sum_{j=1}^{N_p} \|y(k+j|k) - r_s(k+j)\|_{Q(j)}^2 + \sum_{j=0}^{N_C-1} \|u(k+j|k)\|_{R(j)}^2 \quad (2.9)$$

Para la primera etapa (decaimiento de la frecuencia), tanto para las FSAs perturbadas como FSAs no perturbadas se tiene que $y = \Delta f$ y $r_s = m$. Con Δf la desviación de frecuencia del FSA perturbada y m una constante lo suficientemente grande para asegurar mayor velocidad y completitud de las reservas disponibles en todas las áreas. En la segunda etapa (recuperación de la frecuencia) se trata de emular el control secundario de frecuencia en SEPs por lo que no se aborda en el presente documento.

Los resultados que se obtienen es que los nadirs de frecuencia mejoran en las distintas áreas gracias al aumento de la velocidad del despliegue de reservas en las diferentes áreas. Respecto a las desventajas, la metodología no considera el uso de TGVCC para la respuesta coordinada y el SEP en estudio es 100 % dominado por GSs.

2.6.2.3. Localización de la respuesta en frecuencia [8], [20]

En [8] se presenta un control y monitoreo de área amplia (WAMC, por sus siglas en inglés) para respuesta rápida de frecuencia (FFR, por sus siglas en inglés). El WAMC coordina los equipos que pueden entregar y consumir potencia dentro del primer segundo desde que ocurre una perturbación o falla, actuando antes que los controladores primarios de los GSs. Cada elemento que tenga capacidad de FFR incluye su respectivo controlador local. Entre los elementos que pueden entregar FFR se encuentran baterías, parques eólicos y fotovoltaicos, respuesta de la demanda, y cambios en el flujo de potencia en interconexiones HVDC.

Mediante PMUs instalados en distintas áreas del SEP, se realizan mediciones de frecuencia y ángulo. Las PMUs se ubican cerca de los elementos de alta inercia para capturar el comportamiento inercial del área. La localización de las PMUs en [8] se justifica porque el comportamiento inercial está dominado por las excursiones de frecuencia y ángulo de los ejes rotatorios de los GSs, condensadores síncronos y volantes de inercia. Las mediciones de un área particular del SEP son enviadas a una central procesadora que actúa a nivel regional y que se denomina agregador regional (RA, de sus siglas en inglés). El RA calcula la frecuencia y ángulo del área 'i' mediante una ponderación entre las mediciones de todas las PMUs que se encuentran en dicha área, y de la inercia de los elementos que se encuentran cercanos a dichas PMUs. Es importante mencionar que por cada área del SEP existe un RA. Luego, todos los RAs envían las frecuencias y ángulos calculados a todos los controladores locales distribuidos en el SEP que participan de la respuesta rápida de frecuencia.

Una vez recibida la información, cada controlador local calcula un único valor de frecuencia y de ángulo que caracteriza el estado del SEP. Paralelamente, el supervisor centralizado determina la prioridad de los recursos en la participación de la FFR según su capacidad, rampa de potencia. Luego, el supervisor centralizado (CS, por sus siglas en inglés) envía a los controladores locales la lista de prioridad en términos de los recursos que deben ser desplegados durante una contingencia. Notar que cada vez que se envía información entre los RA y los LC, o bien, el CS y los LC existe una latencia asociada y que, dependiendo de la tecnología de comunicación utilizada, podría afectar negativamente al desempeño dinámico del SEP.

El WAMC se activa cuando se detecta un evento de frecuencia. Los eventos son detectados usando un umbral predefinido para el RoCoF. Para la estrategia se considera un algoritmo de detección que utiliza una ventana variable para el cálculo del RoCoF. La ventana variable contiene valores de frecuencia que se reciben cada 20 [ms] de las PMUs. De esta forma, si el RoCoF calculado en la ventana variable supera el umbral, se activa la estrategia WAMC.

Otro aspecto importante en la metodología corresponde a la focalización del despliegue de reservas en las distintas áreas del SEP, diferente a la lista de prioridad determinada por el CS. Cuando existe una perturbación/falla, los LCs estiman el desbalance de potencia en el SEP según la ecuación del swing y usan las mediciones de área amplia para determinar cuáles son las regiones más afectadas. Inicialmente, las reservas son desplegadas principalmente en las áreas más afectadas del SEP, correspondientes a las que presentan una mayor aceleración angular respecto al CoI del SEP. El despliegue inicial de reservas se enfoca hacia las áreas que se encuentren en adelante respecto al CoI del sistema, para reducir el riesgo de inestabilidad transitoria de ángulo en el SEP.

Los resultados obtenidos en [8] muestran que frente a una pérdida de 1 [GW] de generación, la incorporación de FFR mejora no solo el nadir de frecuencia sino también el tiempo de establecimiento de la misma. Es importante destacar que una vez que actúa el FFR, comienza a actuar el control primario de los GSs, es decir, ambas técnicas son complementarias en un SEP compuesto por GSs y TGVCCs.

En [20] se continúa el estudio realizado en [8]. Para ello, se analizan distintos escenarios de perturbaciones y latencias de los sistemas de comunicación. Concretamente, se estudia el sistema de Gran Bretaña. El sistema se divide en dos regiones y se analizan dos casos. El primer caso considera una pérdida de generación equivalente a 1 [GW] en la región 2, mientras que para el segundo se considera una pérdida de 1 [GW] en la región 1. Ambos casos se simulan para un SEP equipado: (i) solamente con reguladores de velocidad en los GSs y (ii) con la estrategia de control propuesta. Los resultados que se obtienen en el primer caso al implementar el esquema de FFR muestran que se mejora la frecuencia mínima de 49,37 [Hz] a 49,67 [Hz]. Respecto al segundo caso, se mejora la frecuencia mínima de 49,36 [Hz] a 49,45 [Hz]. El desempeño disminuye en el segundo caso pues se desactiva la FFR de uno de los dos controladores locales que se ubican en la región donde ocurre el evento (región 1). Además, se estudia la latencia entre los controladores locales y los agregadores regionales, y cómo afecta a la estrategia de control. La máxima latencia permitida depende de la ventana de tiempo variable del algoritmo de detección que activa la estrategia WAMC. Por ejemplo, si la ventana de tiempo en que calcula el RoCoF del sistema es de 100 [ms], entonces la latencia máxima que se permite es de 78 [ms], mientras que si la ventana es de 200 [ms], entonces la latencia máxima que se permite es de 178 [ms]. Sin embargo, si se aumenta el ancho de la ventana variable para el cálculo del RoCoF por región, entonces también aumenta el error de cálculo del RoCoF. Las subestimaciones pueden provocar retardos en la activación de la alarma de detección de perturbaciones, y con ello retardos en el despliegue de FFR.

La desventaja de la metodología propuesta radica en que no evalúa la efectividad de la lista de prioridad de los recursos que determina el monitor central. Los recursos que componen esta lista de prioridad tienen como principal característica que pueden desplegar FFR. De esta forma, no queda claro si esta lista de prioridad ayuda a la estabilidad de frecuencia, pues en momentos críticos es necesario desplegar todas las reservas disponibles en el menor tiempo posible. Un resultado interesante hubiera sido contrastar los resultados obtenidos con las excursiones de frecuencia cuando en la estrategia de control se excluye la lista de prioridad, es decir, todos los recursos con FFR presentan la misma prioridad.

2.6.2.4. Estrategias de control para parques eólicos [52], [66], [70]

Los autores de [52] proponen una metodología para coordinar la mínima cantidad de unidades DFIGs con respuesta inercial en función de sus velocidades del viento promedio, con el fin de alcanzar una frecuencia mínima preestablecida. De manera paralela se estudia el nivel de reserva mínimo necesario en los parques eólicos para no sobrepasar un umbral del error en estado estacionario de frecuencia post-contingencia.

Primero, se presenta la estrategia de coordinación de respuesta inercial para parques eólicos, conocida como inyección temporal de potencia (TPI, por sus siglas en inglés). La estrategia de TPI calcula la potencia de apoyo durante contingencias que pueden entregar los

parques eólicos en función de la estimación de la máxima energía cinética que se puede extraer y del tiempo de apoyo preestablecido considerando el límite de máxima potencia para el convertidor P_g^{lim} . Así, la máxima inyección de potencia de un parque para una velocidad del viento V_w dada, puede ser expresada por la ecuación 2.10, con $P_0(V_w)$ la condición de operación inicial.

$$\Delta P_{del}^{tpi}(V_w) = \Delta P_{del}^{max} = \min(\Delta P_{del}, P_g^{lim} - P_0(V_w)) \quad (2.10)$$

El trabajo considera un modelo de respuesta de frecuencia simplificado para realizar un análisis de sensibilidad de la variación de potencia necesaria para aumentar el nadir de frecuencia. De esta forma, se establece la matriz de sensibilidad $S = \partial \Delta f_{na} / \partial \Delta P$ para los distintos parques con diferentes características de velocidades del viento. Mediante la estimación de $P_{del}^{tpi}(V_w)$ (ec. 2.10) y $S = \partial \Delta f_{na} / \partial \Delta P$ se propone una estrategia que coordina la mínima cantidad de parques con inercia virtual que asegura un mínimo nadir f_{na}^{min} preestablecido.

En el estudio también se presenta el control de reserva de potencia (PRC, de sus siglas en inglés), que se basa en operar los parques eólicos en modo over-speeding. Primero, se estima la cantidad de reservas disponible en los parques en función de la variación del tip-speed-ratio $\Delta \lambda$. Luego, si el total de reservas disponible discrepa del margen de reserva necesario para el SEP, entonces se ajusta el tip-speed-ratio de los parques de manera iterativa hasta alcanzar el margen deseado.

Ambas estrategias de control se implementan en un SEP compuesto por un 50% de GSS y otro 50% de parques eólicos. Los resultados muestran que la segunda caída de frecuencia es más crítica al aumentar el número programado de turbinas eólicas que aportan con respuesta inercial. Sin embargo, disponer de reservas en los parques eólicos evita la segunda caída de frecuencia y aumenta la frecuencia en régimen permanente post-falla. La desventaja del trabajo es que no se presentan estrategias de control para mejorar la segunda caída de frecuencia. Además, en el diseño de la respuesta inercial tampoco se considera la segunda caída, esto podría limitar la cantidad de unidades programadas.

En [66] se propone una estrategia de control que coordina la respuesta inercial de parques eólicos y gestión de la demanda. La gestión de la demanda se activa cuando la segunda caída de frecuencia alcanza un valor umbral preestablecido.

La estrategia de gestión de la demanda modela las cargas correspondientes a ventiladores y aires acondicionados como una función de transferencia de primer orden. Estas cargas operan binariamente, es decir, o se encuentran operativas a máxima capacidad o fuera de servicio, pero no existen casos intermedios. Luego se determina la cantidad de cargas que deben participar en la gestión de la demanda en función de un valor umbral preestablecido de frecuencia en régimen permanente post-falla.

El controlador monitorea la frecuencia en 2 periodos: al comienzo de la contingencia (f_{nadir}) y luego en el período de recuperación (segunda caída de f). Primero, el controlador monitorea si la frecuencia se encuentra dentro de una banda de activación preestablecida. Si la frecuencia no está en esta banda, entonces se activan las turbinas programadas para entregar respuesta inercial. Luego en el periodo de recuperación, el controlador monitorea si es que existe una

segunda caída de frecuencia. Si esta segunda caída de frecuencia es menor al valor umbral f_{dip}^{min} , entonces se activa la gestión de la demanda. En caso contrario, no es necesario activarla.

En [66] se implementan ambas estrategias de control en un SEP compuesto por un 50 % de GSs y otro 50 % de parques eólicos. Los resultados muestran que si se coordina la respuesta inercial con la gestión de la demanda se puede mejorar la segunda caída de frecuencia y aumentar la frecuencia en régimen permanente. La principal desventaja es que la propuesta solo puede ser aplicada en SEPs que tengan gestión de la demanda. Otra desventaja es que el monto de potencia activa a desconectar mediante la gestión de la demanda no se dimensiona considerando la segunda caída de frecuencia.

En [70] se propone una estrategia de control distribuido de dos niveles y coordinado en que se incluyen parques eólicos. En el más alto nivel se encuentra el concentrador de datos fasoriales (PDC, por sus siglas en inglés) que se comunica con todos los controladores locales (uno por cada parque eólico). Los controladores locales de los parques eólicos incluyen un control droop variable. Mediante un algoritmo iterativo, el PDC calcula el radio de potencia óptimo (PSR, por sus siglas en inglés) para cada uno de los parques eólicos. El PSR determina la cantidad de reserva que debe desplegar un parque frente a una contingencia. Luego, los controladores locales calculan el droop variable de los parques eólicos en función de los PSRs recibidos y de las mediciones de frecuencia en las barras de conexión.

El algoritmo iterativo para calcular los PSRs asume conocido el desbalance de potencia total que ocurre en el SEP ΔP_{des} y el nivel de reserva disponible total en los parques eólicos ΔP_{res}^{WF} , cuyo valor varía según las condiciones climáticas. El criterio de parada del algoritmo se determina a partir de un umbral ϵ , que se calcula como el máximo desbalance de potencia permitido luego de una perturbación. Cuando ocurre un desbalance de potencia en el SEP, el algoritmo determina en una primera iteración las referencias de los distintos parques en función del coeficiente PSR inicial (a_{i0}) multiplicado por la cantidad total de reserva disponible ΔP_{res}^{WF} . Si después de la primera iteración resulta que la cantidad de reserva disponible en los parques es mayor al umbral ϵ , entonces el algoritmo se repite actualizando los PSRs, con el fin de aprovechar la mayor cantidad de reservas posible. En caso de que el desbalance de potencia estimado supere al nivel de reserva disponible total en los parques eólicos $\Delta P_{des} > \Delta P_{res}^{WF}$, se utilizan los GSs para cubrir el desbalance restante ($\Delta P_{GS} = \Delta P_{des} - \Delta P_{res}^{WF}$).

Una vez calculados los PSRs por parte del PDC, estos son enviados a los controladores locales de los parques eólicos. Los controladores locales ajustan el droop en base a la ecuación 2.11, con R la constante droop¹ de los governors de los generadores eólicos, f_i^{sys} la frecuencia en la barra de conexión del i -ésimo parque eólico y f_{nom} la frecuencia nominal del SEP. Si bien no se menciona en [70], la operación de ambos niveles debe ser en tiempo real para que la metodología sea implementable pues el cálculo del droop variable depende directamente de las mediciones de frecuencia.

$$R_i = \frac{R}{a_i} \frac{(f_i^{sys} - f_{nom})}{\sum_{i=1}^n (f_i^{sys} - f_{nom})} \quad (2.11)$$

¹ El droop constante R se calcula según la metodología distributed Newton (DN, por sus siglas en inglés) [73].

En la figura 2.30 se presenta un diagrama general del controlador distribuido de dos niveles, donde se destaca el rol de cada nivel y de los enlaces de comunicación (líneas rojas).

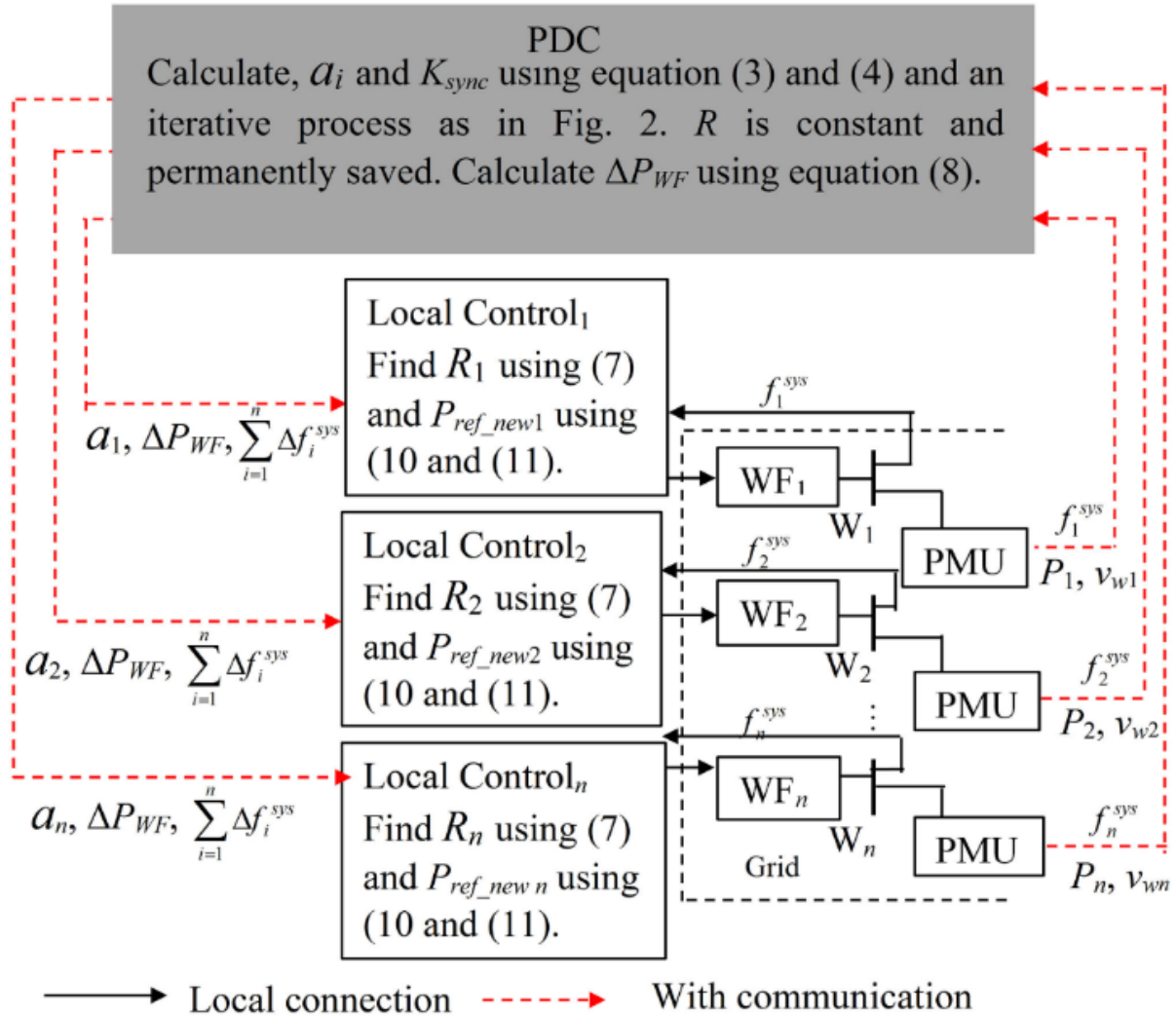


Figura 2.30: Diagrama generalizado de control distribuido [70].

Los resultados que se obtienen al implementar la estrategia en un SEP con 10% de inserción de TGVCC, exhiben que las oscilaciones de frecuencia se amortiguan con mayor rapidez respecto al caso con droop constante. Además, para retardos en la comunicación de 200 [ms], el esquema DSC demuestra ser robusto. La desventaja de la propuesta es que no se cuantifica el tiempo necesario para calcular las referencias PSRs que son enviadas a los controladores locales. El tiempo utilizado en el algoritmo iterativo para ir desplegando las reservas podría ocasionar un mayor nadir de frecuencia, debido a que la ejecución de un algoritmo en línea presenta retardos intrínsecos.

2.6.2.5. Optimización de la respuesta inercial [12], [60], [67, 68]

En [68] resuelve de manera off-line un problema de optimización que tiene como objetivo localizar inercia en áreas estratégicas para mejorar la respuesta en frecuencia del SEP. Para esto se asume la existencia de TGVCC, volantes de inercia y baterías que pueden aportar con

inercia. El paper aborda los efectos negativos de una distribución no uniforme de la inercia en los SEP, y cómo puede mejorarse mediante incorporación de inercia en distintos puntos de la red. Particularmente, se busca responder: ¿Cuál es la distribución óptima de inercia en la red?

El modelo del SEP utilizado en el problema de optimización corresponde a “N” ecuaciones del swing linealizadas, con “N” el número de buses que presentan GSs, TGVCCs, baterías o volantes de inercia. Las variables de decisión del problema son el incremento de inercia en los “N” buses y forman parte de las ecuaciones del swing. El amortiguamiento de las cargas y las constantes droop de los reguladores de velocidad se determinan según el sistema físico y la reserva primaria asociada al despacho económico respectivamente. El problema incluye: 1) restricciones de inercia para cada nodo de generación y 2) una restricción de inercia sistémica total del SEP. La función de costo, ecuación 2.12, representa la energía utilizada para retornar al estado estacionario y expresa la ponderación de los costos cuadráticos de las diferencias angulares ($\theta_i - \theta_j$) y los desplazamientos en frecuencia (ω_i). Los factores de penalización a_{ij} y s_i se sintonizan en función de la prioridad que tenga una variable dinámica sobre otra.

$$\text{minimize}_{m_i} \int_0^{\infty} \left\{ \sum_{i,j=1}^n a_{ij} (\theta_i(t) - \theta_j(t))^2 + \sum_{i=1}^n s_i \omega_i^2(t) \right\} dt \quad (2.12)$$

El problema de optimización se resuelve para un SEP de 12 buses y 3 áreas. La ubicación estratégica de la inercia se compara con dos enfoques heurísticos: (i) distribuir uniformemente el total de la inercia sistémica sin considerar restricciones de inercia máxima para cada nodo y (ii) distribuir el máximo de inercia en cada nodo sin considerar la restricción de inercia sistémica total del SEP. Las perturbaciones que se aplican son: (i) perturbación uniforme en todos los nodos y (ii) perturbación localizada en el nodo 4. Los resultados muestran que la localización óptima de inercia presenta mejor desempeño que las dos heurísticas en todos los escenarios, en términos de minimizar la función de costos. La ubicación óptima de la inercia mejora la respuesta de la frecuencia en el tiempo, presentando un mejor nadir y menores variaciones angulares en el nodo perturbado. La principal desventaja radica en que el problema de optimización no es resuelto en tiempo real. Esta condición comienza a ser necesaria en un SEP con alta inserción de TGVCC debido a la alta variabilidad en el tiempo de la inercia sistémica, que influye directamente en la solución del problema de optimización.

La metodología propuesta en [12] optimiza la ubicación de inercia virtual (VI, de sus siglas en inglés) en TGVCC que se encuentran distribuidas en un SEP para mejorar la respuesta dinámica de la frecuencia frente a perturbaciones. Para esto se propone un problema de optimización basado en la norma cuadrática para optimizar de manera off-line tanto los parámetros como la ubicación de los convertidores que aportan con VI.

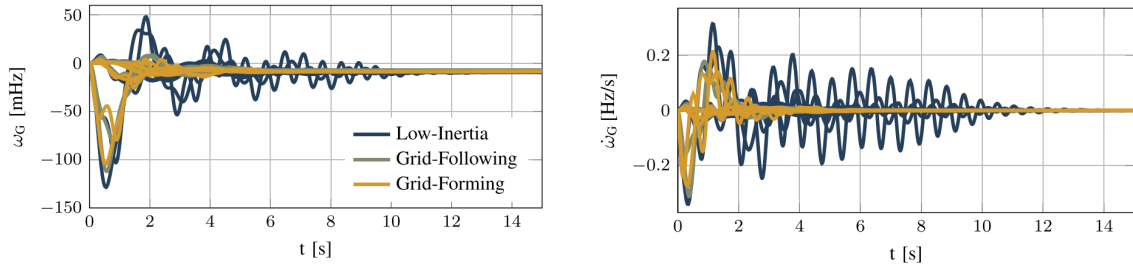
El problema de optimización considera un modelo no-lineal generalizado para el SEP, incluyendo modelos de los GSs, reguladores de velocidad, AVRs, PSSs, cargas de potencia constante y TGVCC, con el sistema de transmisión representado como un conjunto de ecuaciones algebraicas. Se asume que las TGVCC pueden entregar inercia virtual operando tanto en modo grid following como grid forming. Las variables de decisión son las ganancias de inercia virtual \tilde{m}_k y el amortiguamiento \tilde{d}_k de las TGVCC. Las restricciones operacionales

del problema son: (i) límite superior a la suma de todas las ganancias de amortiguamiento de las TGVCC, (ii) límite superior a las ganancias de inercia y amortiguamiento para cada TGVCC y (iii) ganancias no negativas para cada TGVCC.

Respecto a la función de costos del problema, ecuación 2.13, corresponde a una ponderación de las desviaciones de: frecuencia ($\Delta\omega_G$), RoCoF ($\Delta\dot{\omega}_G$) e inyecciones de potencia mecánica (ΔP_G) de los generadores y de las inyecciones de potencia activa (ΔP_{VI}) de las TGVCC con inercia virtual. Los factores de penalización r_ω , $r_{\dot{\omega}}$, r_G y r_{VI} se sintonizan en función de la prioridad que tenga una variable dinámica sobre otra.

$$\min_{\widetilde{d_k, m_k}} \int_0^\infty \left(r_\omega^{\frac{1}{2}} \Delta\omega_G, r_{\dot{\omega}}^{\frac{1}{2}} \Delta\dot{\omega}_G, r_G^{\frac{1}{2}} \Delta P_G, r_{VI}^{\frac{1}{2}} \Delta P_{VI} \right)^T \left(r_\omega^{\frac{1}{2}} \Delta\omega_G, r_{\dot{\omega}}^{\frac{1}{2}} \Delta\dot{\omega}_G, r_G^{\frac{1}{2}} \Delta P_G, r_{VI}^{\frac{1}{2}} \Delta P_{VI} \right) dt \quad (2.13)$$

En los gráficos 2.31 se presentan la respuesta en frecuencia del SEP (izquierda) y su derivada (derecha) frente a un aumento en la demanda de 200 MW en uno de los nodos del sistema. Los resultados obtenidos comparan distintas configuraciones para las TGVCC: (i) TGVCC sin inercia virtual (en azul), (ii) TGVCC operando en Grid Following con inercia virtual (en verde) y (iii) TGVCC operando en Grid Forming con inercia virtual (en amarillo). Los resultados muestran que la implementación de la inercia virtual en los casos (ii) y (iii) mejora la respuesta en frecuencia del SEP en términos de nadir de frecuencia y del máximo RoCoF alcanzado. En particular, la operación en modo Grid Forming presenta mejor respuesta en frecuencia, menor variación en la potencia (ΔP_{VI}) por ende un menor esfuerzo de control y menor amortiguamiento total que los convertidores operando en Grid Following. La desventaja de [12] es que los resultados de la optimización de la inercia virtual no se comparan con otros métodos para distribuir inercia.



(a) Desviación de la frecuencia posterior a la falla.

(b) Desviación de la derivada de la frecuencia posterior a la falla.

Figura 2.31: Comparación de distintas formas de operación de los convertidores [12].

En [67] se presenta una estrategia de control predictivo centralizado que en tiempo real resuelve un problema de optimización para determinar la respuesta inercial de las TGVCCs considerando la condición de operación actual del sistema. El control centralizado determina las referencias de potencia activa a seguir por las TGVCCs únicamente durante eventos de desbalances de potencia. El problema de optimización minimiza las desviaciones de frecuencia y RoCoF, incluyendo restricciones de potencia y energía.

El diagrama de bloques de la metodología se presenta en la figura 2.32. El control predictivo

se activa cuando ocurren desbalances de potencia, que se detectan a través de las mediciones. Luego, el control predictivo actúa de manera centralizada y determina el incremento (o decremento) de potencia ΔP para todas las TGVCCs. Finalmente, los resultados obtenidos de la optimización modifican las potencias de referencia P_0 en las TGVCC a una nueva referencia P_{ref} .

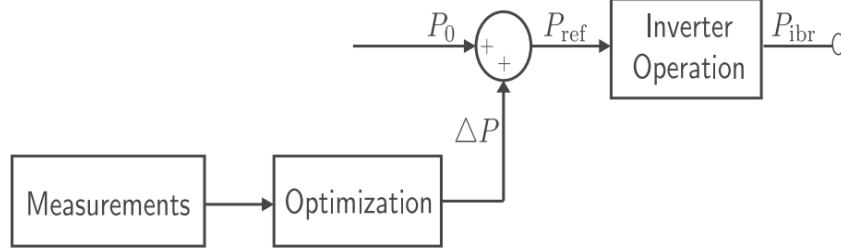


Figura 2.32: Diagrama de bloques de operación del controlador predictivo [67].

El problema de optimización utiliza un modelo del SEP descrito por “N” ecuaciones del swing linealizadas (‘N’ el número de GSs en el SEP) y flujo DC por las líneas de transmisión. Las variables de decisión corresponden a los ángulos de las barras donde se conectan las TGVCC u_k . Las restricciones operacionales limitan: (i) la potencia de salida de las TGVCCs según su potencia mínima y máxima, y (ii) la energía total entregada para el caso de baterías. A grandes rasgos, la optimización minimiza la función de costos, expresión 2.14, correspondiente a la suma de 2 términos: 1) las desviaciones de frecuencia ($\omega^{t+1} \in R^{|G|}$) y 2) los RoCoF ($\omega^{t+1} - \omega^t$). El término ‘h’ corresponde al tamaño del paso para la simulación discreta.

$$\text{Min}_{\{u^0, u^1, \dots, u^{N-1}\}} \sum_{t=0}^{N-1} \left\{ \|\omega^{t+1}\|_2^2 + \frac{1}{h} \|\omega^{t+1} - \omega^t\|_2^2 \right\} \quad (2.14)$$

Se considera que el problema de optimización no conoce la magnitud de la perturbación, por lo que se implementa un proceso de dos pasos para resolverlo. Primero, el modelo utilizado ignora el término asociado a la perturbación y luego lo compensa mediante la actualización en línea de la condición inicial que contiene implícitamente la información de las perturbaciones. En caso de que el ruido de las mediciones sea considerable, es necesario estimar explícitamente la diferencia entre el modelo y el sistema que se monitorea, esto puede realizarse con observadores de estado.

En los gráficos 2.33 se presentan los resultados obtenidos en la implementación del control predictivo en un SEP de 39 barras, 10 GS y 1 TGVCC. El SEP se somete a una desconexión y posterior reconexión intempestiva de generación de 370 MW. La técnica de control implementada (MIPC) mejora los sobrepasos, tiempo de establecimiento y nadir de frecuencia en comparación a la técnica de control local “máquina síncrona virtual” (VSM, por sus siglas en inglés). La metodología propuesta también muestra ser robusta al ruido en las mediciones y retardos en las comunicaciones gracias a la incorporación del observador de estado. La principal desventaja es que el control predictivo aumenta su tiempo de cómputo cuando el problema de optimización aumenta de dimensión, por lo que en un SEP con alta inserción de TGVCC podría no ser implementable en tiempo real.

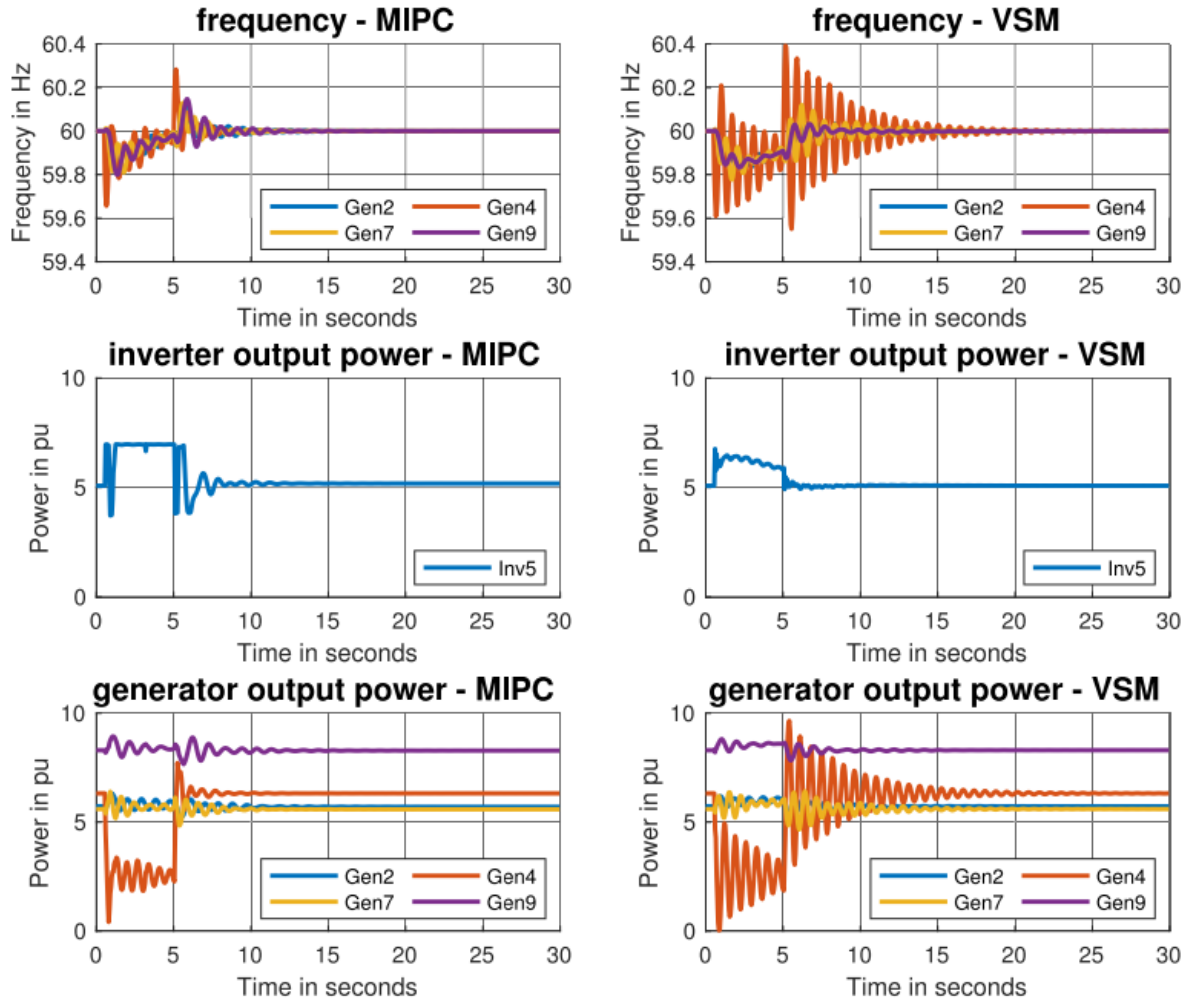


Figura 2.33: Comparación entre Control Predictivo y estrategias de control VSM [67].

En [60] se realiza un estudio sobre la distribución y localización de la inercia en distintas zonas del SEP australiano. Para ello, se estudian las excursiones de frecuencia para distintos niveles de inserción de TGVCC y distintas localizaciones de perturbaciones. La metodología mejora las excursiones de frecuencia mediante la incorporación de restricciones de inercia para cada región del SEP en el despacho económico. De esta forma, mediante el redespacho de GSs se garantiza niveles de inercia mínima en las distintas zonas del SEP.

La metodología explica cómo calcular la inercia mínima que se debe asegurar por cada región. Primero, se estima el tamaño de la contingencia ($p_{r,t}^{CC}$) en cada una de las regiones como la máxima potencia despachada por los GSs del área respectiva. Segundo, se asume que la contribución del amortiguamiento de las cargas es insignificante y no afecta al RoCoF del área. Finalmente, la expresión 2.15 corresponde a la restricción de inercia en la región 'r' que se deriva de la ecuación del swing y que se debe agregar al despacho económico. Los términos f_0 y df_{crit}/dt corresponden a la frecuencia nominal y el RoCoF crítico.

$$I_{s,r} \geq \frac{f_0 P_{r,t}^{cc}}{2 \left| \frac{df_{crt}}{dt} \right|} \quad (2.15)$$

Los resultados obtenidos se presentan en el gráfico 2.34. Para cada hora del año se realizan tres simulaciones dinámicas y se grafican tanto sus inercias sistémicas (figura (a)) como los máximos de todos los RoCoFs (según la cantidad de áreas del SEP). Las tres simulaciones dinámicas por cada hora del año corresponden a modificaciones en el despacho económico, estas son: (i) no incluir restricciones de inercia, (ii) incluir restricción de inercia sistémica total del SEP y (iii) incluir restricción de inercia por cada área del SEP.

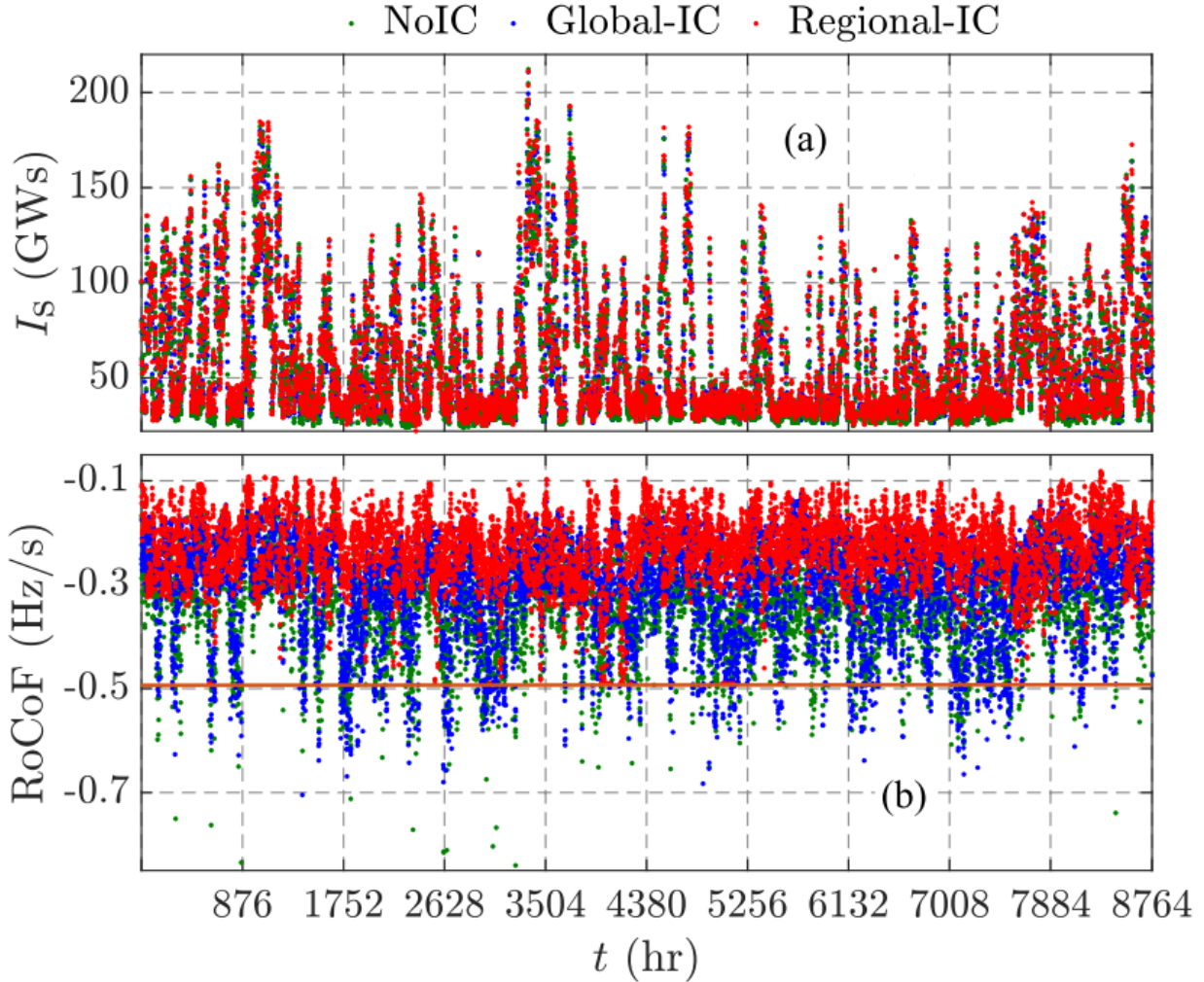


Figura 2.34: Impacto en la excursión de frecuencia de las restricciones de inercia [60].

Primero, no incluir restricciones de inercia (puntos verdes) ocasiona mayores tasas de RoCoF debido a menores niveles de inercia a nivel regional y global. Segundo, incluir restricciones globales de inercia (puntos azules) para todo el SEP no es suficiente porque los RoCoF en algunas regiones todavía violan los límites operacionales. Esto se debe a una incorrecta distribución de la inercia en las diferentes áreas. Tercero, si se asegura que cada región tenga

una cantidad suficiente de inercia (puntos rojos), entonces se limitará los valores de RoCoF que pueda experimentar la frecuencia en distintas zonas. Sin embargo, la restricción de inercia por región disminuye en aproximadamente 823 [MW] la generación mediante TGVCC. Otro resultado que se presenta en [60] es que la redistribución de la inercia solo tiene un impacto significativo en el RoCoF, pues el nadir de frecuencia casi no presenta variaciones. La principal desventaja del trabajo es que las restricciones de inercia por cada región pueden resultar muy restrictivas y provocar que se despachen más GSs de los necesarios.

2.6.2.6. Discusión

De la revisión bibliográfica realizada se concluye que los sistemas de control en SEPs con alta inserción de TGVCC deberían incorporar al menos dos niveles, un primer nivel compuesto por controladores locales que realizan acciones de control rápidas y un segundo nivel basado en controladores de área amplia (WAC, por sus siglas en inglés) [1], [28], [63], [65] que monitorean el estado del sistema como un todo. A nivel general, los WACs podrían: (i) mejorar la estabilidad y el rendimiento dinámico del SEP [1], (ii) incorporar señales externas de corrección en los controladores locales, mejorando sus deficiencias de sintonización [65], (iii) cerrar bucles de control entre zonas geográficamente distantes [63] y (iv) coordinar las acciones de los controladores locales [70]. Sin embargo, es importante tener presente que el rendimiento de los WAC dependerá fuertemente de las condiciones de comunicación y medición, por lo que es necesario incorporar estos factores en el diseño [8], [20].

Respecto a la estabilidad de frecuencia, entre las ventajas de implementar un WAC se encuentra: (i) acelerar el despliegue de reservas del CPF de los GSs mejorando así los tiempos de establecimiento, error permanente post-falla y el nadir de frecuencia [28], [63], (ii) mejorar otros tipos de estabilidades, como por ejemplo la estabilidad transitoria de ángulo [8], [20], (iii) programar en línea el monto total de reservas para FFR en TGVCC para alcanzar una frecuencia nadir preestablecida [52], [66] y (iv) complementar distintas acciones de control para disminuir los efectos negativos de alguna técnica de control [66]. Todas las mejoras recién mencionadas permiten aumentar el margen de estabilidad de frecuencia y, con ello, aumentar el porcentaje de inserción TGVCC que pueden operar en tiempo real en los SEPs.

En cuanto a los trabajos revisados que localizan o redistribuyen la inercia del SEP, generalmente estos resuelven problemas de optimización que son computacionalmente costosos y difícilmente implementables en estrategias de control en tiempo real. Los resultados de dichos trabajos muestran que asegurar una cantidad mínima de inercia sistémica total no asegura un buen desempeño de la frecuencia en todas las zonas del SEP. Por otro lado, localizar inercia en las áreas más débiles del SEP tiene un efecto positivo en la estabilidad de frecuencia y puede evitar altos valores de RoCoFs. Sin embargo, la distribución no tiene un impacto significativo en el nadir de frecuencia. De todas las estrategias de localización de inercia, solo una diseña un WAC que optimiza la respuesta inercial de las TGVCC durante contingencias mejorando sobrepasos máximos y tiempos de establecimiento [12], [60], [67, 68].

Los diseños de los WACs estudiados, entre otros factores, consideran como modelo simplificado la ecuación del swing. La mayoría de los trabajos consideran un modelo de “N” ecuaciones del swing debido a que las excursiones de frecuencia en las distintas zonas no son idénticas. De esta forma, frente a altos niveles de TGVCC ya no es suficiente considerar un

modelo uninodal para la frecuencia en los SEPs [12], [28], [60], [67, 68].

Respecto a las desventajas de los trabajos estudiados, la gran mayoría, con excepción de tres [52], [60] y [66], consideran bajos niveles de inserción de renovables y no consideran una localización estratégica de reservas de FFR en el SEP. A pesar que varios desafíos de la operación son abordados, aún no queda claro el comportamiento dinámico desde la perspectiva de frecuencia frente a altos niveles de generación mediante TGVCC.

En base a la revisión realizada, se concluye que los sistemas de control de un SEP dominado por dinámicas más rápidas de TGVCC deberían incorporar al menos dos niveles jerárquicos, compuestos por un primer nivel de controladores locales y un segundo nivel de controladores de área amplia. En particular, los WACs coordinarían y/o corregirían las acciones de control local en función del estado de operación del SEP y su diseño debería considerar modelos de frecuencia más complejos que una única ecuación del swing asumiendo un sistema uninodal. Esto último es de vital importancia si se asume que el SEP chileno presentará a futuro una distribución no uniforme de la inercia, con TGVCC altamente concentradas en el norte y GSs hidráulicos en el sur.

3. Análisis preliminar

3.1. Caso de estudio

En esta sección se realiza un análisis preliminar del desempeño dinámico del sistema eléctrico chileno proyectado al año 2046 frente a altos niveles de TGVCC, pero sin considerar generación síncrona en el norte de Chile [74]. El objetivo del análisis es entender el comportamiento dinámico del sistema desde la perspectiva de la frecuencia de forma de diseñar un control que permita mantener la estabilidad incluso durante contingencias extremas.

La figura 3.1 presenta las principales características del sistema eléctrico chileno para el año 2046, que será objeto de estudio en esta sección. El sistema se caracteriza por tener un 85 % de su capacidad instalada en base a TGVCC distribuidos según la figura. Tal como se observa en la figura, el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) se divide en 4 áreas. La figura presenta las distintas zonas a estudiar y las principales características del “Caso Base” (BC, por sus siglas en inglés). En cada zona del SEP se adjunta un cuadro informativo con: (i) la potencia activa despachada por los GSs, (ii) la potencia activa despachada por las TGVCC (“/”) junto a la cantidad de reserva disponible para FFR y (iii) el porcentaje de inercia que concentra la zona con respecto al total del sistema. La inercia sistémica total considerada para este caso es de 18.728 [MWs] calculada según la ecuación 3.1, con N_{GS} , $H_{Pgn,i}$, $P_{gn,i}$, $n_{par,i}$ el número de GSs en operación, la inercia sistémica normalizada para cada GS ‘i’, la potencia nominal del GS ‘i’ y el número de GSs en paralelo, respectivamente. En la tabla 3.1 se resumen las capacidades instaladas y reservas en TGVCC y GSs para el caso base.

Tabla 3.1: Potencias instaladas y reservas.

Características	TGVCC [MW]	GSs [MW]
Capacidad instalada SEN	27.206	4.889
Reservas	651	840

$$H_{sys} = \sum_i^{N_{GS}} H_{Pgn,i} * P_{gn,i} * n_{par,i} \tag{3.1}$$

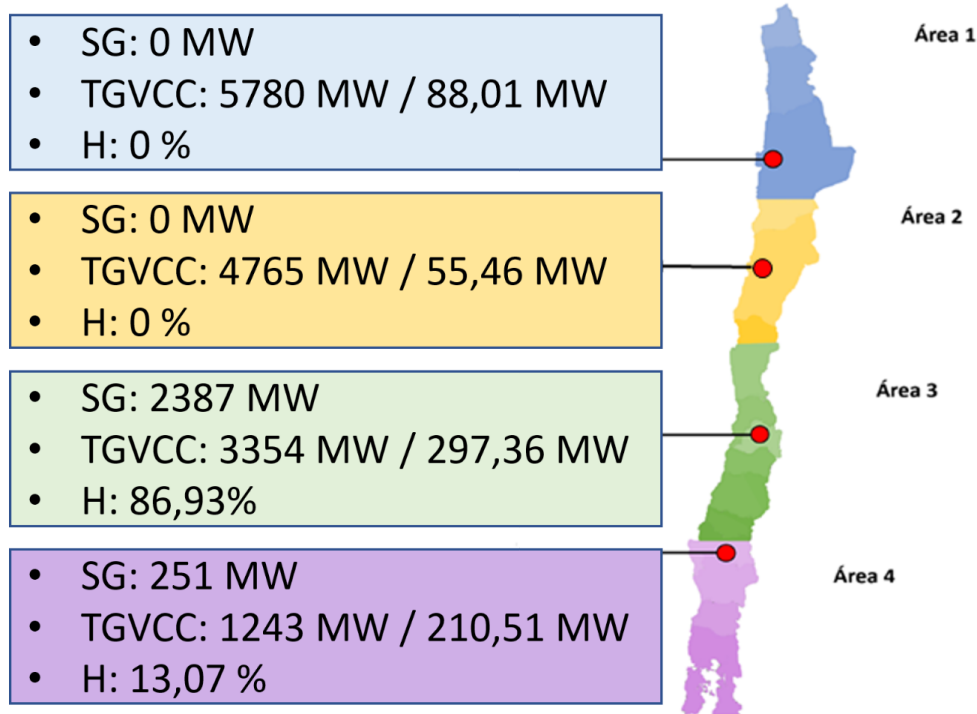


Figura 3.1: Característica sistémicas del BC.

Para efectos del análisis, el BC se analiza en términos de distribución y cantidad de reservas de FFR en TGVCC y distribución de inercia de los GSs en las distintas zonas del sistema. Para el análisis dinámico se simula en cada área la desconexión intempestiva de un bloque de generación de 500 MW.

De la figura se observa que la generación mediante TGVCC se concentra en las zonas 1 (Z1) y 2 (Z2) debido al gran potencial solar que tiene el país en esta región. Además, la inercia se concentra en su totalidad en las zonas 3 (Z3) y 4 (Z4), zonas con gran capacidad instalada de generadoras hidráulicas.

3.2. Resultados preliminares

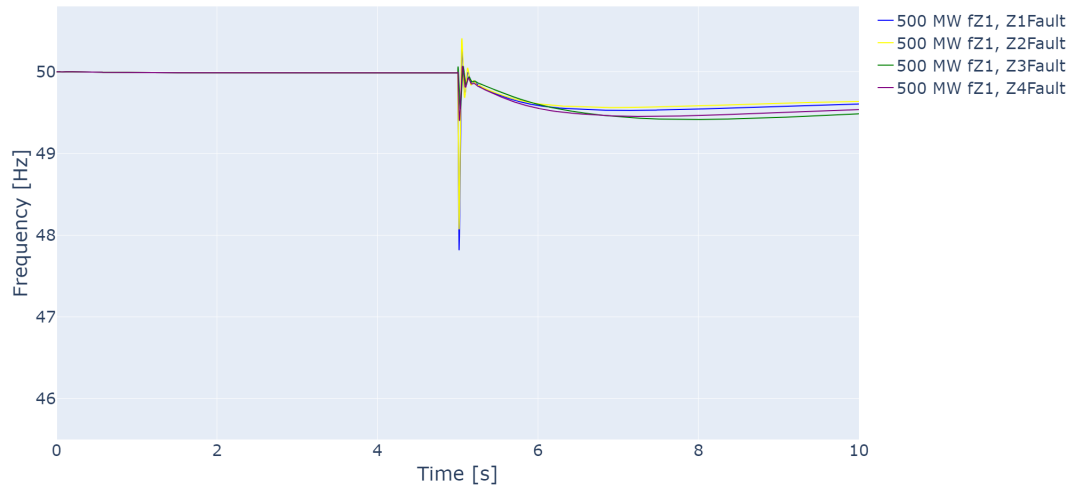
El análisis de sensibilidad realizado considera la desconexión intempestiva de un bloque de generación de 500 MW en cada zona del SEP en $t_{falla} = 5[s]$ para:

1. Caso 1: BC.
2. Caso 2: BC con distintos niveles de reserva en las TGVCC para FFR.
3. Caso 3: BC con diferentes distribuciones de reservas en las TGVCC para FFR.
4. Caso 4: BC con diferentes distribuciones de inercia sistémica por área.

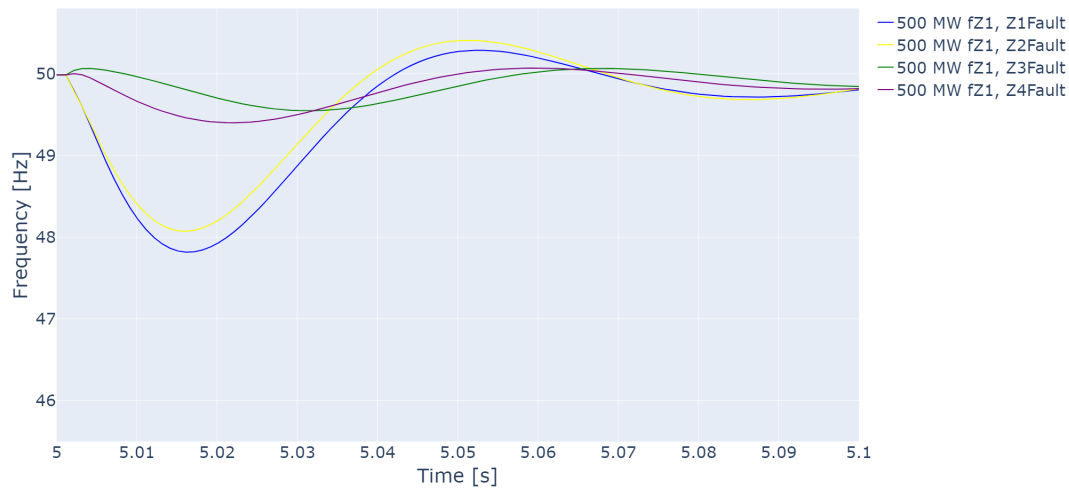
3.2.1. Caso 1: BC

En las figuras 3.2 se presentan la evolución de la frecuencia en la Z1 (f_{Z1}) en distintas escalas temporales, frente a la desconexión de 500 MW en $t_{falla} = 5[s]$ en cada una de las

zonas del sistema. Se grafica f_{Z1} porque es la zona que presenta la peor excursión de frecuencia del SEN en todos los casos analizados. En el gráfico superior se observa la evolución durante 10 [s], mientras que en el gráfico inferior se hace un zoom de los primeros 100 [ms] luego de ocurrida la falla. Del gráfico superior se observa que la respuesta del sistema se puede separar en dos ventanas de tiempo: (i) una primera ventana entre t_{falla} y 100 [ms] en que ocurre una primera caída de frecuencia (rápida y pronunciada) y (ii) una segunda ventana de tiempo, más lenta, que ocurre entre $t_{falla} + 1$ a 10 seg en que la frecuencia cae mucho más lenta. En adelante, a la primera caída de frecuencia se le denotará f_{nadir}^0 y a la segunda f_{nadir}^{sys} .



(a) Evolución de frecuencia durante 10 s.



(b) Evolución de frecuencia durante 100 ms.

Figura 3.2: Excursión de frecuencia de Z1 frente a desconexión de generación de 500 MW en todas las zonas.

Del gráfico inferior se ve que si la falla se ubica en la Z1 (curva azul), entonces f_{nadir}^0 en la misma zona alcanza un valor inferior a los 48 Hz, mientras que si la misma falla se ubica en la Z3 (curva verde), f_{nadir}^0 en la Z1 alcanza un valor bastante superior, llegando a los 49,5 Hz. De esta forma se concluye que la ubicación de la falla influye fuertemente en f_{nadir}^0 . Por otro lado, respecto al nadir sistémico f_{nadir}^{sys} , de la figura superior se concluye que este presenta

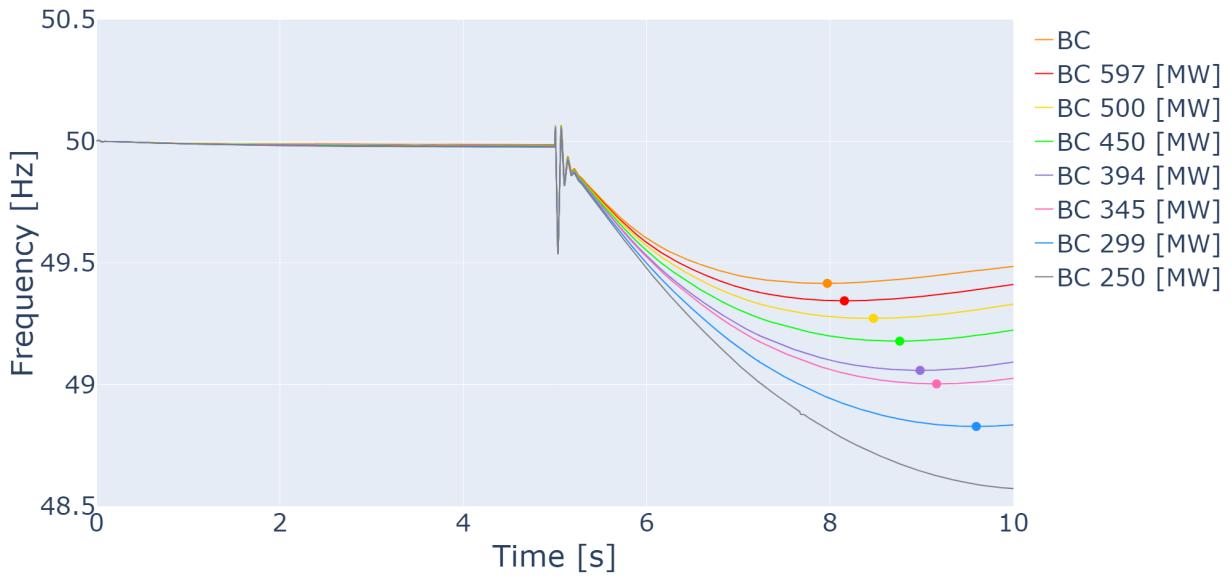
variaciones marginales respecto a la ubicación de la falla.

En síntesis, de las figuras se infiere que la localización de la falla (en las diferentes zonas) afecta en gran medida a la primera caída de frecuencia f_{nadir}^0 y solo marginalmente al nadir sistémico f_{nadir}^{sys} .

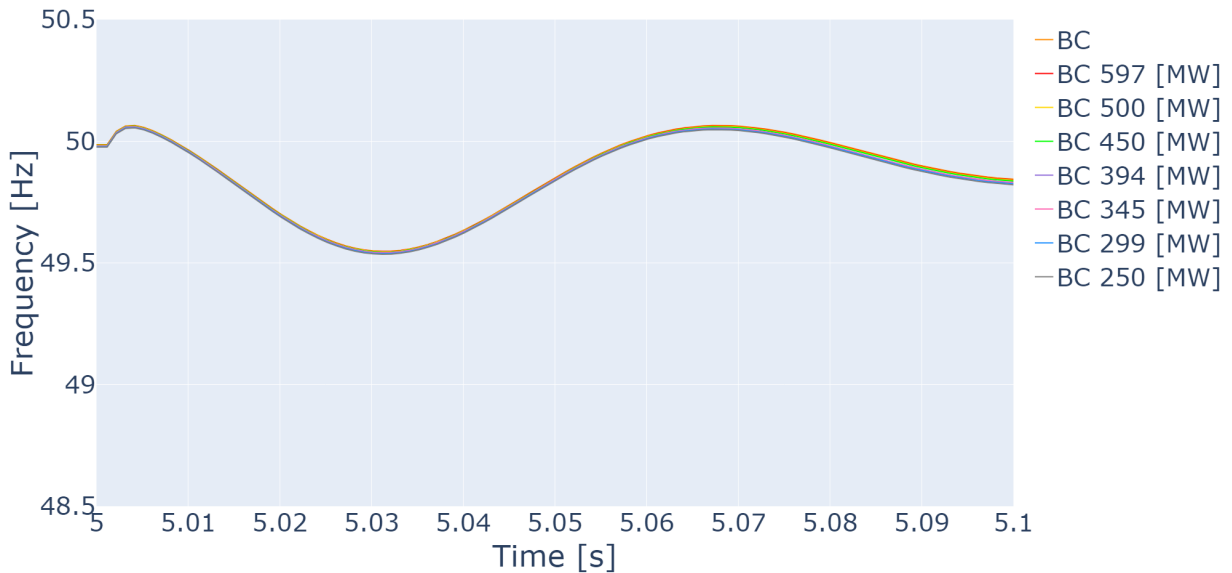
3.2.2. Caso 2: BC con distintos niveles de reserva en las TGVCC para FFR

En esta parte se estudia el impacto de la cantidad de reservas disponibles en las TGVCC para respuesta rápida de frecuencia (FFR). Para esto, las reservas se disminuyen de 651 [MW] (Caso 1, BC) a 200 [MW] en pasos de 50 [MW]. La disminución de reservas se realiza principalmente en las zonas Z3 y Z4 debido a que son las que concentran el 77,97% de las reservas totales del sistema para FFR (ver figura 3.1).

En las figuras 3.3 se grafican la frecuencia del sistema en la Z1 en distintas escalas temporales, para el caso en que la falla ocurre en la Z3 para los diferentes casos de estudio. De la figura superior se observa que a medida que la cantidad de reservas en las TGVCC disminuye, aumenta el tiempo en que se alcanza la frecuencia mínima del sistema. El aumento del tiempo se explica porque la velocidad del despliegue de reservas comienza a ser dominado por la velocidad del CPF de los GSs, que es considerablemente mayor que el de las TGVCC. Por otra parte, se ve que la cantidad de reservas totales en las TGVCC afecta fuertemente el nadir sistémico f_{nadir}^{sys} . Concretamente, a medida que las TGVCC aumentan la cantidad de reservas disponibles para FFR, disminuye f_{nadir}^{sys} por lo que el desempeño del sistema mejora.



(a) Evolución de frecuencia durante 10 s.



(b) Evolución de frecuencia durante 100 ms.

Figura 3.3: Tiempo que se alcanza el nadir sistémico en función de la cantidad de reservas.

Del gráfico 3.3 (a) se observa además que, para este caso particular, para que la frecuencia mínima del sistema se encuentre sobre los 49 [Hz], la cantidad mínima de reservas en TGVCC con FFR debería ser de alrededor de 350 [MW].

Del gráfico 3.3 (b) se observa que la cantidad de reservas en las TGVCC no mejora ni empeora la primera caída de frecuencia f_{nadir}^0 , pues la escala temporal en la que actúa la respuesta rápida de las TGVCC (150 [ms]) es mayor que la asociada a la dinámica de la primera caída de frecuencia. En contraste, el nadir sistémico ocurre en un tiempo mayor a los 2 [s] después de ocurrida la falla por lo que las reservas FFR si logran modificar a esta

variable.

En la tabla 3.2 se resumen los resultados del nadir sistémico f_{nadir}^{sys} que alcanza el SEN cuando la falla se localiza en las diferentes zonas. Cada fila hace referencia al caso base con distintos montos de reserva total en las TGVCC. Por ejemplo, el caso 'BC X [MW]' corresponde al caso base con reservas totales en TGVCC de X [MW]. El nadir sistémico f_{nadir}^{sys} de cada caso se compara con el del caso base y se calcula la diferencia entre ambos. El superíndice de las desviaciones de frecuencia hace referencia al lugar donde ocurre la falla, de esta forma $f_{nadir}^{sys,FZ1}$ corresponde al caso en que la falla se ubica en la zona 'Z1'.

Tabla 3.2: Variación de los nadires sistémicos respecto al BC en función de la localización de la falla y cantidad de reservas en TGVCC.

Casos	$\Delta f_{nadir}^{sys,FZ1}[\Delta Hz]$	$\Delta f_{nadir}^{sys,FZ2}[\Delta Hz]$	$\Delta f_{nadir}^{sys,FZ3}[\Delta Hz]$	$\Delta f_{nadir}^{sys,FZ4}[\Delta Hz]$
BC 597 [MW]	-0.042	-0.036	-0.072	-0.051
BC 500 [MW]	-0.081	-0.069	-0.144	-0.098
BC 450 [MW]	-0.132	-0.113	-0.237	-0.157
BC 394 [MW]	-0.195	-0.165	-0.357	-0.247
BC 345 [MW]	-0.221	-0.184	-0.413	-0.284
BC 299 [MW]	-0.318	-0.254	-0.588	-0.402
BC 250 [MW]	-0.437	-0.344	-0.848	-0.561

3.2.3. Caso 3: BC con diferentes distribuciones de reservas en las TGVCC para FFR

En esta sección se estudia cómo afecta la distribución de reservas en las TGVCC a lo largo del SEN. Para esto se considera la siguiente notación: 'CZY' corresponde a concentrar todas las reservas para FFR en la zona 'Y' y 'FFR UD' corresponde a distribuir uniformemente las reservas en todas las zonas del SEN.

En la tabla 3.3 se resumen los resultados de la variación del nadir sistémico $f_{nadir}^{sys,FZY}$ respecto al caso base cuando la falla ocurre en la zona 'ZY'. De la tabla se concluye que si bien la distribución de las reservas en las TGVCC influye en el f_{nadir}^{sys} , su efecto es marginal si se compara con el efecto que tiene la cantidad de reservas.

Tabla 3.3: Variación de los nadires sistémicos respecto al BC en función de la localización de la falla y distribución geográfica de reservas en TGVCC.

Casos	$\Delta f_{nadir}^{sys,FZ1} [\Delta Hz]$	$\Delta f_{nadir}^{sys,FZ2} [\Delta Hz]$	$\Delta f_{nadir}^{sys,FZ3} [\Delta Hz]$	$\Delta f_{nadir}^{sys,FZ4} [\Delta Hz]$
CZ1	-0.235	-0.267	-0.117	-0.272
CZ2	-0.055	-0.082	0.067	-0.057
CZ3	-0.138	-0.163	-0.013	-0.162
CZ4	-0.206	-0.229	-0.079	-0.258
FFR UD	-0.130	-0.157	-0.007	-0.160

En la figura 3.4 se grafica el nadir de frecuencia $f_{nadir}^{sys,FZ4}$ para el caso en que la falla ocurre en la Z4 en función de la distribución de reservas correspondiente. Se observa que no es posible definir una tendencia clara entre la distribución de reservas y el nadir de frecuencia.

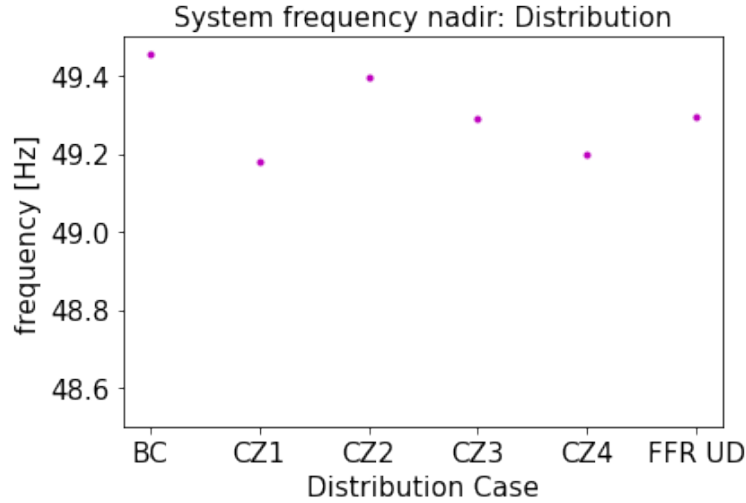


Figura 3.4: Comparación de los nadires sistémicos cuando se varía la distribución de reservas.

En la figura 3.5 se grafica la primera caída de frecuencia $f_{nadir}^{0,FZ1}$ en la zona 1 cuando la falla ocurre en la misma zona. Se observa que no existe variación en $f_{nadir}^{0,FZ1}$ cuando se redistribuyen las reservas para FFR en el SEN.

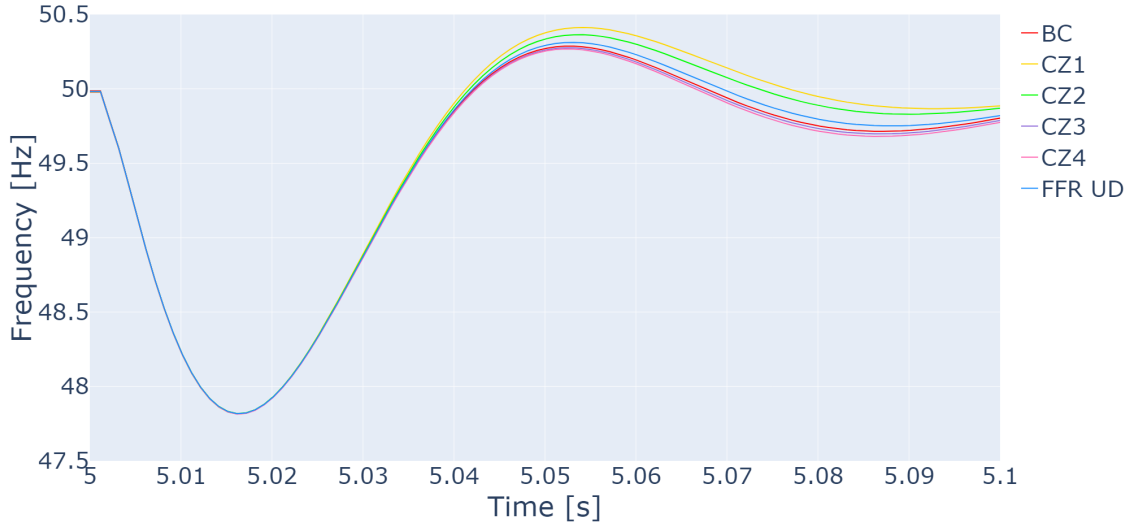


Figura 3.5: Primera caída de frecuencia.

En síntesis, se concluye que la distribución de reservas para FFR en las TGVCC afecta marginalmente a la frecuencia nadir f_{nadir}^{sys} y no afecta a la primera caída de frecuencia f_{nadir}^0 .

3.2.4. Caso 4: BC con diferentes distribuciones de inercia sistémica por área

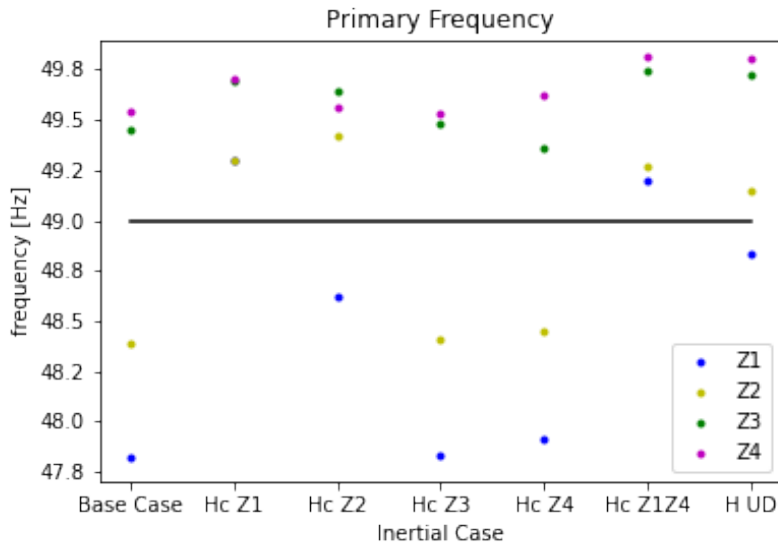
Finalmente se estudia cómo afecta la distribución de la inercia sincrónica en el SEN en la frecuencia del mismo. Para esto se usa la siguiente notación: 'Hc ZY' corresponde a concentrar gran parte de la inercia en la zona 'Y', mientras que 'H UD' corresponde a distribuir uniformemente la inercia. Es importante mencionar que para redistribuir la inercia sistémica en el SEN se realiza un redespacho de los GSs manteniendo la potencia total y la inercia despachada.

En la tabla 3.4 se comparan todos los casos con el caso base en términos de la primera caída de frecuencia $f_{nadir}^{0,FZY}$ en la zona 'ZY' cuando la falla ocurre en la misma zona. La variación del nadir sistémico respecto a la distribución de la inercia es marginal y por eso no se presentan los resultados en la tabla. De la tabla se observa que las mejoras importantes se producen cuando las zonas que inicialmente no presentaban inercia en el caso base ahora concentran un cierto nivel. Por ejemplo, los casos Hc Z1, Hc Z2, Hc Z1Z4 y H UD presentan mejoras importantes respecto al BC en las primeras caídas de frecuencia de las zonas Z1 y Z2.

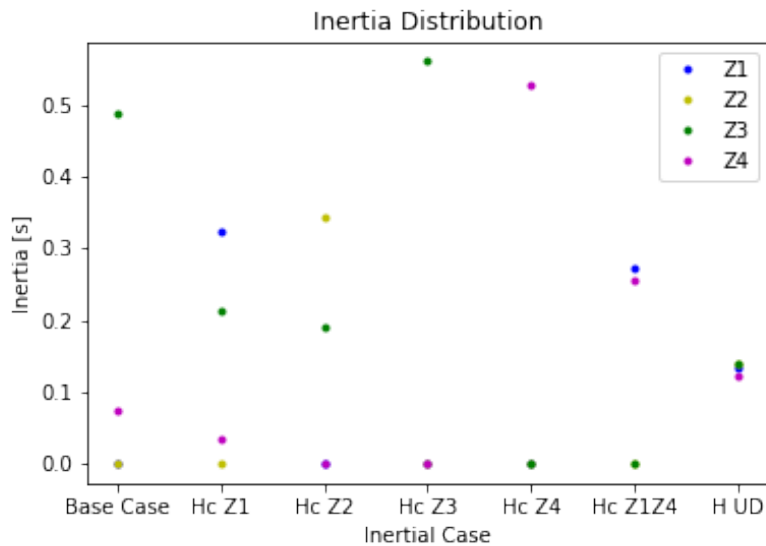
Tabla 3.4: Primeras caídas de frecuencia en función de la distribución geográfica de la inercia sistémica en el SEN.

Casos	$\Delta f_{nadir}^{0,FZ1} [\Delta Hz]$	$\Delta f_{nadir}^{0,FZ2} [\Delta Hz]$	$\Delta f_{nadir}^{0,FZ3} [\Delta Hz]$	$\Delta f_{nadir}^{0,FZ4} [\Delta Hz]$
Hc Z1	1.572	0.672	-0.12	-0.064
Hc Z2	0.807	1.017	-0.174	-0.178
Hc Z3	0.013	0.014	0.021	0.013
Hc Z4	0.095	0.028	-0.010	0.030
Hc Z1Z4	1.439	0.644	-0.061	0.027
Hc UD	1.021	0.632	-0.018	0.027

Los gráficos 3.6 (a) y (b) muestran las primeras caídas de frecuencia y la distribución de la inercia para los distintos casos de estudio, respectivamente. En el gráfico 3.6 (a) se observa la mínima primera caída de frecuencia para las 4 zonas de estudio. Para calcular la mínima primera caída de frecuencia de la zona 'Y' se calcula el mínimo de las primeras caídas de frecuencia en la zona 'Y' para las distintas localizaciones de la falla. En la parte inferior de la figura se ve la distribución de la inercia sistémica en las 4 zonas de estudio. Los ejes abscisas para ambas figuras corresponden a los casos de distribución de inercia estudiados. La recta horizontal negra que se sitúa en 49 [Hz] corresponde a la frecuencia crítica en que se activan los EDACs (f_{crit}).



(a) Frecuencia mínima por zona.



(b) Inercia sistémica por zona.

Figura 3.6: Primera caída de frecuencia en función de la inercia sistémica por zona.

De la figura superior se aprecia que cuando la inercia se concentra en cola de red (Z1 y Z4), entonces las primeras caídas de frecuencia están cerca o sobre la frecuencia crítica asociada a la activación de los EDAC (f_{crit}). Otra conclusión importante corresponde a que cuando se distribuye parte de la inercia en una zona entonces la primera caída de frecuencia de la zona vecina también mejora. A pesar de esto, si se mejora la primera caída de frecuencia en la zona “B” cuando se agrega inercia en la zona “A”, no se cumple que la mejora sea idéntica en la zona “A” cuando se agrega inercia en la zona “B” (por ej, HcZ1 y HcZ2), lo que demuestra que no es recíproco. Finalmente, de la figura superior se ve que las zonas Z3 y Z4 se encuentran sobre los 49 [Hz] en todos los casos y se explica porque siempre se considera cierto nivel de inercia en estas zonas.

Las simulaciones dinámicas del caso base y del caso HcZ1 se presentan en la figura 3.7. La primera, segunda y tercera fila corresponden a las variables de voltaje, potencia y frecuencia, respectivamente. La primera y segunda columna corresponden a la simulación completa y un zoom de 100 [ms], respectivamente. En el caso HcZ1 se mejora la primera caída de frecuencia debido a 2 factores: (i) respuesta inercial de los GSs en Z1, (ii) menores caídas de voltaje en las barras en Z1 y Z2.

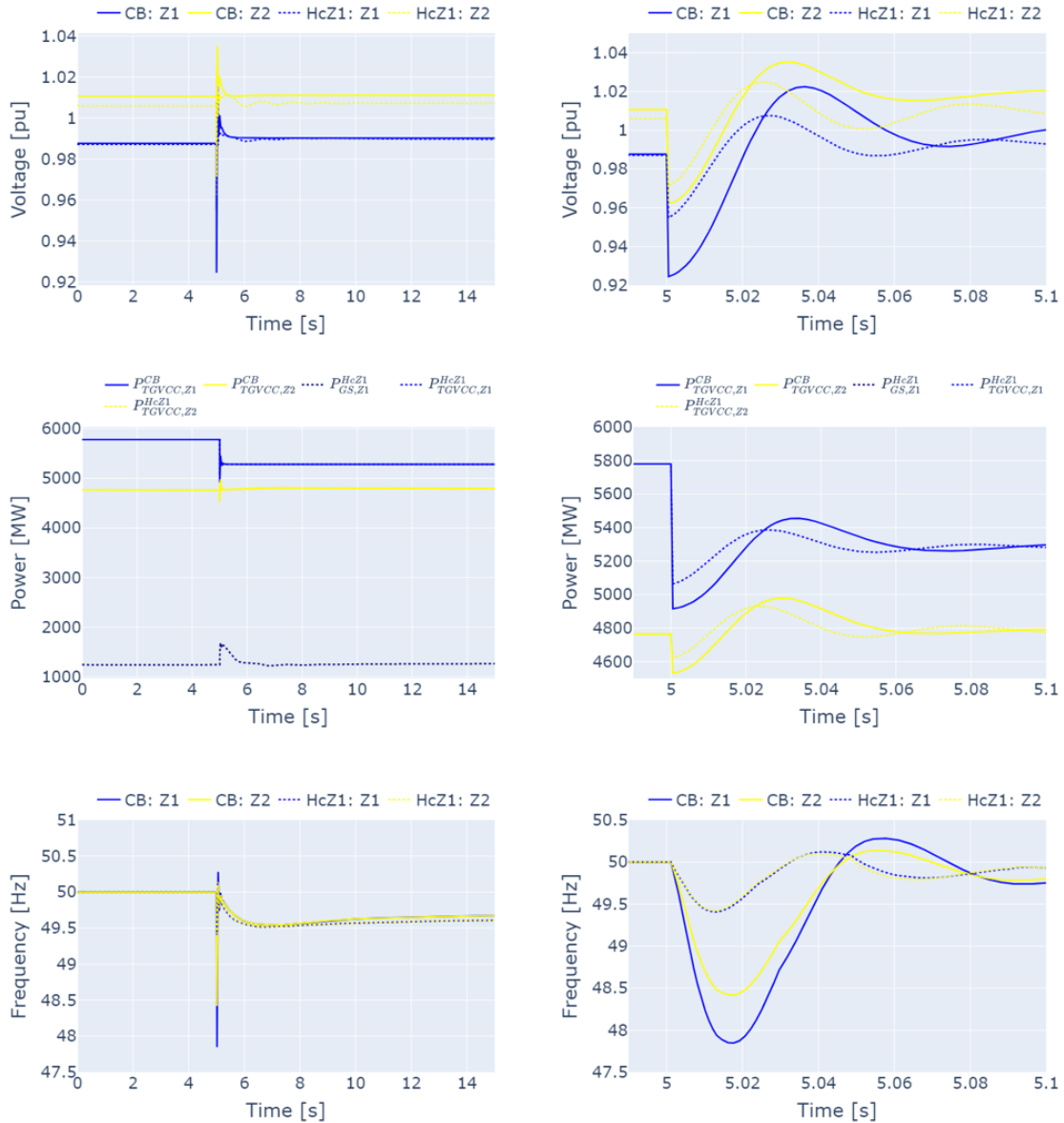


Figura 3.7: Comparación caso base y HcZ1.

La incorporación de GSs en la Z1 robustecen esta zona de la red debido a su alta capacidad de inyección de reactivos durante fallas. Lo anterior mejora las caídas de tensión en las barras de la Z1 durante la contingencia. La menor variación de voltaje en las barras de la Z1 y Z2 mejora el error de medición de los PLLs de dichas zonas, lo que lleva a que las TGVCCs presenten un mejor desempeño dinámico durante la falla. En el gráfico 3.8 se ven los errores de los PLLs de 3 TGVCCs en la Z1 para el caso base y el caso HcZ1. Del gráfico se observa

que la menor variación de los voltajes en la Z1 permite disminuir los errores de medición durante la falla de los PLLs, y con ello se mejora el desempeño de la frecuencia en la Z1 e inclusive en la Z2.

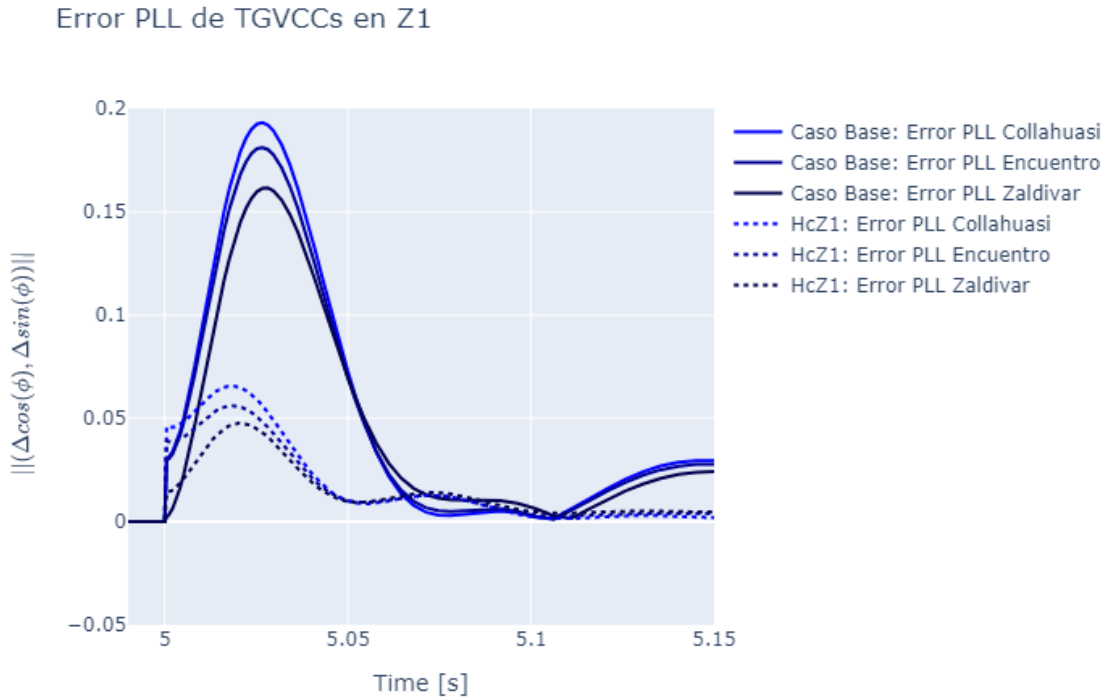


Figura 3.8: Error cuadrático en salida del PLL.

3.3. Conclusiones

Del análisis preliminar realizado se concluye que:

- Frente a altos niveles de TGVCC, en la respuesta de la frecuencia del sistema se distinguen dos ventanas de tiempo. La primera ventana compuesta por los primeros milisegundos luego de ocurrida una contingencia y en la que se observa una primera caída de frecuencia f_{nadir}^0 . La segunda ventana de varios segundos luego de ocurrida una contingencia y en la que ocurre el nadir de frecuencia sistémico f_{nadir}^{sys} .
- La ubicación de la falla influye marginalmente en el nadir sistémico f_{nadir}^{sys} y fuertemente a la primera caída de frecuencia f_{nadir}^0 .
- La cantidad de reservas de las TGVCC para FFR influye fuertemente en el nadir sistémico f_{nadir}^{sys} , pero no afecta a la primera caída de frecuencia f_{nadir}^0 .
- La distribución de reservas de las TGVCC para FFR influye marginalmente en el nadir sistémico f_{nadir}^{sys} , pero no afecta a la primera caída de frecuencia f_{nadir}^0 .

- La robustez del SEP en la zona de la falla es importante, ya que disminuye las variaciones de voltajes frente a contingencias. De esta forma, se disminuye el error de medición de los PLLs y a su vez mejora la respuesta de la frecuencia.

Considerando la respuesta dinámica de la frecuencia del SEP, el control se puede dividir en 2 ventanas de tiempo: (i) una ventana rápida con acciones de control local (del orden de los milisegundos) y (ii) una ventana más lenta con acciones de control de área amplia (del orden de los segundos). El primer nivel local estaría a cargo de mejorar las primeras caídas de frecuencia y el segundo nivel de área amplia mejoraría el nadir de frecuencia sistémico del SEP.

4. Metodología

4.1. Introducción

El diagrama general del control propuesto se presenta en la figura 4.1. A grandes rasgos, el objetivo es implementar un esquema de control jerárquico de dos niveles en las TGVCC de forma de mejorar el desempeño de la frecuencia durante contingencias considerando la primera caída de frecuencia f_{nadir}^0 y el nadir de frecuencia sistémico f_{nadir}^{sys} .

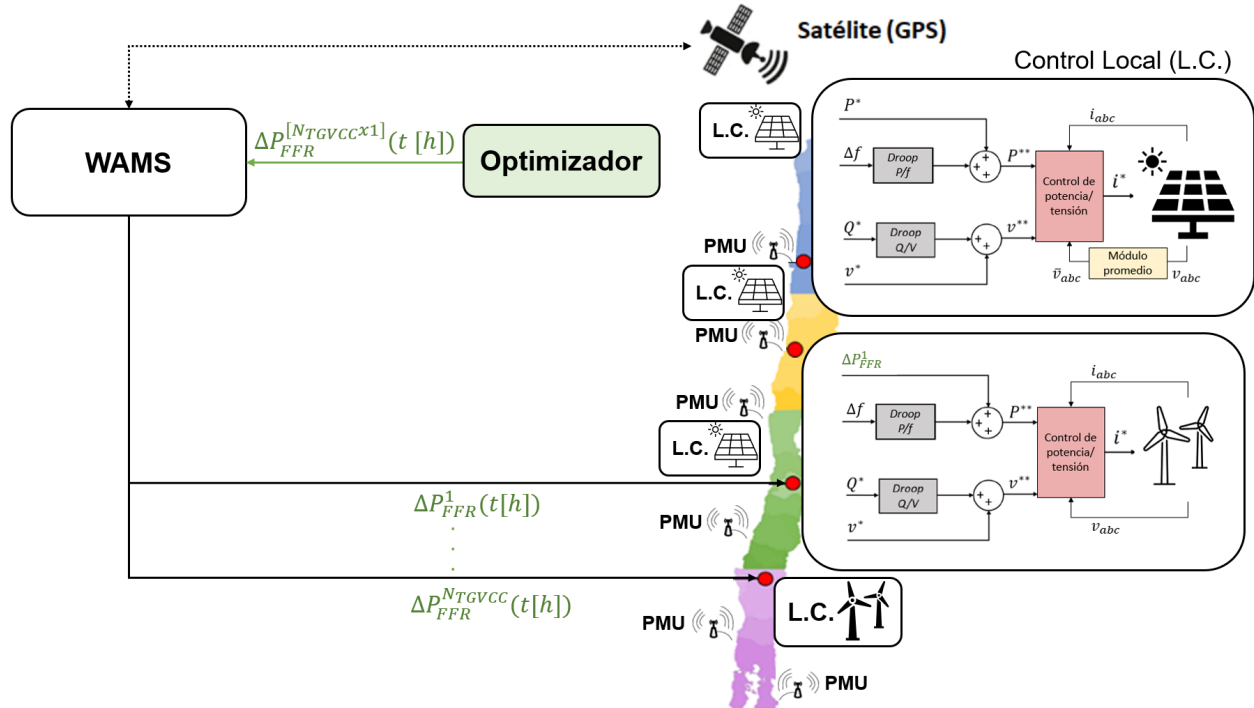


Figura 4.1: Metodología general.

Cada nivel jerárquico se diseña en función de los resultados que se obtuvieron en el análisis preliminar. El primer nivel, local, tiene como principal objetivo disminuir la primera caída de frecuencia f_{nadir}^0 en el sistema. Este control es de acción rápida, del orden de los milisegundos y opera a nivel local en las TGVCCs. El segundo nivel, de área amplia, actúa en una ventana de tiempo mayor, del orden de los segundos. Este nivel opera en el despliegue de reservas en las TGVCC para FFR con el fin de mejorar el nadir de frecuencia sistémico.

4.2. Primer nivel: Control local

El control local tiene como objetivo mejorar la primera caída de frecuencia f_{nadir}^0 . Según el análisis preliminar, el f_{nadir}^0 se ve fuertemente afectado por las variaciones de voltaje en las barras más débiles del SEN que surgen producto de una falla. Para suavizar estas variaciones de voltaje en las barras de conexión de las TGVCC, se incorpora un módulo que promedia las últimas 'N' mediciones de voltaje en bornes de la TGVCC de forma de suavizar las variaciones abruptas de voltaje que ocurren durante contingencias. De esta forma se evita que los controladores internos de las TGVCC presenten cambios bruscos en sus señales de control.

El módulo atenuador propuesto suaviza las variaciones de tensión promediando los últimos 'N' valores medidos de la tensión en bornes de la TGVCC, con un periodo de muestreo de ' T_s ' segundos. En la figura 4.2 se presenta el diagrama de bloques de los lazos de control de una TGVCC que opera en modo grid-following con el módulo propuesto (cuadro amarillo).

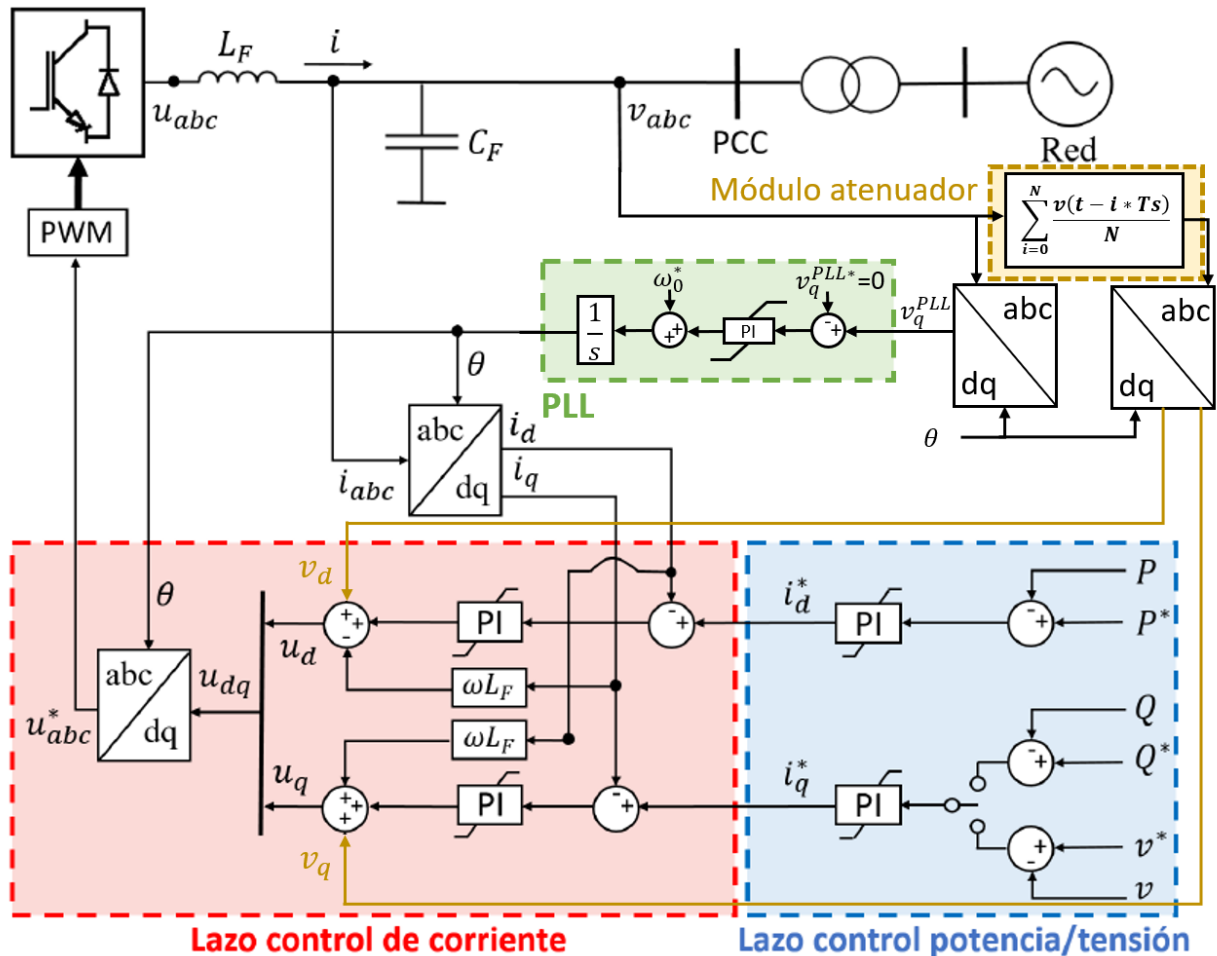


Figura 4.2: Diagrama de bloques del control local.

En régimen permanente los voltajes en bornes de las TGVCC son relativamente constantes por lo que el bloque atenuador no incide mayormente en las variables dinámicas de la TGVCC. Por otro lado, durante una falla, el módulo propuesto suaviza las mediciones locales de voltaje

que alimentan al lazo de control de corriente. Las TGVCCs ajustan la potencia activa y reactiva inyectada a la red en función del voltaje promediado, disminuyendo así las caídas de tensión (reales) en las barras de la zona. Un mejor perfil de voltaje en la zona permite también que los PLLs de las TGVCCs vecinas tengan un menor error de medición, y con ello un mejor desempeño dinámico durante contingencias. De la figura se desprende que el módulo atenuador solo incide en las mediciones de voltaje que se utilizan para los lazos de control de corriente, mientras que el PLL sigue recibiendo la medición real.

4.3. Segundo nivel: Control de área amplia

El control de área amplia (WAC) tiene como principal objetivo mejorar el nadir de frecuencia sistémico f_{nadir}^{sys} . Según el análisis preliminar, el f_{nadir}^{sys} depende fuertemente de la cantidad de reservas en las TGVCCs para FFR. De esta forma, si se establece que el f_{nadir}^{sys} no sobrepase una frecuencia crítica preestablecida (por ejemplo, 49 [Hz] para la activación de los EDACs en el caso chileno), entonces primero es necesario dimensionar correctamente el total de reservas para FFR.

En el diagrama 4.3 se presenta un diagrama conceptual del control de área amplia propuesto. El optimizador consta de: (i) modelos de frecuencia y reservas de GSs y (ii) problema de optimización. El optimizador cuantifica el monto total de reservas necesario a mantener en las TGVCC para evitar la activación de los EDACs, sujeto a restricciones operacionales descritas por los modelos de frecuencia y reserva. Finalmente se guardan los resultados en una base de datos.

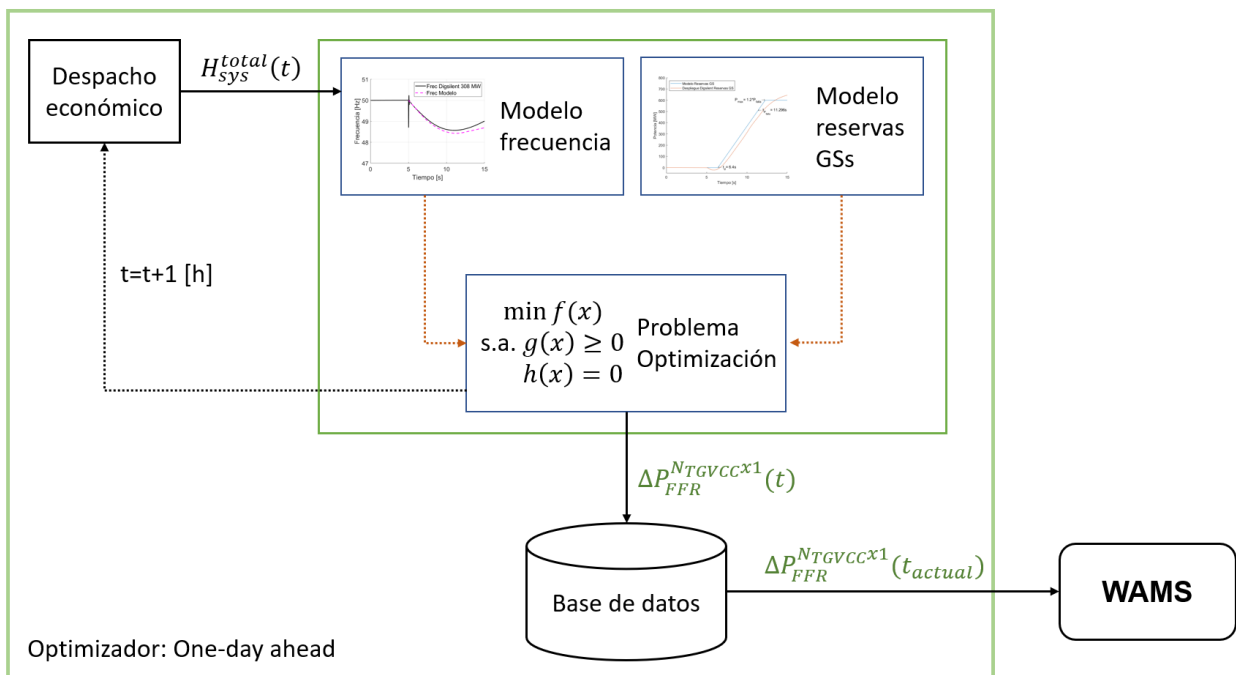


Figura 4.3: Diagrama de bloques del Optimizador.

En particular, el optimizador determina la cantidad óptima de reservas para FFR en TGVCC mediante la resolución de un problema de optimización. A partir de este monto

se seleccionan las TGVCC con reservas para FFR. La selección se realiza en función de las capacidades nominales de las TGVCC, las que deben garantizar un despliegue total de las reservas una vez alcanzada la frecuencia crítica f_{crit} .

4.3.1. Optimizador: Dimensionamiento de reservas para FFR

El optimizador se corre off-line para los diferentes puntos de operación que puede enfrentar el sistema durante un año (con resolución horaria). Los resultados obtenidos se almacenan en una lookup table a partir de la cual se obtiene la información del monto óptimo de reservas para ser utilizada por el control WAC dependiendo del punto de operación del SEP.

El problema de optimización (PO) consta de una función objetivo y restricciones. Entre las restricciones se encuentra la máxima excursión de frecuencia permitida durante contingencias para el peor escenario (desconexión de GS o TGVCC con mayor despacho en la hora en cuestión) obtenida en base a un modelo uninodal de frecuencia del SEP. Además, se modela el despliegue de reservas por parte de los GSs como entrada al modelo de optimización.

El modelo uninodal simplificado se basa en la ecuación del swing (ec. 2.1). El modelo entrega la respuesta de la frecuencia frente a la peor contingencia asumiendo un peor escenario.

El modelo simplificado original se describe según la ecuación 4.1, con $f(t)$ y f_0 la frecuencia del centro de inercia y su valor nominal, respectivamente (Hz); H_{sys} la inercia sistémica total (MW*s), y $P_M(t)$ y $P_G(t)$ son la suma de la potencia mecánica y eléctrica de todas las unidades generadoras [2].

$$\frac{df(t)}{dt} = \frac{f_0}{2H_{sys}}(P_M(t) - P_G(t)) \quad (4.1)$$

Luego de ocurrida una contingencia se tiene que $(P_M(t) - P_G(t)) = \Delta P(t) \neq 0$. En los primeros instantes después de la falla, el valor de $\Delta P(t)$ será igual a la potencia despachada pre-falla de la máquina que se desconectó del SEP, ΔP_{Falla} . Sin embargo, luego de transcurridos unos pocos segundos, comienzan a actuar los controladores primarios de todos los GS, desplegando sus reservas primarias $\Delta P_{reservas}^{GSs}$. A partir de este instante, el desbalance queda definido por $\Delta P(t) = -\Delta P_{Falla}(t) + \Delta P_{reservas}^{GSs}(t)$, con $P_{reservas}^{GSs} = 0$ para la ventana de tiempo de $t \in [0; x]$ segundos. Lo anterior bajo el supuesto que los controladores primarios de los GS comienzan a actuar después de los 'x' segundos de ocurrida la falla.

Así la evolución de la frecuencia luego de la desconexión de generación se describe por la ecuación 4.2.

$$\frac{df(t)}{dt} = \frac{f_0}{2H_{sys}}(-\Delta P_{falla} + P_{reservas}^{GS}(t)) \quad (4.2)$$

La ecuación 4.2 debe incluir también la cantidad total de reservas en las TGVCC para FFR $\Delta P_{reservas}^{FFR}(t)$. A diferencia del despliegue de reservas de los GS, la cuantificación de reservas para FFR no es dato, sino que representa la variable a optimizar en el PO. Así, el modelo simplificado se expresa según la ecuación 4.3.

$$\frac{df(t)}{dt} = \frac{f_0}{2H_{sys}}(-\Delta P_{falla} + P_{reservas}^{GS}(t) + \Delta P_{reservas}^{FFR}(t)) \quad (4.3)$$

Por último, se debe discretizar el modelo para lo cual se aproxima el RoCoF df/dt según la aproximación de Euler, es decir, $df/dt = (f(t_{i+1}) - f(t_i))/\Delta t$, con Δt el intervalo de tiempo que transcurre entre t_i y t_{i+1} . El modelo simplificado final se presenta en la ecuación 4.4.

$$f(t_{i+1}) = f(t_i) + \frac{\Delta t f_0}{2H_{sys}}(-\Delta P_{Fallas} + \Delta P_{reservas}^{GS}(t_i) + \Delta P_{reservas}^{FFR}(t_i)) \quad (4.4)$$

Por otro lado, el despliegue de reservas por parte de los GSs ($\Delta P_{reservas}^{GS}$, ec. 4.4) también se modela. El modelo de $\Delta P_{reservas}^{GS}$ depende de: (i) las rampas, retardos y coeficientes droop de todos los GSs y (ii) la desviación de frecuencia del sistema. Sin embargo, esta variable se simplifica como una función por tramos como se observa en el gráfico 2.5 [2]. Esta función por tramos se ajusta mediante prueba y error en base a simulaciones dinámicas en DigSILENT, primero considerando únicamente el despliegue de reservas de los GSs que participan en el CPF, desacoplando así su relación con la frecuencia. En el gráfico 4.4 se presenta el despliegue de reservas de los GSs que se obtiene de las simulaciones dinámica (curva naranja) y el que se obtiene del modelo simplificado (curva azul). La curva azul corresponde al primer ajuste realizado sobre la función por tramos, donde se establece el retardo de actuación t_d , el tiempo en el que se despliega el desbalance de potencia $t_{P_{Fallas}}$, la potencia máxima P_{max} y la rampa asociada.

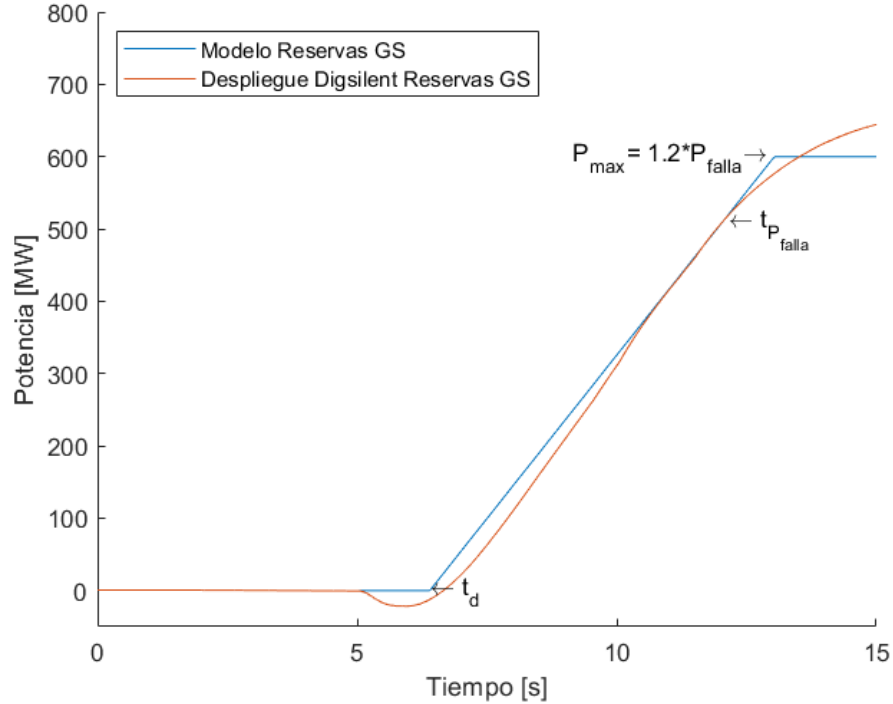


Figura 4.4: Modelo de reservas de GS, primer ajuste.

Luego, se ajusta nuevamente el modelo de reservas en función del tiempo en que se alcanza el nadir sistémico. Específicamente, la rampa se modifica para que el despliegue total del desbalance de generación coincida con el tiempo en que la frecuencia del sistema alcanza el

nadir sistémico. Esto porque el nadir sistémico se alcanza antes que los GSs desplieguen el desbalance de generación, debido a otras dinámicas del sistema que benefician la estabilidad de frecuencia como la dependencia de las cargas de la frecuencia. De esta forma, se incluyen estas dinámicas implícitamente en el modelo de despliegue de reservas. Así el modelo simplificado queda como en la figura 4.5 (curva azul). Finalmente, este modelo se incorpora al problema de optimización como data conocida.

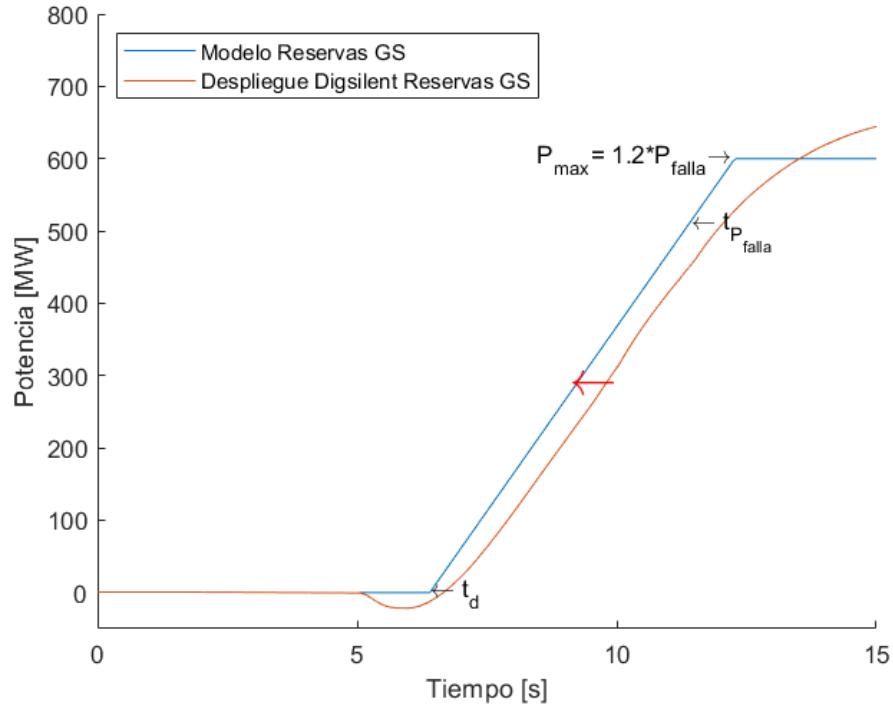


Figura 4.5: Modelo de reservas de GS, segundo ajuste.

Una vez desarrollados los modelos simplificados es posible plantear el problema de optimización. La expresión 4.5 es la función objetivo a minimizar, la que corresponde al total de reservas desplegadas por las TGVCC para FFR durante la contingencia. El término 'N' corresponde al horizonte de predicción, y debe ser lo suficientemente grande para abarcar el tiempo en el que ocurre el nadir de frecuencia sistémico ($\Delta t * N > t_{nadir}^{sys}$). El problema de optimización está sujeto a 2 tipos de restricciones:

1. Frecuencia simplificada: corresponde a la ecuación 4.5 (i) que hace referencia a la dinámica de la frecuencia del sistema durante la peor contingencia en base al modelo uninodal simplificado.
2. Límites operacionales: corresponden a las ecuaciones 4.5 (ii), (iii) y (iv). La restricción (ii) impone que las reservas para FFR de las TGVCC deben ser positivas o iguales a cero [MW]. La restricción (iii) corresponde a la velocidad de despliegue de las reservas para FFR, donde la velocidad R^{FFR} se calcula empíricamente a partir de las simulaciones dinámicas (asumiendo la misma para todas las unidades). Finalmente, la restricción (iv) impone que la frecuencia en todo instante no debe ser inferior a 49 [Hz] para evitar la activación de EDACs.

$$\begin{aligned}
& \min_{\Delta P_{reservas}^{FFR}(t_0[ms]), \dots, \Delta P_{reservas}^{FFR}(t_N[ms])} \sum_{i=0}^N \Delta P_{reservas}^{FFR}(t_i[ms]) \\
\text{subject to} & \quad \text{(i)} f(t_{i+1}) = f(t_i) + \frac{\Delta t f_0}{2H_{sys}} (-\Delta P_{Fall a} + \Delta P_{reservas}^{GS}(t_i[ms]) + \Delta P_{reservas}^{FFR}(t_i[ms])) \\
& \quad \text{(ii)} \Delta P_{reservas}^{FFR}(t_i[ms]) \geq 0 [MW] \\
& \quad \text{(iii)} \Delta P_{reservas}^{FFR}(t_i) - \Delta P_{reservas}^{FFR}(t_{i-1}) \leq R^{FFR}(t_i - t_{i-1}) \\
& \quad \text{(iv)} f(t_i) \geq f_{crit} = 49 [Hz] \\
& \quad \forall i = 0, \dots, N
\end{aligned} \tag{4.5}$$

El PO tiene como variables de entrada: (1) la inercia sistémica H_{sys} , (2) la frecuencia nominal f_0 y crítica f_{crit} , (3) el paso de integración Δt , (4) el horizonte de predicción del modelo N y (5) las reservas desplegadas durante contingencias por los GS en cada instante de tiempo $\Delta P_{reservas}^{GS}(t_i[ms])$.

Finalmente, mediante la resolución de la optimización se obtiene la cantidad mínima de reservas en TGVCC para FFR, $\Delta P^{FFR}(t_i[h])$ que permite evitar la activación de EDAC frente a la peor contingencia que puede enfrentar el sistema. De esta forma, las reservas óptimas a considerar para cada hora del año, $\Delta P^{FFR}(t_i[h])$ se obtienen según la expresión 4.6, con $\Delta P_{reservas}^{FFR}(t_i[ms])^*$ correspondiente al despliegue óptimo de reservas para FFR utilizadas en el problema de optimización.

$$\Delta P^{FFR}(t_i [h]) = \max \left\{ \Delta P_{reservas}^{FFR}(t_0[ms])^*, \dots, \Delta P_{reservas}^{FFR}(t_N[ms])^* \right\} \tag{4.6}$$

5. Resultados y análisis

El caso de estudio corresponde al SEN “BC” presentado en la figura 3.1. El caso de estudio original se modifica para que solo exista despliegue de reservas de los GSs en operación, es decir, en este caso base las TGVCC no mantienen reservas para FFR. Esta modificación respecto al caso base “BC” original se justifica porque el optimizador planteado debe cuantificar el nivel de reserva para FFR pertinente.

A continuación, se presentan los resultados obtenidos. Primero se presenta la validación del modelo de frecuencia utilizado en el problema de optimización (ecuación 4.4), luego los resultados obtenidos al resolver el problema de optimización (ecuaciones 4.5-4.6), para finalmente presentar los resultados obtenidos al implementar el control propuesto.

5.1. Validación del modelo de frecuencia

El problema de optimización considera un modelo uninodal de frecuencia según la ecuación 4.4. En la tabla 5.1 se resumen los principales parámetros utilizados en el modelo uninodal simplificado.

Tabla 5.1: Variables del modelo.

Nombre de la variable	Variable	Valor
Frecuencia nominal	f_0	50 [Hz]
Paso de discretización del modelo	Δt	0.05 [s]
Horizonte temporal	N	200
Inercia sistémica	H_{sys}	18.728 [MWs]
Peor contingencia (desbalance de generación) que puede enfrentar el sistema	ΔP_{Fallla}	500 [MW]
Rampa GS	R_{GS}	$\frac{\Delta P_{Fallla} \text{ MW}}{4.8960 \text{ s}}$
Retardo en el despliegue de reservas de los GSs	t_{delay}^{GS}	1.4 [s]
Rampa TGVCC	R_{TGVCC}	$\frac{\Delta P_{Fallla}}{4.2018} [MW/s]$
Retardo en el despliegue de reservas de las TGVCC	t_{delay}^{TGVCC}	0.15 [s]

Donde por simplicidad se asume un único valor de R_{GS} , t_{delay}^{GS} , R_{TGVCC} y t_{delay}^{TGVCC} para todos los GSs y TGVCCs.

A continuación, se detalla la metodología utilizada para la obtención de los parámetros N , R_{GS} , t_{delay}^{GS} , R_{TGVCC} y t_{delay}^{TGVCC} presentados en la tabla 5.1. Primero, para discretizar el modelo de la ecuación 4.3 se utilizó un paso de integración $t=0.05$ [s] [2]. En base a un análisis experimental que incluyó varias contingencias, se determinó que el tiempo en el que el SEN alcanza el nadir sistémico t_{nadir} es aproximadamente 7 [s] después de ocurrida una falla. Considerando que el modelo predice la frecuencia hasta un instante $t_* = N * \Delta t$, este debe cumplir con ser lo suficientemente grande tal que el sistema haya alcanzado el nadir sistémico, es decir, $t_* \geq t_{nadir}$. De esta forma, se establece $N=200$.

El despliegue de reservas de todos los GSs del SEP se modela como una única función definida por tramos tal como se propone en [2] (figura 2.5), por lo que es necesario conocer el retardo t_{delay}^{GS} y rampa asociada R_{GS} . Ambas variables se ajustan en base a un análisis de prueba y error en función de las simulaciones dinámicas. Específicamente, el ajuste se realiza considerando la desconexión de 500 [MW] de generación.

En el gráfico 5.1 se presenta el despliegue de reservas de los GS según DIGSILENT (curva naranja) y el modelo aproximado utilizado (curva azul). De la figura se observa que la función por tramos utilizada en el modelo corresponde a un mejor escenario que el simulado en DIGSILENT, pues despliega el mismo nivel de potencia en un menor tiempo. Esta mejora se debe al reajuste realizado para que las reservas desplegadas cubran el desbalance justamente cuando se alcanza el nadir sistémico simulado, el cual ocurre antes que las reservas cubran la totalidad del desbalance. Físicamente, la diferencia entre las curvas simulada y modelada se explica porque existen dinámicas que no se modelan explícitamente como por ejemplo la respuesta de la carga a la frecuencia, por lo que se incluyen implícitamente en el modelo de reservas de GSs.

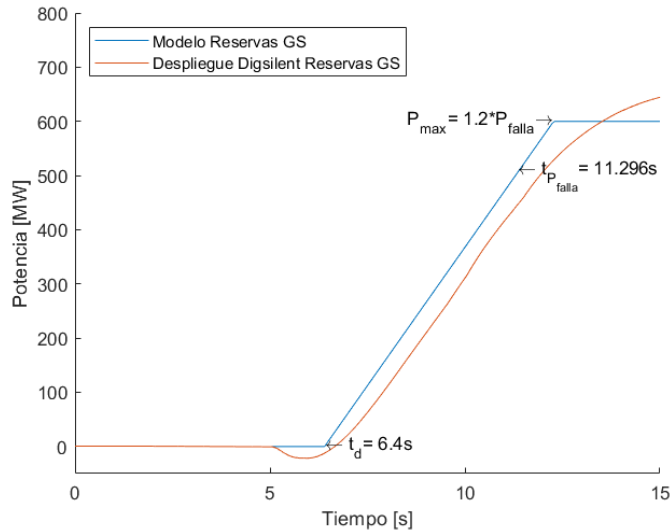


Figura 5.1: Despliegue de reservas de GSs.

Respecto al retardo t_{delay}^{TGVCC} y rampa R_{TGVCC} del despliegue de reservas de las TGVCC para FFR, se utilizan los datos obtenidos en el análisis preliminar (figura 3.3).

En las figuras 5.2 (a), (b) y (c) se aprecian las respuestas en frecuencia del modelo uninodal

(ecuación 4.4) y de las simulaciones dinámicas del caso de estudio BC para desconexiones de 114, 308 y 500 [MW] de generación en la zona 1, respectivamente. Se ve que el modelo simplificado predice de buena forma el nadir de frecuencia sistémico y representa un escenario “worst-case” respecto a la simulación real del sistema en DIgSILENT. Además, si el modelo de reservas de GSs presentando anteriormente se comportara como el simulado (curva naranja, gráfico 5.1), entonces el nadir sistémico predicho sería más bajo y demoraría entre 1.5-2 [s] más en alcanzarse, lo que implicaría en un mayor sobredimensionamiento de reservas para FFR.

Por otro lado, si el modelo de frecuencia utilizado incluyera todas las dinámicas asociadas a la excursión de frecuencia del sistema, entonces el dimensionamiento de reservas sería el necesario (ni menos ni más) para evitar los 49 [Hz]. En consecuencia, existiría menos holgura frente a eventos probabilísticos como fenómenos climáticos que puedan reducir los márgenes de reservas durante la operación real del SEP. Para estos casos se puede complejizar el problema de optimización considerando estos eventos probabilísticos.

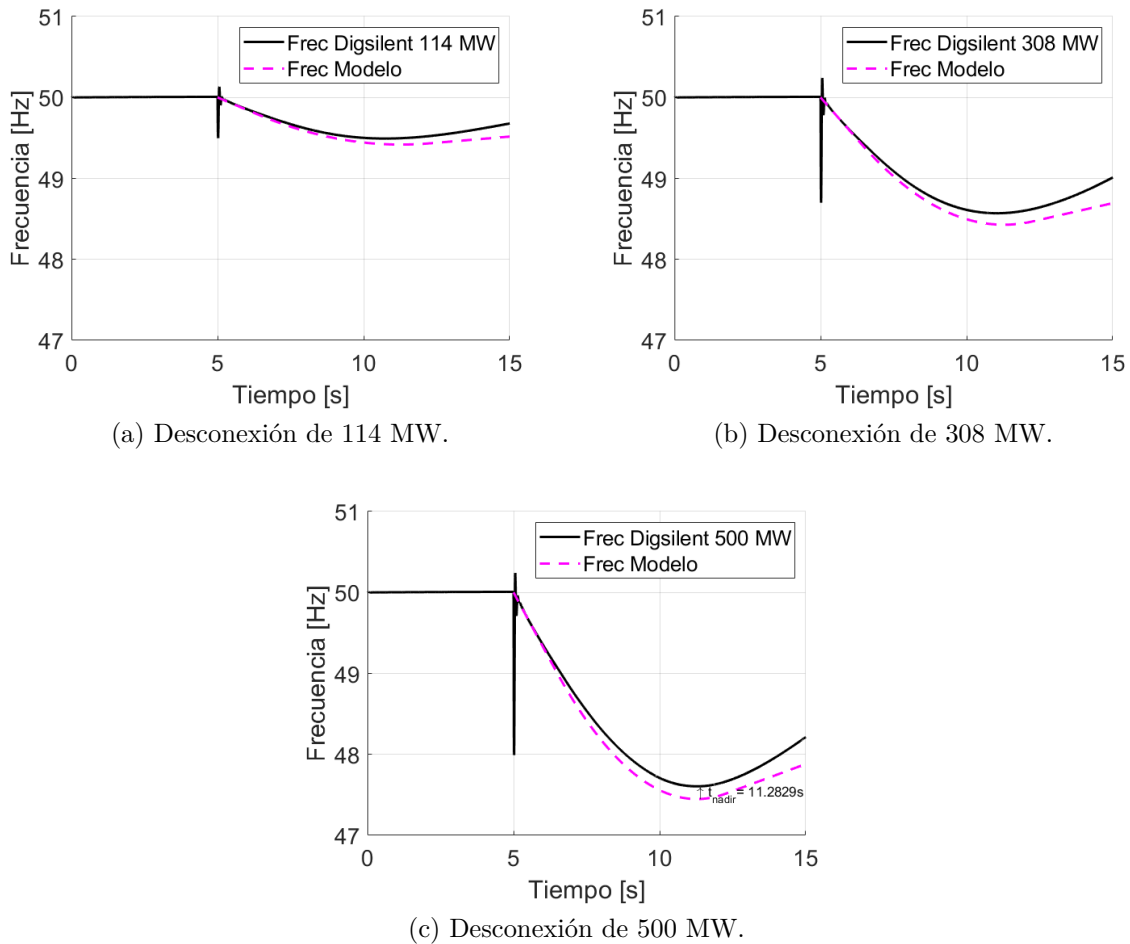


Figura 5.2: Validación del modelo de frecuencia.

5.2. Optimizador

Del problema de optimización para el punto de operación en estudio se obtuvo que es necesario disponer de 382 [MW] de reservas para FFR en TGVCC para enfrentar una desconexión intempestiva de generación de 500 [MW]. Del análisis preliminar se concluyó que la localización de reservas para FFR en el SEN influye marginalmente en el nadir de frecuencia, por este motivo no se considera una ubicación especial.

La frecuencia crítica utilizada es de 49 [Hz], que corresponde a la frecuencia en que se activan los EDACs. Además, se debe garantizar el total despliegue de reservas para FFR cuando la frecuencia se encuentre cerca de los 49 [Hz]. Recordando la expresión del droop, que para el caso base es de 0.05 para las TGVCC se tiene que:

$$\frac{1}{r_{droop}} * \Delta f = \frac{\Delta P_{reserva}}{S_{nom}}$$

Reemplazando:

$$\frac{1}{0.05} * \frac{50 - 49}{50} = \frac{381.8579}{S_{nom}}$$

Se obtiene que:

$$S_{nom} = 954.644[MVA]$$

Es decir que para que las TGVCCs, como conjunto, desplieguen la totalidad de las reservas en $f_{crit}=49$ [Hz], sus potencias nominales deben sumar 954.644 [MVA]. De esta forma, se escoge 1 TGVCC en la zona 1 y 3 TGVCCs en la zona 3 para el despliegue de reservas para FFR, tal que sus potencias nominales en conjunto sumen $S_{nom}^{real}=958.3$ [MVA]. Luego se modifica el despacho de estas TGVCCs para que tengan un margen de reserva de 382 [MW].

En la figura 5.3 se observa en la primera columna el caso base y en la segunda columna cuando se mantienen reservas para FFR en TGVCC según el optimizador. La primera fila corresponde a la potencia desplegada por los GSs que participan del control primario de frecuencia. La segunda fila corresponde a la potencia para FFR desplegada por las TGVCCs seleccionadas. La tercera fila corresponde a la respuesta dinámica de la frecuencia.

Primero se observa que la potencia desplegada por los GSs en el caso base alcanza su máximo después de los 10 [s] transcurrida la falla, mientras que las TGVCCs alcanzan su máximo antes de los 5 [s] transcurrida la falla. Lo anterior muestra la gran diferencia en los tiempos de actuación entre ambas tecnologías. La potencia desplegada por las TGVCCs para cuando se consideran reservas para FFR es de 364 [MW] y su rápida actuación permite limitar la caída de frecuencia sistémica. De esta forma, las reservas para FFR desplegadas mejoran la frecuencia sistémica de 47.60 [Hz] a 49.08 [Hz].

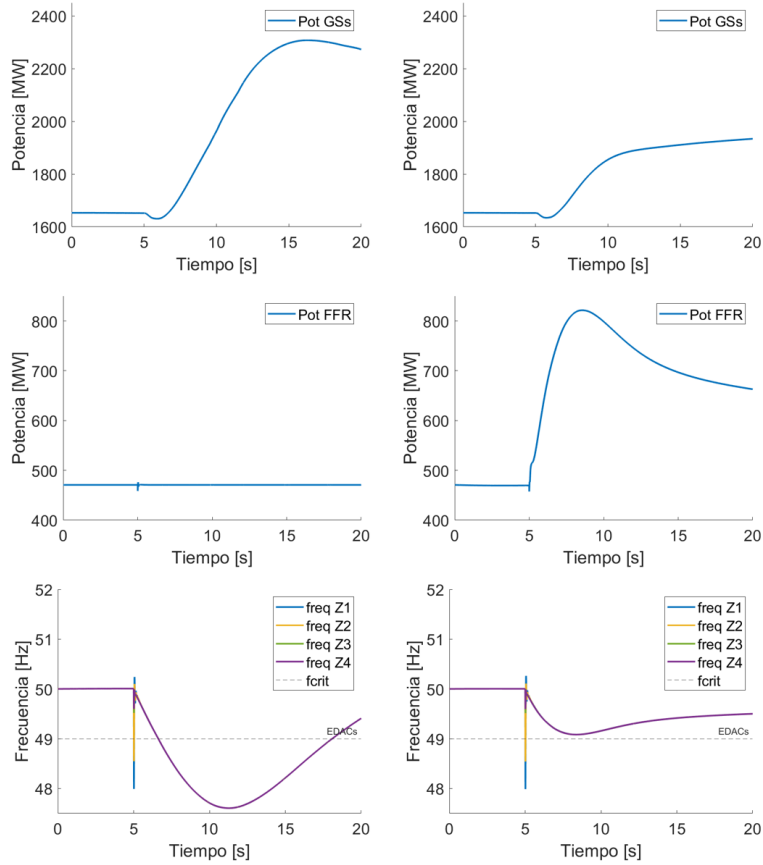


Figura 5.3: Incorporación del optimizador en el caso base.

5.3. Control Local

El módulo propuesto se implementa en la zona 1, pues según el análisis preliminar, la primera caída de frecuencia en esta zona es mayor respecto a las otras áreas. Específicamente se implementa en el parque fotovoltaico “Collahuasi”. Los valores de las variables de sintonización utilizadas en el módulo implementado son tiempo de muestreo de 0.001 [s] y una cantidad de muestras de 10, por lo que la ventana deslizante utilizada es de largo $\Delta t_{length}=0.001[s]*10=0.01$ [s].

En la figura 5.4 se presentan los resultados al implementar el control local en el caso base. La primera y segunda columna corresponden al caso base y al caso base con el módulo implementado, respectivamente. La primera y segunda fila corresponden a la potencia activa y reactiva de la central Collahuasi, respectivamente. La tercera fila corresponde al error cuadrático de medición de los PLLs de 3 TGVCCs ubicadas en la zona 1. La cuarta y quinta fila corresponden a los voltajes y frecuencias en las 4 zonas de estudio del SEP, respectivamente.

De la quinta fila se observa que la incorporación del módulo propuesto mejora la primera caída de frecuencia. Particularmente, en la zona 1 mejora desde 48 Hz (CB) a 49.6 Hz (CB-CL). Lo anterior se explica porque la central fotovoltaica regula su potencia activa y

reactiva para disminuir las variaciones de voltaje y aceleración de ángulo de la zona. De esta forma, los errores de los PLL (tercera fila) de TGVCCs vecinas disminuyen durante contingencia, mejorando así, el desempeño del SEP durante contingencia. Se concluye que el módulo implementado permite limitar la primera caída de frecuencia sobre los 49 [Hz], y evitar así, posibles activaciones de EDACs que puedan desencadenar black-outs.

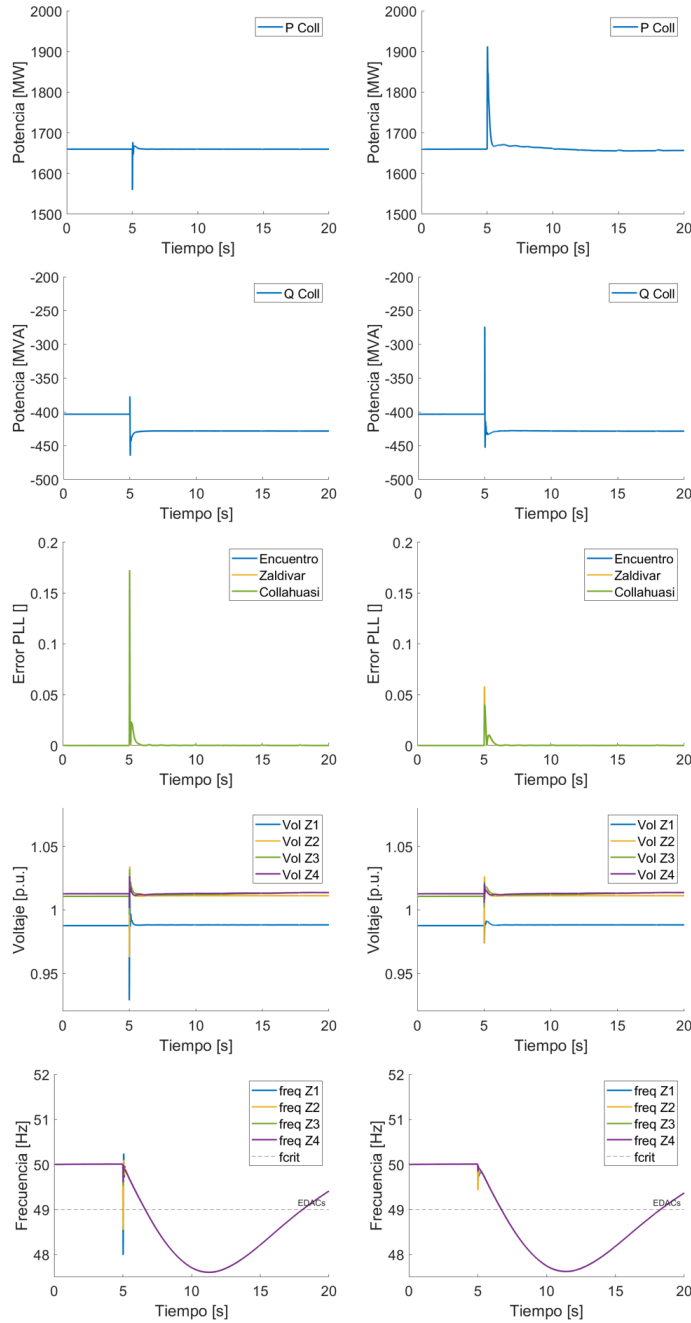


Figura 5.4: Incorporación de módulo promedio en el caso base.

A continuación, se realiza un análisis de sensibilidad de las variables a sintonizar para estudiar el efecto que tienen en el comportamiento dinámico de la frecuencia. En la figura 5.5 se presentan los resultados (mismo orden anterior) cuando se varía el número de muestras $N=5,10$ y 20 , con un tiempo de muestreo constante de $T_s=0.001$ [s].

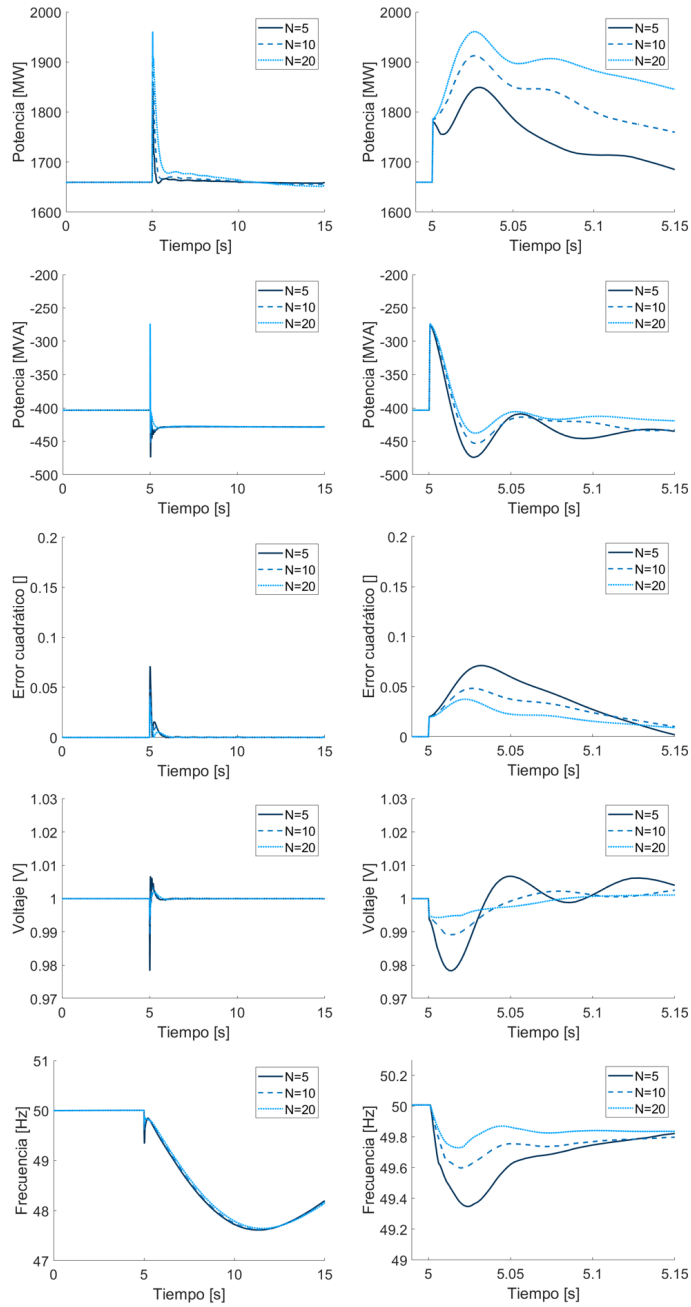


Figura 5.5: Análisis de sensibilidad control local, número de muestras.

De los resultados se observa que al aumentar el número de muestras se disminuye la primera caída de frecuencia. Lo anterior se explica porque se disminuye más las caídas de voltaje en las barras de la zona, por lo que los errores de los PLLs de las TGVCCs también disminuyen. A pesar de esto, existe un mayor despliegue de potencia y se puede observar que tarda más tiempo en regresar a la potencia de referencia pre-falla ($N=20$).

Finalmente, en la figura 5.6 (mismo orden anterior) se varía el tiempo de muestreo $T_s=0.0001$, 0.001 y 0.01 [s], con un número de muestra constante de $N=10$. De la figura se observa que al aumentar el tiempo de muestreo se disminuye la primera caída de frecuencia. Lo anterior se explica porque se disminuye aún más las caídas de voltaje en las barras de

la zona, por lo que los errores de los PLLs de las TGVCCs también disminuyen. Sin embargo, del voltaje y la frecuencia se ve que existe un comportamiento de sierra para un tiempo de muestreo de 0.01 [s], lo que se explica por un mayor distanciamiento entre cada muestra y por ende mayor diferencia en sus valores absolutos. Además, la potencia activa generada por la TGVCC tarda aún más, con respecto al caso anterior, en regresar a la potencia de referencia (curva azul oscuro continua).

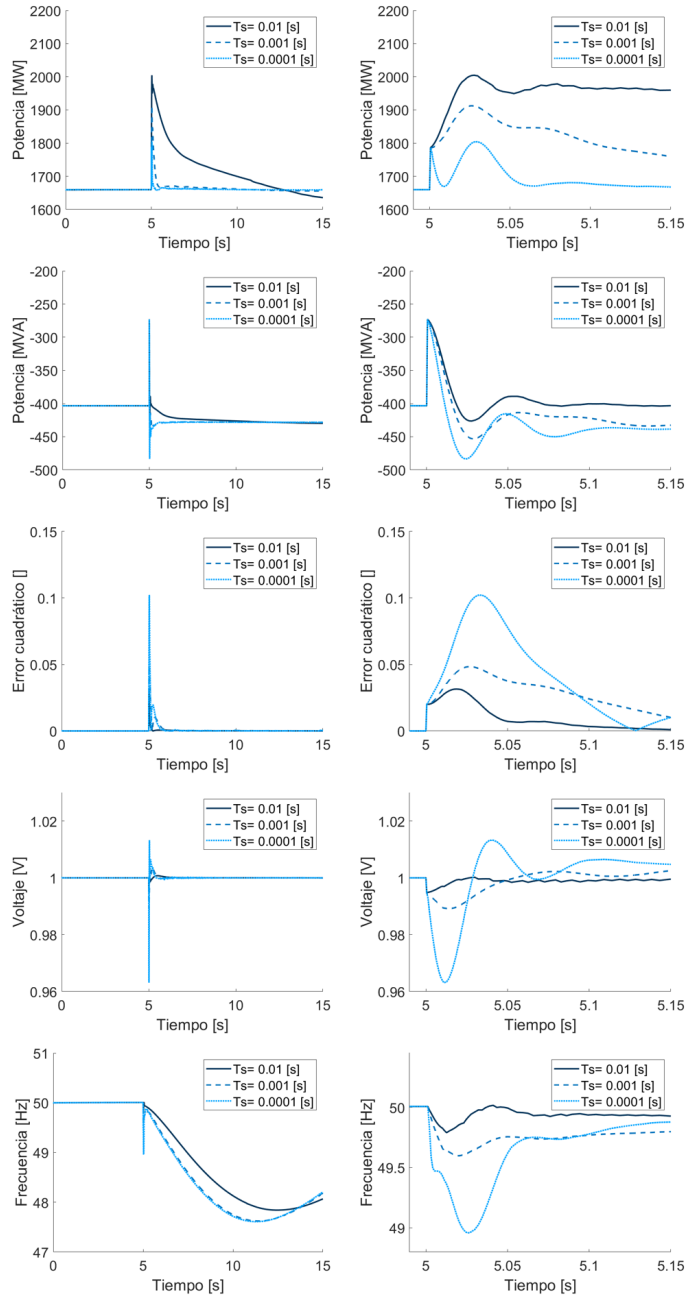


Figura 5.6: Análisis de sensibilidad control local, tiempo de muestreo.

En conclusión, un mayor largo de la ventana deslizante ' $T_s * N$ ' produce una menor primera caída de frecuencia a costa de un mayor despliegue de potencia activa y mayor tiempo de establecimiento para volver a su referencia pre-falla. Además, tiempos de muestreos muy

grandes provocan un comportamiento de sierra en frecuencia y voltaje que puede ser perjudicial a la vida útil de los activos del SEP. Por último, los valores de $T_s=0.001$ [s] y $N=10$ presentan buenos resultados, es decir, una primera caída de frecuencia sobre los 49 [Hz], menor despliegue potencia y menor tiempo de asentamiento a la potencia pre-falla.

5.4. Controlador de dos niveles

En la figura 5.7 se resumen los resultados obtenidos de las simulaciones dinámicas para cuatro variaciones del caso de estudio: (i) sin controladores (CB), (ii) solo optimizador (Opt), (iii) solo controlador local (CL) y (iv) optimizador junto con controlador local. La primera, segunda, tercer y cuarta fila corresponden a los casos (i), (ii), (iii) y (iv), respectivamente. La primera, segunda y tercera columna corresponden a las variables dinámicas de potencia para FFR desplegada por las TGVCCs, error cuadrático de medición de los PLLs en las TGVCC de la Z1 y la frecuencia, respectivamente.

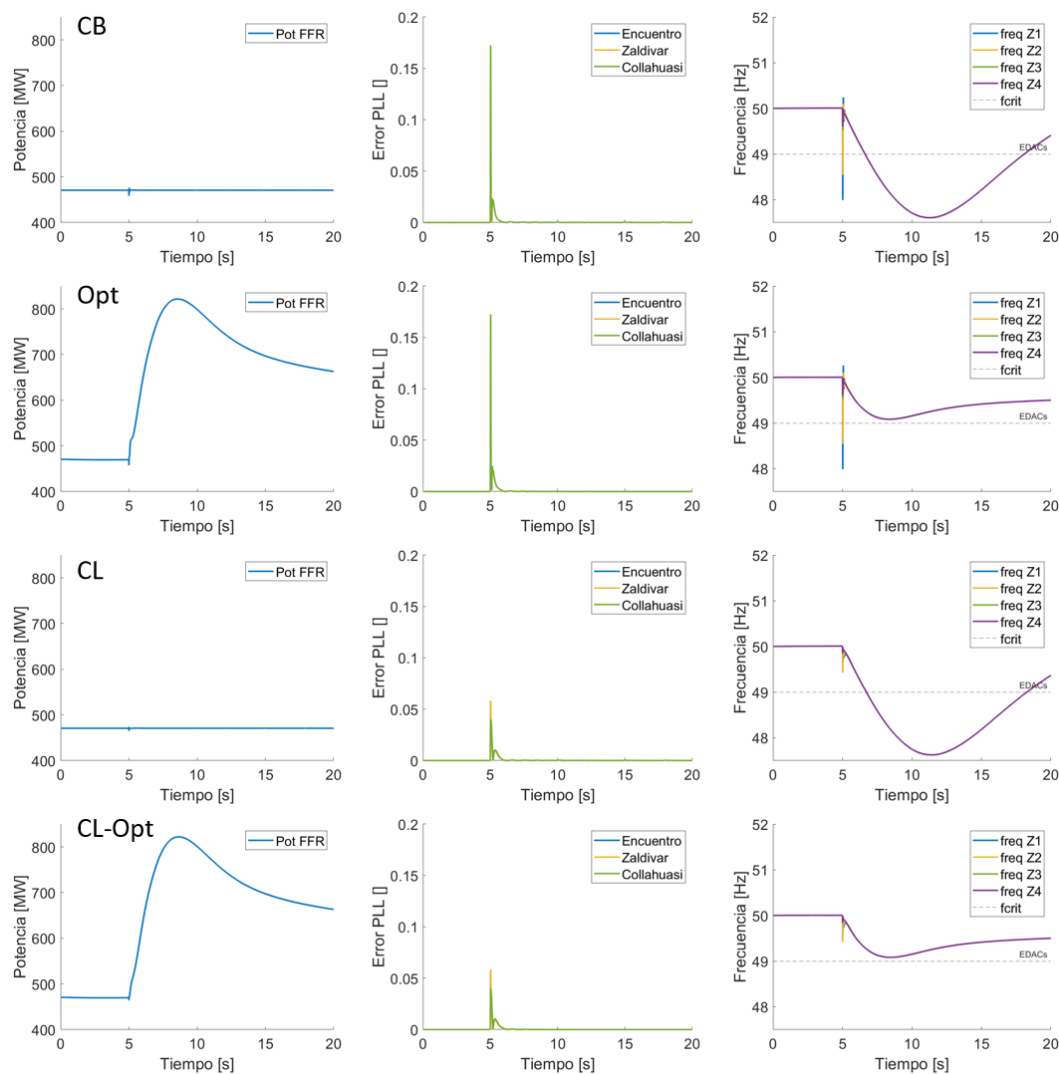


Figura 5.7: Implementación de la metodología en el Caso Base.

De las simulaciones dinámicas se concluye que:

1. El caso (i) tanto la primera caída de frecuencia f_{nadir}^0 como el nadir de frecuencia sistémico f_{nadir}^{sys} sobrepasan la frecuencia crítica (49 [Hz]).
2. En el caso (ii) el optimizador determina que se deben disponer de 382 [MW] de reservas para FFR. De la figura se ve que el f_{nadir}^{sys} mejora y se encuentra sobre los 49 [Hz], mientras que el f_{nadir}^0 alcanza todavía los 48 [Hz] porque prevalecen las fuertes variaciones de voltaje en la Z1.
3. En el caso (iii) se mejora notablemente f_{nadir}^0 debido a que las variaciones en los voltajes disminuyen, mientras que f_{nadir}^{sys} sigue sobrepasando la frecuencia crítica porque el despliegue de reservas de los GSs es lento.
4. Finalmente, si se agrega los dos niveles de control se observa una mejoría tanto en el f_{nadir}^0 como en el f_{nadir}^{sys} , debido a la menor variación en los voltajes de las barras y a una mayor velocidad del despliegue de reservas por parte de las TGVCC.

A partir de la figura se desprende que las técnicas de control convencionales, basados en mediciones locales, comienzan a quedar obsoletas frente a altos niveles de TGVCC. Primero, debido a la primera caída de frecuencia que entrelaza los niveles de tensión del área con su respectiva frecuencia, y segundo, por la lenta actuación de los reguladores de velocidad de los GSs. En consecuencia, los sistemas de control de dos niveles, considerando un rediseño de controladores locales y la implementación de acciones de área amplia, juegan un rol importante para evitar cortes de suministros desencadenados por los EDACs.

6. Conclusiones

En el presente trabajo se ha estudiado el desempeño dinámico de la frecuencia frente a altos niveles de inserción de TGVCC en el SEN. En el desarrollo de la tesis se confirmaron las hipótesis que fueron planteadas al inicio del trabajo y en la revisión bibliográfica respecto a altos niveles de convertidores en redes eléctricas. La validación se realizó en el SEN proyectado para el año 2046 con TGVCC concentradas en las áreas 1 y 2, correspondientes al norte del país, y con GSs hidráulicos distribuidos las zonas 3 y 4, correspondientes al sur del país.

En la primera etapa de este trabajo se realizó un análisis experimental del SEP operando en el punto de mínima demanda para el SEN del 2046, el que presenta aproximadamente un 85 % de penetración de TGVCC. Del análisis experimental se concluyó que:

- La respuesta de la frecuencia del sistema se puede dividir en dos ventanas de tiempo. La primera ventana compuesta por los primeros milisegundos luego de ocurrida una contingencia y en la que se observa una primera caída de frecuencia f_{nadir}^0 . La segunda ventana de varios segundos luego de ocurrida una contingencia y en la que se observa el nadir de frecuencia sistémico f_{nadir}^{sys} .
- La robustez del SEP en la zona de la falla es importante porque determina las variaciones de voltajes frente a contingencias. De esta forma, si la zona es robusta entonces se disminuye el error de medición de los PLLs y a su vez se mejora la primera caída de frecuencia.
- La ubicación de la falla influye marginalmente en el nadir sistémico f_{nadir}^{sys} y fuertemente a la primera caída de frecuencia f_{nadir}^0 .
- La cantidad de reservas de las TGVCC para FFR influye fuertemente en el nadir sistémico f_{nadir}^{sys} pero no afecta a la primera caída de frecuencia f_{nadir}^0 .
- La distribución de reservas para FFR en TGVCC, considerando un monto total constante, influye marginalmente en el f_{nadir}^{sys} y no afecta a f_{nadir}^0 .

Luego, a partir de las conclusiones expuestas se plantea que ambas excursiones de frecuencia pueden mejorarse considerando dos niveles de control, independientes entre sí. El control jerárquico de dos niveles propuesto se divide en una ventana rápida con acciones de control local (del orden de los milisegundos) y una ventana más lenta con acciones de control de área amplia (del orden de los segundos). De esta forma, el módulo atenuador (control local) se encarga de mejorar la primera caída de frecuencia, mientras que el optimizador mejora el nadir sistémico.

De los resultados obtenidos se concluye que la metodología propuesta mejora considerablemente la primera caída de frecuencia y el nadir sistémico. En concreto, el control jerárquico

de dos niveles mejora ambas caídas de frecuencia, situándola sobre los 49 [Hz] y evitando posibles activaciones de protecciones de desconexión de carga en el SEP. Además, los resultados muestran la importancia de la incorporación de ambos niveles, pues un solo nivel, ya sea el módulo atenuador o el optimizador, no basta para mejorar ambas caídas de frecuencia.

Otro punto importante corresponde a la sintonización del módulo atenuador. De los resultados se desprende que una incorrecta sintonización de los parámetros puede ocasionar un despliegue de potencia innecesario y un mayor tiempo de establecimiento para volver a su referencia pre-falla. Por lo que una buena sintonización puede beneficiar el desempeño dinámico del SEP evitando tiempos de asentamiento muy altos y comportamiento de sierra en el voltaje y la frecuencia, como también disminuir los costos económicos al desplegar menos potencia.

Por otro lado, el desempeño del optimizador está sujeto en gran parte al modelo utilizado, para este trabajo se simplifican muchas dinámicas que provocan un sobredimensionamiento del nadir de frecuencia. Este a su vez provoca un mayor margen de reservas para FFR en TGVCC que permite tener una mayor holgura frente a los peores escenarios a costa de un mayor costo económico.

En conclusión, este trabajo entrega una importante contribución al presentar y validar los principales problemas que ocurren en un SEP dominados TGVCCs del punto de vista de la estabilidad de frecuencia. En particular, esta tesis muestra la trascendencia de los sistemas de control de dos niveles en la operación de SEP con alta inserción de TGVCC, con un nivel local de acción rápida y otro de área amplia que complementa a las decisiones locales.

6.1. Trabajos futuros

Si bien el controlador de dos niveles propuesto presenta buenos resultados para mejorar la estabilidad de frecuencia en SEP con bajos niveles de inercia, todavía existen varios aspectos que deberían ser estudiados con mayor profundidad en futuras investigaciones.

Primero, el presente trabajo solo estudió un punto de operación, correspondiente al de mínima demanda, por lo que se podría investigar la efectividad del control jerárquico en otros puntos de operación. Además, solo se aborda la estabilidad de frecuencia y no hace énfasis en otros tipos de estabilidades u otros tipos de fallas. Por ejemplo, estudiar el módulo atenuador desde el punto de vista de estabilidad de tensión considerando fallas de cortocircuito en la zona débil en un punto de operación de máxima demanda.

Otro aspecto importante corresponde al dimensionamiento y localización óptima de reservas en TGVCC para mejorar la primera caída de frecuencia mediante el módulo atenuador. Si bien en el presente trabajo se soluciona la primera caída de frecuencia no se estudia en detalle la localización y dimensionamiento óptimo para el módulo atenuador. Una localización óptima considerando criterios de estabilidad podría mejorar el desempeño del controlador, como también un menor costo económico al disminuir el margen de reservas necesarios para el control local.

Otra arista relevante corresponde al correcto dimensionamiento del margen de reservas

para FFR en TGVCC. Un modelo de frecuencia que sobredimensione el nadir sistémico produce también un sobredimensionamiento de las reservas para FFR, esto trae consigo un mayor costo económico en el despacho del SEP. Dado lo anterior, es importante estudiar modelos que predigan de mejor forma el nadir sistémico para minimizar el margen de reserva en las TGVCC. Esto puede realizarse, por ejemplo, incluyendo la respuesta en frecuencia de las cargas o complejizar el problema de optimización para incluir modelos no-lineales (modelos de predicción entrenados con Machine learning).

A pesar de que en el presente trabajo no se estudia la estabilidad de los niveles de control debido a la no-linealidad y gran dimensionalidad del sistema eléctrico, sería importante demostrar que la incorporación de ambos niveles no desestabiliza el sistema. Para ello se podrían demostrar los límites de estabilidad de los controladores propuestos, en función de los retardos asociados.

Finalmente, existen dinámicas rápidas asociadas a los controladores implementados en las TGVCCs que pueden traer consigo problemas de estabilidad [14]. Estas dinámicas rápidas pueden encontrarse fuera de la ventana de estudio de las simulaciones a frecuencia fundamental (RMS) estudiadas en el presente trabajo. En consecuencia, sería interesante estudiar las diferencias entre los resultados obtenidos mediante simulación RMS y de transitorios electromagnéticos (EMT), considerando el alto nivel del TGVCC presentes en el SEP en estudio (85 %).

Bibliografía

- [1] T. Sadamoto, A. Chakraborty, T. Ishizaki, and J.-i. Imura, “Dynamic modeling, stability, and control of power systems with distributed energy resources: Handling faults using two control methods in tandem,” *IEEE Control Systems Magazine*, vol. 39, no. 2, pp. 34–65, 2019.
- [2] C. Rahmann, S. I. Chamas, R. Alvarez, H. Chavez, D. Ortiz-Villalba, and Y. Shklyarskiy, “Methodological Approach for Defining Frequency Related Grid Requirements in Low-Carbon Power Systems,” *IEEE Access*, vol. 8, pp. 161929–161942, 2020.
- [3] World Bank Group, “World Bank Outlook 2050. Strategic Directions Note. Supporting Countries to Meet Long-Term Goals of Decarbonization,” *Strategic Directions Note*, p. 95, 2020.
- [4] A. Ulbig, T. S. Borsche, and G. Andersson, “Impact of low rotational inertia on power system stability and operation,” *IFAC Proceedings Volumes*, vol. 47, no. 3, pp. 7290–7297, 2014.
- [5] D. Ramasubramanian, E. Farantatos, S. Ziaieinejad, and A. Mehrizi-Sani, “Operation paradigm of an all converter interfaced generation bulk power system,” *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 12, no. 19, pp. 4240–4248, 2018.
- [6] P. Tielens and D. Van Hertem, “The relevance of inertia in power systems,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 55, pp. 999–1009, 2016.
- [7] F. Milano, F. Dörfler, G. Hug, D. J. Hill, and G. Verbič, “Foundations and challenges of low-inertia systems (invited paper),” *2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, pp. 1–25, 2018.
- [8] Q. Hong, M. Nedd, S. Norris, I. Abdulhadi, M. Karimi, V. Terzija, B. Marshall, K. Bell, and C. Booth, “Fast frequency response for effective frequency control in power systems with low inertia,” *The Journal of Engineering*, vol. 2019, no. 16, pp. 1696–1702, 2018.
- [9] Ministerio de Energía, “Anuario Estadístico de Energía 2018,” *Ministerio de Energía*, p. 162, 2018.
- [10] Comisión Nacional de Energía, Energía Abierta, “Cumplimiento de Ley ERNC 20.257,” 2021.
- [11] Ministerio de Energía, “Estrategia de Descarbonización: Retiro y/o Reconversión de Unidades a Carbón,” 2020.
- [12] B. K. Poolla, D. Groß, and F. Dörfler, “Placement and Implementation of Grid-Forming and Grid-Following Virtual Inertia and Fast Frequency Response,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, no. 4, pp. 3035–3046, 2019.

- [13] 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 Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 3, pp. 1387–1401, 2004.
- [14] I. P. Society and Energy, "Stability definitions and characterization of dynamic behavior in systems with high penetration of power electronic interfaced technologies," 2020.
- [15] A. Ulbig, T. S. Borsche, and G. Andersson, "Analyzing Rotational Inertia, Grid Topology and their Role for Power System Stability," *IFAC-PapersOnLine*, vol. 48, no. 30, pp. 541–547, 2015.
- [16] Z. Wu, W. Gao, T. Gao, W. Yan, H. Zhang, S. Yan, and X. Wang, "State-of-the-art review on frequency response of wind power plants in power systems," *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 6, no. 1, pp. 1–16, 2017.
- [17] P. M. Ashton, C. S. Saunders, G. A. Taylor, A. M. Carter, and M. E. Bradley, "Inertia estimation of the GB power system using synchrophasor measurements," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, no. 2, pp. 701–709, 2015.
- [18] P. Tielens and D. Van Hertem, "Grid Inertia and Frequency Control in Power Systems with High Penetration of Renewables," in *Young Researchers Symposium in Electrical Power Engineering*, 2012.
- [19] M. Dreidy, H. Mokhlis, and S. Mekhilef, "Inertia response and frequency control techniques for renewable energy sources: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 69, no. July 2016, pp. 144–155, 2016.
- [20] Q. Hong, M. Karimi, M. Sun, S. Norris, O. Bagleybter, D. Wilson, I. F. Abdulhadi, V. Terzija, B. Marshall, and C. D. Booth, "Design and Validation of a Wide Area Monitoring and Control System for Fast Frequency Response," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 11, no. 4, pp. 3394–3404, 2020.
- [21] Comité Consultivo de Energía 2050, "Hoja de Ruta 2050 hacia una energía sustentable e inclusiva para Chile," *Ministerio de Energía*, p. 204, Septiembre 2015.
- [22] J. Vega-Herrera, C. A. Rahmann, F. Valencia, and K. Strunz, "Analysis and Application of Quasi-static and Dynamic Phasor Calculus for Stability Assessment of Integrated Power Electric and Electronic Systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 8950, no. c, pp. 1–1, 2020.
- [23] R. Anderson, "Final Report on the August 14, 2003 Blackout in the United States and Canada: Causes and Recommendations.," no. April, 2003.
- [24] M. Sforza and M. Delfanti, "Overview of the events and causes of the 2003 Italian blackout," *2006 IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, PSCE 2006 - Proceedings*, pp. 301–308, 2006.
- [25] L. L. Lai, H. T. Zhang, C. S. Lai, F. Y. Xu, and S. Mishra, "Investigation on July 2012 Indian blackout," *Proceedings - International Conference on Machine Learning and Cybernetics*, vol. 1, pp. 92–97, 2013.
- [26] H. H. Alhelou, M. E. Hamedani-Golshan, T. C. Njenda, and P. Siano, "A survey on power system blackout and cascading events: Research motivations and challenges," *Energies*, vol. 12, no. 4, 2019.

- [27] C. Qingqian, Y. Xianggen, Y. Dahai, H. Hui, T. Guangyi, W. Bo, and L. Hui, "Review on blackout process in China southern area main power grid in 2008 snow disaster," *IEEE Power and Energy Society General Meeting, PES '09*, no. July, pp. 1–8, 2009.
- [28] H. R. Chamorro, F. R. S. Sevilla, F. Gonzalez-Longatt, K. Rouzbehi, H. Chavez, and V. K. Sood, "Innovative primary frequency control in low-inertia power systems based on wide-area RoCoF sharing," *IET Energy Systems Integration*, vol. 2, no. 2, pp. 151–160, 2020.
- [29] M. Garmroodi, G. Verbič, and D. J. Hill, "Frequency Support From Wind Turbine Generators With a Time-Variable Droop Characteristic," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 9, no. 2, pp. 676–684, 2018.
- [30] J. Machowski, Z. Lubosny, J. Bialek, and J. Bumby, *Power System Dynamics Stability and Control*. 2020.
- [31] IEEE Task Force on Turbine-Governor Modeling, "Dynamic Models for Turbine-Governors in Power System Studies," *Technical Report PES-TR1*, pp. 1–117, 2013.
- [32] D. Gross, S. Bolognani, B. K. Poolla, and F. Dörfler, "Increasing the Resilience of Low-inertia Power Systems by Virtual Inertia and Damping," *IREP Bulk Power System Dynamics Control Symposium*, 2017.
- [33] Comisión Nacional de Energía, "Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para sistemas medianos," p. 183, 2018.
- [34] D. Chakravorty, B. Chaudhuri, and S. Y. R. Hui, "Rapid Frequency Response from Smart Loads in Great Britain Power System," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 8, no. 5, pp. 2160–2169, 2017.
- [35] L. Rutledge, N. W. Miller, J. O'Sullivan, and D. Flynn, "Frequency response of power systems with variable speed wind turbines," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 3, no. 4, pp. 683–691, 2012.
- [36] EirGrid and SONI, "All Island TSO Facilitation of Renewables Studies," *Eirgrid Group*, p. 77, April 2010.
- [37] R. Yan, N. Al-Masood, T. Kumar Saha, F. Bai, and H. Gu, "The anatomy of the 2016 South Australia blackout: A catastrophic event in a high renewable network," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 5, pp. 5374–5388, 2018.
- [38] M. A. Torres L., L. A. Lopes, L. A. Morán T., and J. R. Espinoza C., "Self-tuning virtual synchronous machine: A control strategy for energy storage systems to support dynamic frequency control," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 29, no. 4, pp. 833–840, 2014.
- [39] M. F. M. Arani and E. F. El-Saadany, "Implementing virtual inertia in DFIG-based wind power generation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 2, pp. 1373–1384, 2013.
- [40] N. Soni, S. Doolla, and M. Chandorkar, "Improvement of transient in Microgrids Using Virtual Inertia," *IET Smart Grid*, vol. 28, no. 1, pp. 1–14, 2013.
- [41] D. Li, Q. Zhu, S. Lin, and X. Y. Bian, "A Self-Adaptive Inertia and Damping Combination Control of VSG to Support Frequency Stability," *IEEE Transactions on Energy*

Conversion, vol. 32, no. 1, pp. 397–398, 2017.

- [42] R. G. de Almeida, E. D. Castronuovo, and J. A. Peças Lopes, “Optimum generation control in wind parks when carrying out system operator requests,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 2, pp. 718–725, 2006.
- [43] K. V. Vidyanandan and N. Senroy, “Primary frequency regulation by deloaded wind turbines using variable droop,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 2, pp. 837–846, 2013.
- [44] S. Ghosh, S. Kamalasan, N. Senroy, and J. Enslin, “Doubly fed induction generator (DFIG)-based wind farm control framework for primary frequency and inertial response application,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 3, pp. 1861–1871, 2016.
- [45] F. Wilches-Bernal, J. H. Chow, and J. J. Sanchez-Gasca, “A Fundamental Study of Applying Wind Turbines for Power System Frequency Control,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 2, pp. 1496–1505, 2016.
- [46] J. Zhao, X. Lyu, Y. Fu, X. Hu, and F. Li, “Coordinated Microgrid Frequency Regulation Based on DFIG Variable Coefficient Using Virtual Inertia and Primary Frequency Control,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 31, no. 3, pp. 833–845, 2016.
- [47] B. Johnson, M. Rodriguez, M. Sinha, and S. Dhople, “Comparison of virtual oscillator and droop control,” *IEEE 18th Workshop on Control and Modeling for Power Electronics, COMPEL*, 2017.
- [48] J. Liu, Y. Miura, and T. Ise, “Comparison of Dynamic Characteristics between Virtual Synchronous Generator and Droop Control in Inverter-Based Distributed Generators,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 31, no. 5, pp. 3600–3611, 2016.
- [49] M. Hwang, E. Muljadi, J. W. Park, P. Sorensen, and Y. C. Kang, “Dynamic Droop-Based Inertial Control of a Doubly-Fed Induction Generator,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 7, no. 3, pp. 924–933, 2016.
- [50] J. Morren, S. W. de Haan, W. L. Kling, and J. A. Ferreira, “Wind turbines emulating inertia and supporting primary frequency control,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 1, pp. 433–434, 2006.
- [51] G. C. Tarnowski, P. C. Kjær, P. E. Sørensen, and J. Østergaard, “Variable speed wind turbines capability for temporary over-production,” *IEEE Power and Energy Society General Meeting, PES '09*, pp. 1–7, 2009.
- [52] S. Wang and K. Tomsovic, “A Novel Active Power Control Framework for Wind Turbine Generators to Improve Frequency Response,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 6, pp. 6579–6589, 2018.
- [53] J. F. Conroy and R. Watson, “Frequency response capability of full converter wind turbine generators in comparison to conventional generation,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, no. 2, pp. 649–656, 2008.
- [54] F. Díaz-González, M. Hau, A. Sumper, and O. Gomis-Bellmunt, “Coordinated operation of wind turbines and flywheel storage for primary frequency control support,” *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 68, pp. 313–326, 2015.
- [55] I. Hadjipaschalis, A. Poullikkas, and V. Efthimiou, “Overview of current and future

- energy storage technologies for electric power applications,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, no. 6-7, pp. 1513–1522, 2009.
- [56] N. Kakimoto, S. Takayama, H. Satoh, and K. Nakamura, “Power modulation of photovoltaic generator for frequency control of power system,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 24, no. 4, pp. 943–949, 2009.
- [57] G. Delille, B. François, and G. Malarange, “Dynamic frequency control support by energy storage to reduce the impact of wind and solar generation on isolated power system’s inertia,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 3, no. 4, pp. 931–939, 2012.
- [58] F. Bizzarri, A. Brambilla, and F. Milano, “Analytic and numerical study of TCSC devices: Unveiling the crucial role of phase-locked loops,” *IEEE Transactions on Circuits and Systems I: Regular Papers*, vol. 65, no. 6, pp. 1840–1849, 2018.
- [59] Ö. Göksu, R. Teodorescu, C. L. Bak, F. Iov, and P. C. Kjaer, “Instability of wind turbine converters during current injection to low voltage grid faults and PLL frequency based stability solution,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 4, pp. 1683–1691, 2014.
- [60] A. S. Ahmadyar, S. Riaz, G. Verbic, A. Chapman, and D. J. Hill, “A Framework for Assessing Renewable Integration Limits with Respect to Frequency Performance,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 4, pp. 4444–4453, 2018.
- [61] A. M. Annaswamy and M. Amin, *IEEE Vision for Smart Grid Controls: 2030 and Beyond*. 2013.
- [62] H. Zhang, V. Vittal, G. T. Heydt, and J. Quintero, “A mixed-integer linear programming approach for multi-stage security-constrained transmission expansion planning,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 2, pp. 1125–1133, 2012.
- [63] C. Jin, W. Li, J. Shen, P. Li, L. Liu, and K. Wen, “Active Frequency Response Based on Model Predictive Control for Bulk Power System,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, no. 4, pp. 3002–3013, 2019.
- [64] C. E. Nacional, “Estudio para la Implementación del Módulo de Medición Fasorial,” p. 43, 2017.
- [65] P. Gupta, A. Pal, and V. Vittal, “Coordinated Wide-Area Control of Multiple Controllers in a Power System Embedded with HVDC Lines,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, no. 1, pp. 648–658, 2021.
- [66] S. Wang and K. Tomsovic, “Fast Frequency Support From Wind Turbine Generators With Auxiliary Dynamic Demand Control,” vol. 34, no. 5, pp. 3340–3348, 2019.
- [67] A. Ademola-Idowu and B. Zhang, “Frequency Stability Using MPC-Based Inverter Power Control In Low-Inertia Power Systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, no. 2, pp. 1628–1637, 2021.
- [68] B. K. Poolla, B. Saverio, and F. Dorfler, “Optimal Placement of Virtual Inertia in Power Grids,” *Lecture Notes in Energy*, vol. 38, no. 12, pp. 75–119, 2017.
- [69] A. Ademola-Idowu and B. Zhang, “Optimal design of virtual inertia and damping coefficients for virtual synchronous machines,” pp. 1–5, 2018.
- [70] P. Mahish and A. K. Pradhan, “Distributed Synchronized Control in Grid Integrated

- Wind Farms to Improve Primary Frequency Regulation,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, no. 1, pp. 362–373, 2020.
- [71] S. Rivero, F. Sarzo, and G. Ferrari-Trecate, “Plug-and-Play Voltage and Frequency Control of Islanded Microgrids with Meshed Topology,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, no. 3, pp. 1176–1184, 2015.
- [72] S. Rivero, M. Farina, and G. Ferrari-Trecate, “Plug-and-play model predictive control based on robust control invariant sets,” *Automatica*, vol. 50, no. 8, pp. 2179–2186, 2014.
- [73] Z. Wang and W. Wu, “Coordinated Control Method for DFIG-Based Wind Farm to Provide Primary Frequency Regulation Service,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 3, pp. 2644–2659, 2018.
- [74] A. Malebrán, C. Rahmann, R. Moreno, and V. Ricardo, “Estudio De Estabilidad De Pequeña Perturbación Del Sistema Eléctrico Chileno Considerando La Política Energética 2050,” 2020.

Anexos

Anexo A. Análisis preliminar

A.1. Cantidad de reservas para FFR

Tabla A.1: Sensibilidad cantidad de reservas para FFR, variación primera caída de frecuencia y sistémica para falla ubicada en Z1.

Casos	$\Delta f_{nadir}^{0,FZ1} [\Delta Hz]$	$\Delta f_{nadir}^{0,FZ1} [\Delta Hz]$	$\Delta f_{nadir}^{0,FZ1} [\Delta Hz]$	$\Delta f_{nadir}^{0,FZ1} [\Delta Hz]$	$\Delta f_{nadir}^{sys,FZ1} [\Delta Hz]$
BC 597 [MW]	-0,001	-0,001	-0,001	-0,001	-0,042
BC 500 [MW]	-0,002	-0,002	-0,002	-0,002	-0,081
BC 450 [MW]	-0,005	-0,004	-0,004	-0,004	-0,132
BC 394 [MW]	-0,006	-0,006	-0,006	-0,006	-0,195
BC 345 [MW]	-0,007	-0,007	-0,006	-0,006	-0,221
BC 299 [MW]	-0,010	-0,010	-0,009	-0,009	-0,318
BC 250 [MW]	-0,014	-0,013	-0,012	-0,012	-0,437

Tabla A.2: Sensibilidad cantidad de reservas para FFR, variación primera caída de frecuencia y sistémica para falla ubicada en Z2.

Casos	$\Delta f_{nadir}^{0,FZ2} [\Delta Hz]$	$\Delta f_{nadir}^{0,FZ2} [\Delta Hz]$	$\Delta f_{nadir}^{0,FZ2} [\Delta Hz]$	$\Delta f_{nadir}^{0,FZ2} [\Delta Hz]$	$\Delta f_{nadir}^{sys,FZ2} [\Delta Hz]$
BC 597 [MW]	-0,001	-0,001	-0,001	-0,001	-0,036
BC 500 [MW]	-0,002	-0,002	-0,002	-0,002	-0,069
BC 450 [MW]	-0,003	-0,003	-0,004	-0,004	-0,113
BC 394 [MW]	-0,005	-0,006	-0,006	-0,006	-0,165
BC 345 [MW]	-0,005	-0,006	-0,006	-0,006	-0,184
BC 299 [MW]	-0,008	-0,009	-0,009	-0,009	-0,254
BC 250 [MW]	-0,010	-0,011	-0,011	-0,011	-0,344

Tabla A.3: Sensibilidad cantidad de reservas para FFR, variación primera caída de frecuencia y sistémica para falla ubicada en Z3.

Casos	$\Delta f_{nadir}^{0,FZ3} [\Delta Hz]$	$\Delta f_{nadir}^{0,FZ3} [\Delta Hz]$	$\Delta f_{nadir}^{0,FZ3} [\Delta Hz]$	$\Delta f_{nadir}^{0,FZ3} [\Delta Hz]$	$\Delta f_{nadir}^{sys,FZ3} [\Delta Hz]$
BC 597 [MW]	-0,001	-0,001	-0,001	-0,001	-0,072
BC 500 [MW]	-0,002	-0,002	-0,002	-0,002	-0,144
BC 450 [MW]	-0,004	-0,004	-0,004	-0,004	-0,237
BC 394 [MW]	-0,006	-0,006	-0,006	-0,006	-0,357
BC 345 [MW]	-0,006	-0,006	-0,006	-0,006	-0,413
BC 299 [MW]	-0,010	-0,009	-0,009	-0,009	-0,588
BC 250 [MW]	-0,013	-0,012	-0,012	-0,012	-0,848

Tabla A.4: Sensibilidad cantidad de reservas para FFR, variación primera caída de frecuencia y sistémica para falla ubicada en Z4.

Casos	$\Delta f_{nadir}^{0,FZ4} [\Delta Hz]$	$\Delta f_{nadir}^{0,FZ4} [\Delta Hz]$	$\Delta f_{nadir}^{0,FZ4} [\Delta Hz]$	$\Delta f_{nadir}^{0,FZ4} [\Delta Hz]$	$\Delta f_{nadir}^{sys,FZ4} [\Delta Hz]$
BC 597 [MW]	-0,001	-0,001	-0,001	-0,001	-0,051
BC 500 [MW]	-0,002	-0,002	-0,002	-0,003	-0,098
BC 450 [MW]	-0,003	-0,003	-0,004	-0,005	-0,157
BC 394 [MW]	-0,005	-0,005	-0,006	-0,006	-0,247
BC 345 [MW]	-0,005	-0,006	-0,006	-0,007	-0,284
BC 299 [MW]	-0,008	-0,008	-0,009	-0,010	-0,402
BC 250 [MW]	-0,010	-0,011	-0,012	-0,013	-0,561

A.2. Distribución de reservas para FFR

Tabla A.5: Sensibilidad distribución de reservas para FFR, variación primera caída de frecuencia y sistémica para falla ubicada en Z1.

Casos	$\Delta f_{nadir}^{0,FZ1} [\Delta Hz]$	$\Delta f_{nadir}^{0,FZ1} [\Delta Hz]$	$\Delta f_{nadir}^{0,FZ1} [\Delta Hz]$	$\Delta f_{nadir}^{0,FZ1} [\Delta Hz]$	$\Delta f_{nadir}^{sys,FZ1} [\Delta Hz]$
Droop Z1	-0,002	-0,006	-0,008	-0,008	-0,235
Droop Z2	0,002	0,002	-0,001	-0,002	-0,055
Droop Z3	0,000	-0,002	-0,004	-0,004	-0,138
Droop Z4	-0,002	-0,004	-0,006	-0,006	-0,206
Droop UD	0,000	-0,001	-0,003	-0,003	-0,130

Tabla A.6: Sensibilidad distribución de reservas para FFR, variación primera caída de frecuencia y sistémica para falla ubicada en Z2.

Casos	$\Delta f_{nadir}^{0,FZ2} [\Delta Hz]$	$\Delta f_{nadir}^{0,F'Z2} [\Delta Hz]$	$\Delta f_{nadir}^{0,FZ2} [\Delta Hz]$	$\Delta f_{nadir}^{0,F'Z2} [\Delta Hz]$	$\Delta f_{nadir}^{sys,FZ2} [\Delta Hz]$
Droop Z1	-0,010	-0,011	-0,010	-0,011	-0,267
Droop Z2	-0,001	0,008	-0,001	-0,002	-0,082
Droop Z3	-0,005	-0,005	-0,005	-0,005	-0,163
Droop Z4	-0,007	-0,008	-0,008	-0,007	-0,229
Droop UD	-0,005	-0,004	-0,005	-0,005	-0,157

Tabla A.7: Sensibilidad distribución de reservas para FFR, variación primera caída de frecuencia y sistémica para falla ubicada en Z3.

Casos	$\Delta f_{nadir}^{0,FZ3} [\Delta Hz]$	$\Delta f_{nadir}^{0,F'Z3} [\Delta Hz]$	$\Delta f_{nadir}^{0,FZ3} [\Delta Hz]$	$\Delta f_{nadir}^{0,F'Z3} [\Delta Hz]$	$\Delta f_{nadir}^{sys,FZ3} [\Delta Hz]$
Droop Z1	-0,010	-0,008	-0,009	-0,009	-0,117
Droop Z2	-0,002	-0,003	-0,003	-0,003	0,067
Droop Z3	0,000	-0,001	-0,003	-0,004	-0,013
Droop Z4	-0,002	-0,003	-0,005	-0,005	-0,079
Droop UD	-0,001	-0,002	-0,003	-0,003	-0,007

Tabla A.8: Sensibilidad distribución de reservas para FFR, variación primera caída de frecuencia y sistémica para falla ubicada en Z4.

Casos	$\Delta f_{nadir}^{0,FZ4} [\Delta Hz]$	$\Delta f_{nadir}^{0,F'Z4} [\Delta Hz]$	$\Delta f_{nadir}^{0,FZ4} [\Delta Hz]$	$\Delta f_{nadir}^{0,F'Z4} [\Delta Hz]$	$\Delta f_{nadir}^{sys,FZ4} [\Delta Hz]$
Droop Z1	-0,007	-0,008	-0,011	-0,012	-0,272
Droop Z2	0,000	0,000	-0,005	-0,006	-0,057
Droop Z3	-0,003	-0,004	-0,005	-0,007	-0,162
Droop Z4	-0,007	-0,007	-0,007	-0,006	-0,258
Droop UD	-0,003	-0,003	-0,005	-0,005	-0,160

A.3. Distribución de inercia sistémica

Tabla A.9: Sensibilidad distribución de inercia sistémica, variación primera caída de frecuencia y sistémica para falla ubicada en Z1.

Casos	$\Delta f_{nadir}^{0,FZ1} [\Delta Hz]$	$\Delta f_{nadir}^{0,FZ1} [\Delta Hz]$	$\Delta f_{nadir}^{0,FZ1} [\Delta Hz]$	$\Delta f_{nadir}^{0,FZ1} [\Delta Hz]$	$\Delta f_{nadir}^{sys,FZ1} [\Delta Hz]$
Hc Z1	1,572	1,012	0,355	0,274	-0,038
Hc Z2	0,807	1,028	0,271	0,156	-0,053
Hc Z3	0,013	0,014	0,028	-0,016	0,016
Hc Z4	0,095	0,061	-0,098	0,079	-0,018
Hc Z1Z4	1,439	0,949	0,327	0,307	-0,037
Hc UD	1,021	0,758	0,270	0,258	-0,002

Tabla A.10: Sensibilidad distribución de inercia sistémica, variación primera caída de frecuencia y sistémica para falla ubicada en Z2.

Casos	$\Delta f_{nadir}^{0,FZ2} [\Delta Hz]$	$\Delta f_{nadir}^{0,FZ2} [\Delta Hz]$	$\Delta f_{nadir}^{0,FZ2} [\Delta Hz]$	$\Delta f_{nadir}^{0,FZ2} [\Delta Hz]$	$\Delta f_{nadir}^{sys,FZ2} [\Delta Hz]$
Hc Z1	1,226	0,672	0,248	0,178	-0,047
Hc Z2	1,211	1,017	0,330	0,241	-0,039
Hc Z3	0,011	0,014	0,027	-0,008	0,016
Hc Z4	0,071	0,028	-0,094	0,059	-0,014
Hc Z1Z4	1,123	0,644	0,229	0,223	-0,045
Hc UD	0,910	0,632	0,232	0,218	-0,003

Tabla A.11: Sensibilidad distribución de inercia sistémica, variación primera caída de frecuencia y sistémica para falla ubicada en Z3.

Casos	$\Delta f_{nadir}^{0,FZ3} [\Delta Hz]$	$\Delta f_{nadir}^{0,FZ3} [\Delta Hz]$	$\Delta f_{nadir}^{0,FZ3} [\Delta Hz]$	$\Delta f_{nadir}^{0,FZ3} [\Delta Hz]$	$\Delta f_{nadir}^{sys,FZ3} [\Delta Hz]$
Hc Z1	0,244	0,103	-0,120	-0,127	-0,051
Hc Z2	0,180	0,241	-0,174	-0,267	-0,011
Hc Z3	0,023	0,022	0,021	0,005	0,010
Hc Z4	0,012	0,026	-0,010	0,044	0,044
Hc Z1Z4	0,241	0,126	-0,061	-0,001	0,055
Hc UD	0,211	0,134	-0,018	0,011	0,023

Tabla A.12: Sensibilidad distribución de inercia sistémica, variación primera caída de frecuencia y sistémica para falla ubicada en Z4.

Casos	$\Delta f_{nadir}^{0,FZ4} [\Delta Hz]$	$\Delta f_{nadir}^{0,FZ4} [\Delta Hz]$	$\Delta f_{nadir}^{0,FZ4} [\Delta Hz]$	$\Delta f_{nadir}^{0,FZ4} [\Delta Hz]$	$\Delta f_{nadir}^{sys,FZ4} [\Delta Hz]$
Hc Z1	0,429	0,250	-0,054	-0,064	-0,042
Hc Z2	0,342	0,367	-0,113	-0,178	-0,003
Hc Z3	-0,038	-0,024	0,011	0,013	-0,001
Hc Z4	0,135	0,106	0,002	0,030	0,011
Hc Z1Z4	0,461	0,306	0,018	0,027	0,001
Hc UD	0,386	0,269	0,037	0,027	0,009

Anexo B. Análisis Modal

B.1. Controladores implementados

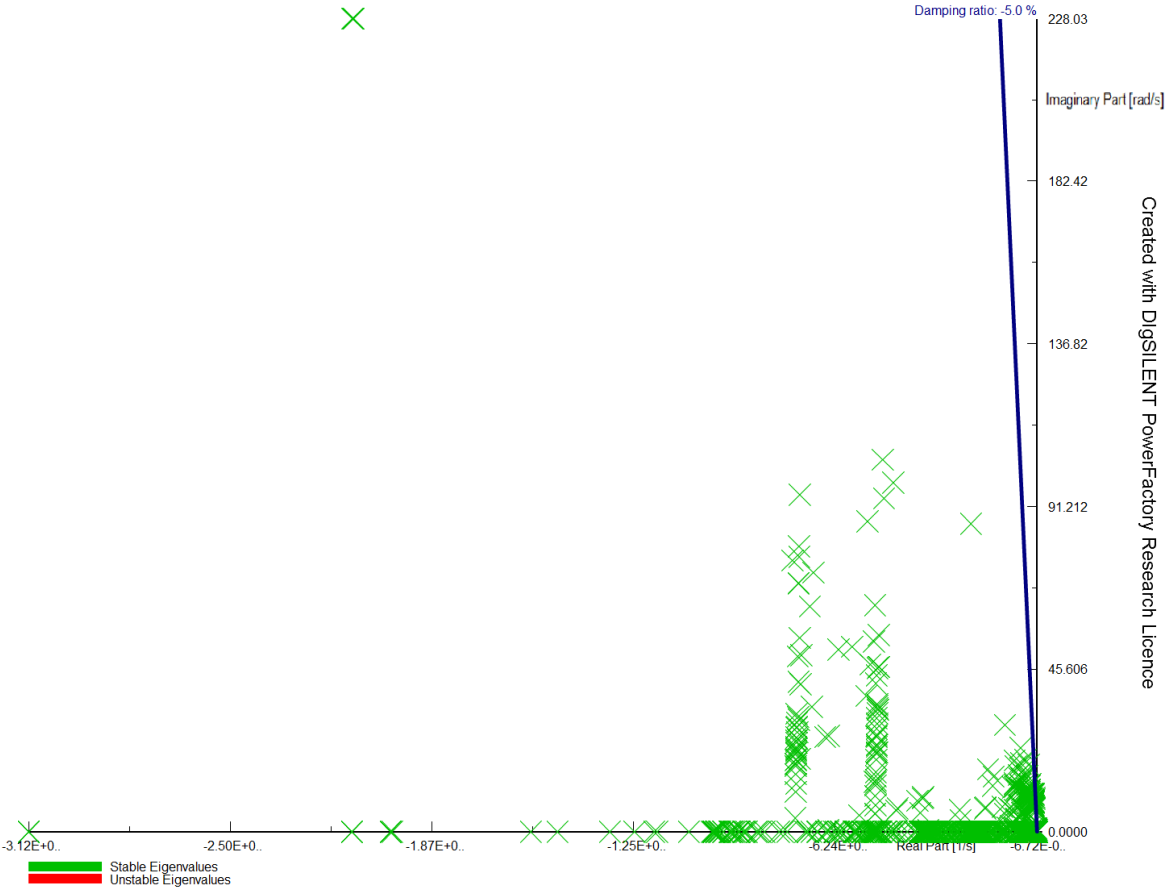


Figura B.1: Análisis modal caso base.

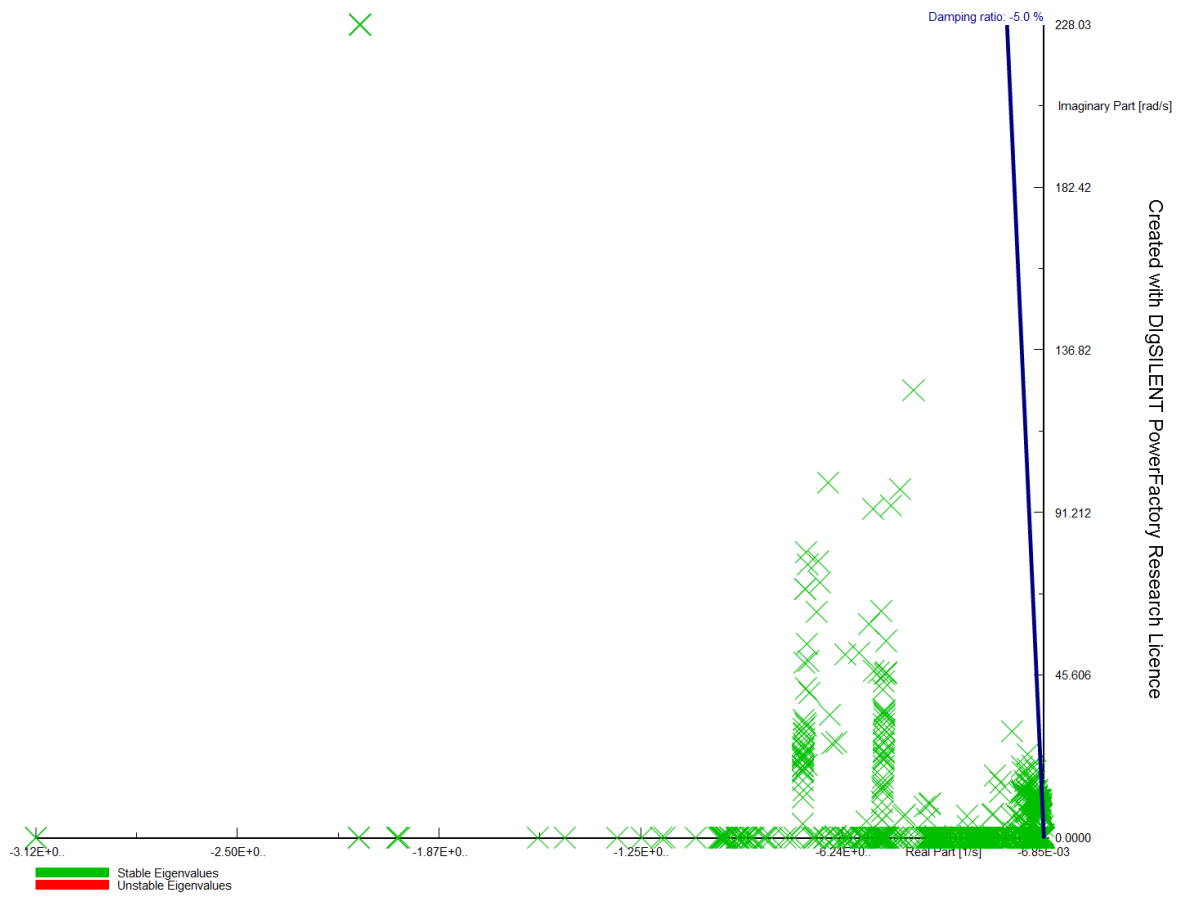


Figura B.2: Análisis modal control local.

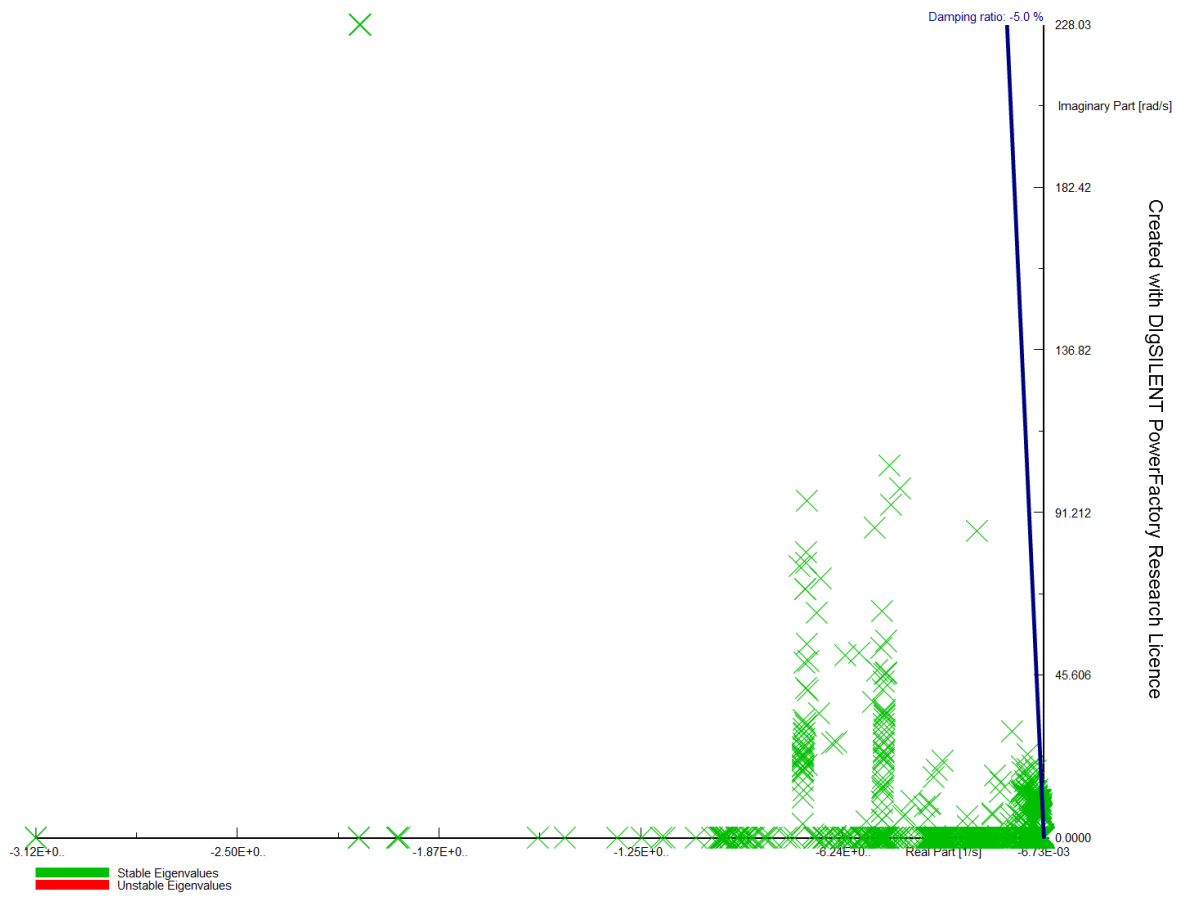


Figura B.3: Análisis modal Optimizador.

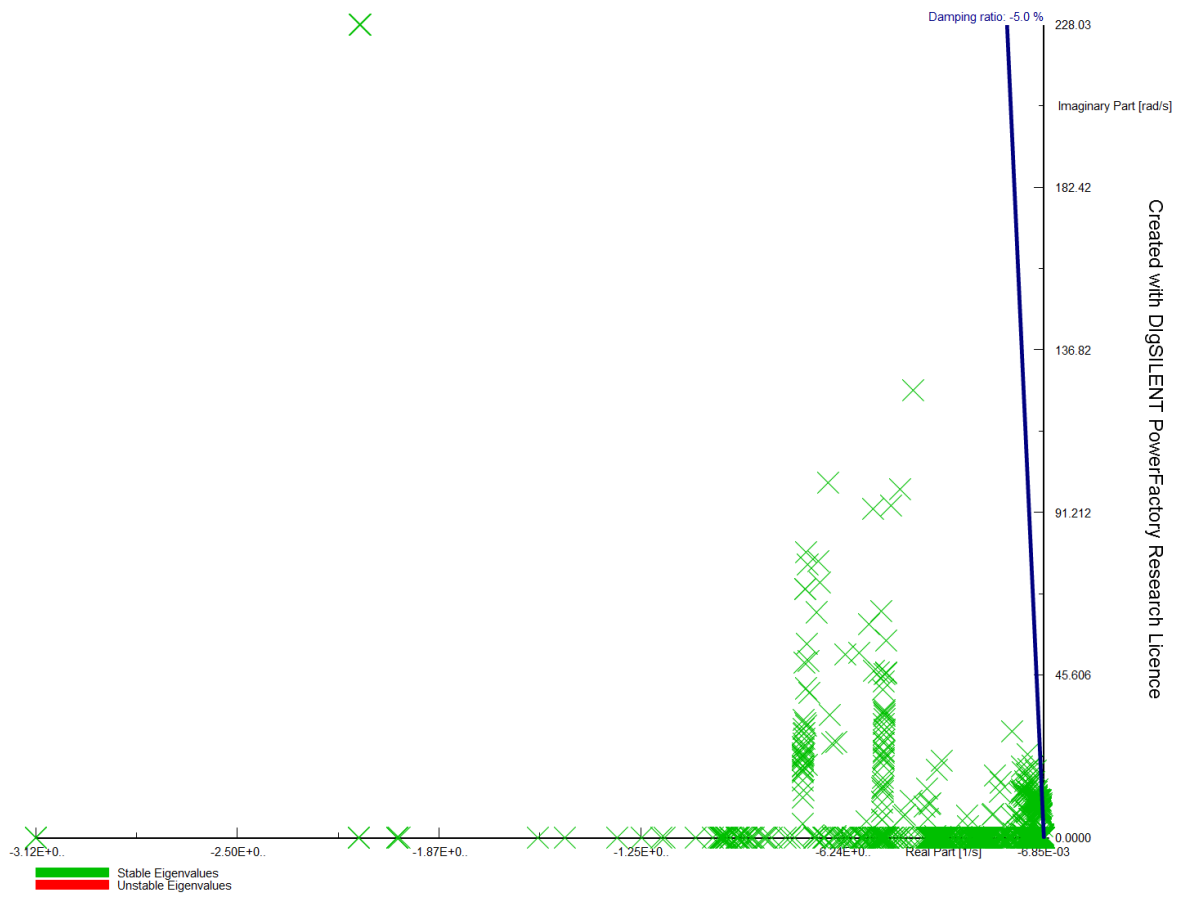


Figura B.4: Análisis modal Controlador de dos niveles.