



Universidad
de O'Higgins

**ESTUDIO DE LAS REGIONES DE OPERACION DE UN SISTEMA HVDC
CON SOPORTE DE BESS Y SU CAPACIDAD DE APOYAR EL CONTROL
DE FRECUENCIA EN LAS REDES AC INTERCONECTADAS**

HÉCTOR MATÍAS LEVIS CALLUIL

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

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

PROFESOR GUÍA:
CLAUDIO DANILO BURGOS MELLADO

PROFESOR CO-GUÍA:
MIGUEL ANDRÉS TORRES LEPEZ

UNIVERSIDAD DE O'HIGGINS
DIRECCIÓN DE POSTGRADO
ESCUELA DE INGENIERÍA
MAGISTER EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

RANCAGUA, CHILE
ENERO, 2025

Resumen

Las metas de descarbonización y la transición hacia nuevos sistemas eléctricos pueden conllevar un incremento de energías renovables basadas en convertidores con electrónica de potencia, junto a una disminución en las máquinas rotatorias sincrónicas de alta inercia de los sistemas de generación convencionales. Esto puede causar serios problemas en la frecuencia eléctrica. El uso de enlaces de transmisión en corriente continua de alto voltaje (HVDC, del inglés *High Voltage Direct Current*) y sistemas de almacenamiento de energía con baterías (BESS, del inglés *Battery Energy Storage Systems*) permite proporcionar soporte inercial a través de estrategias como la emulación de inercia, el amortiguamiento o *damping* virtual y/o el control de caída o *droop*. En este sentido, esta tesis aborda la integración de BESS en enlaces HVDC, con el objetivo de mejorar la regulación de frecuencia en redes eléctricas interconectadas, especialmente la respuesta inercial. Se analiza cómo las capacidades de potencia de los BESS y los enlaces HVDC pueden complementarse para enfrentar nuevos desafíos de inercia reducida de los sistemas eléctricos. El documento realiza un análisis de las regiones de operación de los convertidores fuente de voltaje (VSC, del inglés *Voltage Source Converter*) utilizados en sistemas HVDC, evaluando cómo estas varían según las restricciones operacionales, considerando los límites de potencia, voltaje y modulación. Estas regiones permiten analizar los flujos de potencia del sistema y determinar cómo pueden integrarse de manera efectiva con otros sistemas complementarios.

A través del trabajo de validación en tiempo real mediante la técnica Hardware-in-the-Loop (HIL), se demuestra que la integración coordinada de BESS y enlaces HVDC puede reducir las máximas desviaciones de frecuencia y las tasas de cambio de frecuencia (ROCOF, del inglés *Rate Of Change of Frequency*). Esto mejora la estabilidad de las redes interconectadas y permite el manejo eficiente de perturbaciones. Las regiones de operación del sistema se

amplían con BESS, asegurando un uso óptimo de los recursos disponibles, evitando perturbar la normal operación del enlace HVDC.

Esta tesis también explora distintas configuraciones de soporte inercial: desde el uso exclusivo de capacitores en el enlace DC hasta la integración con BESS, destacando las ventajas de la coordinación entre estos sistemas. Además, se analiza la importancia de un control bidireccional que permita un flujo de potencia dinámico y adaptable a las condiciones de las redes AC interconectadas.

Finalmente, se concluye que los BESS, integrados en sistemas HVDC, son una solución robusta para sistemas eléctricos modernos. Se enfatiza que para maximizar su efectividad es crucial considerar las limitaciones operacionales del sistema. En particular, el nivel de estado de carga (SOC, del inglés *State Of Charge*) restringe los flujos de potencia que pueden gestionarse desde el BESS, mientras que las características de los capacitores en el enlace DC limitan la cantidad de potencia activa extra disponible para proporcionar soporte inercial. Este trabajo abre nuevas oportunidades para mejorar la resiliencia de los sistemas eléctricos y resalta la necesidad de seguir investigando sobre estrategias avanzadas de control y operación de estos sistemas para garantizar su viabilidad técnica y económica en escenarios reales.

Agradecimientos

El autor agradece el apoyo del Laboratorio de Control en Electrónica de Potencia (EPiC Lab) de la Universidad de los Andes, Chile, por la disponibilidad de equipos e infraestructura para la realización de la etapa de validación experimental. Del mismo modo, agradece el apoyo económico del Solar Energy Research Center FONDAP SERC Chile No 1522A0006.

El autor agradece el apoyo del Laboratorio de Sistemas de Conversión de Potencia Eléctrica (SCoPE Lab) de la Universidad de O'Higgins, Chile, y al FONDECYT Iniciación 11220989.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Introducción general	1
1.2. Revisión de la literatura	6
1.3. Contribución del trabajo	12
1.4. Hipótesis	14
1.5. Objetivos	14
2. Marco teórico	15
2.1. Inercia en el sistema eléctrico	15
2.1.1. Inercia en máquinas rotatorias	15
2.1.2. Regulación de frecuencia en el sistema eléctrico	20
2.2. Regulación de frecuencia con convertidores de potencia	22
2.2.1. Emulación inercial mediante energía de capacitores en el DC-Link	25
2.2.2. Emulación inercial y control de caída mediante BESS	29
2.3. Emulación inercial con sistemas VSC-HVDC	34
2.3.1. Soporte inercial a una sola red por medio del convertidor PR-VSC	36

2.3.2.	Soporte inercial a una sola red mediante el convertidor VR-VSC	38
2.3.3.	Soporte inercial dual	39
2.3.4.	Soporte inercial bilateral	41
3.	Modelación y regiones de operación	44
3.1.	Modelación de VSC-HVDC	44
3.1.1.	Modelación en ejes dq	48
3.2.	Modelación de BESS	49
3.3.	Regiones de operación	50
3.3.1.	Operación para un único convertidor conectado a la red	50
3.3.2.	Región de operación para el convertidor VR-VSC	53
3.3.3.	Región de operación para el convertidor PR-VSC	55
3.3.4.	Punto de operación de sistema HVDC completo	58
3.3.5.	Regiones de operación de BESS	60
3.3.6.	Potencias requeridas para soporte inercial mediante enlace HVDC	62
3.4.	Soporte inercial con capacitores	62
4.	Control coordinado	66
4.1.	Soporte inercial con voltaje DC operativo	66
4.2.	Soporte inercial con voltaje DC no operativo	70
4.3.	Simulación en Hardware-in-the-Loop	73
4.3.1.	Resultados de validación experimental	76

4.3.2. Resultados con control de caída	94
5. Conclusiones	99
6. Actividades desarrolladas durante el periodo académico	101
Apéndice A. Anexos	108
A.1. Tipos de conexión HVDC	108
A.2. Diseño de control para el sistema VSC-HVDC	110

Índice de Tablas

2.1. Tabla de valores típicos de constante de inercia de unidades generadoras [2].	17
2.2. Parámetros para casos de prueba.	21
2.3. Parámetros de diseño de BESS.	32
2.4. Parámetros BESS.	33
2.5. Parámetros VSC-HVDC en redes AC-V y AC-P.	35
2.6. Descripción de los casos simulados en soporte inercial con sistemas VSC-HVDC.	36
3.1. Máximos flujos de potencia activa y aparente en convertidores VR-VSC y PR-VSC.	53
3.2. Parámetros BESS en red AC-P.	60
4.1. Resumen de especificaciones entre PLECS RT Box 1 y dSPACE MicroLabBox	74
4.2. Salidas análogas en Plecs RT-Box 1.	75
4.3. Descripción de los casos simulados.	77
4.4. Parámetros de diseño de BESS.	94

Índice de Figuras

1.1. Comparación de costos entre HVDC y HVAC según la distancia de la línea de transmisión [10].	5
1.2. Operación de un sistema VSC-HVDC.	6
1.3. Tecnologías para regulación de frecuencia [14].	8
1.4. Sistema bajo estudio.	13
2.1. Diagrama de generación eléctrica con una máquina síncrona [2].	16
2.2. Dinámica de la frecuencia eléctrica con control primario.	19
2.3. Característica de droop en un generador.	19
2.4. Esquema representativo de regulación de frecuencia	20
2.5. Efecto de constantes de inercia en la dinámica de la frecuencia eléctrica: (a) frecuencia eléctrica y (b) ROCOF.	22
2.6. Dinámica de la frecuencia eléctrica con control primario utilizando inercia y damping virtual.	24
2.7. Potencias requeridas para: (a) emulación inercial y (b) control de caída.	24
2.8. Esquema de control para soporte inercial con energía de los capacitores del enlace DC.	26

2.9. Máximas desviaciones de voltaje DC con inercia virtual de 8 segundos y $\Delta f = 1$ Hz con capacitancias de: (a) 7 mF, (b) 4 mF y (c) 1 mF.	27
2.10. Resultados de emulación inercial (EI) con capacitores ante un aumento del 15 % en la demanda. (a) frecuencia eléctrica, (b) ROCOF y (c) variaciones de voltaje DC requeridas.	28
2.11. Conexión de BESS a la red para soporte inercial.	29
2.12. Curva P/f para control de caída.	31
2.13. BESS para el soporte de frecuencia mediante emulación inercial (EI) y control droop (D): (a) frecuencia eléctrica, (b) ROCOF, (c) potencias requeridas y (d) variación del SOC en cada caso.	34
2.14. Sistema VSC-HVDC monopolar P2P.	35
2.15. Soporte inercial en sistema HVDC mediante el convertidor PR-VSC.	37
2.16. Resultados de caso 1 con y sin emulación inercial (EI): (a) Frecuencia en la red AC-V, (b) ROCOF en la red AC-V, (c) voltaje DC en VR-VSC (d) Frecuencia en la red AC-P, (e) ROCOF en la red AC-P y (f) voltaje DC en PR-VSC.	37
2.17. Esquema para soporte inercial mediante el convertidor VR-VSC	38
2.18. Resultados de caso 2 con y sin emulación inercial (EI): (a) Frecuencia en la red AC-V, (b) ROCOF en la red AC-V, (c) Voltaje DC en VR-VSC, (d) Frecuencia en la red AC-P, (e) ROCOF en la red AC-P y (f) Voltaje DC en PR-VSC.	39
2.19. Esquema para soporte inercial dual mediante ambos convertidores.	40
2.20. Resultados de caso 3 con y sin emulación inercial (EI): (a) Frecuencia en la red AC-V, (b) ROCOF en la red AC-V, (c) voltaje DC en VR-VSC (d) Frecuencia en la red AC-P, (e) ROCOF en la red AC-P y (f) voltaje DC en PR-VSC.	41
2.21. Esquema para soporte inercial bilateral mediante ambos convertidores.	42

2.22. Resultados de caso 3 con y sin emulación inercial (EI): (a) Frecuencia en la red AC-V, (b) ROCOF en la red AC-V, (c) Voltaje DC en VR-VSC, (d) Frecuencia en la red AC-P, (e) ROCOF en la red AC-P y (f) Voltaje DC en PR-VSC.	43
3.1. Representación del sistema VSC-HVDC para modelación.	45
3.2. Voltaje AC reflejado por el convertidor.	46
3.3. Sistema VSC-HVDC con soporte de BESS utilizando fuentes controladas representando la componente fundamental de la conmutación de los transistores.	49
3.4. Convertidor conectado a la red.	51
3.5. Curva de operación PQ típica de un convertidor de potencia conectado a la red.	51
3.6. Región de operación en convertidor VR-VSC de (a) índices de modulación (b) Potencias PQ para $V_{dcv0} = 320$ kV y $Q_{v0} = 0$	55
3.7. Variables en el convertidor VR-VSC en dominio del tiempo al pasar de un punto de operación a otro (100 MW a -95 MW con $V_{dcv} = V_{dv0}$ y $i_{sv}^q = i_{sv0}^q$): a) índices de modulación, b) flujos de potencia, c) fase a de corriente en el lado AC, d) Voltaje DC. Variables en región de operación e) región en índices de modulación y f) en plano PQ.	56
3.8. Región de operación en PR-VSC de (a) índices de modulación (b) Límites de potencia y c) Relación entre variaciones de voltaje DC en PR-VSC y flujos de potencia PQ.	57
3.9. Variables del sistema VSC-HVDC en condiciones nominales. Variables del lado VR-VSC: a) índices de modulación, b) Flujos de potencia, c) fase a de corriente en el lado AC, d) Voltaje DC. En región de operación: e) Índices de modulación, f) flujos de potencia. Variables del lado PR-VSC: g) índices de modulación, h) Flujos de potencia, i) fase a de corriente en el lado AC, j) Voltaje DC. En región de operación: k) Índices de modulación, l) flujos de potencia.	59

3.10. Curva de operación PQ de (a) Convertidor BV-VSC (b) Convertidor BP-VSC.	61
3.11. Curva de operación PQ de (a) Convertidor BV-VSC + VR-VSC (b) Convertidor BP-VSC + PR-VSC.	61
3.12. Potencias requeridas para emulación inercial mediante el (a) Convertidor VR-VSC y (b) Convertidor PR-VSC.	62
3.13. Valores de m_v^{dq} antes y después del soporte inercial.	65
4.1. Valores de β en función del SOC en los modos de carga y descarga.	68
4.2. Potencias requeridas en control coordinado para: (a) los capacitores del enlace DC, (b) BESS y (c) la potencia neta utilizada para $H_v = 5$ seg.	69
4.3. Variaciones de voltaje DC en función del SOC y frecuencia en los modos (a) descarga y (b) carga del BESS para $H_v = 5$ seg.	70
4.4. Representación de variable δ en casos I y II.	72
4.5. Referencias de potencia y voltaje requeridas en el sistema.	73
4.6. Configuración en HIL.	75
4.7. Coeficientes de participación para emulación inercial en (a) el lado de la red AC-V y (b) en el lado de la red AC-P.	78
4.8. Resultados en HIL en caso 1 con y sin emulación inercial (EI) para la red AC-V en (a) frecuencia, (b) ROCOF, (c) Voltajes en capacitores, (d) SOC, (e) Potencia suministrada y requerida, (f) Potencias desde cada recurso y variables en la red AV-P (g) frecuencia, (h) ROCOF, (i) Voltajes en capacitores, (j) SOC, (k) Potencia suministrada y requerida, (l) Potencias desde cada recurso.	79
4.9. Coeficientes de participación para emulación inercial en (a) el lado de la red AC-V y (b) en el lado de la red AC-P.	80
4.10. Resultados en HIL en caso 2 con y sin emulación inercial (EI) para la red AC-	

V en (a) frecuencia, (b) ROCOF, (c) Voltajes en capacitores, (d) SOC, (e) Potencia suministrada y requerida, (f) Potencias desde cada recurso y variables en la red AV-P (g) frecuencia, (h) ROCOF, (i) Voltajes en capacitores, (j) SOC, (k) Potencia suministrada y requerida, (l) Potencias desde cada recurso.	81
4.11. Coeficientes de participación para emulación inercial en (a) el lado de la red AC-V y (b) en el lado de la red AC-P.	82
4.12. Resultados en HIL en caso 3 con y sin emulación inercial (EI) para la red AC-V en (a) frecuencia, (b) ROCOF, (c) Voltajes en capacitores, (d) SOC, (e) Potencia suministrada y requerida, (f) Potencias desde cada recurso y variables en la red AV-P (g) frecuencia, (h) ROCOF, (i) Voltajes en capacitores, (j) SOC, (k) Potencia suministrada y requerida, (l) Potencias desde cada recurso.	83
4.13. Coeficientes de participación para emulación inercial en (a) el lado de la red AC-V y (b) en el lado de la red AC-P.	84
4.14. Resultados en HIL en caso 4 con y sin emulación inercial (EI) para la red AC-V en (a) frecuencia, (b) ROCOF, (c) Voltajes en capacitores, (d) SOC, (e) Potencia suministrada y requerida, (f) Potencias desde cada recurso y variables en la red AV-P (g) frecuencia, (h) ROCOF, (i) Voltajes en capacitores, (j) SOC, (k) Potencia suministrada y requerida, (l) Potencias desde cada recurso.	85
4.15. Coeficientes de participación para emulación inercial en (a) el lado de la red AC-V y (b) en el lado de la red AC-P.	86
4.16. Resultados en HIL en caso 5 con y sin emulación inercial (EI) para la red AC-V en (a) frecuencia, (b) ROCOF, (c) Voltajes en capacitores, (d) SOC, (e) Potencia suministrada y requerida, (f) Potencias desde cada recurso y variables en la red AV-P (g) frecuencia, (h) ROCOF, (i) Voltajes en capacitores, (j) SOC, (k) Potencia suministrada y requerida, (l) Potencias desde cada recurso.	87
4.17. Coeficientes de participación para emulación inercial en (a) el lado de la red AC-V y (b) en el lado de la red AC-P.	88

4.18. Resultados en HIL en caso 6 con y sin emulación inercial (EI) para la red AC-V en (a) frecuencia, (b) ROCOF, (c) Voltajes en capacitores, (d) SOC, (e) Potencia suministrada y requerida, (f) Potencias desde cada recurso y variables en la red AV-P (g) frecuencia, (h) ROCOF, (i) Voltajes en capacitores, (j) SOC, (k) Potencia suministrada y requerida, (l) Potencias desde cada recurso.	89
4.19. Coeficientes de participación para emulación inercial en (a) el lado de la red AC-V y (b) en el lado de la red AC-P.	90
4.20. Resultados en HIL en caso 7 con y sin emulación inercial (EI) para la red AC-V en (a) frecuencia, (b) ROCOF, (c) Voltajes en capacitores, (d) SOC, (e) Potencia suministrada y requerida, (f) Potencias desde cada recurso y variables en la red AV-P (g) frecuencia, (h) ROCOF, (i) Voltajes en capacitores, (j) SOC, (k) Potencia suministrada y requerida, (l) Potencias desde cada recurso.	91
4.21. Coeficientes de participación para emulación inercial en (a) el lado de la red AC-V y (b) en el lado de la red AC-P.	92
4.22. Resultados en HIL en caso 8 con y sin emulación inercial (EI) para la red AC-V en (a) frecuencia, (b) ROCOF, (c) Voltajes en capacitores, (d) SOC, (e) Potencia suministrada y requerida, (f) Potencias desde cada recurso y variables en la red AV-P (g) frecuencia, (h) ROCOF, (i) Voltajes en capacitores, (j) SOC, (k) Potencia suministrada y requerida, (l) Potencias desde cada recurso.	93
4.23. Resultados en HIL en caso 1 con y sin emulación inercial (EI) y control droop (D) para la red AC-V en (a) frecuencia, (b) ROCOF, (c) Voltajes en capacitores, (d) SOC, (e) Potencia suministrada y requerida, (f) Potencias desde cada recurso y variables en la red AV-P (g) frecuencia, (h) ROCOF, (i) Voltajes en capacitores, (j) SOC, (k) Potencia suministrada y requerida, (l) Potencias desde cada recurso.	96

4.24. Resultados en HIL en caso 2 con y sin emulación inercial (EI) y con control droop para la red AC-V en (a) frecuencia, (b) ROCOF, (c) Voltajes en capacitores, (d) SOC, (e) Potencia suministrada y requerida, (f) Potencias desde cada recurso y variables en la red AV-P (g) frecuencia, (h) ROCOF, (i) Voltajes en capacitores, (j) SOC, (k) Potencia suministrada y requerida, (l) Potencias desde cada recurso.	97
4.25. Resultados en HIL en caso 4 con y sin emulación inercial (EI) y con control droop para la red AC-V en (a) frecuencia, (b) ROCOF, (c) Voltajes en capacitores, (d) SOC, (e) Potencia suministrada y requerida, (f) Potencias desde cada recurso y variables en la red AV-P (g) frecuencia, (h) ROCOF, (i) Voltajes en capacitores, (j) SOC, (k) Potencia suministrada y requerida, (l) Potencias desde cada recurso.	98
A.1. Conexión back to back	108
A.2. Conexión punto a punto	109
A.3. Conexión bipolar	109
A.4. Sistema multi-terminal	110
A.5. Esquema de control utilizado en enlace VSC-HVDC.	112

Capítulo 1

Introducción

1.1. Introducción general

Actualmente, existe gran interés mundial en fomentar el uso de energías renovables (ER) en reemplazo de las fuentes de generación tradicionales con la finalidad de reducir las emisiones de carbono derivadas de la generación eléctrica. En Chile, ya se encuentra en proceso el *plan de descarbonización* y se espera, a más tardar al año 2050, alcanzar la carbono neutralidad y resiliencia para contar con un sistema eléctrico 100 % libre de emisiones según la Ley 21.455 Marco del Cambio Climático. La conexión de ER a la red eléctrica se realiza por medio de convertidores de potencia con tal de adaptar las variables eléctricas a las especificaciones de corriente alterna según el operador de red. Por ende, la mayor presencia de ER implicaría un incremento en el uso de sistemas que emplean convertidores de potencia estáticos conectados al sistema eléctrico. No obstante, el aumento masivo de sistemas que hacen uso de estos convertidores, como la energía solar y eólica o, por ejemplo, la adopción de la transmisión en corriente continua a alto voltaje (HVDC, del inglés *High Voltage Direct Current*), puede llevar a un escenario de baja inercia en el sistema eléctrico dado el reemplazo de los generadores sincrónicos tradicionales de alta inercia por estos nuevos sistemas modernos basados en convertidores de potencia. En este contexto, la respuesta de frecuencia se deteriora y se debilita la capacidad de responder a perturbaciones, lo que hace que el problema de la estabilidad de frecuencia sea cada vez más prominente y plantea desafíos a

la seguridad de los sistemas de potencia [1].

En un escenario de baja inercia, los desbalances entre generación-demanda pueden dar lugar a mayores tasas de cambio en la frecuencia (ROCOF, del inglés *Rate Of Change Of Frequency*) y un valor de desviación de frecuencia mayor. Una gran oscilación de la frecuencia puede dañar equipos conectados a la red, deteriorar el rendimiento de cargas, sobrecargar las líneas de transmisión, disparar relés de protección y, en el peor de los casos, provocar el colapso del sistema y cortes de energía en áreas extensas [2]. Algunos operadores de red ya han identificado problemas de baja inercia en sus sistemas eléctricos, como la *North American Electric Reliability Corporation* e *Hydro-Québec TransEnergie* y han recomendado el uso de técnicas de control para convertidores de potencia para emular la inercia de los sistemas tradicionales como posible solución [3].

La creciente preocupación por los problemas derivados de la baja inercia en sistemas eléctricos ha llevado a explorar diversas soluciones tecnológicas que permitan mitigar sus efectos adversos. En este contexto, los sistemas de almacenamiento de energía (ESS, del inglés *Energy Storage Systems*) han emergido como una alternativa prometedora para proporcionar soporte a la red. En artículos e informes como los presentados en [4]-[7], se resaltan los numerosos beneficios potenciales que los ESS ofrecen a la operación del sistema eléctrico, destacando no solo su capacidad para enfrentar sistemas de baja inercia, sino también su versatilidad en otros ámbitos de soporte a la red.

Dentro de los distintos ESS se tiene a los sistemas de almacenamiento por baterías (BESS, del inglés *Battery Energy Storage Systems*) como una tecnología altamente madura y con presencia a nivel mundial, siendo las baterías de Ion-Litio las más comunes en estos sistemas. Dentro de sus ventajas se encuentra la capacidad de proporcionar múltiples servicios complementarios a la red, lo que mejora su estabilidad y eficiencia. Además, estos sistemas son fácilmente escalables, adaptándose a las necesidades cambiantes del sistema eléctrico. También ofrecen flexibilidad para afrontar la incertidumbre en la evolución del sistema, permitiendo su integración en escenarios futuros. Adicionalmente, los BESS ayudan a posponer inversiones significativas en infraestructura, como nuevas líneas de transmisión, al tiempo que contribuyen al balance entre la energía generada y consumida. Su capacidad para nivelar el consumo de las cargas reduce las fluctuaciones en la demanda, mientras que su integración mejora la gestión inteligente de la energía eléctrica. Como complemento a fuentes renova-

bles intermitentes, como la solar y la eólica, los BESS mitigan las fluctuaciones propias de estas tecnologías. Finalmente, presentan un impacto ambiental considerablemente menor en comparación con alternativas tradicionales, posicionándose como una solución clave para la modernización y sostenibilidad del sistema eléctrico.

Son distintos los organismos que presentan a los BESS como tecnologías clave en las metas de descarbonización, por ejemplo, el Coordinador Eléctrico Nacional, en su *hoja de ruta para una transición energética acelerada* [8], concluye que el desafío de una participación de ER al 100 % a partir del año 2030 es altamente desafiante de alcanzar, pero posible. Para cumplir con la transición energética, se plantea, entre otras estrategias, el uso de BESS como una tecnología esencial para lograr la descarbonización en el país (además de recalcar el aumento en la integración de otros sistemas basados en la electrónica de potencia en el sistema eléctrico de los próximos años).

Las leyes 20.936 y 21.505, esta última conocida como la Ley de Almacenamiento y Electromovilidad, han representado un importante avance en la integración de BESS en Chile. Estas normativas han permitido incorporar a los BESS en la Ley General de Servicios Eléctricos, permitiendo su participación directa en el sistema de transmisión y habilitando su rol activo en la prestación de servicios auxiliares a la red. Actualmente, existen proyectos destacados que implementan BESS en el país y que buscan incluirlos más en el futuro. Un ejemplo relevante es el proyecto "Nuevo sistema de control de flujo mediante almacenamiento Parinas–Seccionadora Lo Aguirre", el cual contempla una capacidad instalada de 500 MVA/125 MWh en cada una de sus subestaciones [9]. Este sistema podría complementarse con el futuro enlace HVDC Kimal - Lo Aguirre, dado que localmente se dispondría de un BESS, formando un sistema embebido con soporte energético adicional.

Si bien la transmisión HVDC se iniciará por primera vez en el país, la transmisión en corriente continua fue llevada a cabo por primera vez en el año 1882 para la primera transmisión de energía eléctrica en la ciudad de Nueva York dirigida por Thomas Alva Edison, la cual operaba en corriente continua a 120 V. Producto de las limitaciones técnicas a tal fecha, no era posible transmitir energía eléctrica a largas distancias, por lo que las cargas debían encontrarse cerca de las centrales de generación, dadas las grandes pérdidas que existían en las líneas de transmisión. Por otro lado, el sistema de transmisión de energía eléctrica en corriente alterna a alto voltaje (HVAC, del inglés *High Voltage Alternating Current*) propuesto

por Nikola Tesla ganó rápidamente popularidad, ya que, mediante el uso de transformadores, se hizo posible distribuir la energía eléctrica a grandes distancias con bajas pérdidas, sistema que se volvió predominante en el mundo.

Dados los avances en la electrónica de potencia y las nuevas tecnologías para transmitir en corriente continua, los sistemas que utilizan la transmisión de corriente continua a alto voltaje (HVDC) se alzan como una excelente alternativa para la transmisión de energía eléctrica y pueden resultar más económicos que los sistemas HVAC tradicionales. En la Fig. 1.1 se muestra una comparación entre los costos de un sistema HVDC versus un sistema HVAC tradicional. Se puede destacar que un sistema HVDC presenta un gran costo inicial producto de las estaciones convertidoras, debido principalmente a la gran inversión necesaria en filtros para realizar la conversión de potencia. Sin embargo, a largas distancias, la transmisión HVDC se alza como una alternativa más económica en comparación con el sistema HVAC, puesto que al transmitir solamente potencia activa no se requieren costosos equipos adicionales tales como compensadores de potencia reactiva que se necesitan en los sistemas HVAC. Además, asumiendo similares requerimientos de aislamiento para los niveles peaks de voltajes tanto para líneas AC y DC, se tiene que las líneas DC pueden transportar mucha más potencia con dos conductores que una línea AC con tres conductores del mismo tamaño [10]. El punto de intersección entre los costos de los sistemas HVAC con los sistemas HVDC varía en función de cada proyecto; en sistemas que requieran la transmisión vía aérea, este punto suele estar entre los 300 – 800 km y para proyectos off-shore/subterráneos entre los 50 – 100 km [11].

El proyecto HVDC Kimal-Lo Aguirre es el primer sistema HVDC punto a punto que se desea implementar en el país. Este proyecto es un claro ejemplo en donde se requiere del transporte de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables, en particular, energía fotovoltaica desde el norte hacia la zona central del país de gran consumo. Este proyecto cuenta con una capacidad nominal de 3000 MW, +/-600 kV bipolar con Convertidores Conmutados por la Línea (LCC, del inglés *Line-Commutated Converters*) con una longitud aproximada de 1500 km. Según la Fig. 1.1, debido a la gran distancia, realizar esta transmisión puede resultar económicamente viable en transmisión HVDC. Por otro lado, si bien actualmente no se registran problemas de baja inercia en el país, mediante enlaces HVDC es posible mejorar la respuesta inercial de los sistemas eléctricos y otros países ya han contemplado su participación para este propósito. En Europa, la comisión regulatoria de la Unión Europea

ha contemplado realizar emulación inercial con sistemas HVDC siempre que un operador de red lo considere necesario, mediante el Reglamento 2016/1447 [12].

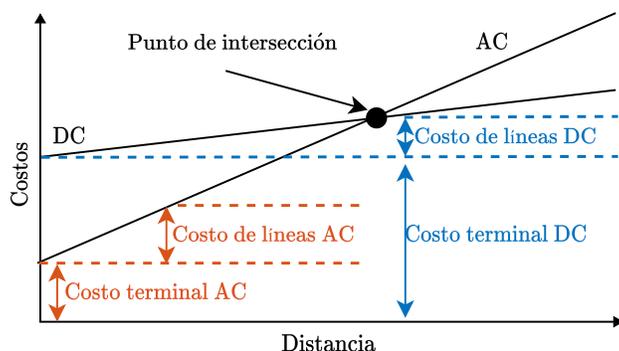


Figura 1.1: Comparación de costos entre HVDC y HVAC según la distancia de la línea de transmisión [10].

Ante el posible aumento de problemas derivados de la baja inercia producto de la creciente presencia de sistemas basados en convertidores de potencia, y considerando que los sistemas HVDC y BESS son temas de relevante interés en el ámbito eléctrico con un significativo potencial para apoyar la regulación de frecuencia y mejorar la respuesta inercial, en la siguiente sección se presenta una revisión de la literatura de los métodos de control de frecuencia en sistemas HVDC y BESS, con un enfoque particular en la respuesta inercial. Además, producto de la capacidad de regulación limitada en estos sistemas, se exploran trabajos previos en el estudio de las regiones de operación en convertidores de potencia. Posteriormente, se busca analizar el potencial aporte en la dinámica de frecuencia e identificar las alternativas de operación coordinada de los sistemas HVDC con BESS.

La presente tesis se organiza de la siguiente manera: en el capítulo 2 se presentan los conceptos fundamentales sobre la frecuencia eléctrica y la regulación de frecuencia, así como los métodos más comunes de emulación inercial mediante sistemas BESS y enlaces HVDC. En el capítulo 3 se analizan las regiones de operación de los sistemas HVDC, BESS y el sistema en conjunto. Finalmente, en el capítulo 4 se propone y valida, a través de trabajos en HIL, una nueva estrategia de control coordinada para la emulación inercial, considerando las restricciones operativas del sistema y utilizando los recursos energéticos disponibles en un sistema HVDC con soporte de BESS en ambos lados de las redes AC.

1.2. Revisión de la literatura

El sistema de control clásico en las topologías con convertidores fuente de voltaje (VSC, del inglés *Voltage Source Converter*) en enlaces HVDC consta de un convertidor VSC regulador de voltaje (VR-VSC) cuyo objetivo de control consiste en mantener un voltaje DC constante en su capacitor local en el enlace DC, mientras que en la red opuesta se cuenta con un convertidor VSC regulador de potencia (PR-VSC) del enlace, el cual mantiene un flujo de potencia activa constante en el enlace HVDC [13] (véase la Fig. 1.2). En tanto, el control de potencia reactiva es independiente en cada red local o bien pueden operar para dar soporte a su respectivo voltaje AC. En sistemas VSC-HVDC, se desacoplan las frecuencias eléctricas, permitiendo así la opción de interconectar redes AC asincrónicas operando a distinta frecuencia. También es común su uso interconectando granjas eólicas a la red principal. Los tipos de conexión más comunes con enlaces HVDC se presentan en la sección A.1. Por otra parte, dado el empleo en convertidores de potencia, surgen desafíos para la coordinación entre ambos convertidores en la regulación de frecuencia simultánea en ambas redes AC y de soporte inercial. En este contexto, dado este desacople en las frecuencias eléctricas, existen estrategias de control tanto con, o sin canal de comunicación que se pueden encontrar en la literatura. Actualmente, se han propuesto distintas maneras de gestionar los flujos de potencia activa en sistemas HVDC para mejorar el ROCOF de frecuencia en esta configuración.

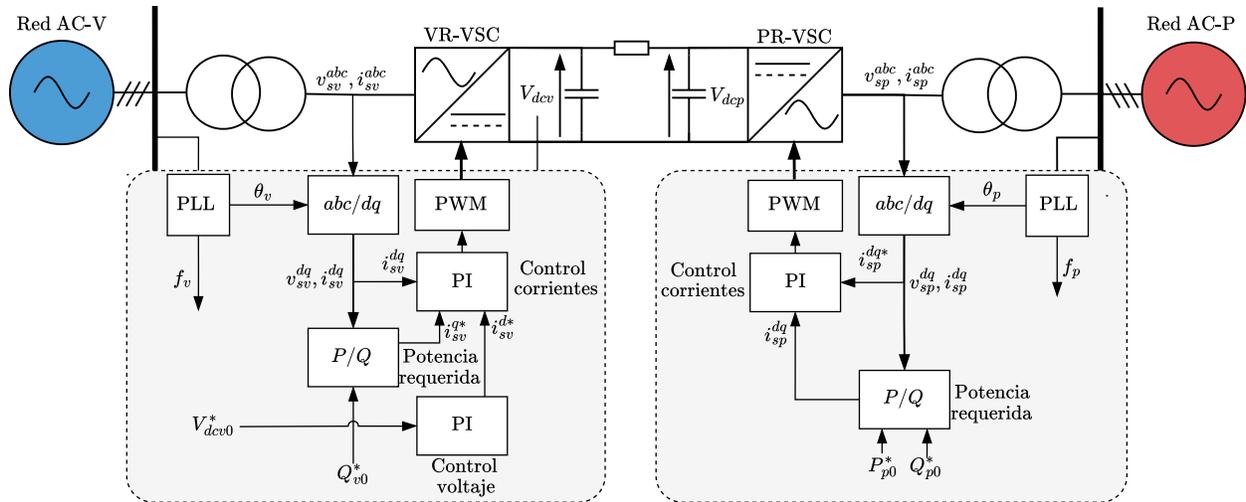


Figura 1.2: Operación de un sistema VSC-HVDC.

Con tal de mejorar la respuesta dinámica de la frecuencia eléctrica con sistemas VSC-HVDC mediante emulación inercial y de amortiguamiento o *damping* o mediante el control de caída o droop, es posible encontrar trabajos previos en sistemas con enlaces HVDC en la integración de la generación eólica, dado que en estos casos es común el uso de sistemas VSC-HVDC para transmitir tal energía renovable desde las generadoras off-shore a la red principal. Dado el aumento en su presencia y a los problemas de baja inercia, se ha estudiado cómo mediante estos sistemas se puede dar respuesta inercial. Técnicas ya conocidas son la descarga eólica y *hidden inertia* [14]. En la primera estrategia se intenta operar la turbina en un punto no óptimo de operación para utilizar la energía disponible en casos de perturbaciones de frecuencia, en cambio, en la segunda estrategia se utiliza un lazo de control adicional para proporcionar una referencia de potencia proporcional al ROCOF y utilizar la energía cinética de las turbinas para mejorar la respuesta inercial.

Algunas tecnologías en sistemas VSC-HVDC con granjas eólicas ya se encuentran disponibles comercialmente, tal como la General Electric WindINERTIATM y ENERCON Inertia Emulation [15] y operadores de red como en *Québec* y *Ontario* en Canadá ya cuentan con opciones para dar respuesta inercial mediante turbinas eólicas [16]. Por otra parte, han surgido otras propuestas mediante distintas tecnologías que se pueden encontrar en la literatura para dar soporte inercial y participar en la regulación de frecuencia. Como se muestra en la Fig. 1.3, es posible destacar a las opciones de control generador sincrónico virtual (VSG, del inglés, *virtual synchronous generator*) y capacitores en el DC Link como alternativas en la mejora de respuesta inercial de frecuencia presentes intrínsecamente en sistemas VSC-HVDC.

La investigación en granjas eólicas para la regulación de frecuencia se ha extendido mediante la utilización de la energía electroquímica almacenada en los capacitores DC en el DC-Link de los sistemas VSC-HVDC para mejorar la respuesta inercial, como en [17]. El voltaje del DC-Link normalmente es regulado para mantener un valor constante. Al variar este voltaje, es posible contar con una potencia adicional que puede ser utilizada para dar respuesta inercial, de manera similar al uso de sistemas de almacenamiento por supercapacitores.

Es evidente el potencial que poseen los capacitores presentes en los sistemas VSC-HVDC para mejorar la respuesta inercial. Sin embargo, su capacidad de regulación depende de los límites operacionales de voltaje DC en los capacitores, lo cual se relaciona directamente

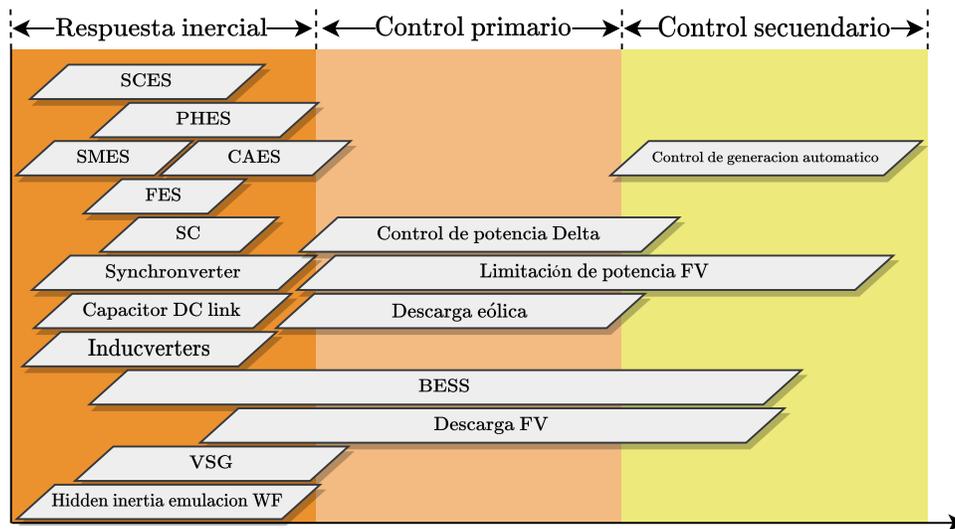


Figura 1.3: Tecnologías para regulación de frecuencia [14].

con el valor de capacitancia utilizado, dado que una alta capacitancia aumenta la energía almacenada en el capacitor. En sistemas VSC-HVDC punto a punto (o P2P, del inglés *Point To Point*) convencionales se ha estudiado la capacidad de regulación de frecuencia con el uso de esta energía, por ejemplo, [18] muestra la manera en que, mediante las variaciones de voltaje en función de los cambios de frecuencia y una constante de inercia, se puede mejorar notablemente la respuesta inercial del sistema sin requerir del cálculo de ROCOF para su implementación. Esta acción requiere cambiar únicamente la referencia de voltaje en el convertidor VR-VSC, por lo que no se requiere modificar profundamente las clásicas estructuras de control, a diferencia de otras estrategias como el control *grid forming*.

Por otro lado, en [19] se muestra un trabajo que permite realizar emulación inercial para convertidores de interconexión entre dos redes AC mediante un sistema de control autónomo y sin comunicación. El control propuesto mejora la respuesta en frecuencia de una sola red AC (la que presente mayor ROCOF) quitando potencia de la otra red. Se puede aplicar esta estrategia sin comunicación en un sistema VSC-HVDC P2P, para lo cual sería necesario perturbar el voltaje DC de la estación VR-VSC para que este varíe de acuerdo con la frecuencia local AC y, por otra parte, el convertidor PR-VSC debe realizar emulación inercial derivativa. Al comparar localmente las tasas de cambio de voltaje y frecuencia en el convertidor PR-VSC, se plantea que es posible determinar cuál red AC presenta la mayor perturbación y se da la referencia de potencia a este convertidor para apoyar a la red con

mayor perturbación. Sin embargo, al apoyar a la red con mayor ROCOF, se perturba a la otra red, causando oscilaciones en su frecuencia, lo que puede ser muy perjudicial cuando ambas redes presenten eventos de alta o baja frecuencia simultáneamente. Otra estrategia similar planteada en [20] presenta un método para realizar emulación inercial y de rápido control de caída orientado en la configuración VSC-HVDC P2P en la cual, mediante un algoritmo de priorización, se realiza emulación inercial hacia la red más dañada. Sin embargo, se requiere garantizar un tiempo mínimo de priorización para evitar cambiar repentinamente el apoyo a cada red, lo que resta sensibilidad a la estrategia.

Para dar apoyo a dos redes AC que presenten eventos de perturbación de frecuencia, se han propuesto teóricamente métodos de control para realizar la emulación inercial en ambos lados de la red de manera simultánea sin perjudicar la operación en cada red. Para esto, se requiere del empleo de la energía almacenada en los capacitores presentes en el enlace DC del sistema HVDC, lo cual puede hacer que estos presenten grandes oscilaciones de voltaje si son de baja capacitancia. En [13] se presenta tal estrategia de control en sistemas VSC-HVDC P2P, la idea consiste en variar el voltaje DC en función de ambas frecuencias. Además, se utiliza el control de potencia del enlace HVDC para emulación de *damping* en ambas redes. Se plantea un método matemático para estimar la frecuencia AC opuesta desde cada estación convertidora, lo que podría eliminar la necesidad de contar con un canal de comunicación que comparta los datos de frecuencia en cada red AC.

Por otra parte, existen trabajos que pretenden otorgar esta respuesta inercial en enlaces HVDC de manera dinámica utilizando control de lógica difusa. En el trabajo presentado en [21] se utiliza un control de lógica difusa PID para generar una referencia de potencia activa en función del ROCOF y las desviaciones de frecuencia. De esta manera adaptativa, se puede mejorar la respuesta inercial del sistema. El uso del control *fuzzy* se puede encontrar en la literatura para variar la constante de inercia utilizada en un sistema basado en convertidores de potencia. Esto se basa en que al mantener una constante de inercia fija inapropiada, pueden ocurrir grandes oscilaciones de frecuencia y voltaje afectando la estabilidad del sistema [22]. Mediante un conocimiento previo del sistema, el control *fuzzy* genera funciones que producen un flujo de potencia deseado, en estos casos, en función del ROCOF, desviaciones de frecuencia y disponibilidad de otros recursos complementarios.

En [23] se propone un esquema de control de emulación inercial variable para sistemas

VSC-HVDC mediante el uso de una función que ajusta el voltaje DC. El objetivo consiste en variar la constante de inercia utilizada en el soporte inercial desde los capacitores en el DC-link en función del ROCOF y desviaciones de frecuencia. Al realizar este cambio, el sistema puede mejorar la respuesta inercial al adaptarse a los cambios de frecuencia de manera dinámica. Esta propuesta se enfoca en apoyar a una única red AC, (en el convertidor VR-VSC), y al depender de las variaciones de voltaje en el enlace DC su capacidad es limitada para dar emulación inercial. De manera similar, [24] estudia la utilización de inercia variable adaptativa para un sistema VSC-HVDC basado en el convertidor modular multinivel (MMC, del inglés *Modular Multilevel Converter*) utilizando de igual manera la energía de los capacitores, en donde se producen cambios en la constante de inercia en función únicamente del ROCOF, tal cambio es dado por una función de Sigmoid.

Como complemento a los sistemas HVDC tradicionales, en [25] se muestra una manera en que, mediante un sistema HVDC y gracias al empleo de BESS, se pueden coordinar tales recursos para la regulación de frecuencia. Se utiliza el convertidor PR-VSC para realizar la regulación de frecuencia en base a un control *fuzzy* y la potencia utilizada en el enlace para este propósito se limita a un 10% de la capacidad nominal del enlace y el BESS se encarga del resto. Esta propuesta no considera el potencial aporte de los capacitores del enlace DC ni plantea un modo de operación del BESS en función de su estado de carga (SOC, del inglés *State Of Charge*). En su lugar, la estrategia de gestión energética realiza un cálculo en función del consumo energético y muestra dos opciones para esto, mediante la utilización de una ganancia y un *dead-band* variable para generar una potencia que se resta a la referencia de potencia.

El empleo de BESS suele darse también en micro-redes y se ha realizado control *fuzzy* en tales sistemas para mejorar la respuesta de la frecuencia eléctrica. Por ejemplo, [26] utiliza control de lógica difusa junto con un algoritmo de optimización para el control de la batería y para la gestión de SOC, además de un mecanismo de control adicional para la protección de la batería. A diferencia de [25] la gestión energética se da por control *fuzzy* y genera una potencia que se sustrae a la referencia de potencia. En estas propuestas, solo se trabaja directamente con las referencias de potencia activa.

Si bien existen varios métodos de operación de sistemas BESS para mejorar la respuesta inercial en la literatura, no es común su uso en sistemas eléctricos para este propósito.

Sin embargo, recientemente se han iniciado planes para la operación de BESS para dar soporte inercial utilizando la tecnología de control de máquina síncrona virtual [27]. Por otra parte, muy pocos trabajos investigan la operación de estos sistemas en enlaces VSC-HVDC de manera coordinada, considerando el potencial energético de esta configuración y sus restricciones operacionales.

El trabajo presentado en [28] propone una estrategia de control coordinado entre BESS, un enlace VSC-HVDC y una granja eólica para la regulación de respuesta inercial. La motivación de incluir un BESS en la estrategia de control surge de resolver la problemática de incluir granjas eólicas en la regulación de frecuencia y así evitar el problema de caídas de frecuencia por participar en el control inercial dada la disminución de la velocidad del rotor. Esta propuesta de control utiliza energía de los capacitores del enlace DC, BESS y las turbinas eólicas para el soporte inercial. Se establece una lógica de operación coordinada que se puede implementar utilizando mediciones y operaciones lógicas simples. Esta lógica se basa en las variaciones de frecuencia. Esta propuesta contempla también restricciones sobre el estado de carga del BESS, el voltaje en los capacitores DC y la operación de turbinas eólicas para dar respuesta inercial. El control propuesto no requiere comunicación entre convertidores VSC y considera la interconexión de una red AC con otro sistema AC compuesto de turbinas eólicas. Dado el enfoque del trabajo, no se contempla el soporte inercial de forma simultánea a dos redes AC interconectadas por un sistema VSC-HVDC con apoyo de BESS.

Con respecto a los flujos de potencia que pueden manejar los convertidores, y eventualmente, ser utilizados para el soporte inercial y de control primario de frecuencia, el análisis de las regiones de operación en convertidores VSC se ha utilizado para conocer su operación en estado estacionario y definir los límites de potencia en los que estos pueden trabajar, así como para analizar el rango operativo de los índices de modulación. Generalmente, esta región de operación suele considerarse fija, pero se ha visto que las condiciones operativas del sistema afectan la curva de operación [29]. Por otra parte, en trabajos previos suele analizarse únicamente la utilización con potencias nominales o inferiores y son pocos los trabajos que han explorado las regiones de operación en convertidores VSC en sus propuestas de control [30]. En uno de ellos, [31] se trabaja con los puntos de operación de los convertidores conectados por BESS para dar servicios auxiliares y de esta manera, asegurar una operación segura del sistema. Tal decisión en la operación se da mediante una resolución de un problema de optimización no convexo, teniendo como restricción la curva operativa del sistema,

entre otras restricciones.

En [30] los autores exploran las capacidades de regulación de frecuencia en un sistema VSC-HVDC P2P. Por medio de la medición de desviaciones de frecuencia se definen tres mecanismos de operación y se extienden las regiones de operación según la magnitud de la contingencia, priorizando la mayor utilización de potencia activa en grandes perturbaciones. La extensión en las regiones de operación se realiza asumiendo que el convertidor puede operar a su máxima capacidad. En tal trabajo solo se da regulación de frecuencia a una red AC, en el convertidor PR-VSC sin considerar la utilización de energía de los capacitores en el enlace DC de sistemas HVDC.

1.3. Contribución del trabajo

Dada la revisión de la literatura previa que aborda el soporte inercial y la regulación de frecuencia en sistemas VSC-HVDC, se ha esclarecido que las investigaciones se han centrado en enfoques como el uso de energía electroquímica en capacitores de enlaces HVDC, la aplicación de constantes de inercia variables y el diseño de métodos de control adaptativos basados en flujos de potencia dependientes de la disponibilidad de recursos. Estos enfoques han demostrado su eficacia para mejorar el comportamiento dinámico de frecuencia en sistemas eléctricos.

Sin embargo, se ha identificado que pocos estudios consideran la regulación de frecuencia bidireccional, es decir, la capacidad de proporcionar soporte inercial y de frecuencia simultáneamente a ambas redes AC conectadas mediante sistemas VSC-HVDC. Además, son limitadas las propuestas que investigan la operación coordinada de sistemas VSC-HVDC con BESS, a pesar de que estos representan un complemento significativo para mejorar la resiliencia de los sistemas eléctricos. Otro aspecto poco explorado es el análisis de las regiones de operación en convertidores de potencia como herramienta para la regulación de frecuencia. Este enfoque resulta útil para evaluar distintos puntos operativos y apoyar la toma de decisiones de control adaptadas a las condiciones de la red.

A partir de esta revisión, se identifica un vacío en la literatura relacionado con el análisis y desarrollo de estrategias para la regulación de frecuencia bidireccional en sistemas HVDC que

integren BESS, especialmente bajo escenarios de baja inercia y en el contexto del incremento en el uso de convertidores de potencia. Para abordar este vacío en la investigación, la presente tesis contribuye al conocimiento en los siguientes aspectos:

- Emulación de respuesta inercial bidireccional y simultánea: Diseño y análisis de estrategias para emular respuesta inercial bilateral en un enlace HVDC que incluye la integración de BESS en cada punto de acoplamiento común (PCC, del inglés *Point of Common Coupling*).
- Coordinación de recursos energéticos: Desarrollo de una nueva técnica de control coordinado que utilice tanto la energía almacenada en los capacitores del enlace DC como la de los BESS y la participación de las redes AC remotas, considerando la dinámica del SOC y voltaje en los capacitores para proporcionar emulación inercial efectiva.
- Validación mediante simulaciones en tiempo real: Evaluación de la propuesta de control a través de trabajos utilizando la técnica de HIL, ayudando a justificar su aplicabilidad en escenarios reales.

El sistema bajo estudio se muestra en la Fig. 1.4. Este considera un sistema VSC-HVDC P2P con soporte de BESS en cada PCC. Los convertidores de cada BESS en los lados AC-V y AC-P se denominan BP-VSC y AC-P se denominan BV-VSC.

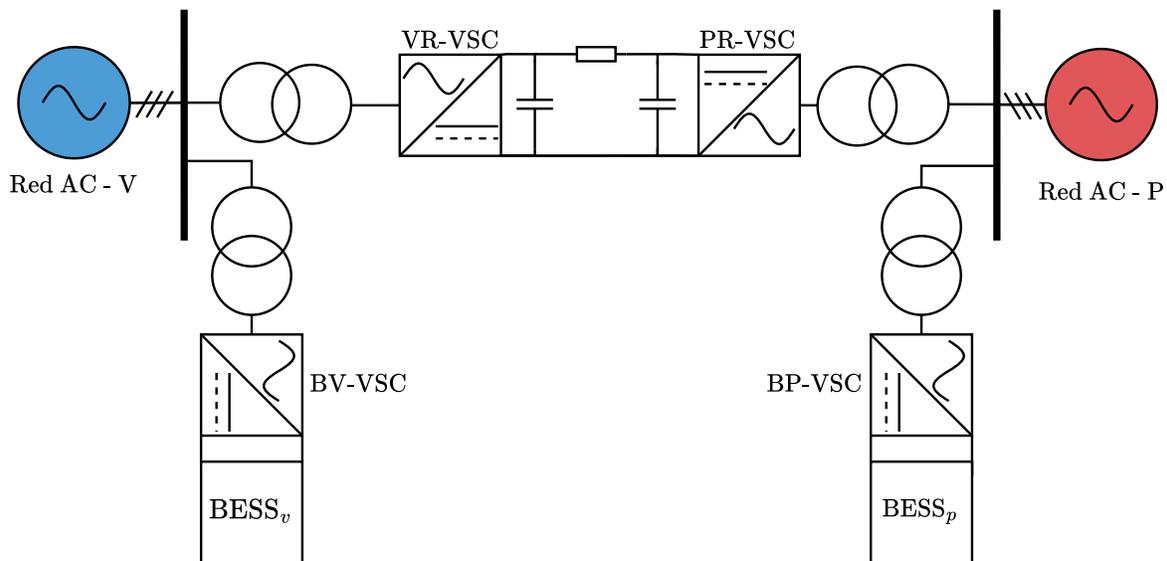


Figura 1.4: Sistema bajo estudio.

1.4. Hipótesis

- Al incorporar BESS en un enlace HVDC se modifican las regiones de operación, mejorando el desempeño dinámico y estático del sistema con respecto al control bidireccional de frecuencia.
- Un control coordinado entre HVDC y BESS que considere las restricciones operacionales de estado de carga, límites de potencia y de variación de voltaje, mejora la respuesta dinámica de frecuencia sin necesidad de utilizar capacitores de muy alta capacitancia.

1.5. Objetivos

Los objetivos generales del trabajo se plantean a continuación:

- **Objetivo General:**

- Diseñar, implementar y validar una estrategia de control coordinada para un sistema VSC-HVDC con soporte de BESS, orientada a mejorar la respuesta inercial y la regulación de frecuencia primaria en redes eléctricas interconectadas, considerando las limitaciones operativas del sistema.

- **Objetivos Específicos:**

- Analizar y caracterizar las regiones de operación del sistema VSC-HVDC con integración de BESS, identificando las limitaciones en potencia, voltaje y modulación.
- Proponer una estrategia de control coordinada que aproveche los recursos energéticos disponibles (energía de los capacitores del enlace DC y de los BESS) para mejorar la respuesta inercial y el manejo del ROCOF en ambos lados de las redes AC interconectadas.
- Validar la propuesta mediante simulaciones en tiempo real utilizando técnicas *Hardware-in-the-Loop* (HIL), asegurando que cumpla con las restricciones operativas y mejore el desempeño dinámico y estático del sistema.

Capítulo 2

Marco teórico

En el presente capítulo se abordan los conceptos fundamentales relacionados con las características de la frecuencia eléctrica, tal como la respuesta inercial, la regulación de frecuencia en sistemas eléctricos y los métodos de control basados en los esquemas *grid-following* en convertidores de potencia para emular inercia, mediante la energía electroquímica de los capacitores presentes en los enlaces DC en las conexiones típicas de convertidores a la red, así como mediante la energía de los BESS y en enlaces VSC-HVDC, tal como se ha planteado en la literatura.

2.1. Inercia en el sistema eléctrico

2.1.1. Inercia en máquinas rotatorias

La Fig. 2.1 muestra un esquema de generación eléctrica mediante un generador sincrónico clásico equipado con un alternador. La energía cinética desde alguna fuente de energía produce un movimiento en el motor primario (motor diésel, turbina de vapor, turbina hidráulica, turbina de gas), el cual gira el eje de rotación del sistema. El alternador genera la frecuencia eléctrica que se adapta a la velocidad del motor primario de la unidad generadora. Por ello, la velocidad del generador debe ser controlada de manera precisa; es en donde la respuesta inercial y el regulador (o *governor*) de velocidad juegan un rol importante para mantener

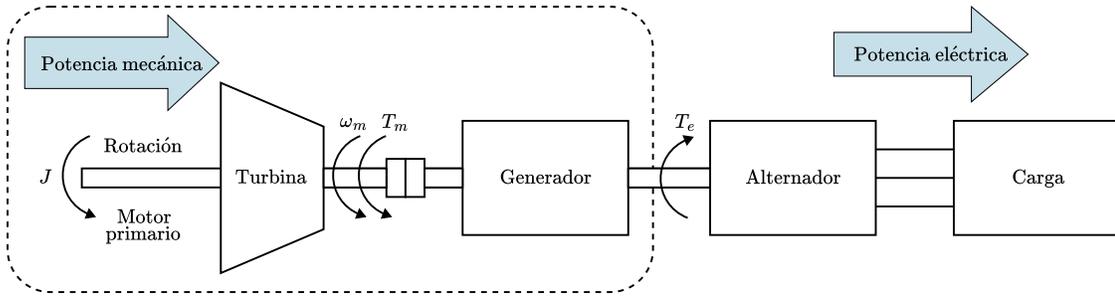


Figura 2.1: Diagrama de generación eléctrica con una máquina síncrona [2].

la frecuencia dentro de límites operacionales preestablecidos. Cualquier cambio repentino en la carga hará que el generador y alternador alteren su movimiento rotatorio, alcanzando eventualmente un nuevo estado de operación [2]. La dinámica de una máquina rotatoria se puede describir en función de la Segunda Ley de Newton. En la ecuación (2.1) se muestra matemáticamente esta relación:

$$J\alpha_m = T_m(t) - T_e(t) = T_a(t). \quad (2.1)$$

Donde J corresponde al momento de inercia total en $\text{kg} \cdot \text{m}^2$, que concentra la inercia de todas las masas rotatorias solidarias al eje de rotación de la máquina, α_m como a la aceleración angular del rotor en rad/s^2 y T_m , T_e y T_a corresponden al torque mecánico suministrado por el motor primario, el torque eléctrico que representa la potencia eléctrica trifásica total salida del generador y al torque neto acelerante en $\text{N} \cdot \text{m}$ respectivamente. Por otro lado, la aceleración angular de una máquina rotatoria está dada por las variaciones de velocidad mecánica angular ω_m y por la segunda derivada de la posición angular del rotor con respecto a un eje estacionario en rad según se muestra en la ecuación (2.2):

$$\alpha_m(t) = \frac{d\omega_m(t)}{dt} = \frac{d^2\theta_m(t)}{dt^2} \quad (2.2)$$

Suele ser conveniente medir la posición angular del rotor con respecto a un eje de referencia rotatorio $\delta_m(t)$ en lugar del eje estacionario, tal representación se presenta en la ecuación (2.3):

$$\theta_m(t) = \omega_{msyn}t + \delta_m(t). \quad (2.3)$$

Siendo ω_{msync} la velocidad sincrónica angular del rotor en rad/s. Utilizando las ecuaciones (2.1)-(2.3) se puede obtener la nueva expresión (2.4):

$$J \frac{d^2\theta_m(t)}{dt^2} = J \frac{d^2\delta_m(t)}{dt^2} = T_m(t) - T_e(t) = T_a(t) \quad (2.4)$$

Con la expresión anterior, y dado que el torque se puede expresar como el cociente entre la potencia y la velocidad angular, se puede llegar a la siguiente ecuación en p.u.:

$$\frac{J\omega_m}{S_{nom}} \frac{d^2\delta_m(t)}{dt^2} = \frac{P_m(t) - P_e(t)}{S_{nom}} = P_{m,p.u.}(t) - P_{e,p.u.}(t) \quad (2.5)$$

De la ecuación anterior, se define a la constante de inercia normalizada H según la expresión (2.6) cuyos valores típicos se muestran en la tabla 2.1.

$$H = \frac{\text{Energía cinética almacenada a velocidad síncrona (MW}\cdot\text{s)}}{\text{Potencia nominal del generador (MVA)}} = \frac{\frac{1}{2}J\omega_{msyn}^2}{S_{nom}} \quad (2.6)$$

Para un generador sincrónico de p polos, se puede expresar a la frecuencia eléctrica radial, ángulo eléctrico y frecuencia sincrónica radial según ecuaciones (2.7)–(2.9):

$$\omega(t) = \frac{p}{2}\omega_m(t) \quad (2.7)$$

$$\delta(t) = \frac{p}{2}\delta_m(t) \quad (2.8)$$

$$\omega_{syn} = \frac{p}{2}\omega_{msyn} \quad (2.9)$$

Por otro lado, suele ser conveniente expresar las variables en p.u., con esto, la velocidad angular eléctrica en p.u. según (2.7)–(2.9), es expresada como:

Tabla 2.1: Tabla de valores típicos de constante de inercia de unidades generadoras [2].

Tipo de generación	H (MW·s/MVA)
Unidad hidráulica	2-4
Unidad térmica, 3600 rpm (2 polos)	2.5-6
Unidad térmica, 1800 rpm (4 polos)	4-10

$$\omega_{p.u.}(t) = \frac{\omega(t)}{\omega_{syn}} = \frac{\omega_m(t)}{\omega_{msyn}} \quad (2.10)$$

Dado que en la práctica la velocidad del rotor no suele tener cambios significativos con respecto a la velocidad sincrónica durante los transientes, se puede asumir que $\omega_{p.u.} \approx 1$, con esto, al utilizar la definición de la constante de inercia normalizada H , la ecuación (2.5) en p.u. se expresa según:

$$\frac{2H}{\omega_{syn}} \frac{d^2\delta(t)}{dt^2} = P_{m,p.u.}(t) - P_{e,p.u.}(t) \quad (2.11)$$

La expresión anterior es conocida como *ecuación de swing*. A esta expresión se le puede añadir otro término que representa el torque de amortiguamiento o *damping* cada vez que el generador se desvía de su velocidad sincrónica, con D conocido como factor de amortiguamiento con valores típicos de 0-2 [32].

$$\frac{2H}{\omega_{syn}} \frac{d^2\delta(t)}{dt^2} = P_{m,p.u.}(t) - P_{e,p.u.}(t) - \frac{D}{\omega_{syn}} \frac{d\delta(t)}{dt} \quad (2.12)$$

Se puede notar que la ecuación (2.12) corresponde a una ecuación diferencial de segundo orden, la cual se puede reescribir al diferenciar $\delta(t)$ según (2.3), (2.7) y (2.8). La siguiente ecuación representa la nueva expresión:

$$\frac{2H}{\omega_{syn}} \frac{d\omega(t)}{dt} = P_{m,p.u.}(t) - P_{e,p.u.}(t) - \frac{D}{\omega_{syn}} (\omega(t) - \omega_{syn}) \quad (2.13)$$

Por lo general, se presenta la *ecuación de swing* anterior en términos de la frecuencia eléctrica (f) en Hz según la ecuación (2.14).

$$\frac{2H}{f_{nom}} \frac{df(t)}{dt} = P_{m,p.u.}(t) - P_{e,p.u.}(t) - \frac{D}{f_{nom}} (f(t) - f_{nom}) \quad (2.14)$$

La *ecuación de swing* muestra una importante relación matemática entre las variaciones de frecuencia y las variaciones en las potencias mecánicas del generador. Se puede notar que, frente a cualquier desbalance entre la potencia mecánica y eléctrica, se tendrá una tasa de cambio en la frecuencia eléctrica con respecto a su valor nominal. Tal variación depende del momento de inercia de la máquina rotatoria. En particular, frente a un alto valor de momento de inercia, el ROCOF no presentará un elevado valor. En contraste, un bajo momento inercial

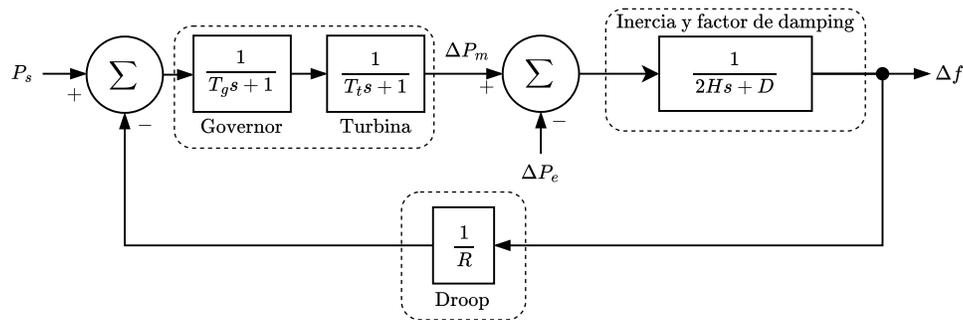


Figura 2.2: Dinámica de la frecuencia eléctrica con control primario.

dará lugar a un elevado ROCOF, para la misma perturbación de potencia. Con elevados ROCOF entre 0.5 a 1 [Hz/s], los generadores pueden llegar a desconectarse [33].

Una representación esquemática en bloques de la dinámica de frecuencia para una sola unidad generadora en función de la ecuación (2.14) se muestra en la Fig. 2.2. En esta figura, las constantes de tiempo T_g y T_t describen las dinámicas del *governor* y la turbina, respectivamente. Este esquema es aplicable a una unidad de vapor sin recalentamiento, como se describe en [2].

En el modelo, P_s representa la potencia del lazo de control secundario, cuyo efecto no es considerado en este estudio. El cambio en la potencia mecánica, considerando únicamente el lazo de control primario, está influenciado por el factor de caída o droop, además de la característica de damping inherente a cada máquina generadora. Sin embargo, al excluir el efecto del damping, la relación entre la caída de potencia y la caída de frecuencia se define

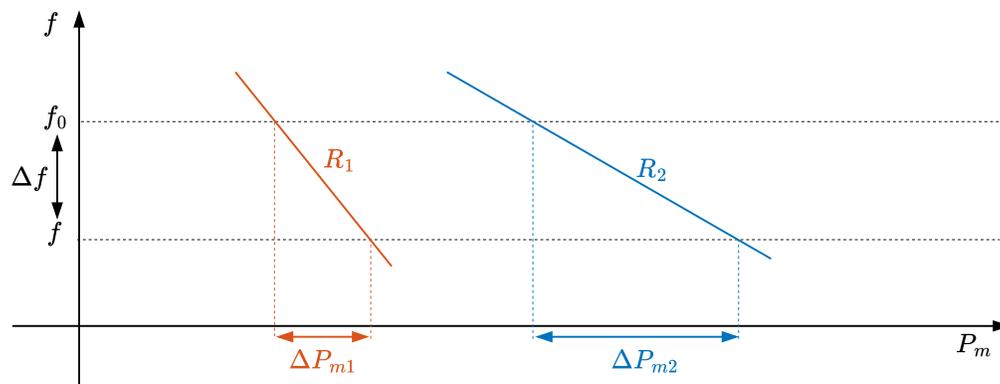


Figura 2.3: Característica de droop en un generador.

por el factor R , conocido como el droop en unidades de [Hz/MW] y se muestra en la Fig. 2.2 como la pendiente de la recta entre frecuencia y potencia mecánica. La Fig. 2.3 presenta una comparación entre las potencias mecánicas de dos generadores, donde $-R_1 < -R_2$. Esto implica que el generador 2 experimentará mayores cambios de potencia mecánica ante una misma variación en la frecuencia. Tal factor de droop debe ser diseñado y es utilizado por el *governor* para regular la velocidad de la turbina y ajustar la potencia mecánica.

2.1.2. Regulación de frecuencia en el sistema eléctrico

La Fig. 2.4 presenta un esquema representativo que ilustra la caída de frecuencia ante un incremento en la demanda de energía eléctrica, junto con los servicios de regulación de frecuencia comúnmente empleados. En este esquema, en el instante t_0 se produce un aumento en la demanda, lo que genera una caída de frecuencia cuyo ROCOF está determinado por la inercia del sistema conforme a la *ecuación de swing*. Esta respuesta inicial es inherente a las máquinas rotatorias y ocurre de manera natural en los sistemas convencionales. El valor mínimo alcanzado por la frecuencia, conocido como el *nadir* de frecuencia, depende de varios factores: la inercia del sistema, los valores de droop y *damping*, así como de las respuestas del *governor* y de la turbina. Estos elementos en conjunto determinan la capacidad del sistema

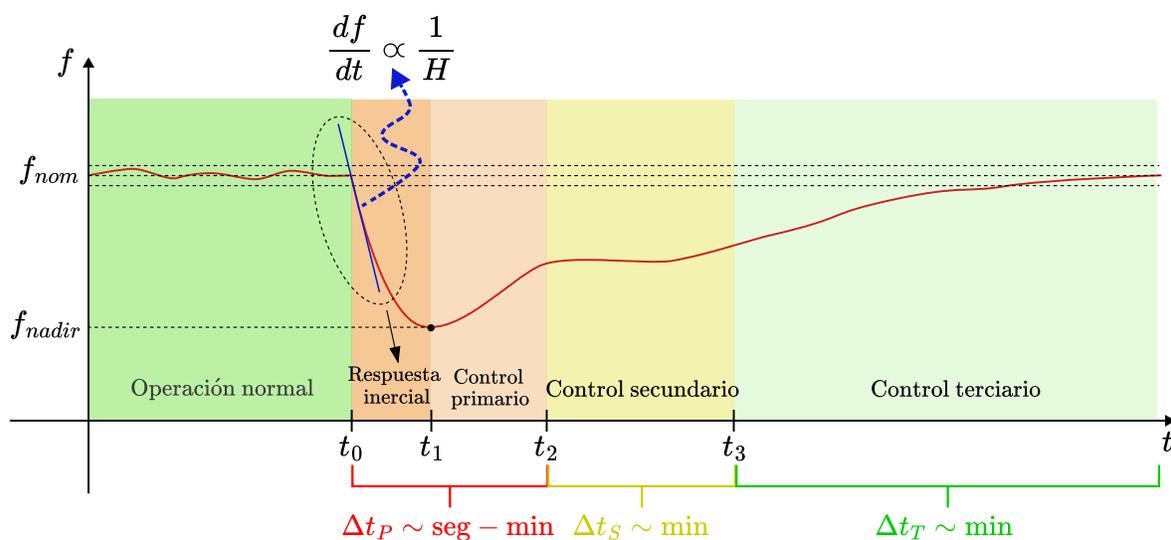


Figura 2.4: Esquema representativo de regulación de frecuencia

para reaccionar ante desequilibrios y estabilizar la frecuencia tras una perturbación.

El control automático del generador se activa en t_1 , el cual corresponde al lazo de control primario del generador en donde este ajusta su velocidad de rotación mediante el controlador de velocidad o *governor* del generador. Luego del control primario, la frecuencia del sistema vuelve a un valor fijo. Sin embargo, este valor suele ser distinto a la frecuencia nominal, dado que este control no busca eliminar el error en estado estacionario de frecuencia.

El control secundario se produce en t_2 y puede ser activado durante un tiempo mayor desde el inicio de la perturbación. Este control puede restablecer la frecuencia a su valor nominal y la potencia intercambiada mediante una distribución de la potencia controlada entre las distintas unidades involucradas. Sin embargo, en casos de perturbación o eventos críticos, en donde la frecuencia cae rápidamente alcanzando un valor decisivo, los controles terciarios en t_3 y de emergencia se activan para recuperar la frecuencia a su valor nominal [2]. El tiempo en que ocurre la respuesta inercial es de la escala milisegundos-segundos, el control primario se activa por más tiempo en la escala de segundos-minutos, mientras que el control secundario y terciario se activan por un tiempo mayor durante varios minutos. Los tiempos exactos en que se deben mantener activos cada control varían de acuerdo a las normativas vigentes según se establezca para cada operador eléctrico. En el caso del sistema eléctrico chileno, la normativa vigente indica los siguientes tiempos de activación para cada control [34]:

- Control primario de frecuencia: de 10 segundos a 15 minutos.
- Control secundario de frecuencia: de 5 a 15 minutos.
- Control terciario de frecuencia: de 5 minutos a 1 hora.

Tabla 2.2: Parámetros para casos de prueba.

Parámetro	Descripción	Valor	Unidad
f_0	Frecuencia nominal	50	Hz
S	Potencia nominal	100	MW
T_g	Constante de tiempo de <i>governor</i>	0.007	s
T_t	Constante de tiempo de turbina	1.8	s
R	Constante de droop	0.0008	Hz/MW
D	Constante de damping	2	MW/Hz

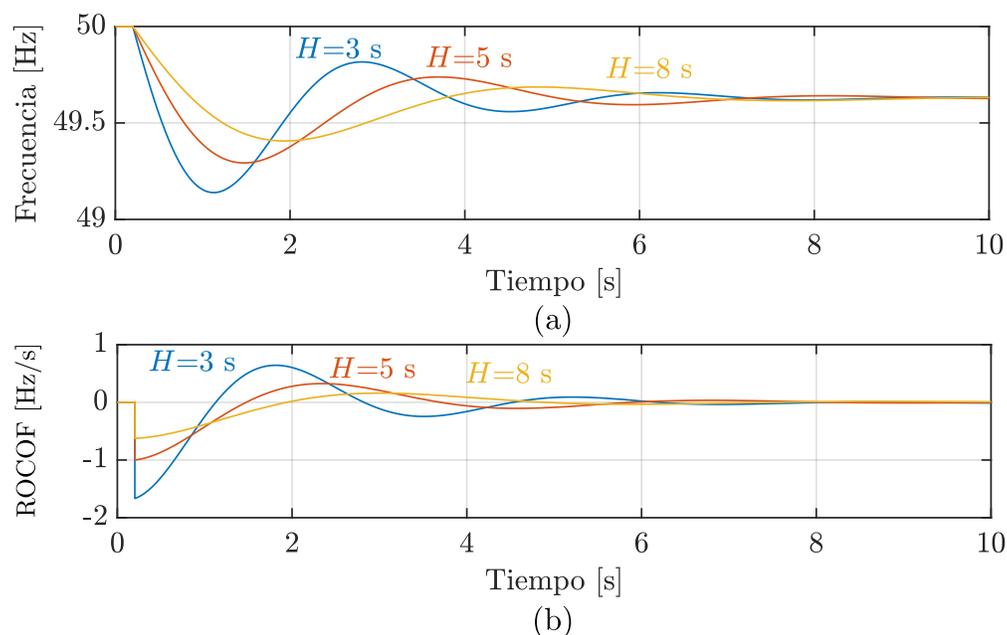


Figura 2.5: Efecto de constantes de inercia en la dinámica de la frecuencia eléctrica: (a) frecuencia eléctrica y (b) ROCOF.

Sin considerar los lazos de control secundario y terciario, en la Fig. 2.5 se muestra la frecuencia eléctrica en función de tres valores de inercia así como el ROCOF de cada caso con los parámetros de la Tabla 2.2. Se observa que el valor mínimo de frecuencia o *nadir* de frecuencia no presenta un valor tan bajo mientras se considera un mayor valor de inercia, así como se puede notar una disminución en el ROCOF al aumentar la inercia de cada caso.

2.2. Regulación de frecuencia con convertidores de potencia

Ante la esperada disminución de máquinas rotatorias sincrónicas de alta inercia, se han propuesto diversas maneras de emular la respuesta inercial de tales componentes modificando las referencias de potencia en convertidores *grid-following*. Es común utilizar un lazo de control adicional que, a través de mediciones de frecuencia eléctrica, genera una referencia de potencia adicional proporcional al ROCOF calculado según la expresión (2.15) [16], de manera tal que se aumenten los niveles de inercia del sistema. Esta potencia adicional puede

provenir de alguna red remota o en sistemas complementarios, como sistemas de almacenamiento o alguna otra fuente de energía asociada. Al aplicar esta potencia adicional a la ecuación de swing (2.14), se aumenta la constante de inercia inicial del sistema H añadiendo la constante de inercia virtual H_v según la ecuación (2.16).

$$P_{EI}^* = \frac{2H_v}{f_0} \frac{df}{dt} \quad (2.15)$$

$$\frac{2}{f_0} (H + H_v) \frac{df}{dt} = P_m - P_e - \frac{D}{f_0} \Delta f \quad (2.16)$$

De manera similar a la adición de la constante de inercia virtual, es común adicionar una constante de control droop y apoyar la regulación de frecuencia primaria. Mediante mediciones de desviaciones de la frecuencia eléctrica con respecto a su valor nominal, se genera la referencia de potencia que se muestra en la ecuación (2.17). Al añadir las potencias adicionales de emulación inercial y de control de caída, la ecuación (2.16) queda expresada según la ecuación (2.18).

$$P_D^* = \frac{k_D}{f_0} \Delta f \quad (2.17)$$

$$\frac{2}{f_0} (H + H_v) \frac{df}{dt} = P_m - P_e - (D + k_D) \frac{\Delta f}{f_0} \quad (2.18)$$

En la Fig. 2.6 se muestra una modificación de la Fig. 2.2 cuando añaden lazos adicionales de emulación inercial y amortiguamiento virtual/Control droop adicionales. Estos dos lazos de control son bastante similares entre sí, dado que ambos se expresan matemáticamente de la misma manera, aunque este último se aplica durante periodos de tiempo más prolongados, como en el caso estudiado. Si bien, con este tipo de soporte teóricamente se aumentan los niveles de inercia, el ruido en las mediciones de frecuencia afecta el cálculo del ROCOF y es común el uso de sistemas de filtrado adicional para atenuar el ruido en las mediciones, lo que también disminuye la rapidez de los convertidores para dar soporte dinámico de inercia y de control de caída.

La potencia requerida para el soporte inercial y de control de caída depende de los factores de constante de inercia y damping, así como de la magnitud de la perturbación. Utilizando las expresiones (2.15) y (2.17), se pueden dimensionar las potencias necesarias para la inercia

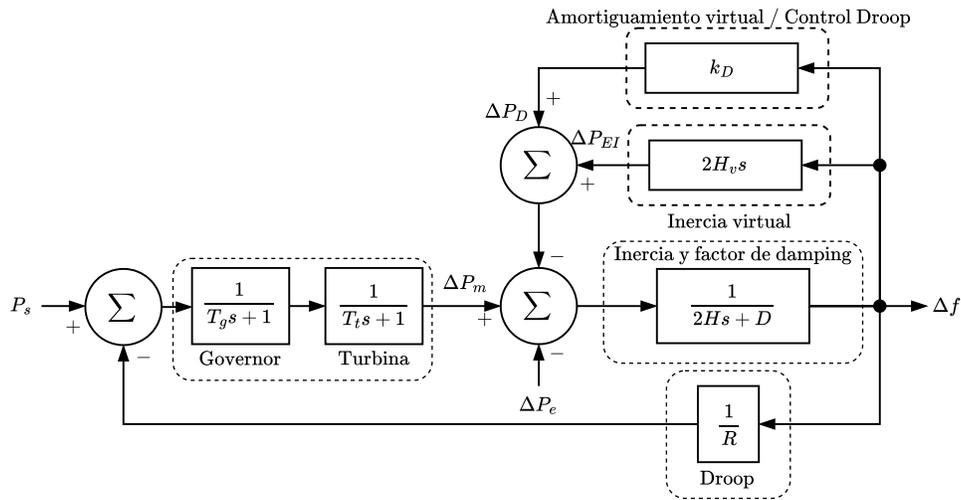


Figura 2.6: Dinámica de la frecuencia eléctrica con control primario utilizando inercia y damping virtual.

virtual y el control droop para distintos valores de H_v y k_D . En la Fig. 2.7a se muestra la potencia requerida para soporte inercial en un sistema con una frecuencia nominal de 50 Hz, para valores de ROCOF entre -1 y 1 [Hz/s] en un sistema de 100 MVA. Del mismo modo, en la Fig. 2.7b se presenta la potencia requerida para control de caída considerando un Δf entre ± 1 Hz. Se destaca que la potencia para el soporte inercial debe darse por cortos periodos de tiempo, a diferencia del control de caída de frecuencia, en donde la potencia se entrega por un tiempo mayor. Estos criterios deben tenerse en cuenta al diseñar sistemas que mejoren la respuesta dinámica de frecuencia mediante la emulación inercial y el control droop.

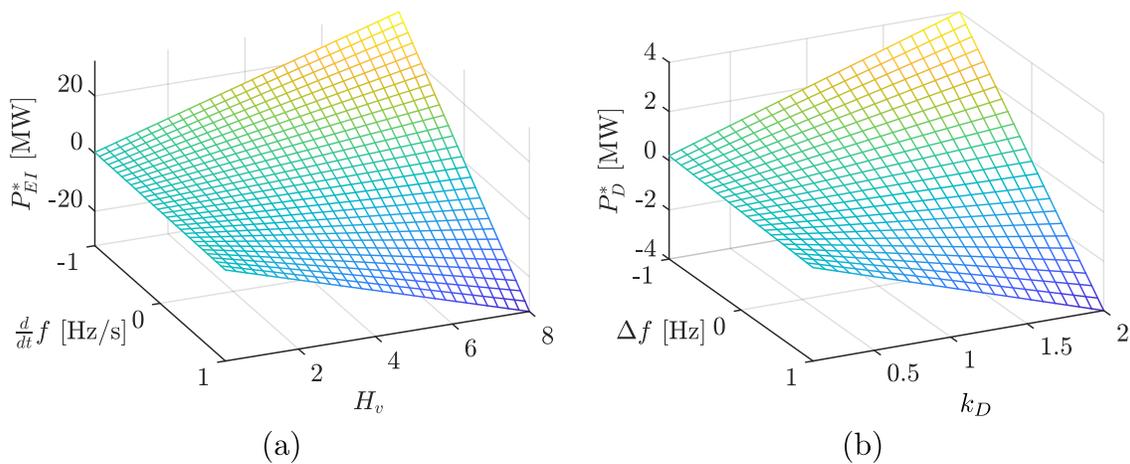


Figura 2.7: Potencias requeridas para: (a) emulación inercial y (b) control de caída.

2.2.1. Emulación inercial mediante energía de capacitores en el DC-Link

En la Fig. 2.8 se muestra esquemáticamente la conexión de un convertidor conectado a la red con presencia de capacitores en el DC Link, conectado a su vez a algún recurso energético. El esquema de control clásico considera el control de voltaje del capacitor a un valor constante, permitiendo que el recurso conectado al capacitor inyecte o absorba potencia libremente. Tal como se muestra en la figura, un lazo de control adicional se puede añadir para variar el voltaje DC con la finalidad de mejorar la respuesta inercial del sistema. Cabe destacar que, debido a la rápida descarga/carga transitoria de voltaje, los capacitores se limitan a otorgar respuesta inercial y no a la regulación de frecuencia que se da por mayores escalas de tiempo, como el control de caída.

Para obtener la relación entre el voltaje DC de los capacitores y la potencia requerida para emulación inercial, se debe igualar la potencia que se produce en la carga/descarga de capacitores a la potencia de soporte inercial de la ecuación (2.15), según la expresión (2.19). Dicha ecuación se puede resolver integrando, obteniendo el voltaje DC de referencia para los capacitores según la ecuación (2.21).

$$\frac{2H_v}{f_0} \frac{df(t)}{dt} = \frac{NCV_{dc}(t)}{S_{nom}} \frac{dV_{dc}(t)}{dt} \quad (2.19)$$

$$\int_{f_0}^f \frac{2H_v}{f_0} df = \int_{V_{dc0}}^{V_{dc}^*} \frac{NCV_{dc}}{S_{nom}} dV_{dc}$$

$$\Rightarrow \frac{2H_v}{f_0} (f - f_0) = \frac{NC}{2S_{nom}} (V_{dc}^{*2} - V_{dc0}^2) \quad (2.20)$$

$$V_{dc}^*(t) = \sqrt{V_{dc0}^2 + \frac{4S_{nom}}{NCf_0} H_v \Delta f(t)} \quad (2.21)$$

La relación anterior muestra una relación no lineal entre la referencia de voltaje y las variaciones de frecuencia eléctrica. Otros autores plantean métodos de control inercial utilizando una constante de proporcionalidad lineal para mejorar la respuesta inercial de un sistema. Asumiendo pequeños cambios de voltaje DC, se puede aproximar la potencia de los

capacitores e igualar a la potencia requerida para el soporte inercial, según se muestra a continuación en la ecuación (2.22). La resolución de esta ecuación diferencial da como resultado la expresión de la ecuación (2.23), que corresponde a una linealización de la expresión (2.20). Definiendo k_f como se muestra en la expresión (2.24), se obtiene una expresión alternativa linealizada para la referencia de voltaje DC, tal como se indica en (2.25).

$$\frac{NCV_{dc}(t)}{S_{nom}} \frac{dV_{dc}(t)}{dt} \approx \frac{NCV_{dc0}}{S_{nom}} \frac{dV_{dc}(t)}{dt} = \frac{2H_v}{f_0} \frac{d\Delta f(t)}{dt} \quad (2.22)$$

$$\frac{2H_v}{f_0} (f - f_0) = \frac{NC}{S_{nom}} V_{dc0} (V_{dc}^* - V_{dc0}) \quad (2.23)$$

$$k_f = \frac{2HS_{nom}}{NCV_{dc0}f_0} \quad (2.24)$$

$$V_{dc}^*(t) = V_{dc0} + k_f \Delta f(t) \quad (2.25)$$

A partir de las ecuaciones (2.21) y (2.25), se observa que la energía electroquímica almacenada en los capacitores permite emular inercia sin la necesidad de medir directamente el ROCOF. Esto resulta particularmente útil para mitigar el ruido en las mediciones de esta variable, como se menciona en [18]. Por otro lado, las variaciones del voltaje en el enlace DC frente a cambios de frecuencia dependen significativamente del valor de la capacitancia. En

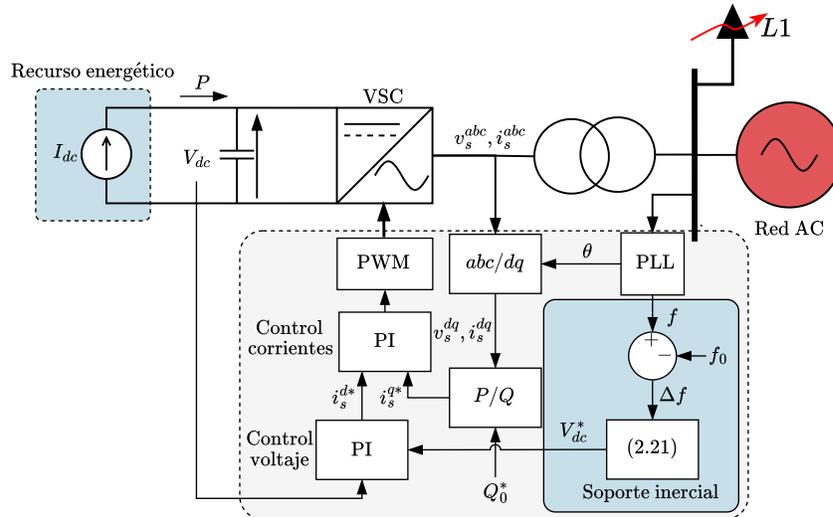


Figura 2.8: Esquema de control para soporte inercial con energía de los capacitores del enlace DC.

las Figs. 2.9a, 2.9b y 2.9c , se presentan los valores de referencia del voltaje DC necesarios para emular inercia con diferentes valores de inercia virtual y capacitancias de 7 mF, 4 mF y 1 mF respectivamente, considerando un sistema de 100 MVA, un voltaje nominal $V_{dc0} = 320$ kV, dos capacitores en el enlace DC, y un rango de variación de frecuencia Δf de ± 1 Hz. Esto indica que para una inercia virtual de $H_c = 8$ MW·s/MVA:

- Un sistema con alta capacitancia de 7 mF genera un cambio en el voltaje DC de solo un 2.26 %.
- Con una capacitancia de 4 mF, la variación en el voltaje DC aumenta al 3.99 %.
- Con una capacitancia de 1 mF, el voltaje DC varía un 17.08 %.

Estos datos destacan la necesidad de sobredimensionar los capacitores del sistema para mitigar variaciones significativas en el voltaje DC. No obstante, esta solución implica un incremento en los costos debido a la inversión requerida para incorporar capacitores de mayor capacitancia, lo que constituye una posible desventaja de este enfoque de control. A partir de la expresión (2.23), es posible calcular el valor de la capacitancia considerando los valores máximos de voltaje DC y las desviaciones de frecuencia, siguiendo el criterio establecido en la ecuación (2.26).

$$C = \frac{2S_{nom}}{NV_{dc0}f_0} H_c R_{vf} \quad (2.26a)$$

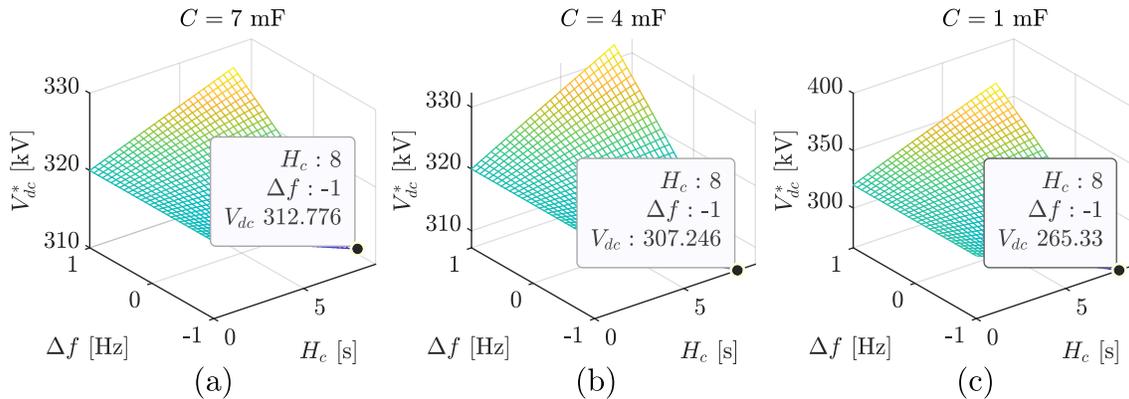


Figura 2.9: Máximas desviaciones de voltaje DC con inercia virtual de 8 segundos y $\Delta f = 1$ Hz con capacitancias de: (a) 7 mF, (b) 4 mF y (c) 1 mF.

$$R_{vf} = \max \left(\frac{f_{max} - f_0}{V_{dc,max} - V_{dc0}}, \frac{f_0 - f_{min}}{V_{dc0} - V_{dc,min}} \right) \quad (2.26b)$$

Caso de prueba Considerando el sistema descrito en la Fig. 2.8 y asumiendo un cambio escalonado del 15 % en la carga respecto a su valor nominal, se puede proporcionar soporte inercial al sistema a través de la carga y descarga del capacitor en el DC-Link, mediante la aplicación de la referencia de voltaje según la ecuación (2.21). El esquema de control corresponde al del convertidor VR-VSC explicado en la sección A.2. En la Fig. 2.10 se presentan los resultados de esta aplicación según los parámetros de la red de la Tabla 2.2. Se observa que el voltaje DC varía en respuesta a las fluctuaciones de la frecuencia eléctrica, logrando una reducción del 50 % en el ROCOF y una disminución en el nadir de frecuencia de 49.208 Hz a 49.407 Hz. Para proporcionar este soporte inercial, fue necesaria una reducción del voltaje DC del capacitor a 315 kV, lo que corresponde al 1.56 % de su voltaje nominal. Además, para lograr esta respuesta, se utilizó un valor de capacitancia de 7.5 mF.

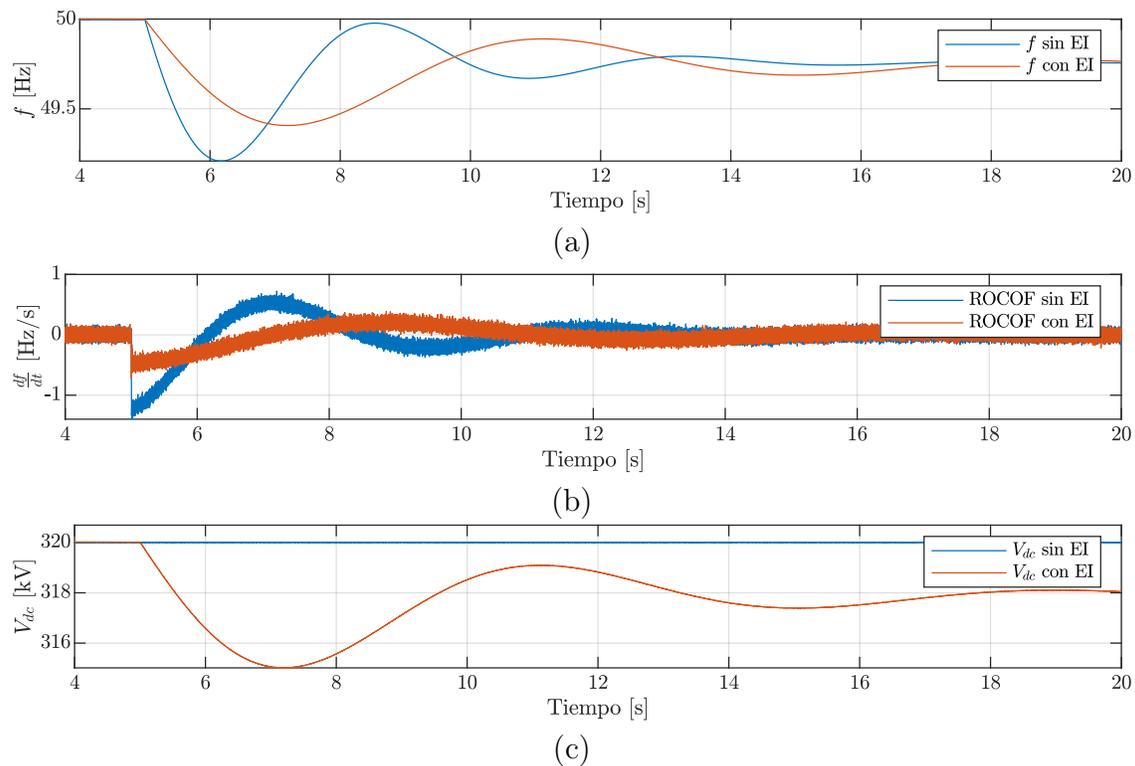


Figura 2.10: Resultados de emulación inercial (EI) con capacitores ante un aumento del 15 % en la demanda. (a) frecuencia eléctrica, (b) ROCOF y (c) variaciones de voltaje DC requeridas.

2.2.2. Emulación inercial y control de caída mediante BESS

En la Fig. 2.11 se muestra esquemáticamente una conexión de un BESS a la red eléctrica. Mientras el convertidor DC/DC bidireccional mantiene un voltaje constante V_{dcb} en el DC-Link, el convertidor VSC en el lado AC puede controlar los flujos de potencia activa y reactiva. En esta configuración, se requiere de un transformador elevador para conectar este sistema a la red eléctrica de alta tensión. El lazo de control de potencia se puede modificar según se muestra en tal figura. En este caso, la potencia del sistema varía en función de las mediciones de frecuencia eléctrica. Para el caso de soporte inercial, estas variaciones de potencia pueden estar dadas por la potencia de referencia de la ecuación (2.15).

Con tal de alcanzar altos niveles de potencia, este sistema puede estar conectado internamente por múltiples convertidores DC/DC en paralelo y por cada arreglo de convertidores DC/DC se necesita un VSC para ser conectado a la red. Tal configuración ha sido estudiada en trabajos como el descrito en [35]. Otras alternativas de conexión de BESS a la red eléctrica corresponden al uso de convertidores multinivel, los cuales pueden prescindir de un convertidor DC/DC y un transformador elevador [36]. En tales casos, el convertidor responde a los cambios de potencia activa directamente y el control interno de voltajes se da como objetivo secundario de control.

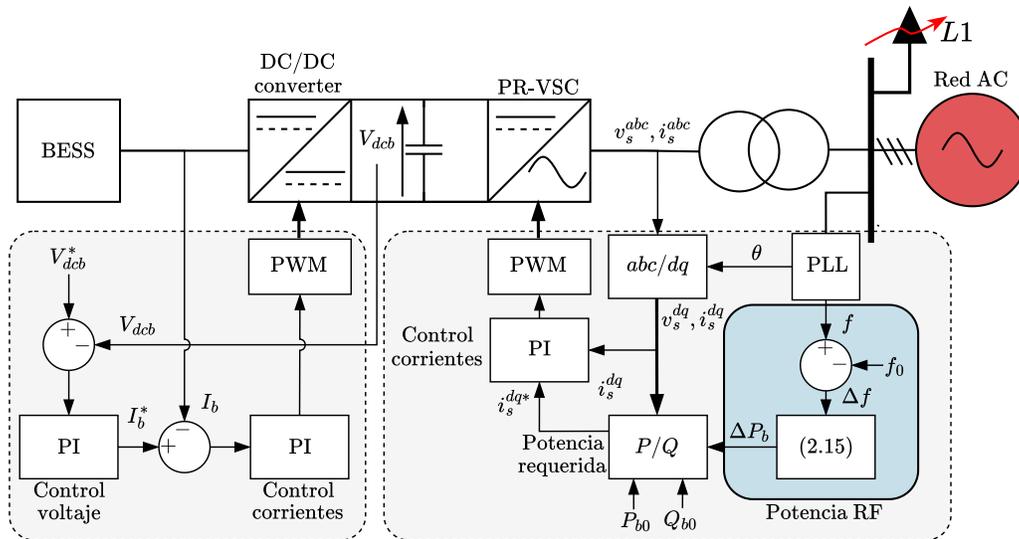


Figura 2.11: Conexión de BESS a la red para soporte inercial.

El SOC de los BESS limita su operación. Para mejorar la respuesta dinámica de frecuencia, un BESS debe absorber potencia activa (carga) durante los casos de subida de frecuencia o aumento del ROCOF e inyectar potencia activa (descarga) cuando se tenga una caída de frecuencia o ROCOF negativo. Es evidente que un BESS no puede dar soporte inercial en casos de alto SOC y ROCOF positivo, pero sí podría descargarse (y sería ideal) en aquellos casos de ROCOF negativo, dadas sus capacidades máximas de almacenar energía. El SOC de un BESS se puede expresar según se muestra en la ecuación (2.27), con E_{nom} como la energía nominal, η_{car} , η_{des} como eficiencias de carga y descarga respectivamente. Por otro lado, las potencias P_{car} y P_{des} corresponden a las potencias de carga y descarga.

$$SOC(t) = SOC(t_0) - \frac{1}{E_{nom}} \int_{t_0}^t \eta_{des} P_{des}(\tau) d\tau + \frac{1}{E_{nom}} \int_{t_0}^t \frac{1}{\eta_{car}} P_{car}(\tau) d\tau \quad (2.27)$$

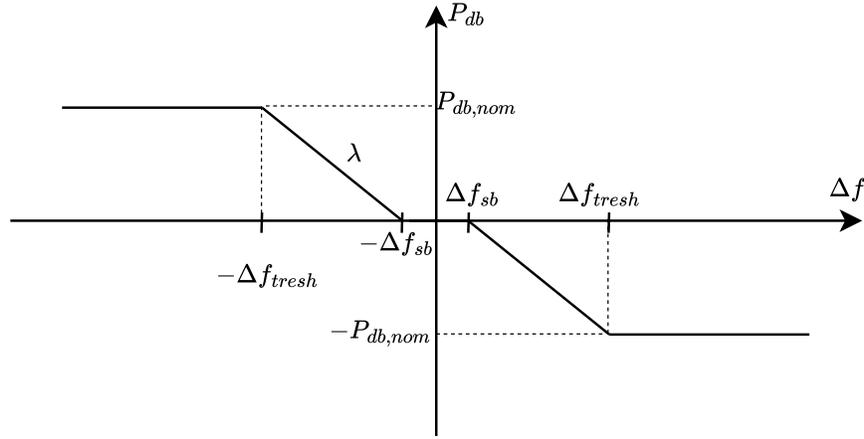
Dimensionamiento de BESS para soporte inercial Solamente considerando el soporte inercial, la energía nominal requerida de un BESS debe considerar la energía en casos de subida de frecuencia con ROCOF positivo y la energía en el caso contrario, es decir, con ROCOF negativo según se observa en la ecuación (2.28).

$$E_{nom} = E_{EI,BESS} = E_{BESS,up} + E_{BESS,dn} \quad (2.28a)$$

$$E_{EI,BESS} = \left(\int_{t_0}^{t_{f,EI}} \eta_{des} P_{BESS}(\tau) d\tau + \int_{t_0}^{t_{f,EI}} \frac{1}{\eta_{car}} P_{BESS}(\tau) d\tau \right) \cdot S_{BESS,EI} \quad (2.28b)$$

Para implementar un soporte inercial con una constante de inercia virtual fija en un sistema BESS, es fundamental determinar el valor máximo del ROCOF del sistema. Con esta información, la potencia nominal del BESS puede definirse utilizando la ecuación (2.29) al considerar la potencia para el soporte inercial según (2.15). En caso de factor potencia unitario, considerando la operación del BESS solo para gestionar flujos de potencia activa para el soporte inercial y de control droop, utilizando la ecuación (2.29) y (2.28b) es posible dimensionar el sistema para este propósito.

$$S_{BESS,EI} = \frac{2H_b}{f_0} \left(\frac{df}{dt} \right)_{max} \quad (2.29)$$


 Figura 2.12: Curva P/f para control de caída.

Dimensionamiento de BESS para control de caída En el control de caída de frecuencia, la curva de participación típica de un BESS conectado a la red se da en función a los valores de Δf según se muestra en la Fig. 2.12. La energía requerida desde los BESS es mayor en comparación al soporte inercial dado que se necesitan manejar flujos de potencia por periodos de tiempo mayores. Siguiendo el método propuesto en [37], se define la constante de caída en la ecuación (2.30). Con f_{sb} como la frecuencia a la cual el BESS empieza a dar potencia nominal y f_{tresh} como la frecuencia desde la cual el BESS es activado para el control primario de frecuencia,

$$R_{BESS} = \frac{-(f_{sb} - f_{tresh})}{f_0} \quad (2.30)$$

Se define la característica potencia/frecuencia sin participación de BESS según λ_0 en la ecuación (2.31). Para esto, necesario conocer el valor de frecuencia en estado estacionario luego del control primario de frecuencia, el cual se puede estimar según la ecuación (2.32). Por otro lado, la relación potencia/frecuencia con soporte de BESS se define en la ecuación (2.33), en donde $f_{ssTarget}$ es la frecuencia deseada en su valor final luego del control primario con el soporte de BESS.

$$\lambda_0 = \frac{\Delta P}{\Delta f_{ss}} \quad (2.31)$$

Tabla 2.3: Parámetros de diseño de BESS.

Parámetro	Descripción	Valor	Unidad
f_0	Frecuencia nominal de la red	50	Hz
$t_{f,D}$	Tiempo de activación del control de caída	15	min
Δf_{sb}	Umbral de frecuencia	0.02	Hz
Δf_{trersh}	Máxima desviación de frecuencia	0.2	Hz
ΔP_e	Perturbación de potencia	15	MW
$\Delta f_{ss, sinBESS}$	Delta de frecuencia en estado estacionario sin BESS	-0.3636	Hz
$\Delta f_{ssTarget}$	Delta de frecuencia en estado estacionario con BESS	-0.2	Hz
$\eta_{des} = \eta_{car}$	Eficiencias de descarga y carga	94	%
$\left \frac{df}{dt} \right _{max}$	Máximo ROCOF	1	Hz/s
$t_{f,EI}$	Tiempo de activación del soporte inercial	15	min
H_b	Constante de inercia emulada	5	MW·s/MVA

$$\Delta f_{ss} = \frac{\Delta P_e}{D + \frac{1}{R}} \frac{f_0}{S_{nom}} \quad (2.32)$$

$$\lambda_{target} = \frac{\Delta P}{\Delta f_{ssTarget}} \quad (2.33)$$

La potencia nominal del BESS es finalmente calculada por la expresión (2.34) y la energía requerida es calculada por (2.35). La Tabla 2.3 muestra los parámetros de diseño para obtener los parámetros de la Tabla 2.4 para el siguiente caso de prueba obtenidos según el procedimiento descrito anteriormente al considerar una constante de inercia de 5 segundos. Se destaca que al considerar el control de caída de frecuencia, se utiliza un BESS con capacidad mayor al caso en que solo se utiliza soporte inercial.

$$S_{BESS} = (R_{BESS} \cdot f_0) (\lambda_{target} - \lambda_0) \quad (2.34)$$

$$E_{BESS} = \int_{t_0}^{t_{f,D}} \eta_{des} P_{BESS}(\tau) d\tau + \int_{t_0}^{t_{f,D}} \frac{1}{\eta_{car}} P_{BESS}(\tau) d\tau \quad (2.35)$$

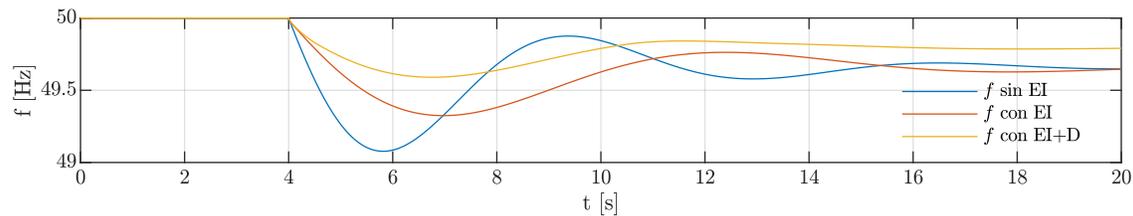
Caso de prueba Según el esquema de control descrito en la sección A.2, y asumiendo que el convertidor DC/DC mantiene un voltaje DC constante en el lado DC del VSC del BESS, se utiliza el mismo controlador del convertidor PR-VSC descrito en dicha sección. Como se muestra en la Fig. 2.13, el BESS mejora la respuesta dinámica de frecuencia aún

Tabla 2.4: Parámetros BESS.

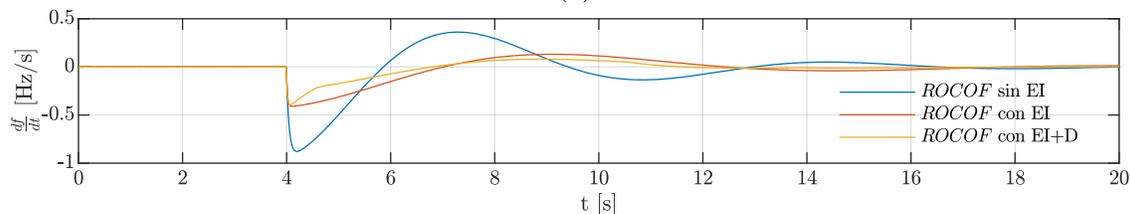
Parámetro	Descripción	Valor	Unidad
S_{bessp}	Potencia nominal del BESS	22	MVA
E_{nomp}	Energía nominal del BESS	3.07	MWh
$S_{bessvEI}$	Potencia nominal del BESS Soporte inercial	16	MVA
E_{nomvEI}	Energía nominal del BESS Soporte inercial	0.1670	MWh
S_{bessvV}	Potencia nominal del BESS Control de caída	6	MVA
E_{nompV}	Energía nominal del BESS Control de caída	3.0057	MWh
v_{acv}/v_{acb}	Relación de transformación	115/15	kV
V_{dcpb0}	Voltaje nominal en convertidor DC/DC	90	kV
r_{pb}	Resistencia en lado AC	250	m Ω
L_{pb}	Inductancia en el lado AC	0.1	mH

más mediante su control de caída, reduciendo significativamente el *nadir* de frecuencia. Sin embargo, el ROCOF solo disminuye tras el cambio de carga, alcanzando -0.4 Hz/s incluso con control de caída. El BESS entrega su potencia nominal cuando $\Delta f \geq 0,2$ Hz y, en soportes prolongados, el SOC disminuye más lentamente en sistemas con mayor capacidad.

Es importante recalcar que no considerar el SOC puede llevar a sobrecargar o sobredescargar la batería, lo que afectaría negativamente su funcionamiento y vida útil. Un control adecuado del SOC es esencial para asegurar la operación eficiente del BESS, optimizando su desempeño en términos de respuesta dinámica y prolongando su durabilidad en condiciones de operación variables.



(a)



(b)

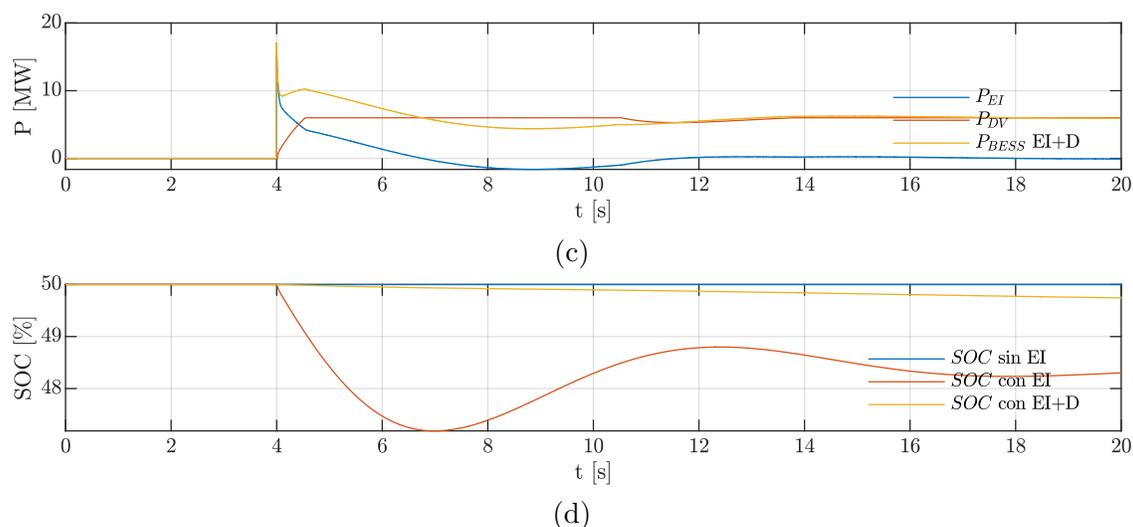


Figura 2.13: BESS para el soporte de frecuencia mediante emulación inercial (EI) y control droop (D): (a) frecuencia eléctrica, (b) ROCOF, (c) potencias requeridas y (d) variación del SOC en cada caso.

2.3. Emulación inercial con sistemas VSC-HVDC

Un sistema VSC-HVDC consta de dos objetivos de control principales para su funcionamiento:

- Control de voltaje en el DC-Link.
- Control de potencia en el enlace HVDC.

En operación clásica, el sistema VSC-HVDC opera de manera tal de controlar un flujo de potencia y voltaje en el enlace DC con valores nominales constantes. En esta operación, las redes AC permanecen con frecuencias desacopladas entre sí. Sin embargo, mediante modificaciones a la potencia activa y voltaje DC, el sistema puede operar para dar soporte inercial. Si bien no existe un único método para mejorar la respuesta inercial con enlaces HVDC, el reglamento 2016/1447 de la Unión Europea establece que, si un operador de red lo requiere, un sistema HVDC debe ser capaz de emular inercia ante variaciones de frecuencia. Esto se logra mediante un ajuste rápido de la potencia activa inyectada o retirada de la red AC, con el fin de limitar la tasa de cambio de frecuencia, especialmente en condiciones de alta y/o baja frecuencia [12].

A continuación, se describen los métodos principales de la literatura para proporcionar soporte inercial utilizando enlaces HVDC. El sistema HVDC considerado se ilustra en la Fig. 2.14, con los parámetros detallados en la Tabla 2.5 destacando que la red AC-P cuenta con una inercia menor. El esquema de control basado en controladores PI para el sistema utilizado se detalla en la sección A.2 y los casos de prueba para cada estrategia de la literatura se enumeran en la Tabla 2.6.

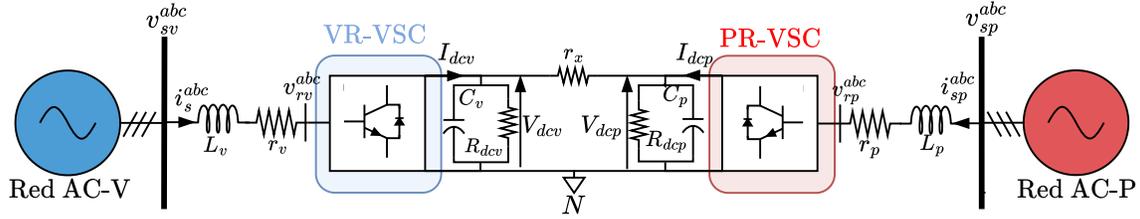


Figura 2.14: Sistema VSC-HVDC monopolar P2P.

Tabla 2.5: Parámetros VSC-HVDC en redes AC-V y AC-P.

Parámetro	Descripción	Valor	Unidad
S_{nomv}, S_{nomp}	Potencia nominal del VSC-HVDC	100, 100	MVA
v_{PCCv}, v_{PCCp}	Voltaje en el PCC	115, 115	kV
v_{sv}, v_{sp}	Voltaje RMS	90, 90	kV
f_v, f_p	Frecuencia en la red	50, 60	Hz
V_{dcv0}, V_{dcp0}	Voltaje nominal en enlace HVDC	320, 323.6	kV
C_v, C_p	Capacitancia en el enlace DC	5, 5	mF
R_{dcv}, R_{dcp}	Resistencia en paralelo a capacitancia	250, 250	k Ω
r_v, r_p	Resistencia en lado AC	250, 250	m Ω
L_v, L_p	Inductancia en el lado AC	0.2, 0.2	mH
r_x	Resistencia en enlace DC	10	Ω
$H_{sis,v}, H_{sis,p}$	Constante de inercia	4, 3.2	MW·s/MVA
R_v, R_p	Factor de droop	0.005, 0.0048	MW/Hz
$T_{Tv}-T_{gv}, T_{Tp}-T_{gp}$	Cte. de tiempo de turbina y governor	3.2-0.007, 3-0.007	s
H_v, H_p	Constante de inercia emulada	5, 6	MW·s/MVA

Tabla 2.6: Descripción de los casos simulados en soporte inercial con sistemas VSC-HVDC.

	Parámetro	Red AC-V	Red AC-P
Caso 1	Carga	Sin variaciones	Incremento del 15 %
	Inicio de la perturbación	-	4 seg.
Caso 2	Carga	Incremento del 15 %	Sin variaciones
	Inicio de la perturbación	4 seg.	-
Caso 3	Carga	Incremento del 15 %	Incremento del 15 %
	Inicio de la perturbación	4 seg.	7 seg.

2.3.1. Soporte inercial a una sola red por medio del convertidor PR-VSC

Mediante variaciones en la potencia activa transmitida a través del enlace, es posible proporcionar soporte inercial o regulación primaria de frecuencia a la red local que contenga la estación convertidora PR-VSC. Esto resulta útil, por ejemplo, cuando se conecta una red de baja inercia a una red AC más grande y con mayor inercia. En este contexto, para dar soporte a una red, se debe extraer o inyectar potencia en la otra, lo que perturba el flujo de potencia y genera una variación en la frecuencia eléctrica de la red de alta inercia. La Fig. 2.15 ilustra esquemáticamente esta configuración. A través de mediciones locales de frecuencia, el convertidor PR-VSC ajusta su referencia de potencia en función de la frecuencia eléctrica medida, según se muestra en la ecuación (2.36), mientras que el otro convertidor mantiene constante el voltaje de su capacitor local.

$$\Delta P_p^* = \frac{2H_p}{f_{p0}} \frac{df_p}{dt} \quad (2.36)$$

De la Fig. 2.16 se puede destacar que la estrategia puede dar soporte a la red AC-P en el caso 1 de la Tabla 2.6. Sin embargo, se debe procurar que la inercia de la red opuesta sea lo suficientemente alta para evitar grandes cambios en su ROCOF y frecuencia. En las Figs. 2.16a y 2.16b se ve cómo se perturba la frecuencia de la red AC-V para dar soporte a la red opuesta, generando una desviación de frecuencia adicional de $\pm 0,45$ Hz. Además, se puede notar que el voltaje DC del lado VR-VSC se mantiene constante mientras que varía el voltaje DC del lado PR-VSC para que este varíe de tal manera de generar el flujo de potencia mediante la diferencia de tensión, según se puede notar en las Figs. 2.16c y 2.16f.

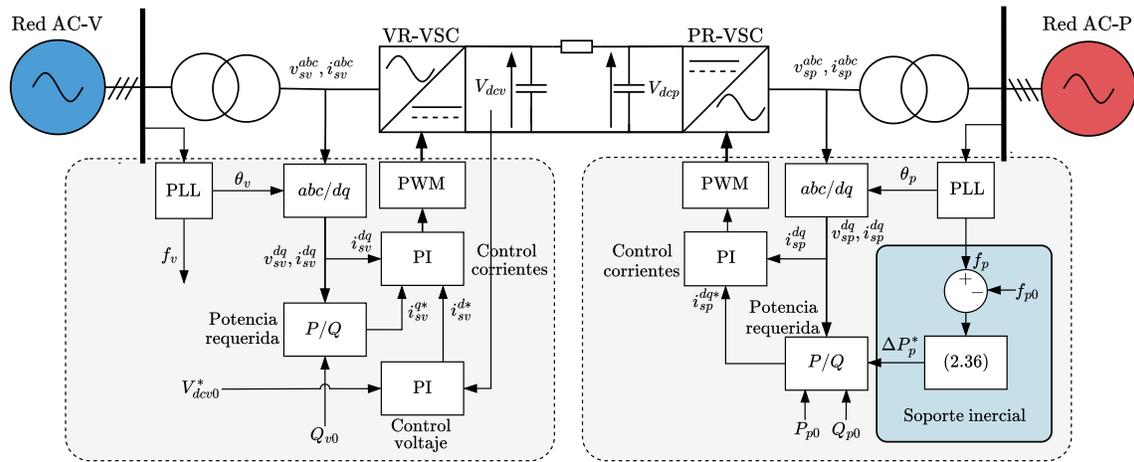


Figura 2.15: Soporte inercial en sistema HVDC mediante el convertidor PR-VSC.

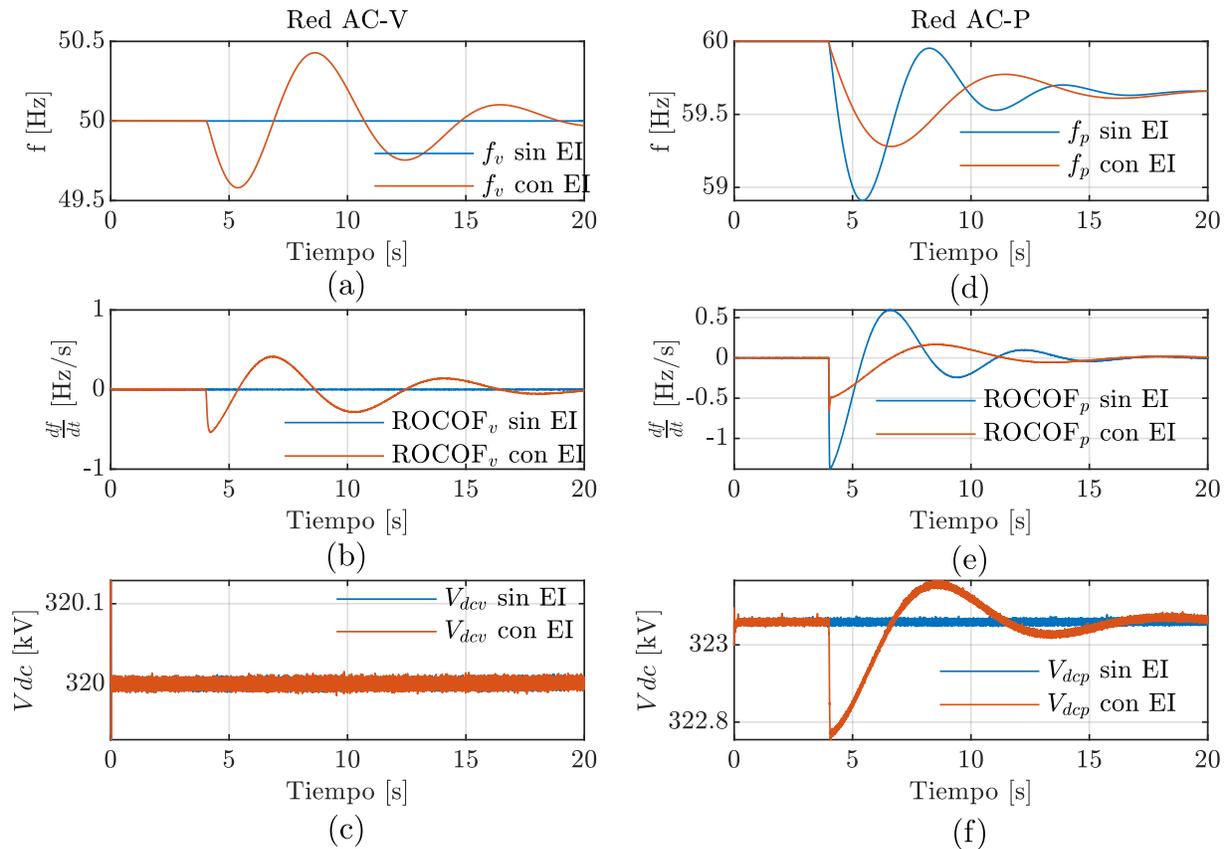


Figura 2.16: Resultados de caso 1 con y sin emulación inercial (EI): (a) Frecuencia en la red AC-V, (b) ROCOF en la red AC-V, (c) voltaje DC en VR-VSC (d) Frecuencia en la red AC-P, (e) ROCOF en la red AC-P y (f) voltaje DC en PR-VSC.

2.3.2. Soporte inercial a una sola red mediante el convertidor VR-VSC

Tal como se ha descrito anteriormente, se pueden utilizar los capacitores en el DC-Link con tal de dar soporte inercial a la red local de control de voltaje, es decir, la red AC-V, mediante modificaciones en su sistema de control al variar la referencia de voltaje DC [18]. A diferencia de la estrategia descrita previamente, este enfoque no afecta a la red opuesta, sino que se utilizan los capacitores del DC-Link para mejorar la respuesta inercial de la red AC-V. En la Fig. 2.17 se muestra la modificación al esquema de control clásico para permitir este soporte inercial utilizando la referencia de voltaje de la ecuación (2.21), tal como se ha planteado en trabajos previos como en [17].

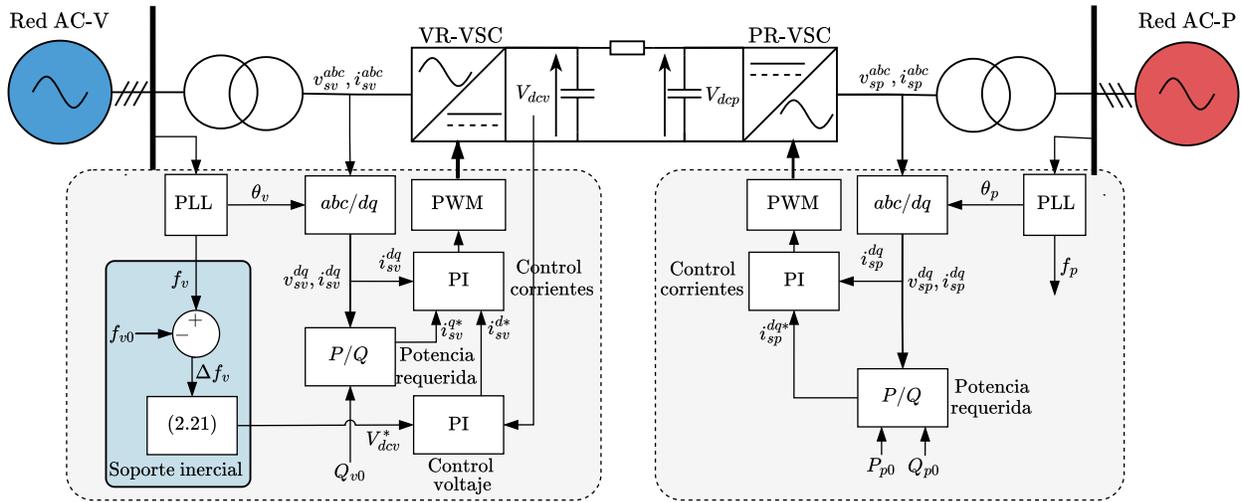


Figura 2.17: Esquema para soporte inercial mediante el convertidor VR-VSC

Al simular el caso 2 de la Tabla 2.6, se obtuvieron los resultados presentados en la Fig. 2.18. Se observa una reducción en el ROCOF de la red AC-V gracias al aprovechamiento de la energía almacenada en los capacitores del DC-Link. Es importante destacar que, a diferencia del soporte inercial anterior, al proporcionar soporte a la red local, ni la frecuencia ni el ROCOF de la red AC-P presentan variaciones, como se muestra en las Figs. 2.18d y 2.18e. Sin embargo, el voltaje DC del lado PR-VSC sí experimenta cambios, tal como se ilustra en la Fig. 2.18f.

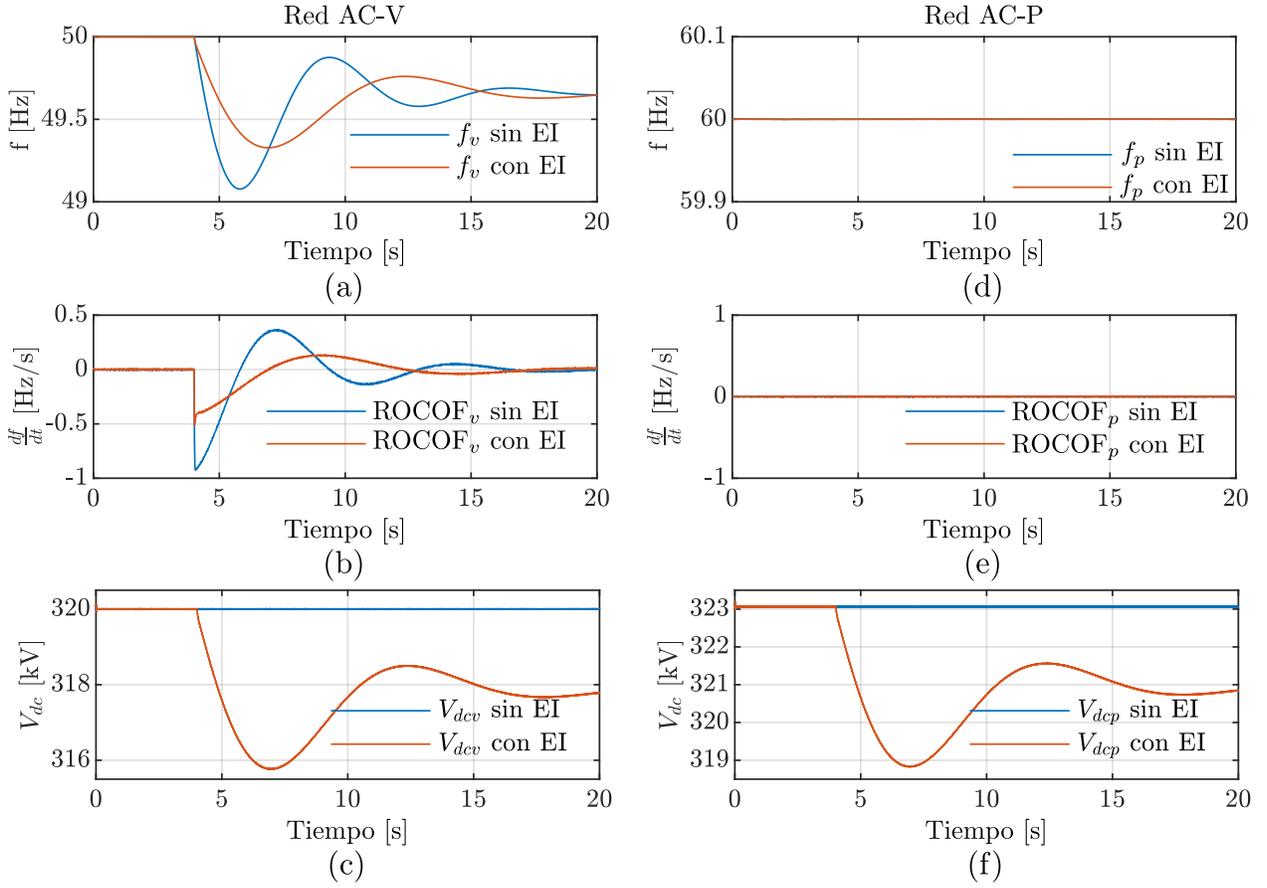


Figura 2.18: Resultados de caso 2 con y sin emulación inercial (EI): (a) Frecuencia en la red AC-V, (b) ROCOF en la red AC-V, (c) Voltaje DC en VR-VSC, (d) Frecuencia en la red AC-P, (e) ROCOF en la red AC-P y (f) Voltaje DC en PR-VSC.

2.3.3. Soporte inercial dual

En un sistema compuesto por dos redes AC interconectadas mediante un enlace HVDC, es posible proporcionar soporte inercial a la red más afectada extrayendo potencia de la red opuesta, tal configuración se presenta en la Fig. 2.19. En [19] se propone un método basado en la comparación del ROCOF de ambas redes AC, con el objetivo de generar una potencia de referencia que asista a la red más dañada. Este enfoque puede implementarse en un enlace VSC-HVDC siguiendo la siguiente formulación:

$$\Delta P_p^* = \left(\frac{2H_v}{f_{v0}} \frac{df_v}{dt} - \frac{2H_p}{f_{p0}} \frac{df_p}{dt} \right) \quad (2.37)$$

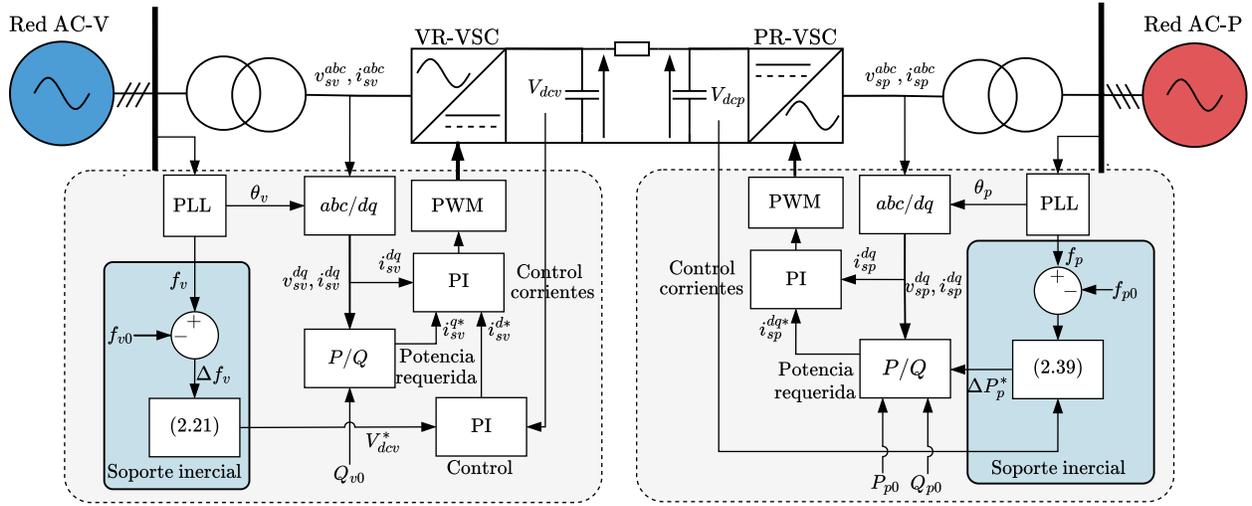


Figura 2.19: Esquema para soporte inercial dual mediante ambos convertidores.

De la ecuación anterior se desprende que, para generar la referencia de potencia, es necesario conocer el ROCOF de ambas redes, lo cual requiere un enlace de comunicación. Esto puede considerarse una desventaja, ya que introduce retardos en la transmisión y posibles ruidos. Sin embargo, al emplear la energía almacenada en los capacitores, se posibilita la transmisión de la información de frecuencia eléctrica del lado VR-VSC hacia la otra red.

Utilizando la definición presentada en la ecuación (2.22) y bajo la suposición de pequeñas variaciones de voltaje alrededor de su valor nominal, se puede considerar que la potencia extraída de los capacitores es aproximadamente igual a la potencia inercial utilizada para brindar soporte a la red desde el convertidor VR-VSC. Esta relación se detalla en la expresión (2.38). Con esta definición, es posible prescindir del canal de comunicación originalmente requerido para implementar el soporte dual inercial.

$$\frac{NCV_{dcp0}}{S_{nom}} \frac{dV_{dcp}}{dt} \approx \frac{2H_v}{f_{v0}} \frac{df_v}{dt} \quad (2.38)$$

$$\Delta P_p^* = \left(\frac{NCV_{dcp0}}{S_{nom}} \frac{dV_{dcp}}{dt} - \frac{2H_p}{f_{p0}} \frac{df_p}{dt} \right) \quad (2.39)$$

Al simular el caso 3 de la Tabla 2.6, los resultados mostrados en la Fig. 2.20 revelan que, durante el primer cambio en la carga de la red AC-V, la frecuencia f_v experimenta una reducción en su ROCOF, así como una disminución en el *nadir* de frecuencia al emplear el soporte dual de inercia. No obstante, esto genera un efecto adverso en la red AC-P,

provocando oscilaciones en su frecuencia eléctrica. De manera similar, el segundo cambio en la carga de la red AC-P introduce perturbaciones adicionales en la frecuencia eléctrica f_v . Dado que la red AC-P cuenta con una menor inercia física pero una mayor inercia virtual, su ROCOF disminuye aún más, proporcionando un soporte más significativo a esta red. En la Fig. 2.20c y 2.20f se puede ver que los voltajes DC caen más aún cuando ambas redes tienen perturbaciones.

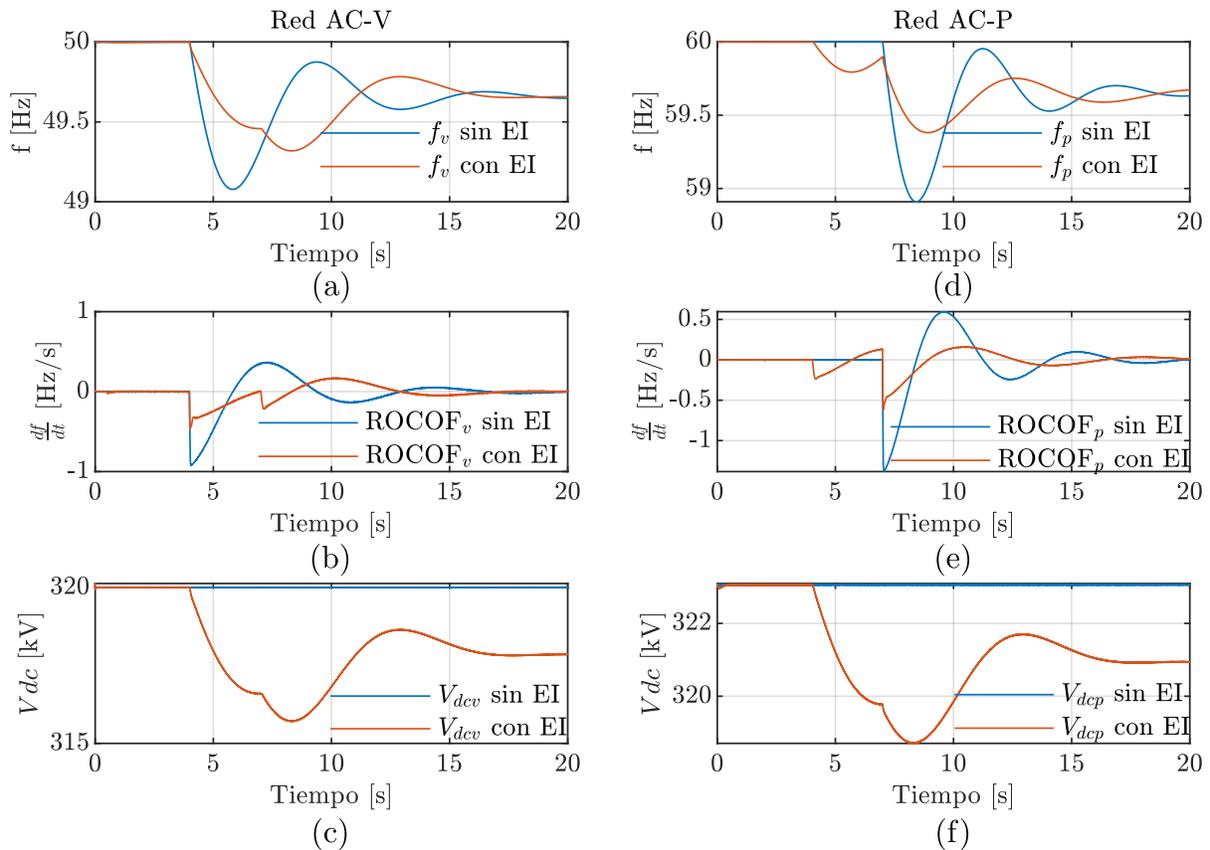


Figura 2.20: Resultados de caso 3 con y sin emulación inercial (EI): (a) Frecuencia en la red AC-V, (b) ROCOF en la red AC-V, (c) voltaje DC en VR-VSC (d) Frecuencia en la red AC-P, (e) ROCOF en la red AC-P y (f) voltaje DC en PR-VSC.

2.3.4. Soporte inercial bilateral

Es posible proporcionar soporte inercial de manera bilateral y simultánea a ambas redes AC interconectadas a través del enlace HVDC, como se detalla en [13]. Para lograrlo, se utiliza la energía electroquímica almacenada en los capacitores en su totalidad con el propósito de

proporcionar soporte inercial. Esto se consigue mediante la variación del voltaje DC del convertidor VR-VSC en función de las mediciones de frecuencia de ambas redes. En la Fig. 2.21 se observa la implementación de este esquema de control. La potencia total almacenada en los capacitores se iguala a la potencia requerida para el soporte inercial de ambas redes AC, como se expresa en la ecuación (2.40). La resolución de dicha ecuación conduce a la expresión (2.41), que define el voltaje de referencia para el convertidor VR-VSC.

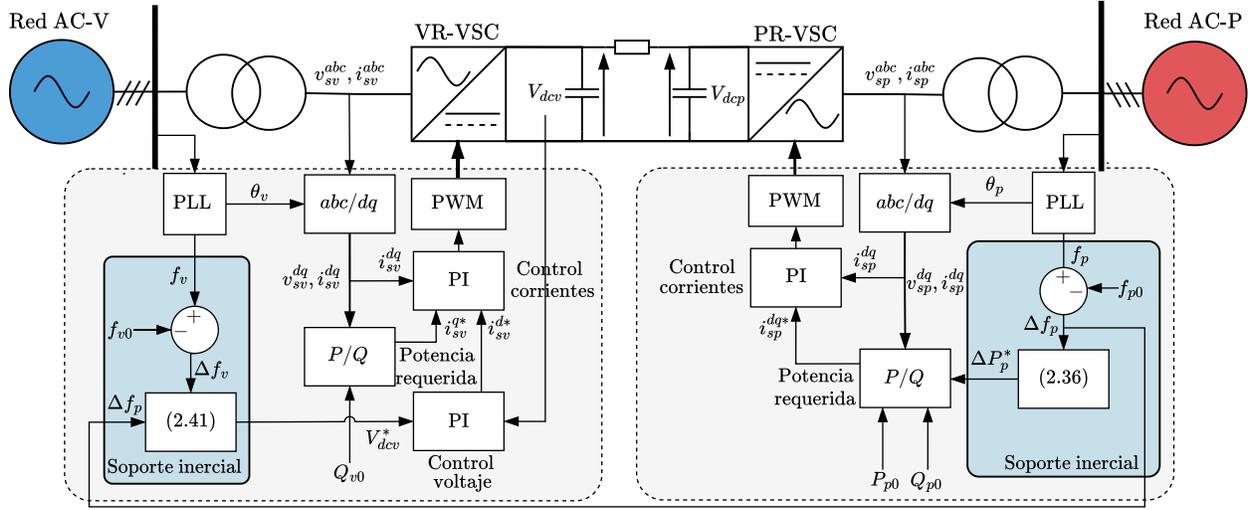


Figura 2.21: Esquema para soporte inercial bilateral mediante ambos convertidores.

$$\frac{2H_v}{f_{v0}} \frac{df_v}{dt} + \frac{2H_p}{f_{p0}} \frac{df_p}{dt} = \frac{NV_{dcv}C}{S_{nom}} \frac{d}{dt} V_{dcv} \quad (2.40)$$

$$V_{dcv}^* = \sqrt{V_{dcv0}^2 + \frac{4S_{nom}}{NC} \left(\frac{H_{cv}}{f_{v0}} \Delta f_v + \frac{H_{cp}}{f_{p0}} \Delta f_p \right)} \quad (2.41)$$

Para garantizar que la potencia extraída de los capacitores para apoyar la red del convertidor PR-VSC no interfiera con la operación de la red del convertidor VR-VSC y que dicha potencia se dirija hacia el convertidor PR-VSC cuando este la necesite, es necesario que la potencia de referencia en el convertidor PR-VSC se defina mediante la ecuación (2.36). Por consiguiente, esta potencia de referencia debe ajustarse de manera instantánea en respuesta a cualquier cambio en la referencia de voltaje. Asimismo, la ecuación (2.41) establece que es necesario compartir la frecuencia eléctrica a través de un canal de comunicación para proporcionar soporte inercial bilateral entre ambas redes AC. No obstante, este requisito puede eliminarse mediante la estimación de la frecuencia eléctrica en el lado del convertidor PR-VSC.

Al simular el caso 3, los resultados mostrados en la Fig. 2.22 evidencian que el soporte inercial bilateral reduce tanto el ROCOF como el *nadir* de ambas frecuencias, incluso cuando ambas redes experimentan perturbaciones de manera simultánea. Esto demuestra que es una opción superior en comparación con los métodos previos. No obstante, este enfoque podría requerir una mayor capacitancia para mitigar grandes oscilaciones en el voltaje DC de los capacitores, como se observa en la Fig. 2.22c y 2.22f.

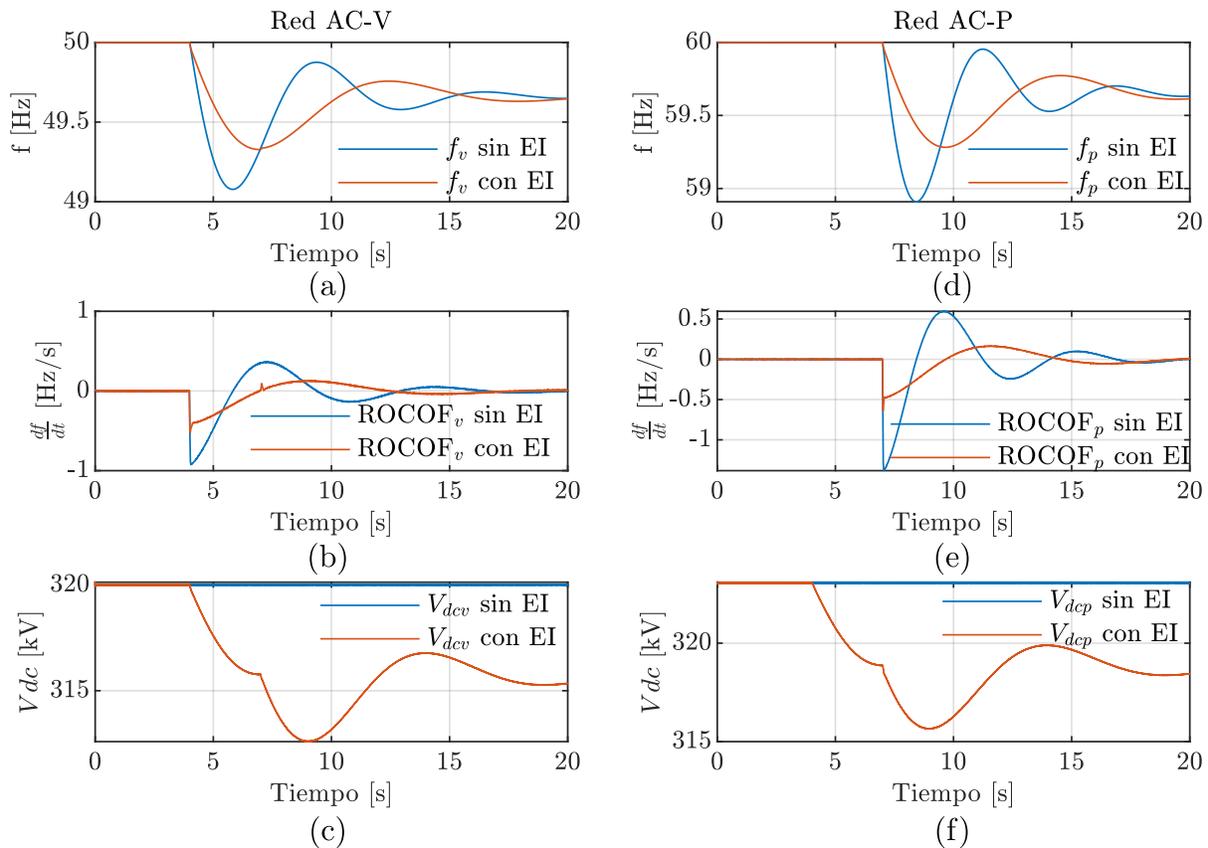


Figura 2.22: Resultados de caso 3 con y sin emulación inercial (EI): (a) Frecuencia en la red AC-V, (b) ROCOF en la red AC-V, (c) Voltaje DC en VR-VSC, (d) Frecuencia en la red AC-P, (e) ROCOF en la red AC-P y (f) Voltaje DC en PR-VSC.

Capítulo 3

Modelación y regiones de operación

En este capítulo, se desarrolla el modelo matemático del sistema VSC-HVDC y BESS en los ejes abc y, posteriormente, en los ejes rotatorios dq . Las regiones de operación corresponden a aquellos puntos operativos del sistema en términos de corriente, voltaje y potencia en que opera el convertidor en relación a las entradas de control y las condiciones operativas del sistema. Se determinan mediante el modelado del sistema en estado estacionario, lo que permite analizar los flujos de potencia y conocer las potencias que puede manejar cada convertidor para utilizarse en el soporte inercial del sistema. Además, se incorpora el efecto de un BESS en cada PCC, lo que permite evaluar su impacto neto en los flujos de potencia del sistema VSC-HVDC. Este análisis incluye el soporte proporcionado por el BESS para mejorar la respuesta dinámica de frecuencia a través de la emulación inercial.

3.1. Modelación de VSC-HVDC

En esta sección se modela un sistema VSC-HVDC monopolar, ilustrado en la Fig. 2.14. En este esquema, los convertidores responsables del control del voltaje en el enlace DC están ubicados en el lado izquierdo de la figura. Por otro lado, los convertidores situados en el extremo opuesto tienen la función de controlar la potencia activa que se transmite a través del enlace DC.

Para llevar a cabo la modelación matemática del sistema, se emplea el circuito equivalente mostrado en la Fig. 3.1. En esta representación:

- El voltaje AC sintetizado por el convertidor se modela como una fuente de voltaje regulada, representando la componente fundamental de voltaje luego de la modulación SPWM, lo que permite simular el comportamiento dinámico del convertidor en el lado AC.
- En el lado DC, el sistema se modela mediante una fuente de corriente regulada conectada en paralelo con un capacitor, que representa la interacción entre la transferencia de potencia y la dinámica del enlace DC dada la conmutación de los transistores.

A partir de este modelo, se derivan las ecuaciones que describen la dinámica del sistema, las cuales se presentan a continuación.

Utilizando la ley de voltajes de Kirchoff al lado AC del sistema, se obtiene el sistema de ecuaciones (3.1).

$$\frac{d}{dt} i_{sv}^{abc} = -\frac{r_v i_{sv}^{abc}}{L_v} + \frac{v_{sv}^{abc}}{L_v} - \frac{v_{rv}^{abc}}{L_v}. \quad (3.1a)$$

$$\frac{d}{dt} i_{sp}^{abc} = -\frac{r_p i_{sp}^{abc}}{L_p} + \frac{v_{sp}^{abc}}{L_p} - \frac{v_{rp}^{abc}}{L_p}. \quad (3.1b)$$

De manera análoga, al aplicar la ley de corrientes de Kirchoff al lado DC del sistema, se obtiene el modelo (3.2).

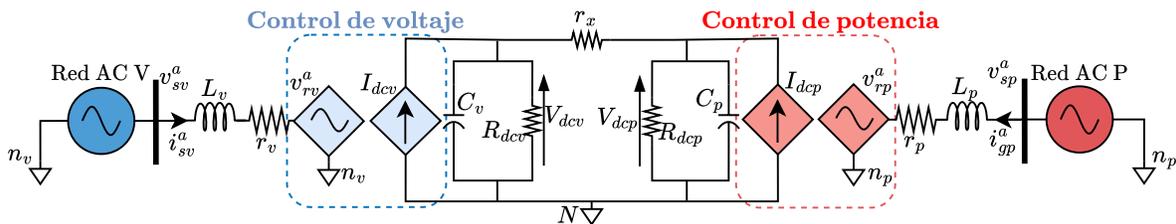


Figura 3.1: Representación del sistema VSC-HVDC para modelación.

$$\frac{d}{dt}V_{dcv} = \frac{1}{C_v}I_{dcv} - \frac{1}{R_{eqv}C_v}V_{dcv} + \frac{1}{r_x C_v}V_{dcp} \quad (3.2a)$$

$$\frac{d}{dt}V_{dcp} = \frac{1}{C_p}I_{dcp} - \frac{1}{R_{eqp}C_p}V_{dcp} + \frac{1}{r_x C_p}V_{dcv} \quad (3.2b)$$

En donde R_{eqv} y R_{eqp} se expresan según (3.3).

$$R_{eqv} = \frac{r_x R_{dcv}}{r_x + R_{dcv}} \quad (3.3a)$$

$$R_{eqp} = \frac{r_x R_{dcp}}{r_x + R_{dcp}} \quad (3.3b)$$

El voltaje AC modulado por el convertidor, v_N^k , está relacionado con los índices de modulación de acuerdo con la condición (3.4). Por su parte, el voltaje sintetizado por el convertidor con respecto al neutro del lado AC (n_v) se determina como la suma de los voltajes de malla, tal como se ilustra en la Fig. 3.2. Al realizar dicha suma de voltajes de malla y combinar las componentes abc de las ecuaciones correspondientes, se obtiene que el voltaje reflejado por el convertidor, v_r^{abc} , en función de los índices de modulación m^{abc} , resulta en la expresión (3.5). Esta expresión puede representarse de manera compacta mediante la definición de la matriz S , según se establece en (3.6).

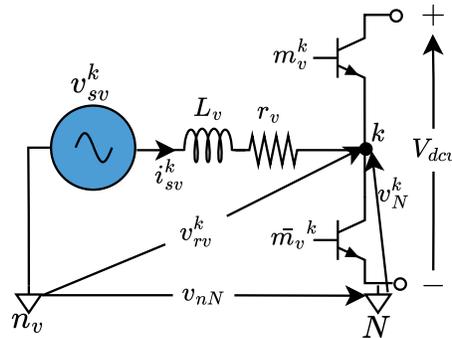


Figura 3.2: Voltaje AC reflejado por el convertidor.

$$m_v^k = \begin{cases} 1, & \text{si } v_N^k = V_{dcv} \\ 0, & \text{si } v_N^k = 0 \end{cases}, \quad k = a, b, c \quad (3.4)$$

$$v_{rv}^{abc} = V_{dcv} \left[m_v^{abc} - \frac{1}{3} (m_v^a + m_v^b + m_v^c) \right] \quad (3.5)$$

$$S = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

Con lo anterior, el voltaje v_r^{abc} queda definido por la expresión (3.7). Por otro lado, la corriente DC en función de los índices de modulación se muestra en (3.8):

$$v_{rv}^{abc} = S m_v^{abc} V_{dcv} \quad (3.7)$$

$$I_{dcv} = [m_v^{abc}]^T i_{sv}^{abc} \quad (3.8)$$

Por último, las ecuaciones del sistema (3.1) y (3.2) se pueden reescribir según el modelo (3.9).

$$\frac{d}{dt} i_{sv}^{abc} = -\frac{r_{sv}^{abc}}{L_v} i_{sv}^{abc} + \frac{v_{sv}^{abc}}{L_v} - \frac{S m^{abc} V_{dcv}}{L_v}. \quad (3.9a)$$

$$\frac{d}{dt} i_{sp}^{abc} = -\frac{r_{sp}^{abc}}{L_p} i_{sp}^{abc} + \frac{v_{sp}^{abc}}{L_p} - \frac{S m^{abc} V_{dcp}}{L_p}. \quad (3.9b)$$

$$\frac{d}{dt} V_{dcv} = \frac{1}{C_v} [m_v^{abc}]^T i_{sv}^{abc} - \frac{1}{R_{eqv} C_v} V_{dcv} + \frac{1}{r_x C_v} V_{dcp} \quad (3.9c)$$

$$\frac{d}{dt} V_{dcp} = \frac{1}{C_p} [m_p^{abc}]^T i_{sp}^{abc} - \frac{1}{R_{eqp} C_p} V_{dcp} + \frac{1}{r_x C_p} V_{dcv} \quad (3.9d)$$

3.1.1. Modelación en ejes dq

En (3.10) se muestra la matriz de transformación desde los ejes abc a los ejes rotatorios en dq conocida también como transformada de *Park* asumiendo que el sistema se encuentra perfectamente balanceado y no existe secuencia cero. Los ejes d y q suelen conocerse como eje directo y de cuadratura, respectivamente.

$$T_{dq} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \text{sen}(\omega t) & \text{sen}(\omega t - 2\pi/3) & \text{sen}(\omega t - 4\pi/3) \\ \text{cos}(\omega t) & \text{cos}(\omega t - 2\pi/3) & \text{cos}(\omega t - 4\pi/3) \end{bmatrix} \quad (3.10)$$

Una de las propiedades de trabajar con esta transformación, es que la potencia activa y reactiva del sistema se pueden expresar según se muestra en (3.11), asumiendo que no existen componentes de secuencia negativa en el sistema.

$$P_{AC} = v_g^d i_g^d + v_g^q i_g^q \quad (3.11a)$$

$$Q_{AC} = -v_g^d i_g^q + v_g^q i_g^d \quad (3.11b)$$

Por otro lado, al aplicar la matriz de transformación (3.10) al sistema de ecuaciones (3.9) se tiene el modelo matemático (3.12) en los ejes dq . Cabe destacar que, si se asume que la transformación a ejes dq se encuentra perfectamente sincronizada a la red, entonces la componente en el eje de cuadratura q asociada al voltaje, en este caso, v_{sv}^q , es nula, por ende, no se muestra en el modelo (3.12).

$$\frac{d}{dt} i_{sv}^d = -\frac{R_v i_{sv}^d}{L_v} + \omega_v i_{sv}^q - \frac{m_v^d V_{dcv}}{L_v} + \frac{v_{sv}^d}{L_v} \quad (3.12a)$$

$$\frac{d}{dt} i_{sv}^q = -\frac{R_v i_{sv}^q}{L_v} - \omega_v i_{sv}^d - \frac{m_v^q V_{dcv}}{L_v} \quad (3.12b)$$

$$\frac{d}{dt} i_{sp}^d = -\frac{r_p i_{sp}^d}{L_p} + \omega_p i_{sp}^q - \frac{m_p^d V_{dcp}}{L_p} + \frac{v_{sp}^d}{L_p} \quad (3.12c)$$

$$\frac{d}{dt} i_{sp}^q = -\frac{r_p i_{sp}^q}{L_p} - \omega_p i_{sp}^d - \frac{m_p^q V_{dcp}}{L_p} \quad (3.12d)$$

$$\frac{d}{dt}V_{dcv} = \frac{m_v^{d;d}i_{sv}^a}{C_v} + \frac{m_v^{q;q}i_{sv}^q}{C_v} - \frac{V_{dcv}}{R_{eqv}C_v} + \frac{V_{dcp}}{r_x C_v} \quad (3.12e)$$

$$\frac{d}{dt}V_{dcp} = \frac{m_p^{d;d}i_{sp}^a}{C_p} + \frac{m_p^{q;q}i_{sp}^q}{C_p} - \frac{V_{dcp}}{R_{eqp}C_p} + \frac{V_{dcv}}{r_x C_p} \quad (3.12f)$$

3.2. Modelación de BESS

Considerando que el convertidor DC/DC incrementa un voltaje constante en paralelo al VSC, la modelación en dq resulta análoga al sistema descrito en (3.12), asociado a la dinámica del convertidor PR-VSC. En este caso, el VSC del BESS se encarga de controlar los flujos de potencia activa, de manera similar al convertidor PR-VSC del enlace VSC-HVDC. El voltaje reflejado en el lado AC por el VSC puede modelarse como una fuente regulada de tensión, siguiendo el mismo enfoque utilizado para modelar los demás convertidores. Finalmente, el impacto del sistema BESS en la red del sistema VSC-HVDC se ilustra en la Fig. 3.3.

La modelación en los ejes dq del lado AC del inversor conectado al BESS queda expresada según el sistema de ecuaciones (3.13), lo cual refleja la dinámica de las variables asociadas al VSC del BESS de la red AC-V (BV-VSC) y del VSC del BESS de la red AC-P (BP-VSC).

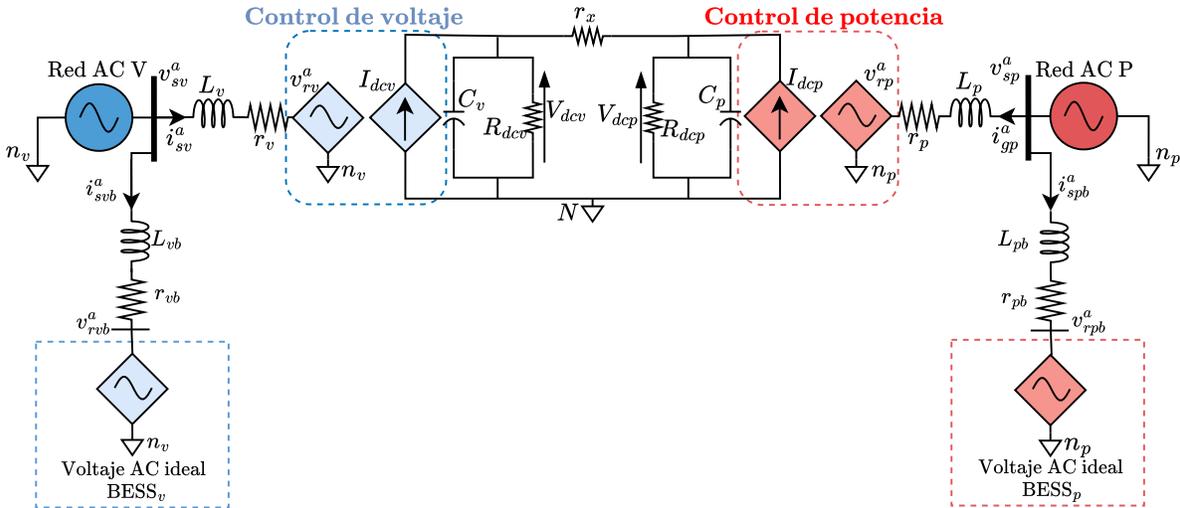


Figura 3.3: Sistema VSC-HVDC con soporte de BESS utilizando fuentes controladas representando la componente fundamental de la conmutación de los transistores.

$$\frac{d}{dt}i_{vb}^d = -\frac{R_{vb}i_{vb}^d}{L_{vb}} + \omega_v i_{vb}^q - \frac{m_{vb}^d V_{dcvb}}{L_{vb}} + \frac{v_{vb}^d}{L_{vb}} \quad (3.13a)$$

$$\frac{d}{dt}i_{vb}^q = -\frac{R_{vb}i_{vb}^q}{L_{vb}} - \omega_v i_{vb}^d - \frac{m_{vb}^q V_{dcvb}}{L_{vb}} \quad (3.13b)$$

$$\frac{d}{dt}i_{pb}^d = -\frac{R_{pb}i_{pb}^d}{L_{pb}} + \omega_p i_{pb}^q - \frac{m_{pb}^d V_{dcpb}}{L_{pb}} + \frac{v_{pb}^d}{L_{pb}} \quad (3.13c)$$

$$\frac{d}{dt}i_{pb}^q = -\frac{R_{pb}i_{pb}^q}{L_{pb}} - \omega_p i_{pb}^d - \frac{m_{pb}^q V_{dcpb}}{L_{pb}} \quad (3.13d)$$

Tomando en cuenta el efecto de cada sistema en el PCC de cada red AC, la corriente neta en el PCC se expresa por medio de la ecuación (3.14).

$$i_{PCCV}^{dq} = (i_{sv}^d + i_{vb}^d) + j(i_{sv}^q + i_{vb}^q) \quad (3.14a)$$

$$i_{PCCP}^{dq} = (i_{sp}^d + i_{pb}^d) + j(i_{sp}^q + i_{pb}^q) \quad (3.14b)$$

3.3. Regiones de operación

3.3.1. Operación para un único convertidor conectado a la red

La Fig. 3.4 muestra un único convertidor VSC conectado a la red despreciando el efecto de la resistencia en el lado AC. Asumiendo un voltaje en el PCC de la red AC de amplitud $|v_s^{abc}|$, una tensión en el inductor L de amplitud $|v_L|^{abc}$ y un voltaje reflejado por el convertidor de amplitud $|v_r^{abc}|$. Las limitaciones para un solo convertidor conectado en la red se muestran en la Fig. 3.5 en donde P_0 y Q_0 representan los valores nominales de potencia activa y reactiva, X_L corresponde a la reactancia en el lado AC y δ representa el desfase eléctrico entre v_s^{abc} y v_r^{abc} . Bajo este análisis, la potencia activa y reactiva se muestran en las ecuaciones (3.15).

$$P_{ac} = \frac{|v_s^{abc}|}{X_L} |v_r^{abc}| \text{sen} \delta \quad (3.15a)$$

$$Q_{ac} = \frac{|v_s^{abc}|}{X_L} (|v_r^{abc}| \cos \delta - |v_s^{abc}|) \quad (3.15b)$$

A continuación se explican las limitantes en la curva de operación PQ del convertidor del sistema de la Fig. 3.4 según las limitaciones mostradas en la Fig. 3.5.

I. Máximo voltaje AC modulado por el convertidor: Al utilizar técnicas de modulación en el convertidor, existe un voltaje máximo que se puede generar en el lado AC del convertidor, el cual dependerá del valor de voltaje en el DC-Link y los límites impuestos en los índices de modulación para evitar la sobre-modulación.

La expresión (3.16) impone la restricción sobre los índices de modulación en dq y

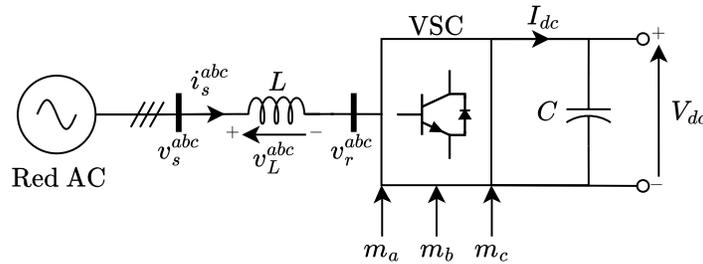


Figura 3.4: Convertidor conectado a la red.

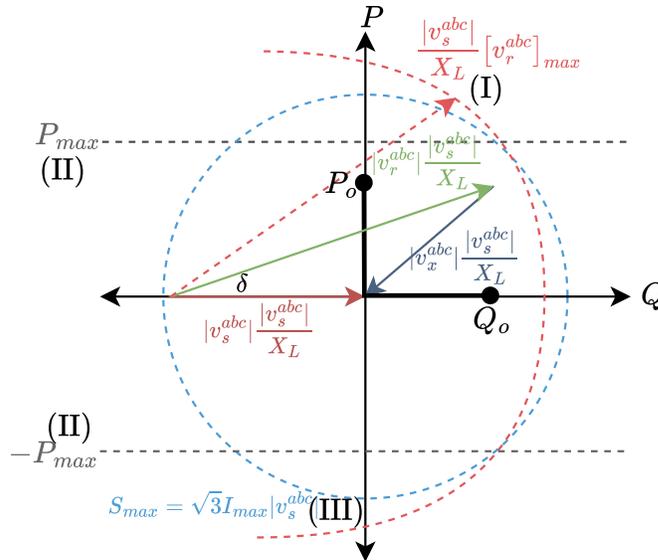


Figura 3.5: Curva de operación PQ típica de un convertidor de potencia conectado a la red.

describe geoméricamente una circunferencia de radio $\rho = \frac{1}{2}\sqrt{\frac{3}{2}}$, con lo que se podría generar un voltaje v_r^{abc} cuyo máximo valor RMS se muestra en la ecuación (3.17).

$$\sqrt{(m^d)^2 + (m^q)^2} \leq \frac{1}{2}\sqrt{\frac{3}{2}} \quad (3.16)$$

$$V_{r,max} = \rho V_{dc} \quad (3.17)$$

De la Fig. 3.5 se puede notar que esta restricción limita en mayor medida a la potencia reactiva, puesto que los voltajes generados por el convertidor describen geoméricamente una circunferencia desplazada en el eje Q hacia la izquierda. Analíticamente esto se explica por el efecto de los voltajes AC en el PCC adicionados al valor de Q_{ac} , según se muestra en la ecuación (3.18).

$$\sqrt{\left(Q_{ac} + |v_s^{abc}| \frac{|v_s^{abc}|}{X_L}\right)^2 + P_{ac}^2} \leq |v_r^{abc}|_{max} \frac{|v_s^{abc}|}{X_L} \quad (3.18)$$

II. Máxima potencia activa a través del convertidor: Esta relacionada a la máxima corriente DC, I_{DC} , que el conductor puede soportar según (3.19). Asumiendo un sistema sin pérdidas en el convertidor, la limitación en potencia DC con respecto a las variables AC en dq se muestra en (3.20).

$$P_{max} = V_{dc} |I_{dc}|_{max} = v_s^d i_s^d \quad (3.19)$$

$$-\frac{P_{max}}{v_s^d} \leq i_s^d \leq \frac{P_{max}}{v_s^d} \quad (3.20)$$

III. Máxima corriente en el convertidor: La máxima corriente a través de los convertidores limita en el plano PQ a la potencia aparente según (3.21) y geoméricamente representa una circunferencia centrada en el origen. En los ejes dq , esta limitación se presenta en la ecuación (3.22).

$$|S_{max}| = \sqrt{P_{max}^2 + Q_{max}^2} = \sqrt{3} I_{max} |v_s^{abc}| \quad (3.21)$$

$$v_s^d \sqrt{(i_s^d)^2 + (i_s^q)^2} \leq S_{max} \quad (3.22)$$

Las limitantes anteriores son válidas para un único convertidor conectado a la red. En contraste, esto no es directamente replicable en un sistema VSC-HVDC P2P, ya que este corresponde a un sistema interconectado cuya operación depende de las condiciones operativas

en cada convertidor. A continuación se analizan los límites en tal sistema para cada operación (regulación de voltaje DC y potencia activa) en estado estacionario mediante un análisis del modelo en dq . Los máximos flujos de potencia permitidos se muestran en la Tabla. 3.1.

Tabla 3.1: Máximos flujos de potencia activa y aparente en convertidores VR-VSC y PR-VSC.

Parámetro	Descripción	Valor	Unidad
S_v^{MAX}	Máxima potencia aparente VR-VSC	300	MVA
P_v^{MAX}	Máxima potencia activa VR-VSC	200	MW
S_p^{MAX}	Máxima potencia aparente PR-VSC	300	MVA
P_p^{MAX}	Máxima potencia activa PR-VSC	200	MW

3.3.2. Región de operación para el convertidor VR-VSC

El modelo matemático (3.12) puede ser escrito según (3.23) con \mathbf{x} , \mathbf{u} , \mathbf{p} como vectores de estado, entradas y perturbaciones, respectivamente.

$$\begin{aligned}
 \dot{\mathbf{x}} &= f(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \mathbf{p}), \\
 \mathbf{x} &= [i_{sv}^d, i_{sv}^q, i_{sp}^d, i_{sp}^q, V_{dcp}, V_{dcv}]^T \\
 \mathbf{u} &= [m_v^d, m_v^q, m_p^d, m_p^q]^T \\
 \mathbf{p} &= [v_{sv}^d, v_{sv}^q, v_{sp}^d, v_{sp}^q]^T
 \end{aligned} \tag{3.23}$$

Como se mencionó previamente, para operar el sistema, el convertidor VR-VSC debe mantener un voltaje DC en un punto específico de operación, mientras que V_{dcp} proporcionará un voltaje dependiente de la operación del resto del sistema. Además, el sistema es analizado con el objetivo de mantener un factor de potencia unitario en el lado del VR-VSC, mientras que el convertidor opuesto regula tanto la potencia activa como la reactiva. Estas condiciones se establecen definiendo un voltaje DC nominal constante, $V_{dcv} = V_{dcv0}$, y una corriente constante en el eje de cuadratura del VR-VSC, $i_{sv}^q = i_{sv0}^q = 0$. De este modo, se define el vector de estados en el punto de operación, \mathbf{x}_{op} , de acuerdo con (3.25). Asumiendo una operación en estado estacionario, el modelo descrito en (3.23) se reformula según (3.24).

$$\dot{\mathbf{x}}|_{\mathbf{x}=\mathbf{x}_{op}} = f(\mathbf{x}_{op}, \mathbf{u}, \mathbf{p}) = 0 \tag{3.24}$$

$$\mathbf{x}_{op} = [i_{sv}^d, i_{sv0}^q, i_{sp}^d, i_{sp}^q, V_{dcp}, V_{dcv0}]^T \quad (3.25)$$

Las expresiones que muestran los valores de los índices de modulación en base a las condiciones de operación se muestran en (3.26). En esta operación, la potencia reactiva presenta un valor nulo por lo que, las condiciones (3.20) y (3.16) limitan la operación de este convertidor.

$$m_v^d = \frac{-r_v i_{sv}^d + \omega_v L_v i_{sv0}^q + v_{sv}^d}{V_{dcv0}} \quad (3.26a)$$

$$m_v^q = -\frac{r_v i_{sv0}^q + \omega_v L_v i_{sv}^d}{V_{dcv0}} \quad (3.26b)$$

A partir de las expresiones anteriores, en la Fig. 3.6a se presentan gráficamente los valores de los índices de modulación, mientras que en la Fig. 3.6b se muestra la potencia generada por el convertidor. En estas gráficas, la línea coloreada representa ambos posibles valores. Además, cada gráfica incluye, en su lado derecho, el valor absoluto de los índices de modulación. La línea de color amarillo en las gráficas muestra que el convertidor opera con valores $|m_v^{dq}|$ cercanos a 0.5 para mantener un voltaje V_{dcv} constante en su convertidor local. Dada esta restricción y la de potencia reactiva igual a cero, esta región se muestra como una recta y no una zona que cubra toda el área. Se observa una clara dualidad entre los índices de modulación y la gráfica de potencia PQ . Asimismo, se aprecia que los valores de m_v^d presentan una variación mínima, lo cual se explica por la dependencia de m_v^d , según lo descrito en la ecuación (3.26), del producto entre la resistencia de la línea AC y la corriente en el eje directo. Dado que la resistencia AC es baja, los valores del índice de modulación en el eje directo presentan variaciones muy pequeñas.

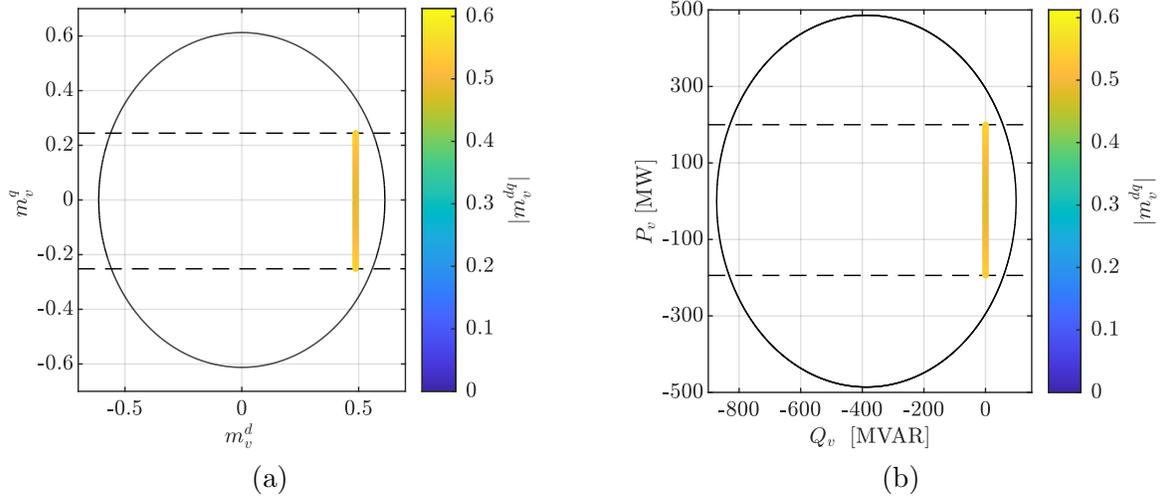


Figura 3.6: Región de operación en convertidor VR-VSC de (a) índices de modulación (b) Potencias PQ para $V_{dcv0} = 320$ kV y $Q_{v0} = 0$.

La Fig. 3.7 ilustra los índices de modulación, los flujos de potencia, la corriente en el lado AC y el voltaje DC local, que se mantiene en su valor nominal mientras se transita de un punto de operación a otro. Se observa que, para invertir el flujo de potencia de 100 MVA a -95 MW, manteniendo un voltaje DC constante, el valor de m_p^d presenta mínimas variaciones, mientras que m_p^q experimenta cambios más significativos. Además, la conmutación de los transistores incrementa el contenido armónico de los índices de modulación.

3.3.3. Región de operación para el convertidor PR-VSC

La operación de cada estación convertidora depende de la condición de operación en la red opuesta. Este acoplamiento se manifiesta en las variables de voltaje DC en el convertidor PR-VSC, las cuales están determinadas por el voltaje DC y las variables de control, como se muestra en la ecuación (3.27), obtenida a partir de la condición (3.24). Los valores de m_v^{dq} están limitados por las restricciones de sobre-modulación (3.16), la máxima potencia activa (3.20) y las condiciones de operación a factor de potencia unitario. Estas limitaciones influyen directamente en los valores de V_{dcp} , afectando la operación del convertidor PR-VSC. Además, las corrientes en dq del convertidor PR-VSC se expresan en (3.28).

$$V_{dcp} = r_x \left(\frac{V_{dcv0}}{R_{eqv}} + \frac{m_v^d m_v^q V_{dcv0}}{\omega_v L_v} \right) \quad (3.27)$$

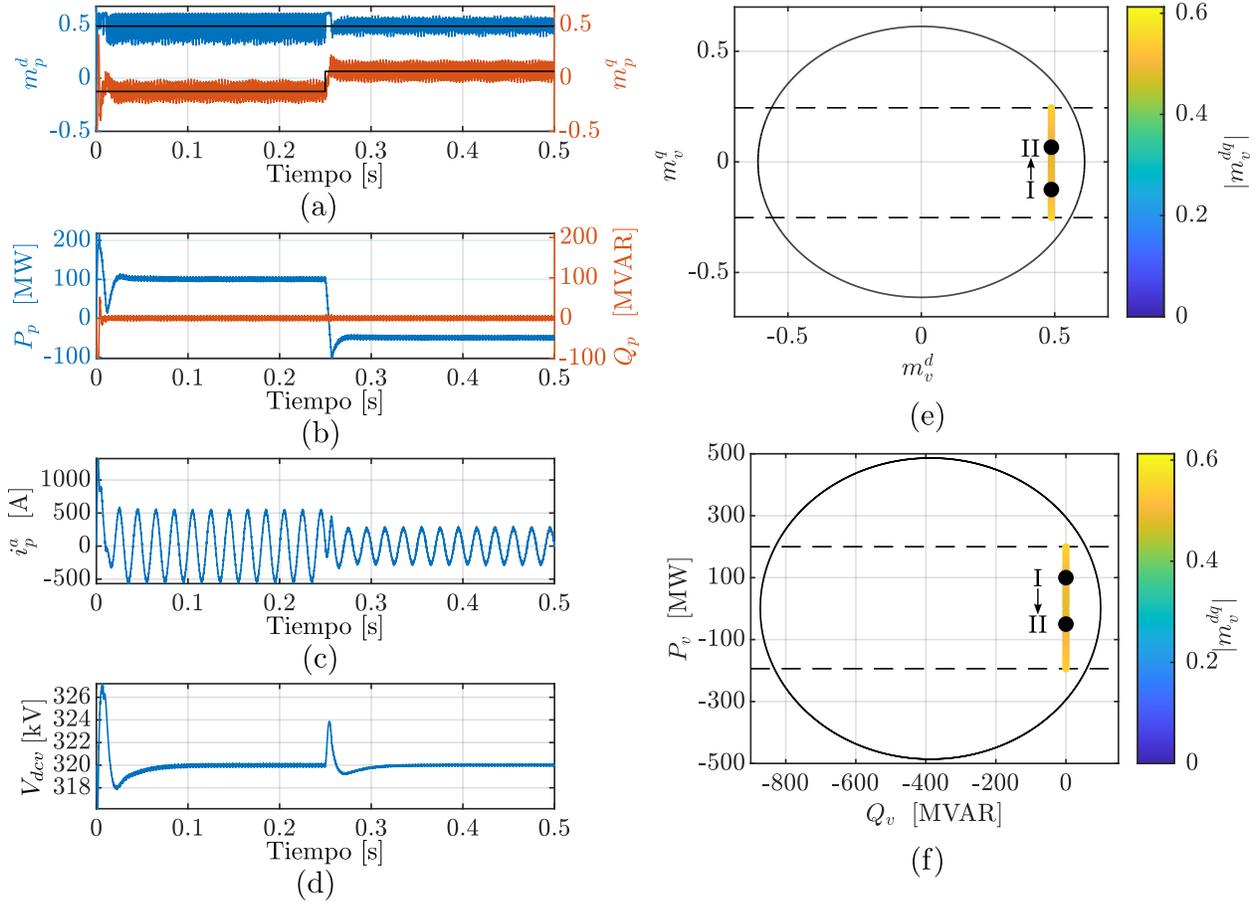


Figura 3.7: Variables en el convertidor VR-VSC en dominio del tiempo al pasar de un punto de operación a otro (100 MW a -95 MW con $V_{dcv} = V_{dcv0}$ y $i_{sv}^q = i_{sv0}^q$): a) índices de modulación, b) flujos de potencia, c) fase a de corriente en el lado AC, d) Voltaje DC. Variables en región de operación e) región en índices de modulación y f) en plano PQ.

$$i_{sp}^d = \frac{r_p (v_{sp}^d - m_p V_{dcp}) - \omega_p L_p m_p^q V_{dcp}}{r_p^2 + \omega_p^2 L_p^2} \quad (3.28a)$$

$$i_{sv}^q = -\frac{\omega_v L_v (V_{sv}^2 - m_v^d V_{dcv}^2) + r_v m_v^q V_{dcv}}{r_v^2 + \omega_v^2 L_v^2} \quad (3.28b)$$

Dado el acoplamiento de ecuaciones entre los convertidores PR-VSC y VR-VSC, al resolver analíticamente el sistema de ecuaciones con la condición (3.24) se puede obtener la expresión (3.29) que relaciona los valores de los índices de modulación m_p^q con las variables eléctricas del lado PR-VSC, el voltaje constante V_{dcv0} impuesto en VR-VSC y un voltaje DC V_{dcp} limitado por (3.27).

$$\begin{aligned}
 m_p^q = \frac{1}{2R_{eqp}r_xr_pV_{dcp}} & \left[-R_{eqp}r_x\omega_pL_pv_{sp}^d + \left(R_{eqp}^2r_x^2\omega_p^2L_p^2(v_{sp}^d)^2 \right. \right. \\
 & + 4R_{eqp}^2r_x^2r_p^2V_{dcp}m_p^d v_{sp}^d - 4R_{eqp}^2r_x^2r_p^2V_{dcp}^2(m_p^d)^2 \\
 & + 4R_{eqp}^2r_xr_p^3V_{dcp}V_{dcv0} + 4R_{eqp}^2r_xr_p^2V_{dcp}V_{dcv0}\omega_p^2L_p^2 \\
 & \left. \left. - 4R_{eqp}r_x^2r_p^3V_{dcp}^2 + 4R_{eqp}r_x^2r_pV_{dcp}^2\omega_p^2L_p^2 \right)^{\frac{1}{2}} \right] \quad (3.29)
 \end{aligned}$$

Aplicando las condiciones de operación, la Fig. 3.8a muestra los índices de modulación para los convertidores en el lado PR-VSC, mientras que los flujos de potencia controlables se presentan en la Fig. 3.8b. A diferencia de los resultados en la Fig. 3.6, los nuevos valores de operación del convertidor PR-VSC permiten una región sin restricción en el factor potencia y en el valor constante de V_{dcp} . Por otro lado, la Fig. 3.8c muestra el rango de valores de voltaje DC en el convertidor PR-VSC para controlar dichos flujos de potencia, destacando que los flujos de potencia activa cambian linealmente con V_{dcp} , mientras que la potencia reactiva corresponde a una zona de flujos gestionables.

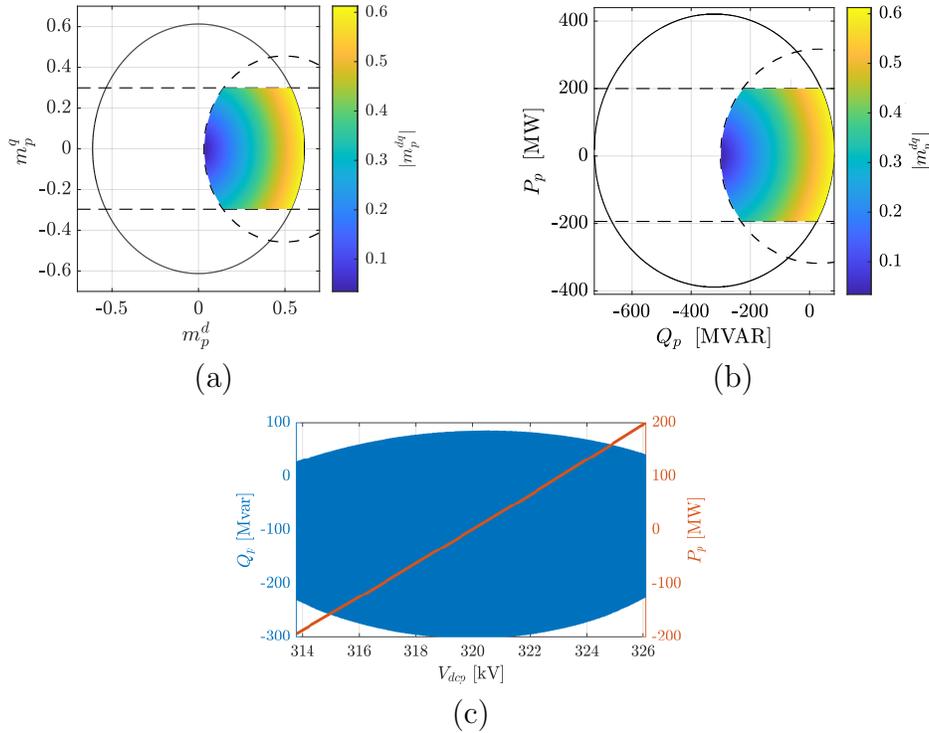
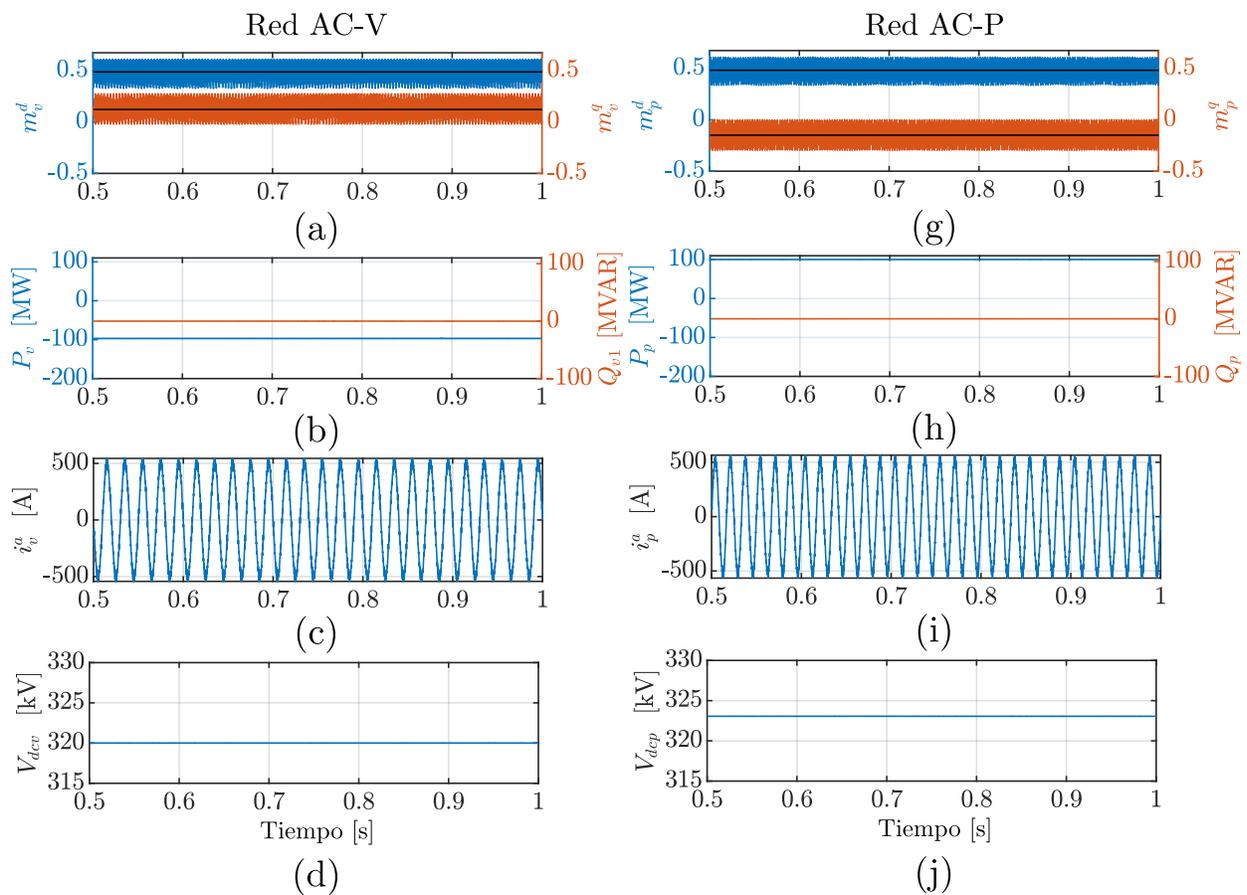


Figura 3.8: Región de operación en PR-VSC de (a) índices de modulación (b) Límites de potencia y c) Relación entre variaciones de voltaje DC en PR-VSC y flujos de potencia PQ.

3.3.4. Punto de operación de sistema HVDC completo

En la Fig. 3.9 se presentan los índices de modulación, los flujos de potencia, la corriente AC y el voltaje en el DC-Link para ambas redes, bajo las condiciones nominales descritas en la Tabla 2.5. En este escenario, se transmiten 100 MW de potencia a través del enlace HVDC desde la red AC-P hacia la red AC-V, manteniendo un voltaje DC constante en el convertidor VR-VSC y cumpliendo con $i_{sv}^q = i_{sp}^q = 0$. Debido a las pérdidas de transmisión, la potencia en la red AC-V es de -97.32 MW. Cabe destacar que el sistema opera por debajo de su máxima capacidad.



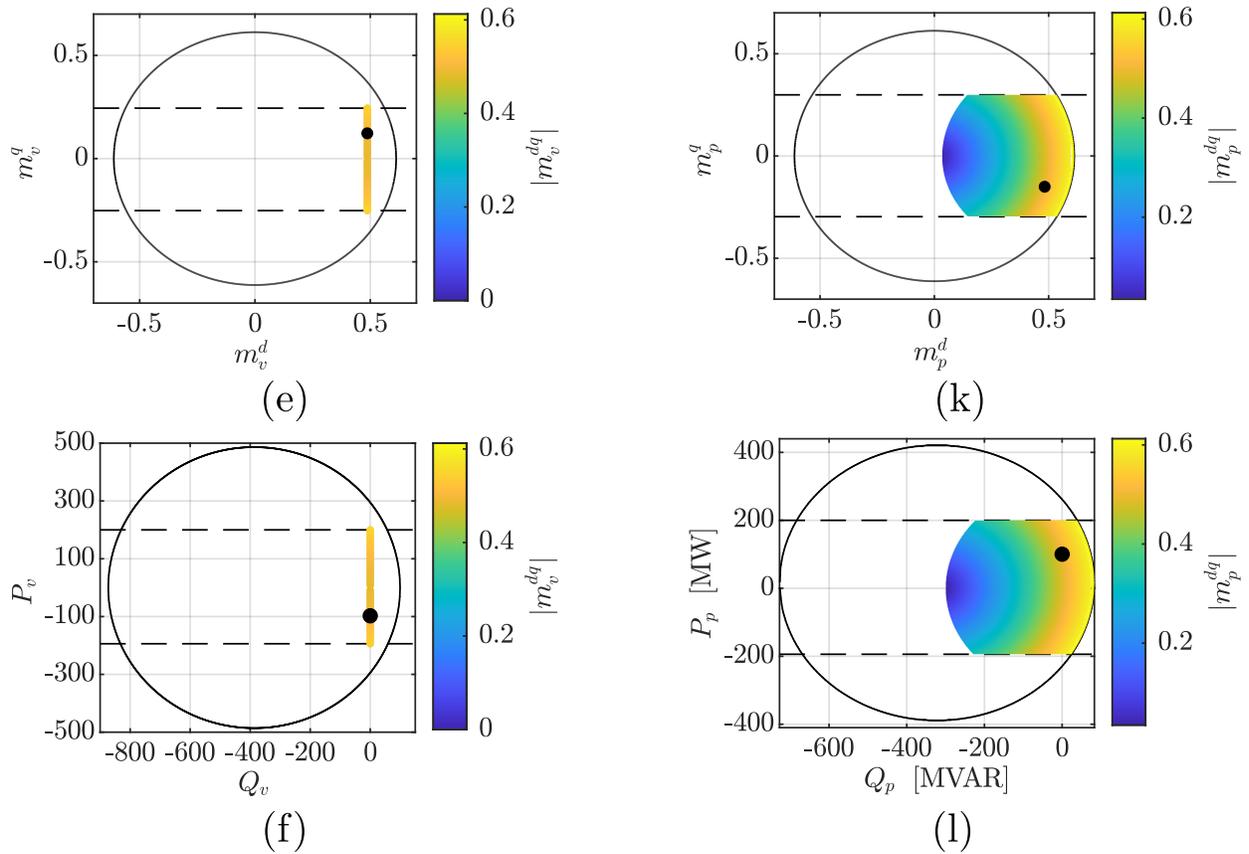


Figura 3.9: Variables del sistema VSC-HVDC en condiciones nominales. Variables del lado VR-VSC: a) índices de modulación, b) Flujos de potencia, c) fase a de corriente en el lado AC, d) Voltaje DC. En región de operación: e) Índices de modulación, f) flujos de potencia. Variables del lado PR-VSC: g) índices de modulación, h) Flujos de potencia, i) fase a de corriente en el lado AC, j) Voltaje DC. En región de operación: k) Índices de modulación, l) flujos de potencia.

3.3.5. Regiones de operación de BESS

Siguiendo el procedimiento para el cálculo de potencia y energía necesaria para un BESS conectado a la red dando soporte inercial y control de caída, las tablas 2.4 y 3.2 presentan los parámetros utilizados para graficar las regiones de operación de estos sistemas.

Al imponer las restricciones de operación en estado estacionario, tal como se expresa en la condición (3.24), sobre el sistema descrito en (3.13), se obtienen las gráficas de operación del BESS mostradas en la Fig. 3.10a y 3.10b. Cada gráfica está asociada al valor absoluto del índice de modulación correspondiente. Dado que un convertidor DC/DC puede mantener un voltaje DC constante en el lado DC del VSC, se observa gráficamente una región en el plano PQ similar a la del convertidor PR-VSC. Las restricciones aplicables a este convertidor están definidas por (3.16), (3.19) y (3.21), que son válidas para un convertidor conectado a la red. Aunque estas restricciones limitan la operación, el estado de carga (SOC) del BESS puede emplearse como una variable de decisión para regular dinámicamente los flujos de potencia.

Tabla 3.2: Parámetros BESS en red AC-P.

Parámetro	Descripción	Valor	Unidad
S_{bessp}	Potencia nominal del BESS	22	MVA
E_{nomp}	Energía nominal del BESS	3.07	MWh
$S_{bessvEI}$	Potencia nominal del BESS Soporte inercial	16	MVA
E_{nomvEI}	Energía nominal del BESS Soporte inercial	0.1670	MWh
$S_{bessvDV}$	Potencia nominal del BESS Control de caída	6	MVA
E_{nompDV}	Energía nominal del BESS Control de caída	3.0057	MWh
v_{acv}/v_{acb}	Relación de transformación	115/15	kV
V_{dcpb0}	Voltaje nominal en convertidor DC/DC	90	kV
r_{pb}	Resistencia en lado AC	250	m Ω
L_{pb}	Inductancia en el lado AC	0.1	mH
f_{sw}	Frecuencia de conmutación	2	kHz

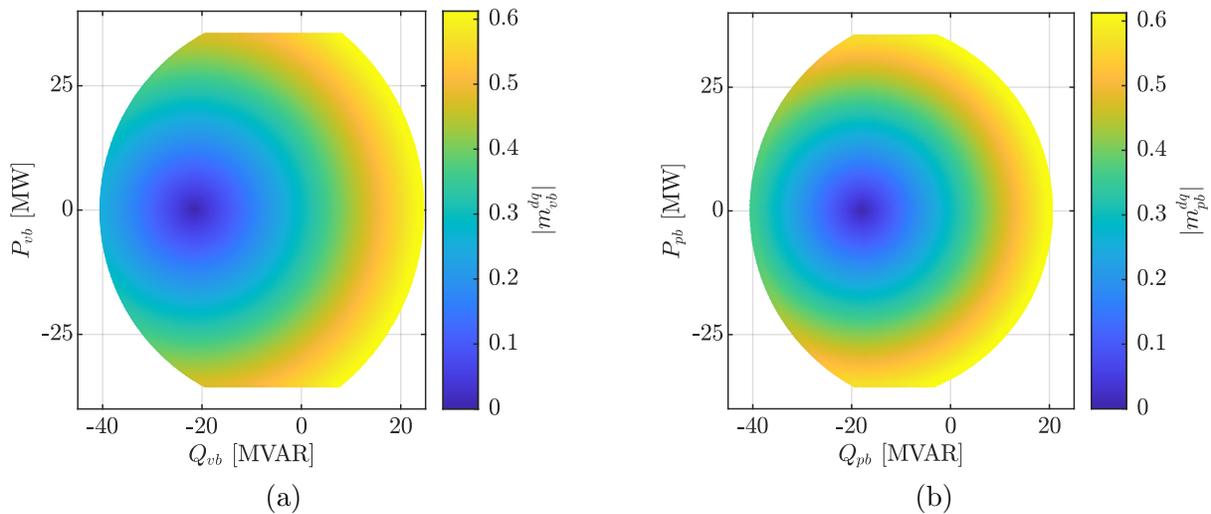


Figura 3.10: Curva de operación PQ de (a) Convertidor BV-VSC (b) Convertidor BP-VSC.

La potencia suministrada por cada BESS puede integrarse a las curvas de operación del sistema VSC-HVDC, como se muestra en la Fig. 3.11, siguiendo la ecuación (3.14). Esto permite establecer una zona de holgura que facilita la modificación de los flujos de potencia, posibilitando la implementación de funciones como la emulación inercial o el control de caída, sin alterar la operación de los sistemas HVDC. El sistema HVDC continuaría operando bajo condiciones nominales, mientras que el BESS asumiría la responsabilidad de gestionar los flujos de potencia, asegurando estabilidad y soporte dinámico en la red.

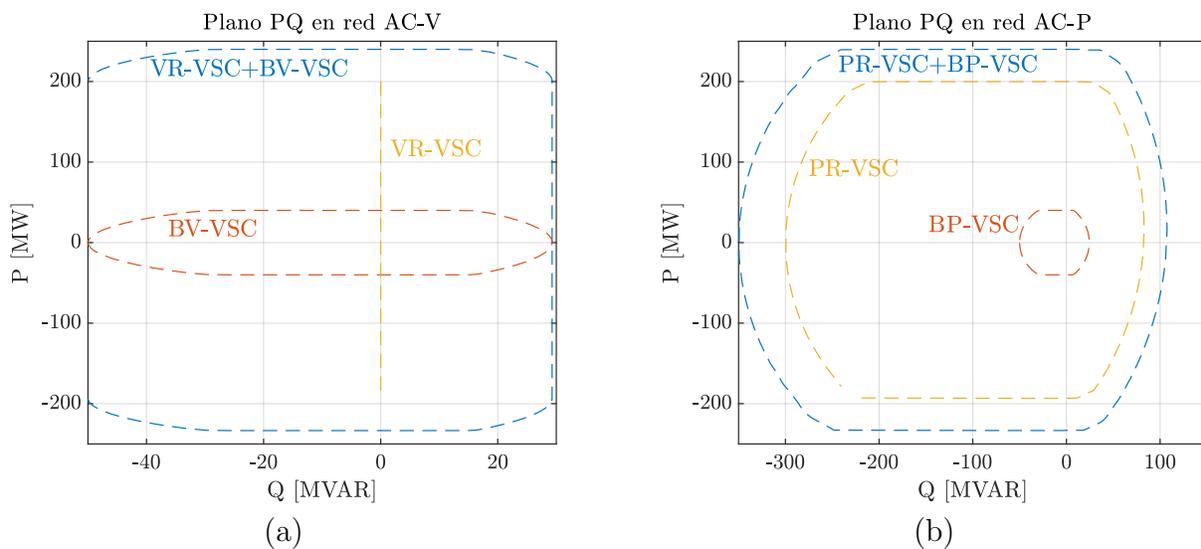


Figura 3.11: Curva de operación PQ de (a) Convertidor BV-VSC + VR-VSC (b) Convertidor BP-VSC + PR-VSC.

3.3.6. Potencias requeridas para soporte inercial mediante enlace HVDC

En operación clásica, es decir, manteniendo un voltaje DC constante en el enlace HVDC en el lado del convertidor VR-VSC, las potencias requeridas para el soporte inercial se dan según la ecuación (2.36). Por ejemplo, en el caso en que la red AC-P presente un ROCOF igual a ± 1.2 Hz/s y se utilice una constante de inercia en la red AC-P de 6 segundos, según el análisis previo, y la potencia activa necesaria para este propósito en base a la Fig. 2.7 sobre las mismas curvas de potencias de las figuras 3.6 y 3.8, las potencias requeridas para el soporte inercial se muestran gráficamente en la Fig. 3.12. Con las condiciones descritas anteriormente, se requeriría de un cambio en la potencia del enlace de un 24 % para mejorar la respuesta dinámica de la frecuencia en una sola red AC.

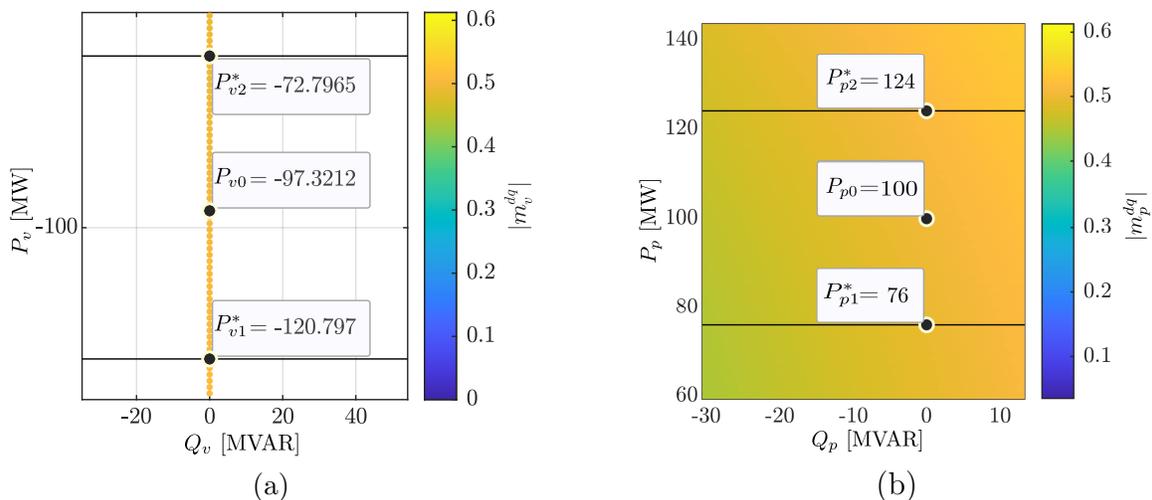


Figura 3.12: Potencias requeridas para emulación inercial mediante el (a) Convertidor VR-VSC y (b) Convertidor PR-VSC.

3.4. Modelación de soporte inercial con capacitores

En caso de que el sistema HVDC opere para dar soporte inercial bilateral utilizando energía desde los capacitores del enlace DC y la potencia de referencia requerida sea igual a la potencia dada, se tendrá que tanto las corrientes en el eje directo así como los voltajes DC del sistema se modifican según las siguientes expresiones:

$$i_{sv}^d \rightarrow i_{sv}^d + \frac{2H_v}{v_{sv}^d f_{v0}} \frac{d}{dt} f_v \quad (3.30)$$

$$i_{sp}^d \rightarrow i_{sp}^d + \frac{2H_p}{v_{sp}^d f_{p0}} \frac{d}{dt} f_p \quad (3.31)$$

$$V_{dcv} = V_{dcv0} + k_v \Delta f_v + k_p \Delta f_p \quad (3.32)$$

Con las modificaciones anteriores, las frecuencias eléctricas se incluyen en la dinámica del modelo matemático (3.12), obteniendo una dinámica altamente no lineal. El sistema de ecuaciones diferenciales (3.33) representa la nueva dinámica con $k_{dcv} = \frac{2H_v S_{nom}}{f_{v0} NCV_{dcv0}}$ y $k_{dcp} = \frac{2H_p S_{nom}}{f_{p0} NCV_{dcp0}}$.

$$\frac{di_{sv}^d}{dt} + \frac{2H_v}{v_{sv}^d f_{v0}} \frac{d^2 f_v}{dt^2} = -\frac{R_v}{L_v} \left(i_{sv}^d + \frac{2H_v}{v_{sv}^d f_{v0}} \frac{df_v}{dt} \right) + 2\pi f_v i_{sv}^q - \frac{m_v^d}{L_v} (V_{dcv0} + k_v \Delta f_v + k_p \Delta f_p) + \frac{v_{sv}^d}{L_v} \quad (3.33a)$$

$$\frac{d}{dt} i_{sv}^q = -\frac{R_v i_{sv}^q}{L_v} - 2\pi f_v \left(i_{sv}^d + \frac{2H_v}{v_{sv}^d f_{v0}} \frac{df_v}{dt} \right) - \frac{m_v^q}{L_v} (V_{dcv0} + k_v \Delta f_v + k_p \Delta f_p) \quad (3.33b)$$

$$\frac{di_{sp}^d}{dt} + \frac{2H_p}{v_{sp}^d f_{p0}} \frac{d^2 f_p}{dt^2} = -\frac{R_p}{L_p} \left(i_{sp}^d + \frac{2H_p}{v_{sp}^d f_{p0}} \frac{df_p}{dt} \right) + 2\pi f_p i_{sp}^q - \frac{m_p^d}{L_p} V_{dcp} + \frac{v_{sp}^d}{L_p} \quad (3.33c)$$

$$\frac{d}{dt} i_{sp}^q = -\frac{R_p i_{sp}^q}{L_p} - 2\pi f_p \left(i_{sp}^d + \frac{2H_p}{v_{sp}^d f_{p0}} \frac{df_p}{dt} \right) - \frac{m_p^q}{L_p} V_{dcp} \quad (3.33d)$$

$$k_{dcv} \frac{dV_{dcv}}{dt} = \frac{m_v^d}{C_v} \left(i_{sv}^d + \frac{2H_v}{v_{sv}^d f_{v0}} \frac{df_v}{dt} \right) + \frac{m_v^q i_{sv}^q}{C_v} - \frac{(V_{dcv0} + k_v \Delta f_v + k_p \Delta f_p)}{R_{eqv} C_v} + \frac{V_{dcp}}{r_x C_v} \quad (3.33e)$$

$$k_{dcp} \frac{dV_{dcp}}{dt} = \frac{m_p^d}{C_p} \left(i_{sp}^d + \frac{2H_p}{v_{sp}^d f_{p0}} \frac{df_p}{dt} \right) + \frac{m_p^q i_{sp}^q}{C_p} - \frac{V_{dcp}}{R_{eqv} C_v} + \frac{(V_{dcv0} + k_v \Delta f_v + k_p \Delta f_p)}{r_x C_v} \quad (3.33f)$$

Después del soporte inercial, el sistema podría operar en un punto de operación ligeramente diferente, ya que los cambios en la carga provocan una variación en la frecuencia

eléctrica, lo cual afecta el voltaje final de los capacitores del enlace DC. En el estado estacionario posterior al soporte inercial, el modelo descrito en (3.33) se simplifica, quedando representado por el sistema (3.34) en estado estacionario.

$$0 = -\frac{R_v}{L_v} i_{sv}^d + 2\pi f_v i_{sv}^q - \frac{m_v^d}{L_v} (V_{dcv0} + k_v \Delta f_v + k_p \Delta f_p) + \frac{v_{sv}^d}{L_v} \quad (3.34a)$$

$$0 = -\frac{R_v i_{sv}^q}{L_v} - 2\pi f_v i_{sv}^d - \frac{m_v^q}{L_v} (V_{dcv0} + k_v \Delta f_v + k_p \Delta f_p) \quad (3.34b)$$

$$0 = -\frac{R_p}{L_p} i_{sp}^d + 2\pi f_p i_{sp}^q - \frac{m_p^d}{L_p} V_{dcp} + \frac{v_{sp}^d}{L_p} \quad (3.34c)$$

$$0 = -\frac{R_p i_{sp}^q}{L_p} - 2\pi f_p i_{sp}^d - \frac{m_p^q}{L_p} V_{dcp} \quad (3.34d)$$

$$0 = \frac{m_v^d i_{sv}^d}{C_v} + \frac{m_v^q i_{sv}^q}{C_v} - \frac{(V_{dcv0} + k_v \Delta f_v + k_p \Delta f_p)}{R_{eqv} C_v} + \frac{V_{dcp}}{r_x C_v} \quad (3.34e)$$

$$0 = \frac{m_p^d i_{sp}^d}{C_p} + \frac{m_p^q i_{sp}^q}{C_p} - \frac{V_{dcp}}{R_{eqp} C_p} + \frac{(V_{dcv0} + k_v \Delta f_v + k_p \Delta f_p)}{r_x C_p} \quad (3.34f)$$

Con las variaciones finales derivadas del sistema de ecuaciones anterior, el punto de operación experimenta un ajuste leve. Cuando los valores finales de frecuencia se desvían ligeramente de su valor nominal, no se observan cambios significativos en las curvas de operación previamente obtenidas. Asumiendo frecuencias en estado estacionario de $f_{ssv} = 49,6364$ Hz y $f_{ssp} = 59,63$ Hz, los índices de modulación presentan una variación respecto al punto de operación nominal del sistema, como se muestra en la Fig. 3.13. Dado este pequeño cambio en estado estacionario, las regiones de operación del convertidor PR-VSC posteriores al soporte inercial son prácticamente equivalentes a las condiciones en las que el sistema opera de manera normal.

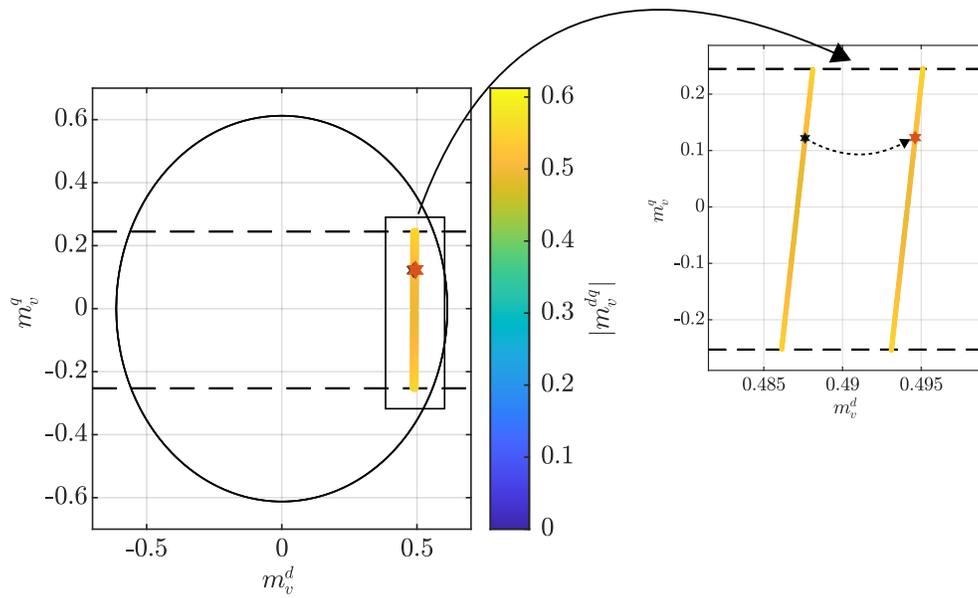


Figura 3.13: Valores de m_v^{dq} antes y después del soporte inercial.

Capítulo 4

Control coordinado propuesto

El soporte inercial proporcionado por los capacitores en el DC-Link provoca desviaciones del voltaje DC respecto a su valor nominal, lo que, junto con la necesidad de considerar el SOC de los BESS, limita la operación del sistema. Para abordar estas restricciones, se propone una nueva estrategia de soporte inercial que tiene en cuenta tanto las limitaciones de los BESS como los niveles de voltaje DC. En primer lugar, se describe un modo de operación diseñado para mantener el sistema dentro de los valores críticos de voltaje DC. Posteriormente, se detalla una estrategia para extraer potencia desde la red remota en escenarios donde el voltaje DC exceda los valores críticos y el SOC del BESS imponga restricciones adicionales a su operación. Finalmente, se presenta la validación experimental de la propuesta utilizando HIL.

4.1. Soporte inercial con voltaje DC en su rango operativo

Es fundamental que la extracción o inyección de potencia en los BESS considere su nivel de SOC, esto evita que los BESS no disminuyan su vida útil precipitadamente [38]. Es posible definir tres zonas de operación basadas en el SOC para los dos modos de funcionamiento de cada BESS: modo carga y modo descarga.

En el caso del modo carga de una batería, se identifican las siguientes etapas para diseñar un control coordinado con BESS: Carga normal, que abarca un SOC del 0 % al 40 %; Carga limitada, que corresponde a un SOC entre el 40 % y el 90 %; y finalmente, un SOC por encima del 90 %, se puede denominar zona de Sobrecarga. Por otro lado, en el modo descarga, las etapas se pueden clasificar como: Sobredescarga, que abarca un SOC del 0 % al 10 %; Descarga limitada, entre un SOC del 10 % y 60 %; y Descarga normal, para un SOC superior al 60 % [38].

Estas etapas de operación son bastante útiles para gestionar eficientemente el modo de funcionamiento de un BESS evitando forzar estos sistemas a entregar o inyectar potencia cuando no sea posible. Por ejemplo, cuando el SOC es bajo, se prioriza la carga de la batería, pero si se alcanza la zona de sobrecarga, es crucial detener el proceso de carga para prolongar la vida útil de la batería. De manera similar, en el modo descarga, la gestión debe seguir el mismo principio: se limita la extracción de energía en las zonas de sobredescarga y descarga limitada, priorizando la preservación del rendimiento y la durabilidad del sistema.

Con tal de priorizar la carga o descarga de cada BESS según el porcentaje de SOC en base a los criterios anteriores, se emplea un soporte inercial de acuerdo con las ecuaciones (4.1), con $\beta_v, \beta_p \in [0, 1]$.

$$P_{hbv} = \beta_v \frac{2H_v}{f_{v0}} \frac{df_v}{dt} \quad (4.1a)$$

$$P_{hbp} = \beta_p \frac{2H_p}{f_{p0}} \frac{df_p}{dt} \quad (4.1b)$$

La definición de β se da por la expresión (4.2) según la definición mostrada en [38]. En esta función, se observa que el factor β depende de la constante k , que afecta la forma de la curva de β en función del SOC. En la Fig. 4.1 se muestran las curvas de β para valores de $k = 0,1$ y $k = 0,5$ según la definición de la ecuación (4.2). Se puede destacar que un valor alto de k produce una curva con alto valor de β desde un SOC del 40 % en modo descarga y un alto valor de β para un SOC menor al 60 % en modo carga.

$$\beta = \begin{cases} \frac{e^{-k(SOC-SOC^{car})}}{1 + e^{-k(SOC-SOC^{car})}} & \text{Modo carga} \\ \frac{e^{k(SOC-SOC^{des})}}{1 + e^{k(SOC-SOC^{des})}} & \text{Modo descarga} \end{cases} \quad (4.2)$$

Con tal de ajustar la función β a las zonas de operación descritas con anterioridad, se definen las constantes promedio de SOC en modo carga y descarga en base a la ecuación (4.3) y son utilizadas en la ecuación (4.2).

$$SOC^{car} = \frac{(SOC_{max}^{car} + SOC_{min}^{car})}{2} \quad (4.3a)$$

$$SOC^{des} = \frac{(SOC_{max}^{des} + SOC_{min}^{des})}{2} \quad (4.3b)$$

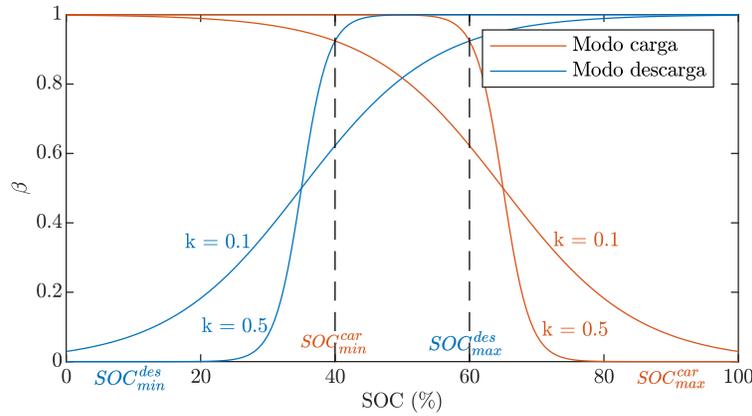


Figura 4.1: Valores de β en función del SOC en los modos de carga y descarga.

Con base en la definición previa, se observa que la potencia entregada por cada BESS no garantiza una constante de inercia virtual mínima cuando el SOC se encuentra en las zonas de Carga limitada y Sobrecarga, o de Descarga limitada y Sobredescarga, dependiendo de si el modo de operación es de carga o descarga, respectivamente. En estas circunstancias, para complementar el soporte inercial proporcionado por los BESS, se incorpora potencia adicional desde los capacitores del DC-link, determinada mediante la siguiente expresión:

$$P_{hc} = \gamma_v \frac{2H_v}{f_{v0}} \frac{df_v}{dt} + \gamma_p \frac{2H_p}{f_{p0}} \frac{df_p}{dt} = \frac{NCV_{dcv}}{S_{vsc}} \frac{dV_{dcv}}{dt} \quad (4.4)$$

En esta ecuación, se destaca que la potencia de los capacitores se pondera mediante facto-

res variables (γ_v y γ_p) en el tiempo, dependientes del nivel de SOC de cada BESS, conforme con la siguiente definición de la ecuación (4.5). La expresión que muestra la referencia de voltaje DC en función de los nuevos parámetros se expresa en (4.6).

$$\begin{aligned} \gamma_v &= 1 - \beta_v, \text{ si } V_{dcv} \leq [V_{dc}]_{Cmax} \wedge V_{dcv} \geq V_{dcvCmin} \\ \gamma_p &= 1 - \beta_p \end{aligned} \quad (4.5)$$

$$V_{dcv}^* = \sqrt{V_{dcv0}^2 + \frac{2S_{vsc}}{NC} \left[\gamma_v(t) \frac{2H_v}{f_{v0}} (f_v(t) - f_{v0}) + \gamma_p(t) \frac{2H_p}{f_{p0}} (f_p(t) - f_{p0}) \right]} \quad (4.6)$$

La aplicación de la estrategia previa asegura una constante de inercia virtual fija según la ecuación (4.7).

$$\frac{2H_v (\beta_v + \gamma_v)}{f_{v0}} \frac{df_v}{dt} = \frac{2H_v}{f_{v0}} \frac{df_v}{dt}, \text{ si } V_{dcv} \leq [V_{dc}]_{Cmax} \wedge V_{dcv} \geq V_{dcvCmin} \quad (4.7)$$

De manera gráfica, la Fig. 4.2 representa los flujos de potencia activa requeridos por cada recurso en función del SOC del BESS, para un ROCOF en el rango de -1 a 1 [Hz/s]. Por ejemplo, en el caso de un alto nivel de SOC, la prioridad es la descarga del BESS. Por ello, como se observa en la Fig. 4.2a, con un SOC del 100 % y un ROCOF de 1, la potencia aportada por los capacitores es prácticamente nula, dado que el BESS entrega toda la potencia activa requerida, permitiendo su descarga, tal como se muestra en la Fig. 4.2b. Al combinar ambos recursos, la Fig. 4.2c muestra que la potencia neta para el soporte inercial se entre-

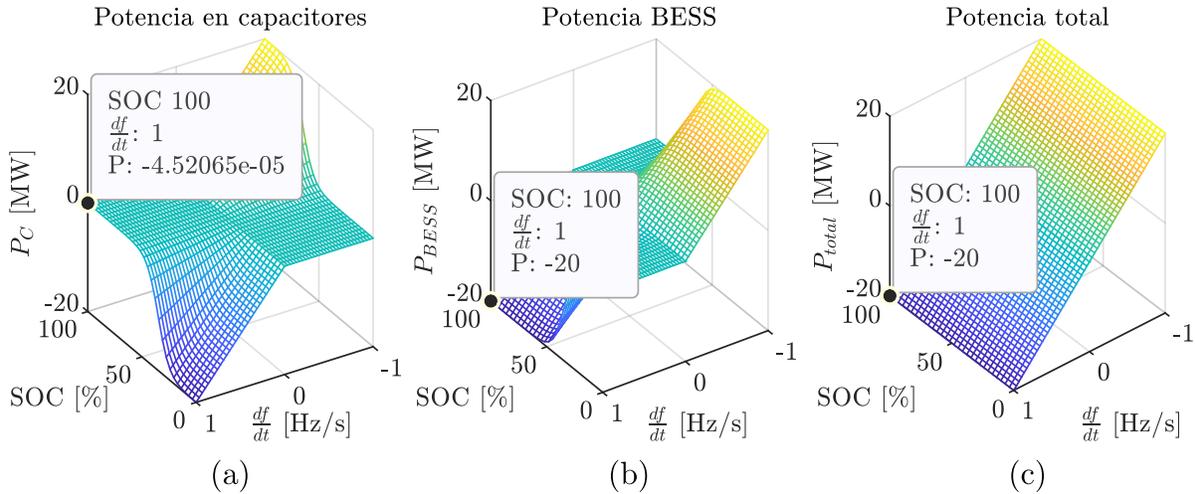


Figura 4.2: Potencias requeridas en control coordinado para: (a) los capacitores del enlace DC, (b) BESS y (c) la potencia neta utilizada para $H_v = 5$ seg.

ga de manera dinámica, asegurando una emulación inercial con una constante inercial fija, independientemente del nivel de SOC.

En el enfoque anterior, solo se ajusta el voltaje DC en casos en que se limita la participación del BESS acorde al nivel de SOC que estos presenten. En la Fig. 4.3a se muestra que, en la zona de descarga-sobredescarga y ante aquellos casos en que se necesite inyectar potencia a la red, el voltaje DC de los capacitores comenzará a presentar variaciones para dar soporte inercial. En caso contrario (altos niveles de SOC), la potencia para tal soporte inercial se otorga mediante el BESS, razón por la cual el voltaje de los capacitores permanecerá con mínimas variaciones. La situación opuesta para el modo carga del BESS se muestra en la Fig. 4.3b, donde solo se tendrán variaciones de voltaje cuando el nivel de SOC del BESS sea alto y no se busque seguir cargando el BESS.

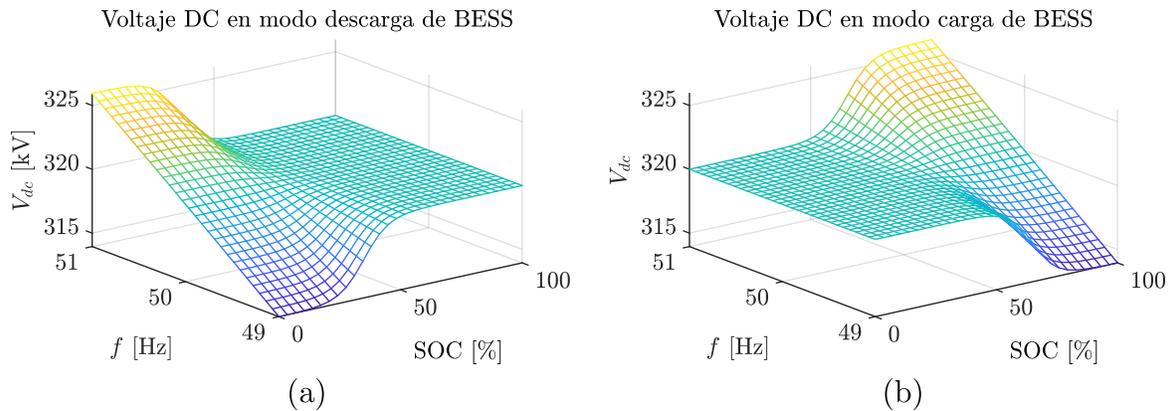


Figura 4.3: Variaciones de voltaje DC en función del SOC y frecuencia en los modos (a) descarga y (b) carga del BESS para $H_v = 5$ seg.

4.2. Soporte inercial con voltaje DC fuera de su rango operativo

Durante los periodos críticos de voltaje DC, se define un modo de operación para el soporte inercial en los siguientes casos:

- **Caso I (durante el modo descarga):** SOC en zona de sobredescarga y voltaje DC menor a $V_{dcvCmin}$.

- **Caso II (durante el modo carga):** SOC en zona de sobrecarga y voltaje DC mayor a $V_{dcvCmax}$.

En ambos casos, se requerirá cambiar los flujos de potencia de la red remota y la potencia de referencia se da al convertidor PR-VSC. Para el caso del soporte inercial de la red del convertidor VR-VSC, la potencia está definida por (4.8a) y en caso de que se requiera potencia para el convertidor PR-VSC, la potencia queda definida por (4.8b).

$$P_{hp(p \rightarrow v)} = -\delta_v \frac{2H_v}{f_{v0}} \frac{df_v}{dt} \quad (4.8a)$$

$$P_{hv(v \rightarrow p)} = -\delta_p \frac{2H_p}{f_{p0}} \frac{df_p}{dt} \quad (4.8b)$$

En la Fig. 4.4, se ilustra la definición de las variables δ_v y δ_p para los dos casos. El objetivo consiste en extraer potencia desde la red remota de manera gradual e incrementar su participación en el soporte inercial. La ecuación (4.9) introduce la variable δ , que regula esta interacción. En el caso I, el voltaje DC desciende del valor crítico $V_{dcvCmin}$, aumentando el valor de δ_v , y por consiguiente, la participación de la red remota incrementa para otorgar el soporte inercial. En caso de que el voltaje DC alcance el valor mínimo, el factor δ_v iguala el valor complementario, $1 - \beta_v$, lo cual asegura que el voltaje DC no descienda más allá del valor mínimo establecido. De manera análoga, en el Caso II, cuando el voltaje DC supera el valor crítico superior $V_{dcvCmax}$, se regula la participación de la red remota en el soporte inercial de acuerdo con la ecuación (4.9b). Esto asegura un comportamiento equilibrado del sistema, evitando que el voltaje exceda los valores mínimos o máximos permitidos.

$$\delta_v = \begin{cases} -\frac{1 - \beta_v}{V_{dcvCmin} - V_{dcvmin}} (V_{dcv}^* - V_{dcvCmin}) & \text{Caso I} \\ \frac{1 - \beta_v}{V_{dcvmax} - V_{dcvCmax}} (V_{dcv}^* - V_{dcvCmax}) & \text{Caso II} \end{cases} \quad (4.9a)$$

$$\delta_p = \begin{cases} -\frac{1 - \beta_p}{V_{dcvCmin} - V_{dcvmin}} (V_{dcv}^* - V_{dcvCmin}) & \text{Caso I} \\ \frac{1 - \beta_p}{V_{dcvmax} - V_{dcvCmax}} (V_{dcv}^* - V_{dcvCmax}) & \text{Caso II} \end{cases} \quad (4.9b)$$

Utilizando las definiciones ya conocidas de β y δ , las ecuaciones (4.10) muestran los valores que γ_v y γ_p . Estos coeficientes definen la participación de cada recurso (BESS, capacitores

del enlace DC y red remota) para la emulación inercial. Al utilizar las ecuaciones previas, se asegura que la participación de cada recurso se complemente para dar emulación inercial.

$$\gamma_v = 1 - \beta_v - \delta_v \quad (4.10a)$$

$$\gamma_p = 1 - \beta_p - \delta_p \quad (4.10b)$$

Tal como se ha verificado en la sección 2.3, es posible dar soporte inercial a una red que presente una perturbación al extraer potencia desde la red AC remota. Sin embargo, esto perjudica el comportamiento de la red remota tal como se ha presentado en [19]. En este caso los flujos de potencia se dan comparando las potencias requeridas de manera similar a este último trabajo. En la red del convertidor PR-VSC, las potencias requeridas para el soporte inercial con esta estrategia están descritas en el sistema (4.11). A diferencia de [19], en esta oportunidad se incrementa la potencia transmitida por el enlace de manera gradual y solo en casos desfavorables acordes al estado de la disponibilidad de los recursos energéticos complementarios, en este caso, en condiciones críticas de niveles extremos de SOC y mayores variaciones de voltaje DC.

$$P_{reqp} = \frac{2H_p(\beta_p + \gamma_p)}{f_{p0}} \frac{df_p}{dt} + \left[\delta_p \frac{2H_p}{f_{p0}} \frac{df_p}{dt} - \delta_v \frac{2H_v}{f_{v0}} \frac{df_v}{dt} \right] \quad (4.11a)$$

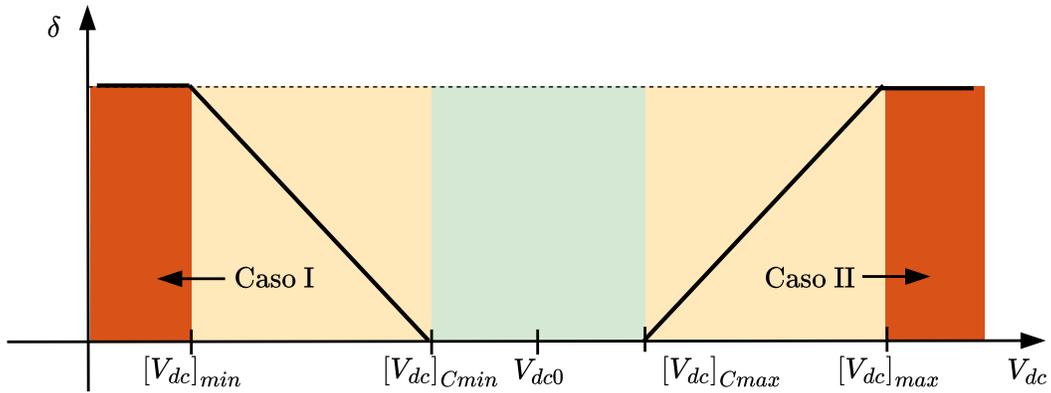


Figura 4.4: Representación de variable δ en casos I y II.

$$P_{reqv} = \frac{2H_v (\beta_v + \gamma_v) df_v}{f_{v0}} \frac{df_v}{dt} + \left[\delta_v \frac{2H_v df_v}{f_{v0}} \frac{df_v}{dt} - \delta_p \frac{2H_p df_p}{f_{p0}} \frac{df_p}{dt} \right] \quad (4.11b)$$

En la Fig. 4.5 se presentan, de manera esquemática, las referencias de potencia y voltaje asociadas a esta estrategia de control. Cabe destacar que, para implementar un control coordinado, es indispensable compartir los datos medidos de frecuencia eléctrica y (SOC) a través de un sistema de comunicación. Estos datos permiten calcular los valores de β , γ y δ .

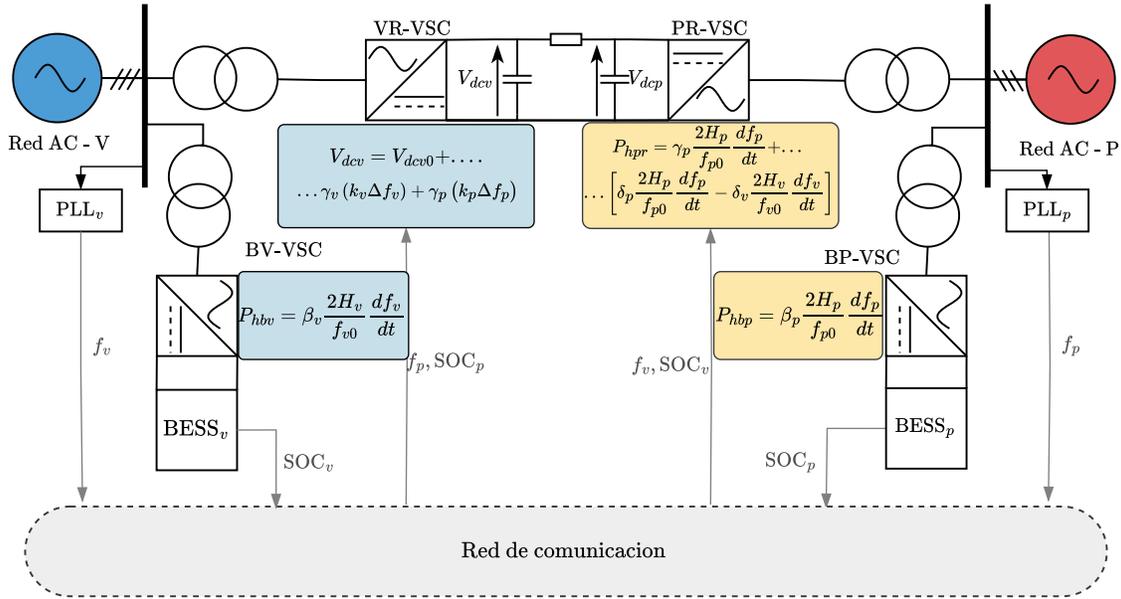


Figura 4.5: Referencias de potencia y voltaje requeridas en el sistema.

4.3. Simulación en Hardware-in-the-Loop

En esta sección se lleva a cabo la etapa experimental mediante la técnica de emulación en tiempo real utilizando HIL sobre el esquema de control presentado con anterioridad. La validación se lleva a cabo utilizando las plataformas PLECS RT-Box 1 y dSPACE Micro-LabBox. Las principales características de cada plataforma se resumen en la Tabla 4.1. La implementación del sistema mediante la técnica HIL se presenta de manera esquemática en la Fig. 4.6.

En esta simulación, la planta del sistema se modela en la plataforma PLECS RT-Box

Característica	PLECS RT Box 1	dSPACE MicroLabBox
Procesador	ARM Cortex-A9, doble núcleo, 1 GHz	Dual-core NXP QorIQ P5020 a 2 GHz
Memoria	1 GB DDR3 RAM, 16 GB eMMC Flash	1 GB DRAM, 128 MB Flash
Frecuencia de muestreo	Hasta 2 Msps	Hasta 10 Msps (canales de 14 bits), 1 Msps, 2 Msps
Entradas analógicas	16 canales, 16 bits, 2 Msps	8 canales (14 bits, 10 Msps) + 24 canales (16 bits, 1 Msps)
Salidas analógicas	16 canales, 16 bits, 2 Msps	16 canales, 16 bits, 1 Msps
Entradas y salidas digitales	32 E/S digitales	48 bidireccionales 2.5/3.3/5 V (single-ended) + 12 bidireccionales (RS422/485 type)
Conectividad	Ethernet, CAN, SFP+, USB	Ethernet, CAN, UART, USB, LVDS
FPGA programable	No	Xilinx Kintex-7 XC7K325T
Uso principal	Simulación en tiempo real con HIL	Desarrollo rápido de prototipos y control en tiempo real

Tabla 4.1: Resumen de especificaciones entre PLECS RT Box 1 y dSPACE MicroLabBox

1, la cual está configurada con un tiempo de muestreo de $25 \mu s$. Se utilizan un total de 24 transistores, distribuidos en 6 por cada convertidor. El modelo incluye un sistema VSC-HVDC monopolar P2P, así como dos fuentes de voltaje ideales que representan el efecto del convertidor DC/DC de cada BESS con sus respectivos convertidores BV-VSC y BP-VSC.

Las frecuencias de ambas redes AC se modelan mediante la ecuación de swing (2.14). Además, se incorporan cargas en cada red, filtros y transformadores ideales para completar el modelo del sistema.

Tal como se describe en la Fig. 4.6, las señales de voltaje y corriente se transmiten desde la Plecs RT-Box 1 a la dSPACE MicroLabBox mediante sus salidas analógicas configuradas para enviar señales de voltaje de entre -10 a 10 V. El control del sistema se implementa en esta última, en donde se controlan los convertidores VR-VSC, BV-VSC, PR-VSC y BP-VSC. En esta plataforma se genera la modulación SPWM con una frecuencia de conmutación común de 2 kHz a través de sus salidas digitales para todos los convertidores. El tiempo de muestreo de las señales análogas con el controlador es de $50 \mu s$.

Debido a que la Plecs RT-Box 1 cuenta solamente con 16 salidas análogas según la

Tabla 4.1, se transmiten únicamente dos de las tres fases de las corrientes en abc por cada convertidor asociado. Bajo el supuesto de que no existe corriente en el neutro del convertidor y que las corrientes en abc están equilibradas, la tercera fase puede calcularse en función de las otras dos. Este mismo enfoque se aplica a los voltajes en abc . Las salidas análogas correspondientes se presentan en la tabla 4.2.

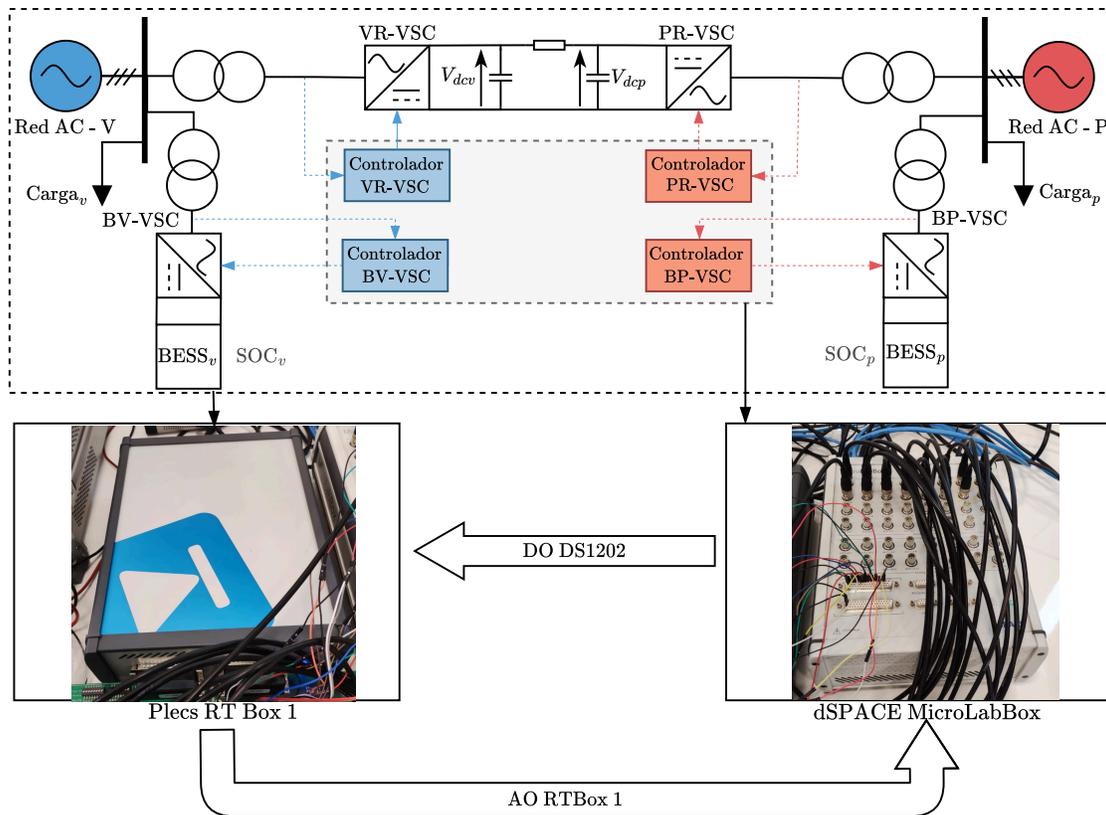


Figura 4.6: Configuración en HIL.

Tabla 4.2: Salidas análogas en Plects RT-Box 1.

Salida	Parámetro	Salida	Parámetro	Salida	Parámetro
A0	v_{sv}^a	A6	v_{sp}^a	A12	-
A1	v_{sv}^b	A7	v_{sp}^b	A13	-
A2	i_{sv}^a	A8	i_{sp}^a	A14	-
A3	i_{sv}^b	A9	i_{sp}^b	A15	-
A4	V_{dcv}	A10	i_{vb}^a		
A5	V_{dcp}	A11	i_{vb}^b		

4.3.1. Resultados de validación experimental

Las pruebas de validación en HIL se llevan a cabo para analizar los casos descritos en la Tabla 4.3. Se busca analizar la estrategia de control en diversas condiciones operativas del sistema, para distintos niveles de SOC e incrementos y disminuciones de las cargas de manera aislada o simultáneas. Los voltajes críticos de los capacitores corresponden a $V_{dcvCmin}=316.5$ kV y $V_{dcvCmax}=323.5$ kV. Por otra parte, los valores mínimos y máximos son: $V_{dcvmin}=315.5$ kV y $V_{dcvmax}=324.5$ kV. Los parámetros del sistema son los expuestos en las tablas 2.5, 2.4 y 3.2. El sistema de control utilizado corresponde al presentado en la sección anexos A.2.

En todos los casos, el objetivo es alcanzar una constante inercial de 5 segundos en el lado VR-VSC y 6 segundos en el lado PR-VSC, lo cual debería mejorar significativamente los parámetros de frecuencia y ROCOF en escenarios de aumento y disminución de demanda. Para la red AC-V, ante un aumento del 15 % en la demanda, se espera aumentar el mínimo de frecuencia de 49.08 Hz a 49.34 Hz y reducir el ROCOF de -0.9 a -0.5 Hz/s. De manera similar, en la red AC-P, se busca aumentar la mínima frecuencia de 58.92 Hz a 59.3 Hz y disminuir el ROCOF de -1.3 a -0.6 Hz/s ante la misma magnitud de perturbación en la red AC-P. Según la ecuación (2.41) en caso de tales perturbaciones en forma simultánea, solamente utilizando energía de los capacitores, se hubiera requerido una capacitancia de al menos 9.5 mF con tal de asegurar que el voltaje DC no descienda del valor mínimo de 315.5 kV, logrando tales mejoras en las máximas desviaciones de frecuencia. En estas pruebas en HIL se utilizó una capacitancia de 5 mF, dado que el resto de recursos (BESS y potencia compartida por el enlace) se utilizan de manera coordinada para dar el soporte inercial.

En el caso de una disminución del 15 % en la demanda de la carga de la red AC-P, los objetivos son reducir el máximo de frecuencia en la red AC-V de 50.92 Hz a 50.66 Hz y el ROCOF de 0.9 a 0.5 Hz/s. Para la red AC-P, se busca también reducir la máxima frecuencia de 61.02 Hz a 60.7 Hz y el ROCOF máximo de 1.3 a 0.6 Hz/s. En el último caso de simulación, se analiza un aumento en la demanda mayor a los casos considerados previamente.

A continuación, se evalúa si la estrategia de control propuesta puede alcanzar estos objetivos bajo diversas condiciones operativas y restricciones del sistema.

Tabla 4.3: Descripción de los casos simulados.

	Parámetro	Red AC-V	Red AC-P
Caso 1	SOC inicial del BESS	50 %	50 %
	Carga	Incremento del 15 %	Sin variaciones
	Inicio de la perturbación	40 seg.	-
Caso 2	SOC inicial del BESS	10 %	50 %
	Carga	Incremento del 15 %	Sin variaciones
	Inicio de la perturbación	40 seg.	-
Caso 3	SOC inicial del BESS	50 %	10 %
	Carga	Sin variaciones	Incremento del 15 %
	Inicio de la perturbación	-	40 seg.
Caso 4	SOC inicial del BESS	10 %	50 %
	Carga	Incremento del 15 %	Incremento del 15 %
	Inicio de la perturbación	40 seg.	43 seg.
Caso 5	SOC inicial del BESS	10 %	10 %
	Carga	Incremento del 15 %	Incremento del 15 %
	Inicio de la perturbación	40 seg.	43 seg.
Caso 6	SOC inicial del BESS	50 %	50 %
	Carga	Disminución del 15 %	Disminución del 15 %
	Inicio de la perturbación	40 seg.	43 seg.
Caso 7	SOC inicial del BESS	50 %	50 %
	Carga	Disminución del 15 %	Incremento del 15 %
	Inicio de la perturbación	40 seg.	43 seg.
Caso 8	SOC inicial del BESS	10 %	50 %
	Carga	Incremento del 20 %	Sin variaciones
	Inicio de la perturbación	40 seg.	-

Caso 1 En este caso, se implementa la estrategia considerando niveles de SOC idénticos del 50 % en cada BESS y un incremento del 15 % en la carga de la red AC-V. Los coeficientes de participación de cada recurso energético (BESS, capacitores y red remota a través del enlace HVDC) para la emulación inercial se presentan en la Fig. 4.7. Se observa que la participación del BESS es mayor que la de los capacitores, alcanzando cerca del 90 % de participación para dar la potencia requerida, lo cual se explica por su nivel de SOC. Dado que el voltaje DC no supera el umbral $V_{dcvCmin}$, no hay participación de la red remota mediante el flujo de potencia del enlace DC, resultando en coeficientes nulos asociados a este flujo, es decir, $\delta_v = \delta_p = 0$.

Los resultados de esta estrategia de control en términos de frecuencia eléctrica, ROCOF, voltajes DC, SOC y flujos de potencia se ilustran en la Fig. 4.8. Para proporcionar soporte inercial, fue necesario realizar una ligera disminución del 0.27 % en el voltaje de los capacitores y una caída del SOC al 47.5 % en la red AC-V. En la Fig. 4.8f, se aprecia que la potencia requerida por los BESS alcanza los 9 MW, mientras que las variaciones en los voltajes de los capacitores generan la potencia restante necesaria para el soporte inercial. Se puede destacar que la red AC-P no se ve perjudicada por la estrategia de control.

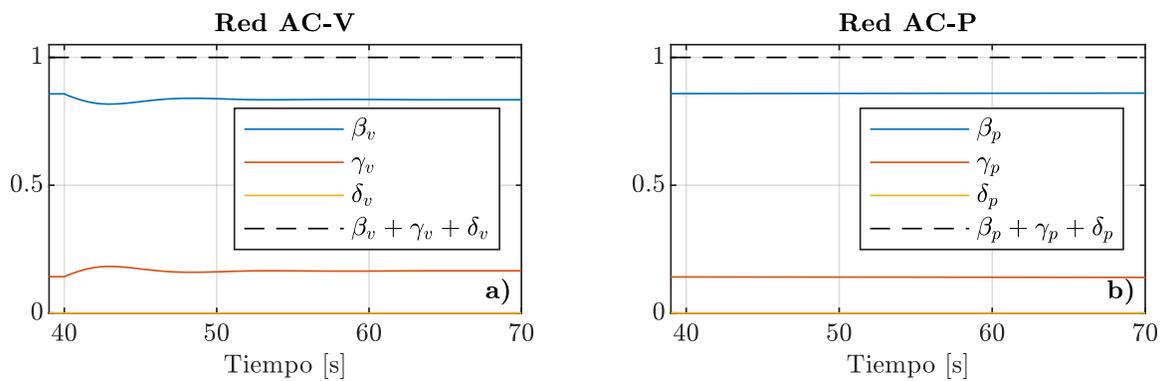


Figura 4.7: Coeficientes de participación para emulación inercial en (a) el lado de la red AC-V y (b) en el lado de la red AC-P.

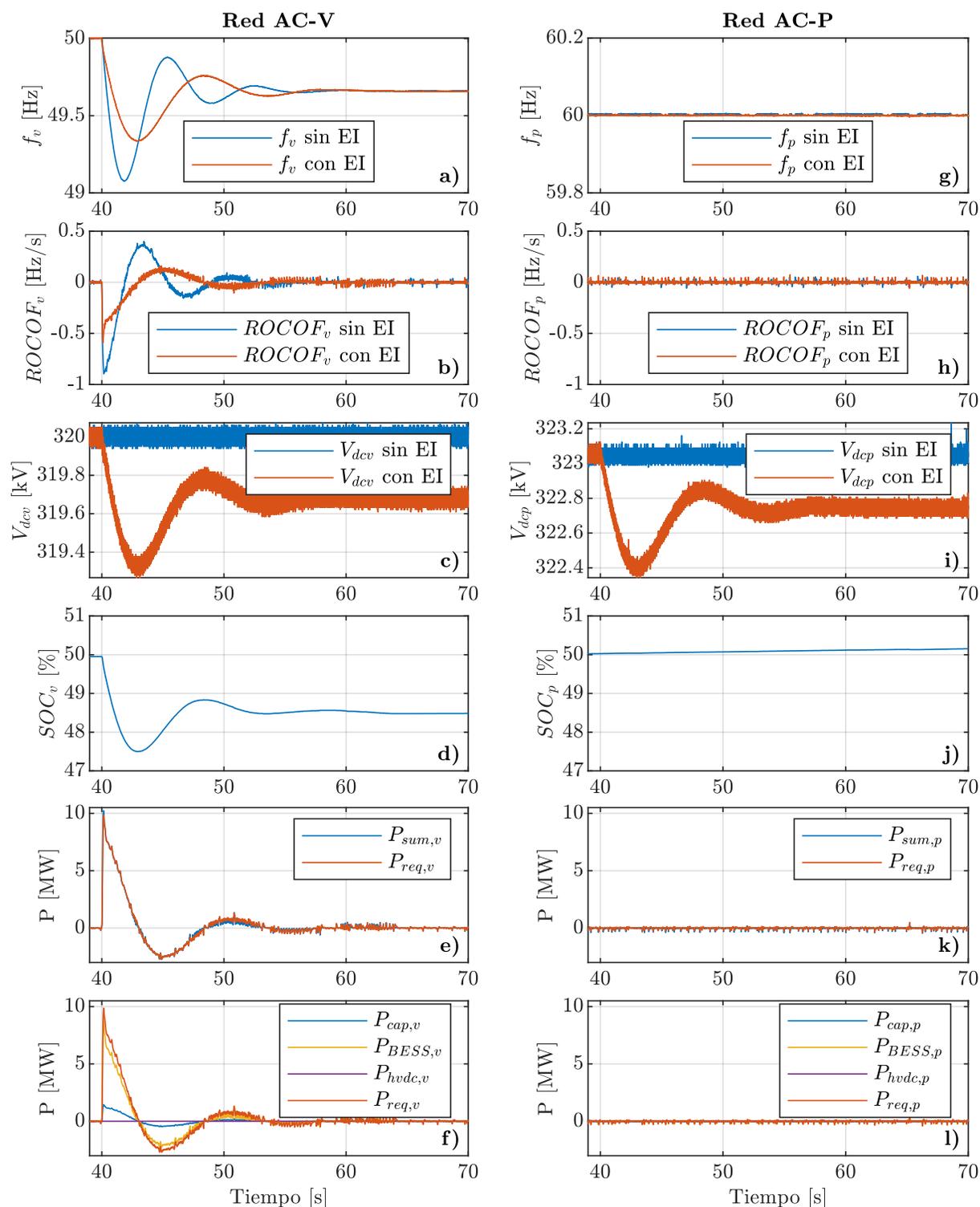


Figura 4.8: Resultados en HIL en caso 1 con y sin emulación inercial (EI) para la red AC-V en (a) frecuencia, (b) ROCOF, (c) Voltajes en capacitores, (d) SOC, (e) Potencia suministrada y requerida, (f) Potencias desde cada recurso y variables en la red AV-P (g) frecuencia, (h) ROCOF, (i) Voltajes en capacitores, (j) SOC, (k) Potencia suministrada y requerida, (l) Potencias desde cada recurso.

Caso 2 En este caso, la perturbación en la carga es idéntica a la de la prueba anterior, pero el nivel de SOC del BESS_v es bajo. Debido a este bajo nivel de SOC, los capacitores del enlace DC deben suministrar una mayor potencia, ya que el BESS_v tiene una capacidad limitada para descargar energía adicional. Como resultado de esta mayor demanda sobre los capacitores, debido a que estos alcanzan el valor crítico de 316.5 kV, aumenta la participación de la red remota, que respalda a la red local durante aproximadamente 3 segundos. La dinámica de participación de cada recurso se refleja en los valores de los coeficientes de la Fig. 4.9. En ella se observa que los valores de γ disminuyen a medida que el coeficiente δ aumenta. Es importante destacar que, debido a la única perturbación en la carga de la red AC-V y al hecho de que el nivel de SOC del BESS_v sea menor al de la red opuesta, el coeficiente δ_v en la Fig. 4.9a es mayor que δ_p en la Fig. 4.9b, lo que indica un aumento en el flujo de potencia a través del enlace DC hacia la red AC-V.

Los resultados obtenidos en la simulación HIL, presentados en la Fig. 4.10, demuestran una mejora en la dinámica de la frecuencia eléctrica de la red AC-V, comparable a la lograda en el caso anterior, en donde se contaba con niveles altos de SOC. Para alcanzar esta mejora, fue necesario introducir una leve perturbación en la red AC-P, lo que generó variaciones mínimas tanto en las oscilaciones de frecuencia, así como en el ROCOF, tal como se muestra en las Fig. 4.10b y 4.10h. A diferencia del caso anterior, el voltaje del enlace DC presenta una variación superior, alcanzando un 1.125 %, mientras que el SOC del BESS_v experimenta una ligera disminución. Asimismo, en la Fig. 4.10f se observa la evolución dinámica de las potencias requeridas para proporcionar soporte inercial, destacándose una disminución en la potencia de los capacitores cuando se supera el umbral crítico del voltaje DC, junto con un incremento en la potencia demandada a la red AC-P.

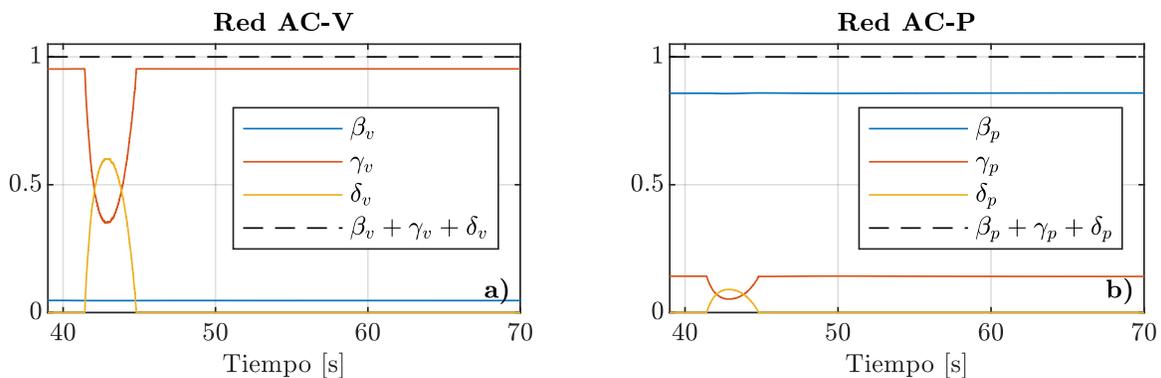


Figura 4.9: Coeficientes de participación para emulación inercial en (a) el lado de la red AC-V y (b) en el lado de la red AC-P.

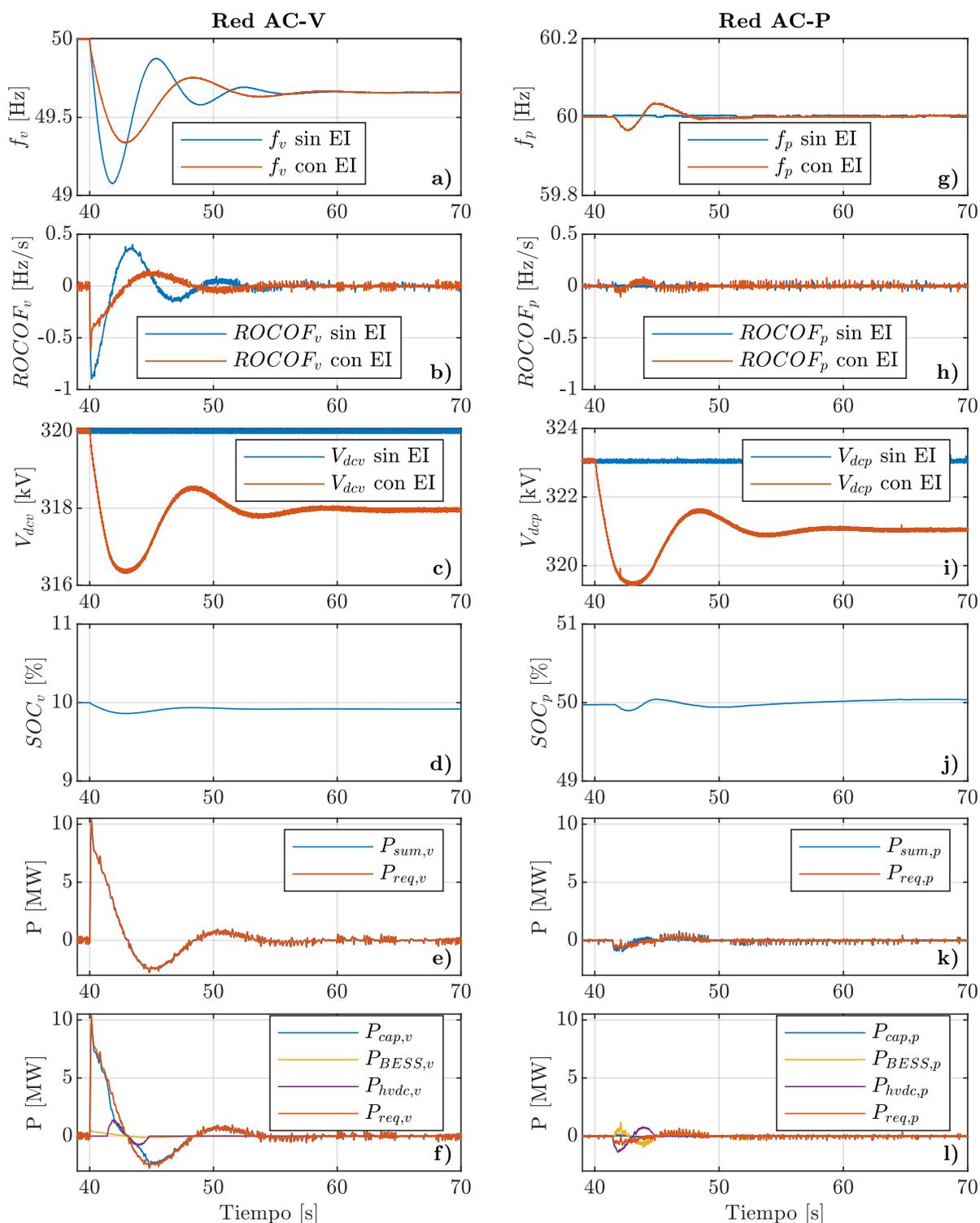


Figura 4.10: Resultados en HIL en caso 2 con y sin emulación inercial (EI) para la red AC-V en (a) frecuencia, (b) ROCOF, (c) Voltajes en capacitores, (d) SOC, (e) Potencia suministrada y requerida, (f) Potencias desde cada recurso y variables en la red AV-P (g) frecuencia, (h) ROCOF, (i) Voltajes en capacitores, (j) SOC, (k) Potencia suministrada y requerida, (l) Potencias desde cada recurso.

Caso 3 Este caso es similar al anterior, con la diferencia de que la perturbación ocurre en la red AC-P. Asimismo, el nivel de SOC del BESS_p es bajo, lo que incrementa la participación de los capacitores y provoca que se supere el umbral $V_{dcvCmin}$. En consecuencia, comienza a extraerse potencia desde la red remota. La dinámica de participación de cada recurso se muestra en la Fig. 4.11, donde nuevamente se observa que los valores de γ disminuyen a medida que el coeficiente δ aumenta. Como en el caso anterior, dado que la perturbación ocurre únicamente en la red AC-P, el coeficiente δ_p en la Fig. 4.11b es mayor que δ_v en la Fig. 4.11a, lo que indica una inyección de potencia hacia la red AC-P.

En la Fig. 4.12, se aprecia una mejora en la dinámica de la frecuencia eléctrica de la red AC-P, con una leve perturbación hacia la red AC-V, como se evidencia en la Fig. 4.12a. Además, la Fig. 4.12c muestra que el voltaje del enlace DC presenta una variación del 1.15 %, mientras que los niveles de SOC de ambos BESS experimentan ligeros cambios. Por otro lado, en la Fig. 4.12f se observa la evolución dinámica de las potencias requeridas para proporcionar soporte inercial, destacándose un aumento en la potencia del enlace HVDC y una disminución en la potencia suministrada por los capacitores.

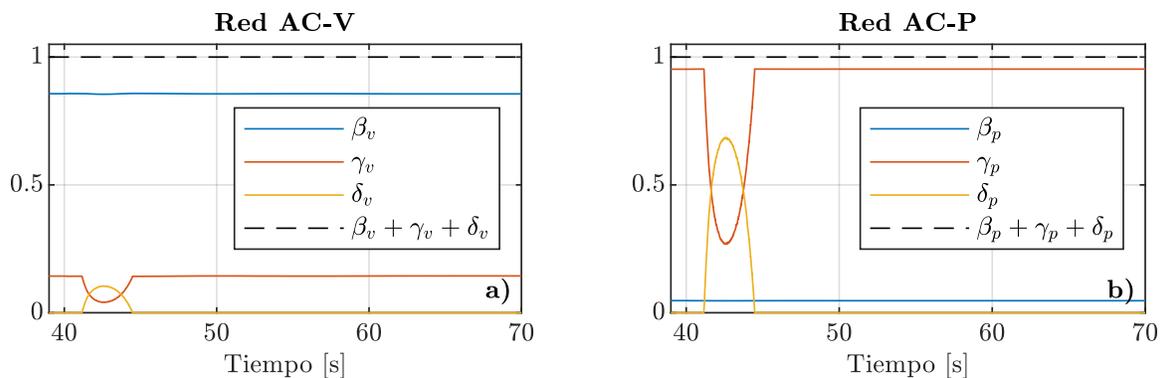


Figura 4.11: Coeficientes de participación para emulación inercial en (a) el lado de la red AC-V y (b) en el lado de la red AC-P.

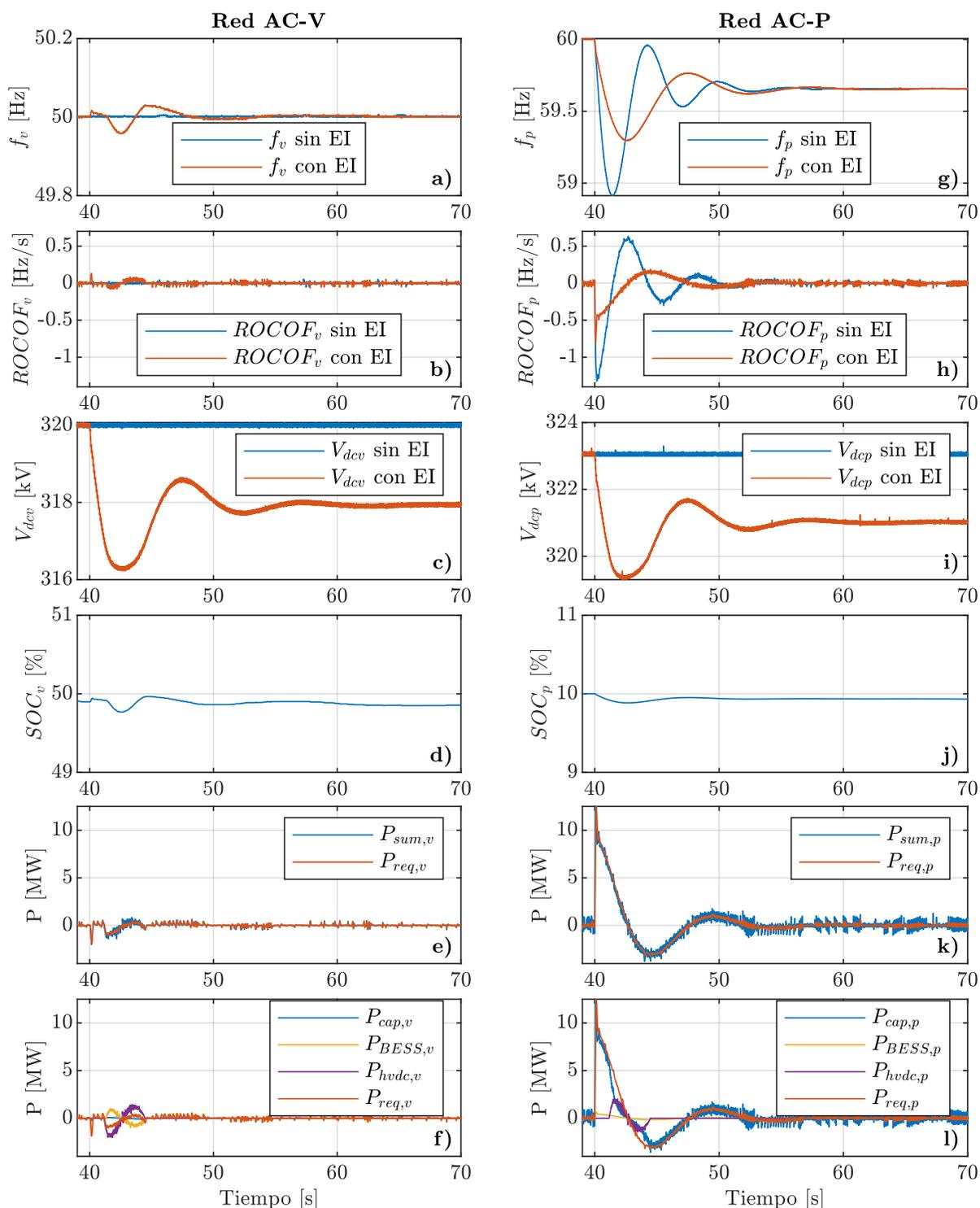


Figura 4.12: Resultados en HIL en caso 3 con y sin emulación inercial (EI) para la red AC-V en (a) frecuencia, (b) ROCOF, (c) Voltajes en capacitores, (d) SOC, (e) Potencia suministrada y requerida, (f) Potencias desde cada recurso y variables en la red AV-P (g) frecuencia, (h) ROCOF, (i) Voltajes en capacitores, (j) SOC, (k) Potencia suministrada y requerida, (l) Potencias desde cada recurso.

Caso 4 En este caso, se presentan perturbaciones en ambas redes AC. Debido al bajo nivel de SOC del BESS_v, los capacitores tienen una mayor participación en el soporte inercial, como se confirma con los coeficientes mostrados en la Fig. 4.13a. En contraste, en la red AC-P, el BESS_p cuenta con un SOC elevado, lo que permite priorizar este recurso, tal como se evidencia en la Fig. 4.13b. Bajo estas condiciones, en la red AC-V, el valor de δ es mayor, lo que indica la necesidad de inyectar potencia a esta red a través del enlace VSC-HVDC.

En la Fig. 4.14 se observa una mejora en la respuesta dinámica de la frecuencia eléctrica, incluso cuando ambas redes experimentan perturbaciones y una de ellas presenta una disponibilidad limitada del BESS para el soporte inercial. Además, se puede apreciar una leve perturbación en la red AC-P cuando el voltaje DC desciende por debajo del valor $V_{dcvCmin}$, como se muestra en la Fig. 4.14g.

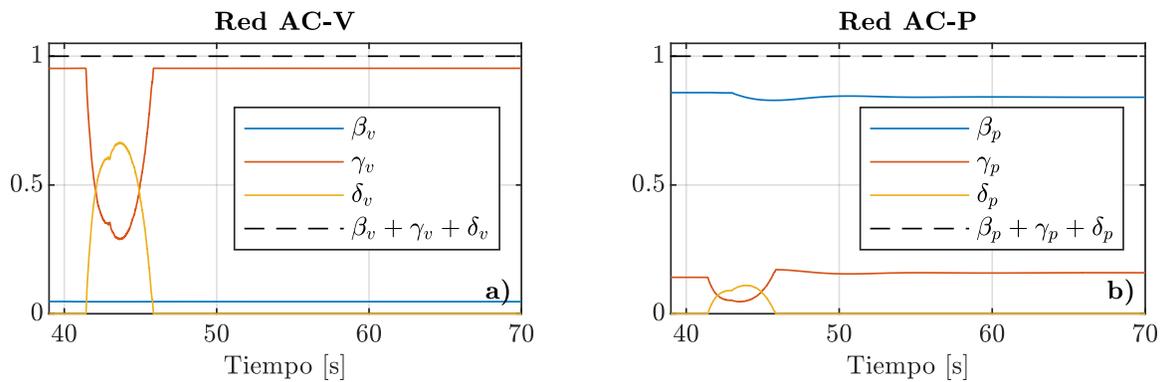


Figura 4.13: Coeficientes de participación para emulación inercial en (a) el lado de la red AC-V y (b) en el lado de la red AC-P.

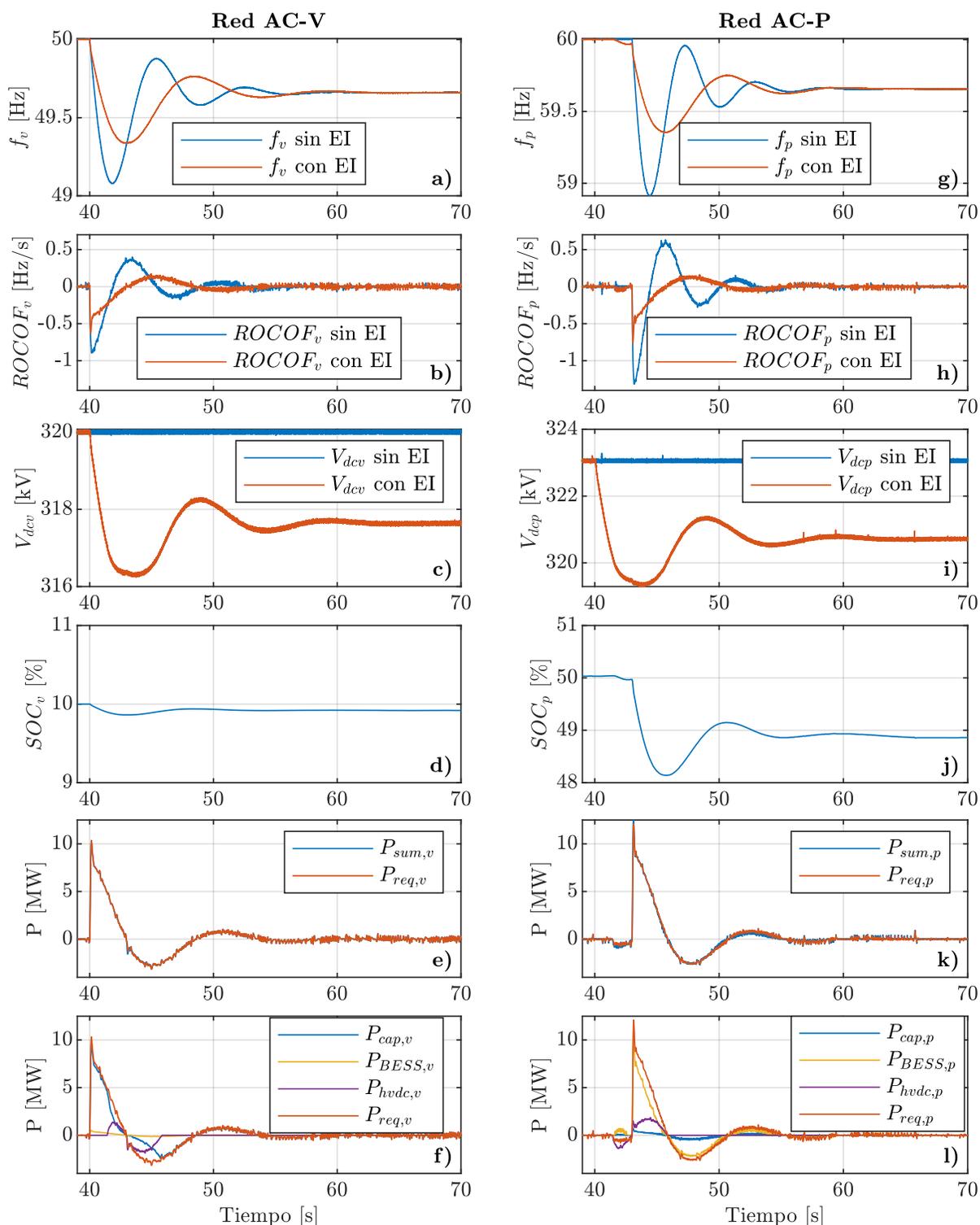


Figura 4.14: Resultados en HIL en caso 4 con y sin emulación inercial (EI) para la red AC-V en (a) frecuencia, (b) ROCOF, (c) Voltajes en capacitores, (d) SOC, (e) Potencia suministrada y requerida, (f) Potencias desde cada recurso y variables en la red AV-P (g) frecuencia, (h) ROCOF, (i) Voltajes en capacitores, (j) SOC, (k) Potencia suministrada y requerida, (l) Potencias desde cada recurso. 85

Caso 5 Este caso de prueba corresponde al escenario más desfavorable, ya que combina las mismas perturbaciones simultáneas en ambas redes de la prueba anterior con el hecho de que ambos BESS presentan bajos niveles de SOC. En las Figs. 4.15, se observa cómo los coeficientes de participación de potencia de los capacitores y de la red remota, a través del enlace HVDC, oscilan debido a la descarga al límite permitida del voltaje de los capacitores. El coeficiente δ disminuye cada vez que el ROCOF es positivo, lo que permite que el voltaje de los capacitores se recargue y se aleje del valor mínimo permitido. Dado que los niveles de SOC son los mismos en cada BESS, las variaciones de estos coeficientes son similares, pero las variaciones de los coeficientes de la Fig. 4.15a comienzan antes dada la perturbación local que esta presenta en primer lugar.

En las Figs. 4.16a y 4.16g, se observa que las frecuencias presentan oscilaciones diferentes en comparación con el caso anterior. En estos resultados, se puede notar que la frecuencia f_p tiene una mejor dinámica. Esto se debe a que la constante de inercia emulada en la red AC-P es mayor que en la otra red. Por otro lado, las Figs. 4.16c y 4.16i muestran que los voltajes DC se encuentran cercanos al valor mínimo permitido V_{dcmin} . A pesar de estas condiciones desfavorables, la estrategia presentada mejora la respuesta dinámica de frecuencia, disminuyendo tanto el nadir como el ROCOF en ambas redes.

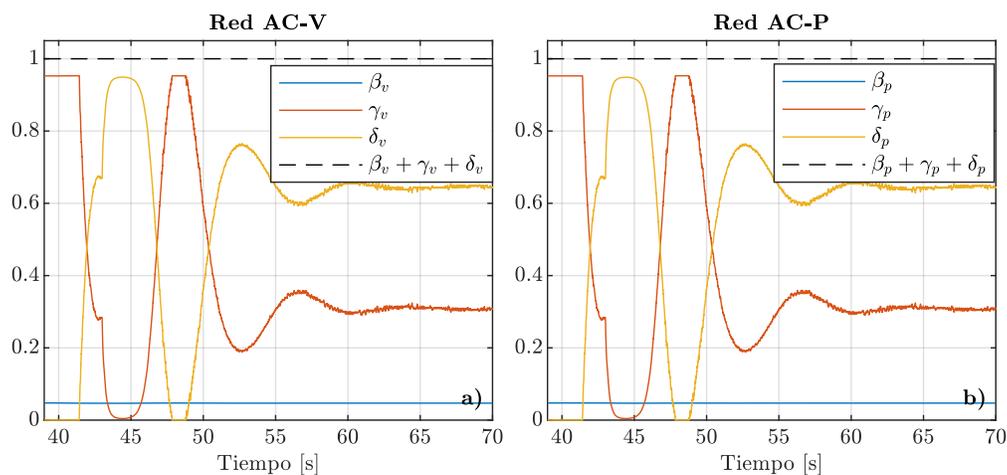


Figura 4.15: Coeficientes de participación para emulación inercial en (a) el lado de la red AC-V y (b) en el lado de la red AC-P.

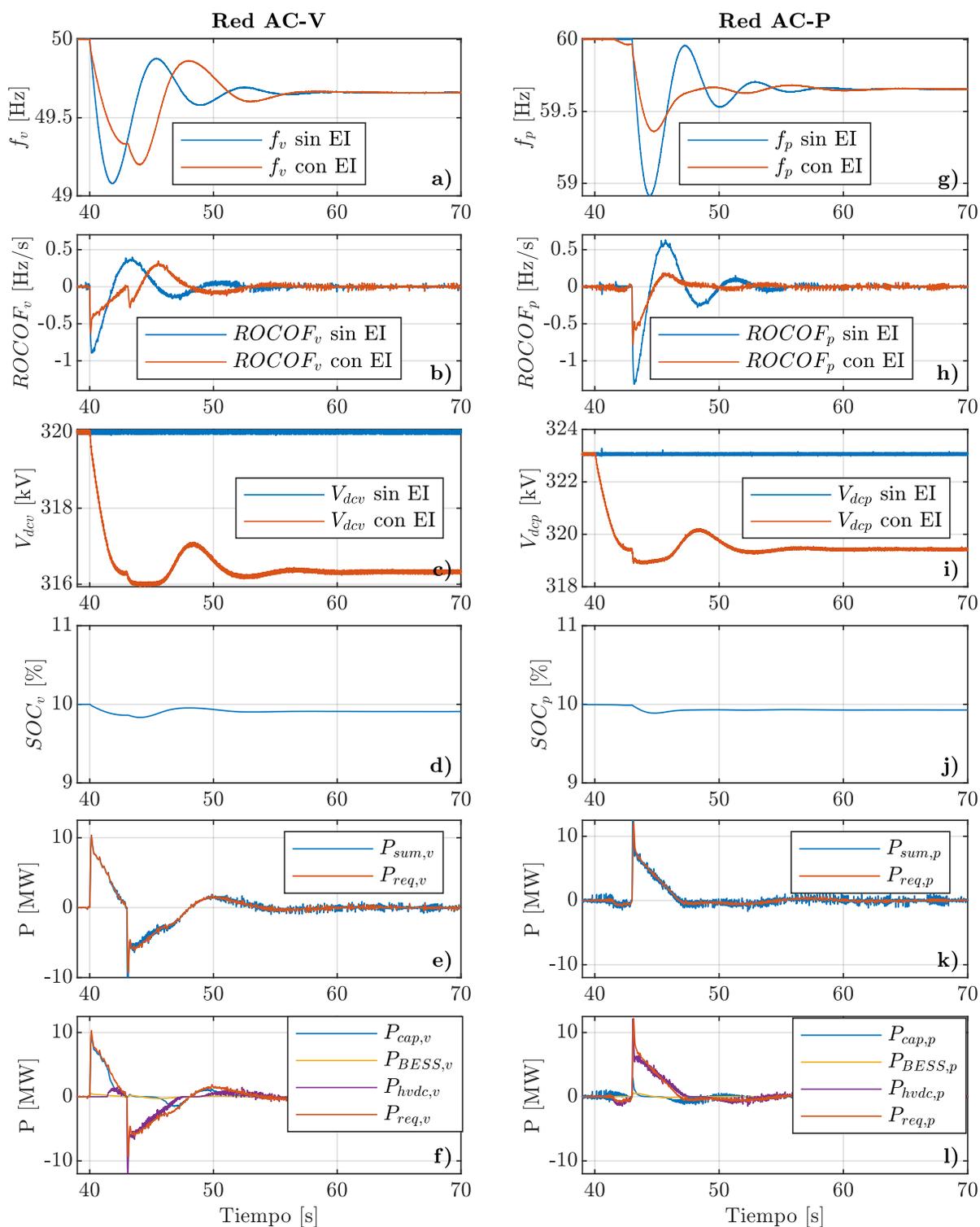


Figura 4.16: Resultados en HIL en caso 5 con y sin emulación inercial (EI) para la red AC-V en (a) frecuencia, (b) ROCOF, (c) Voltajes en capacitores, (d) SOC, (e) Potencia suministrada y requerida, (f) Potencias desde cada recurso y variables en la red AV-P (g) frecuencia, (h) ROCOF, (i) Voltajes en capacitores, (j) SOC, (k) Potencia suministrada y requerida, (l) Potencias desde cada recurso. 87

Caso 6 En este caso, las perturbaciones en la frecuencia eléctrica son provocadas por una disminución de la demanda en ambas redes, lo que genera incrementos en la frecuencia. Dado que el nivel de SOC de ambos BESS es del 50 %, las variaciones de voltaje no superan el valor crítico máximo y no se transmite potencia adicional a través del enlace para el soporte inercial, como se observa en los coeficientes mostrados en la Fig. 4.17.

En las Fig. 4.18a y 4.18g, se aprecia que las frecuencias presentan un mejor comportamiento dinámico. Por otro lado, los voltajes DC de los capacitores muestran incrementos en sus niveles, como se ilustra en las Fig. 4.18c y 4.18i. Además, se observa una segunda subida de voltaje debido a la perturbación en la red AC-P.

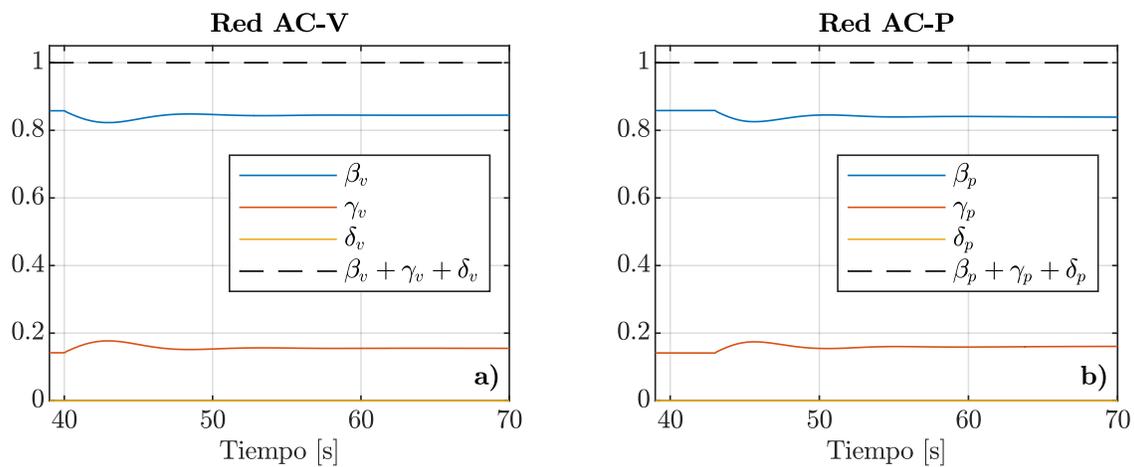


Figura 4.17: Coeficientes de participación para emulación inercial en (a) el lado de la red AC-V y (b) en el lado de la red AC-P.

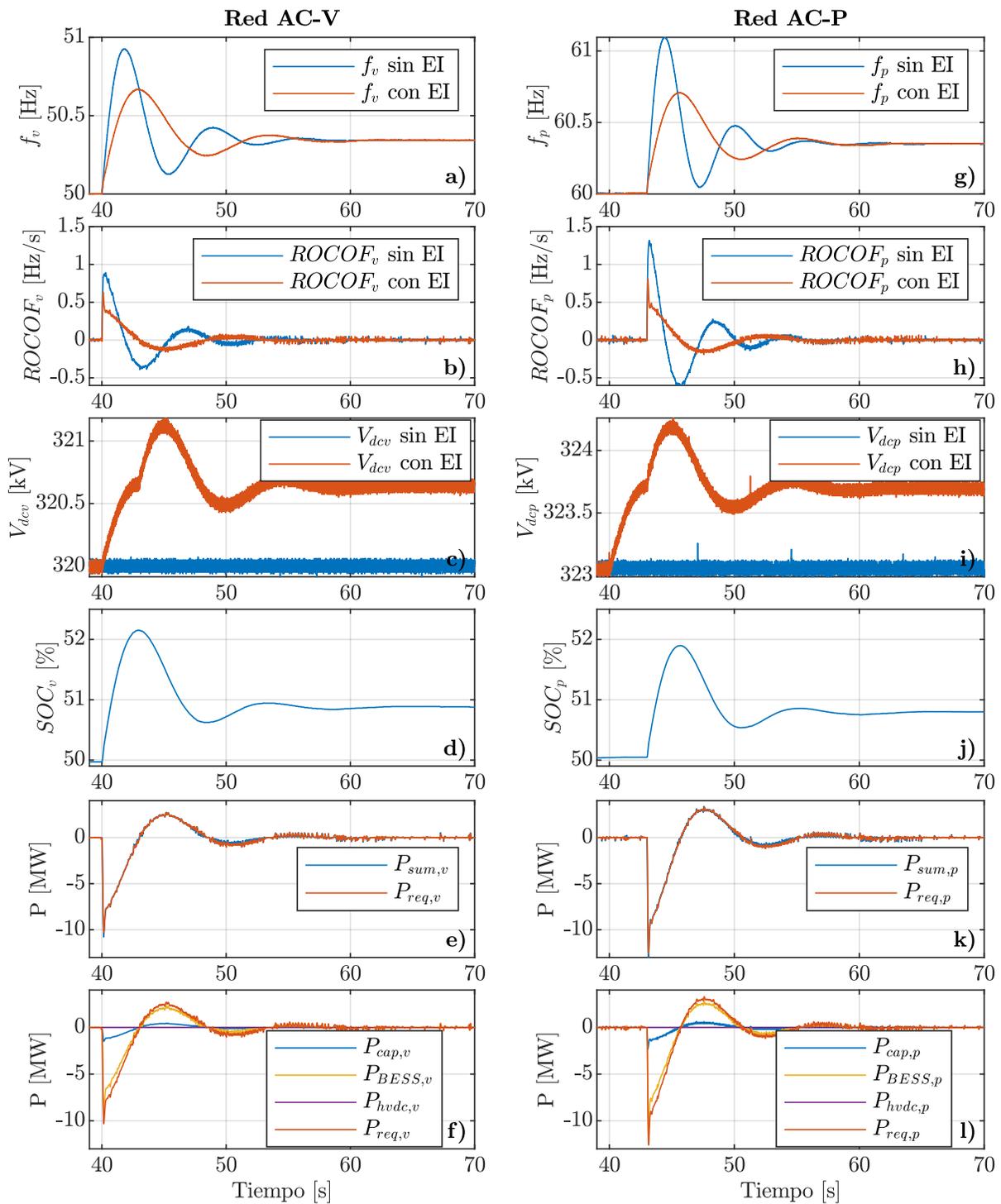


Figura 4.18: Resultados en HIL en caso 6 con y sin emulación inercial (EI) para la red AC-V en (a) frecuencia, (b) ROCOF, (c) Voltajes en capacitores, (d) SOC, (e) Potencia suministrada y requerida, (f) Potencias desde cada recurso y variables en la red AV-P (g) frecuencia, (h) ROCOF, (i) Voltajes en capacitores, (j) SOC, (k) Potencia suministrada y requerida, (l) Potencias desde cada recurso.

Caso 7 Este caso, se tiene un aumento en la demanda en la red AC-V y una disminución en esta en la red AC-P. Puesto que el nivel de SOC de los BESS es idéntico al 50% en ambas redes, los coeficientes de participación de la Fig. 4.19 presentan la misma variación con respecto al caso anterior, sin necesidad de transmitir potencia por enlace, con valores de $\delta_v = \delta_p = 0$.

Dado que el nivel de SOC del BESS_v no es lo suficientemente alto para evitar cargarlo aún más, ni lo suficientemente bajo en el BESS_p para evitar descargarlo en la red AC-P, cuando estas redes experimentan una disminución de carga o un aumento en la carga, no se transmite potencia a través del enlace HVDC. En este caso, la potencia requerida para el soporte inercial se distribuye entre la energía almacenada en el BESS y los capacitores del enlace DC. En las Figs. 4.20c y 4.20i, se observa que una perturbación en la red AC-P provoca una caída de voltaje en el enlace DC. Sin embargo, esta caída no afecta la dinámica de la frecuencia en la red AC-V. De hecho, tanto la frecuencia de esta red como la de la red remota muestran mejoras en términos de oscilación y ROCOF.

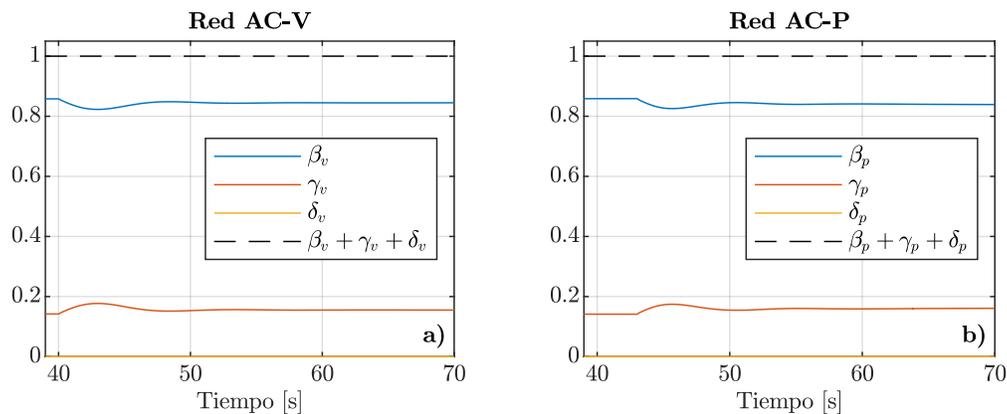


Figura 4.19: Coeficientes de participación para emulación inercial en (a) el lado de la red AC-V y (b) en el lado de la red AC-P.

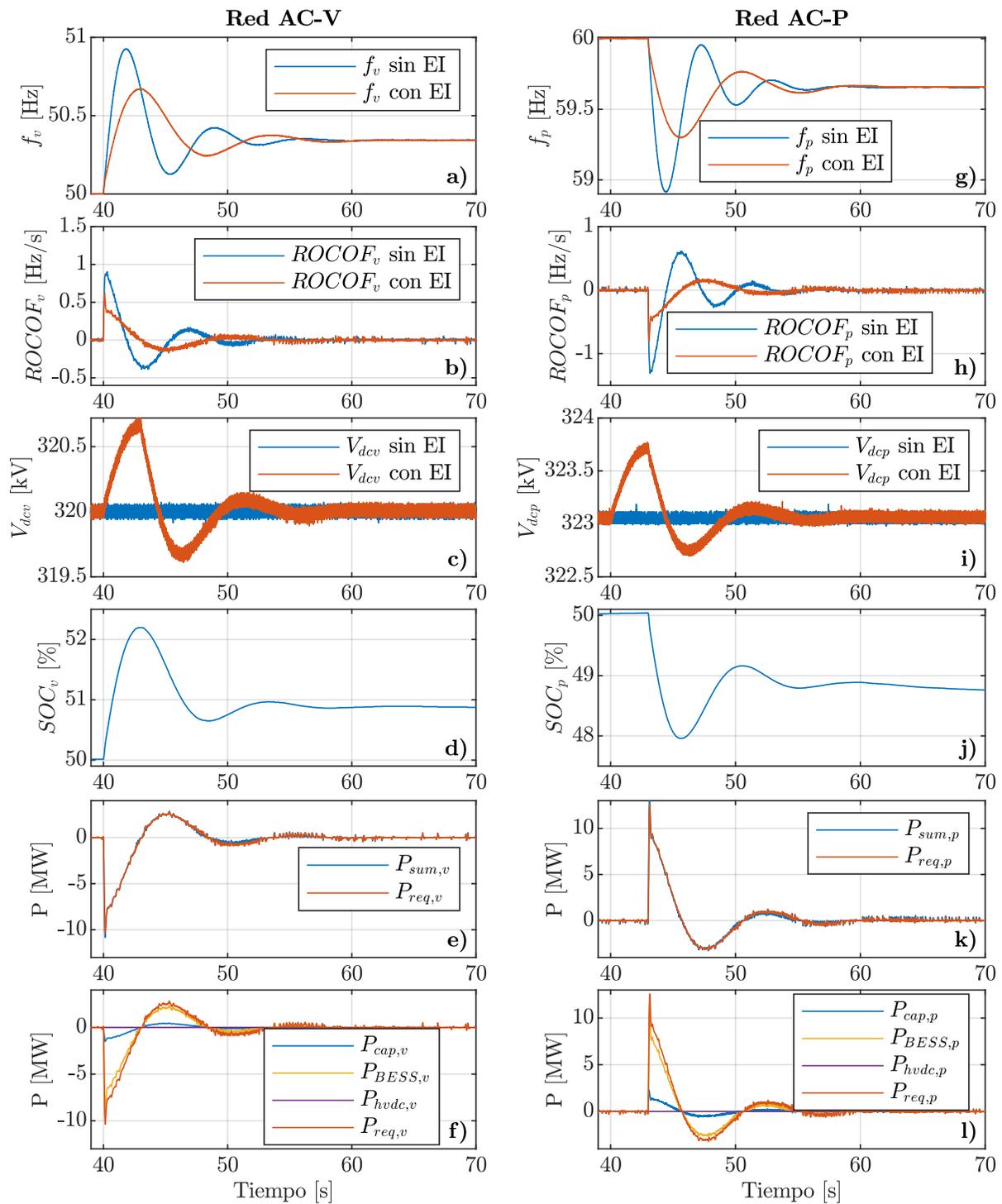


Figura 4.20: Resultados en HIL en caso 7 con y sin emulación inercial (EI) para la red AC-V en (a) frecuencia, (b) ROCOF, (c) Voltajes en capacitores, (d) SOC, (e) Potencia suministrada y requerida, (f) Potencias desde cada recurso y variables en la red AV-P (g) frecuencia, (h) ROCOF, (i) Voltajes en capacitores, (j) SOC, (k) Potencia suministrada y requerida, (l) Potencias desde cada recurso.

Caso 8 En esta oportunidad, se analiza un aumento mayor del 20% en la carga de la red AC-V. Dado que el SOC del BESS_v es bajo, el coeficiente de participación de los capacitores es inicialmente elevado, pero disminuye significativamente con el tiempo, lo que incrementa el coeficiente δ_v , tal como se muestra en la Fig. 4.21a, permitiendo solicitar potencia a la red opuesta. Mientras tanto, el BESS_p de la red AC-P, al contar con un nivel de SOC alto, asume un papel predominante, mientras que los coeficientes γ_p y δ_p presentan valores bajos, según se observa en la Fig. 4.21b. Esto indica que la potencia del enlace se transmite hacia la red AC-V.

Los resultados mostrados en la Fig. 4.22 evidencian que, con la estrategia propuesta, el *nadir* de frecuencia de la red AC-V mejora, pasando de 48.47 Hz a 48.9 Hz, mientras que el ROCOF se reduce de -1.5 Hz/s a -0.75 Hz/s, como se observa en las Figs. 4.22a y 4.22b. A diferencia del caso 2, la mayor magnitud de la perturbación provoca una oscilación de frecuencia en la red AC-P de aproximadamente $\pm 0,2$ Hz, lo cual no es significativo. De igual manera, el ROCOF presenta oscilaciones ligeramente superiores, aunque tampoco relevantes, según se aprecia en las Figs. 4.22g y 4.22h. En cuanto al SOC, las variaciones son mínimas, y se destaca que el voltaje DC no desciende por debajo del límite mínimo establecido de 315.5 kV, tal como se muestra en la Fig. 4.22c. Esto representa una gran ventaja, ya que, para este caso, de acuerdo con la ecuación (2.26) utilizada para el dimensionamiento del capacitor, se habría requerido una capacitancia de 7.6 mF para garantizar que el voltaje DC no cayera por debajo de 315.5 kV ni se alcance el valor crítico definido previamente.

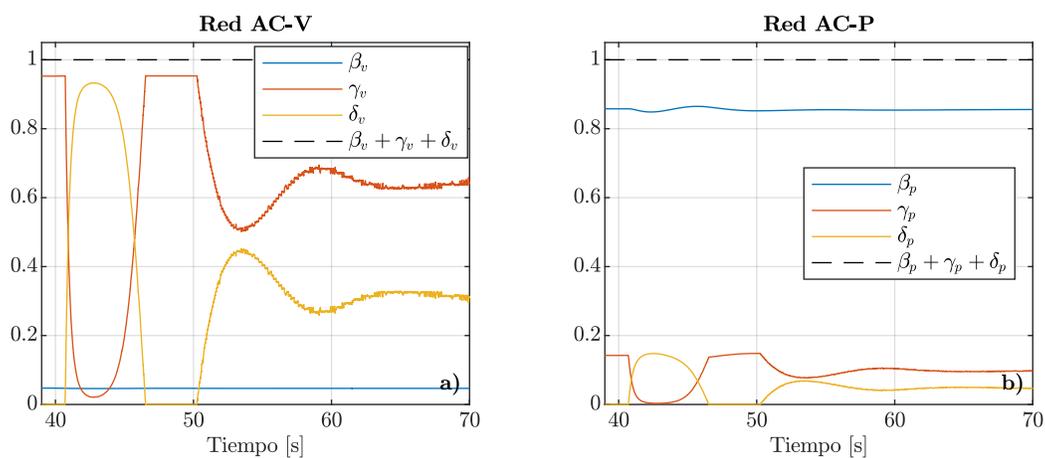


Figura 4.21: Coeficientes de participación para emulación inercial en (a) el lado de la red AC-V y (b) en el lado de la red AC-P.

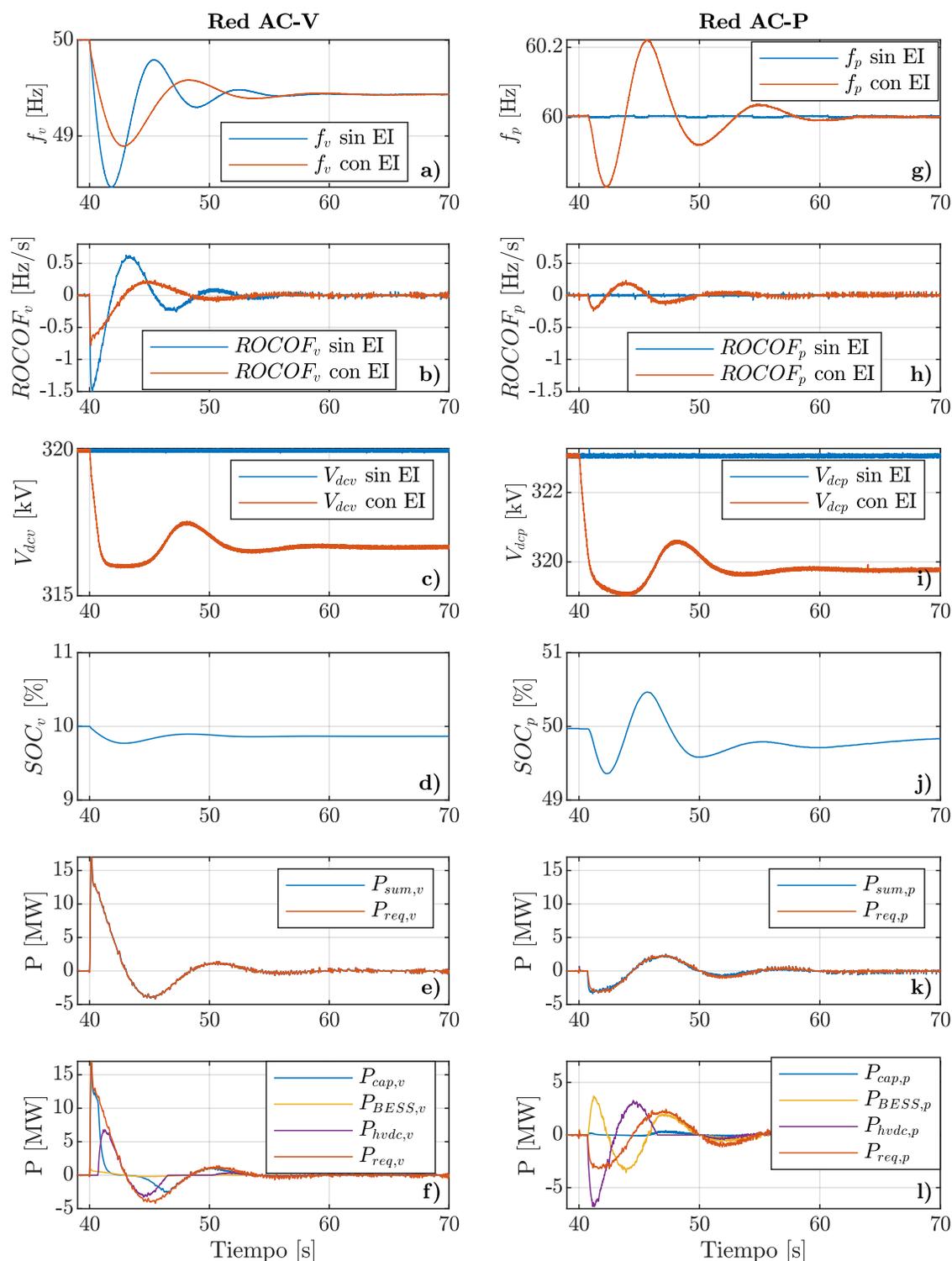


Figura 4.22: Resultados en HIL en caso 8 con y sin emulación inercial (EI) para la red AC-V en (a) frecuencia, (b) ROCOF, (c) Voltajes en capacitores, (d) SOC, (e) Potencia suministrada y requerida, (f) Potencias desde cada recurso y variables en la red AV-P (g) frecuencia, (h) ROCOF, (i) Voltajes en capacitores, (j) SOC, (k) Potencia suministrada y requerida, (l) Potencias desde cada recurso. 93

4.3.2. Resultados con control de caída

La estrategia de control presentada con anterioridad se puede complementar con la adición del control de caída, logrando una mejora en la frecuencia eléctrica, reduciendo las oscilaciones y desviaciones de frecuencia. Para lograr esto, se puede adicionar el control de caída a los sistemas BESS según la referencia de la ecuación (4.12), los parámetros para esto fueron calculados en base al criterio de la sección 2.2.2 para un aumento en la carga del 15 % y se muestran en la tabla 4.4.

$$P_{bv} = \beta_v \left[\frac{2H_v}{f_{v0}} \frac{df_v}{dt} + k_{Dv} \frac{(f_v - f_{v0})}{f_{v0}} \right] \quad (4.12a)$$

$$P_{bp} = \beta_p \left[\frac{2H_p}{f_{p0}} \frac{df_p}{dt} + k_{Dp} \frac{(f_p - f_{p0})}{f_{p0}} \right] \quad (4.12b)$$

Los resultados de las simulaciones de las Figs. 4.23-4.25 muestran el efecto de la adición de control droop en los casos 1, 2 y 4. Se observa que los sistemas BESS pueden suministrar una potencia nominal constante durante un periodo prolongado, siempre que su nivel de SOC lo permita.

En el caso 1, al comparar con los resultados presentados en la Fig. 4.8, la adición de control droop reduce el nadir de frecuencia a 45.6 Hz, mientras que el valor máximo del ROCOF permanece sin cambios, como se muestra en las Figs. 4.23a y 4.23b. Además, las variaciones en el voltaje del enlace DC disminuyen ligeramente debido a la reducción del ROCOF posterior a la perturbación, atribuible al efecto del control droop de los BESS. Esto se traduce en un voltaje de 319.6 kV, en comparación con los 319.3 kV registrados sin la adición del *damping*.

En el caso 2, el efecto del control droop es prácticamente nulo debido al bajo nivel de SOC

Tabla 4.4: Parámetros de diseño de BESS.

Parámetro	Descripción	Valor	Unidad
S_{nomDv}, S_{nomDp}	Potencia nominal para control droop	6	MW
E_{nomvD}, E_{nompD}	Energía del control droop	3.0057	MWh
k_{Dv}, k_{Dp}	Cte. del control de droop	5.5556	

en la red local que experimenta la perturbación. Por esta razón, no se observan variaciones significativas en los resultados mostrados en la Fig. 4.24, en comparación con los de la Fig. 4.10.

Por último, aunque ambas redes AC presentan variaciones, se observa que la incorporación de control droop mejora la dinámica de la frecuencia eléctrica, siempre que el nivel de SOC lo permita. En el caso 4, como se muestra en la Fig. 4.25, esta acción complementaria no genera mejoras significativas en la red AC-V en comparación con los resultados obtenidos sin control droop, presentados en la Fig. 4.14. No obstante, sí se evidencian mejoras en la dinámica de la frecuencia eléctrica, tal como se ilustra en la Fig. 4.25g. Estos resultados confirman que la estrategia de control propuesta puede integrarse con otros servicios de regulación de frecuencia, ampliando tanto su funcionalidad como su efectividad.

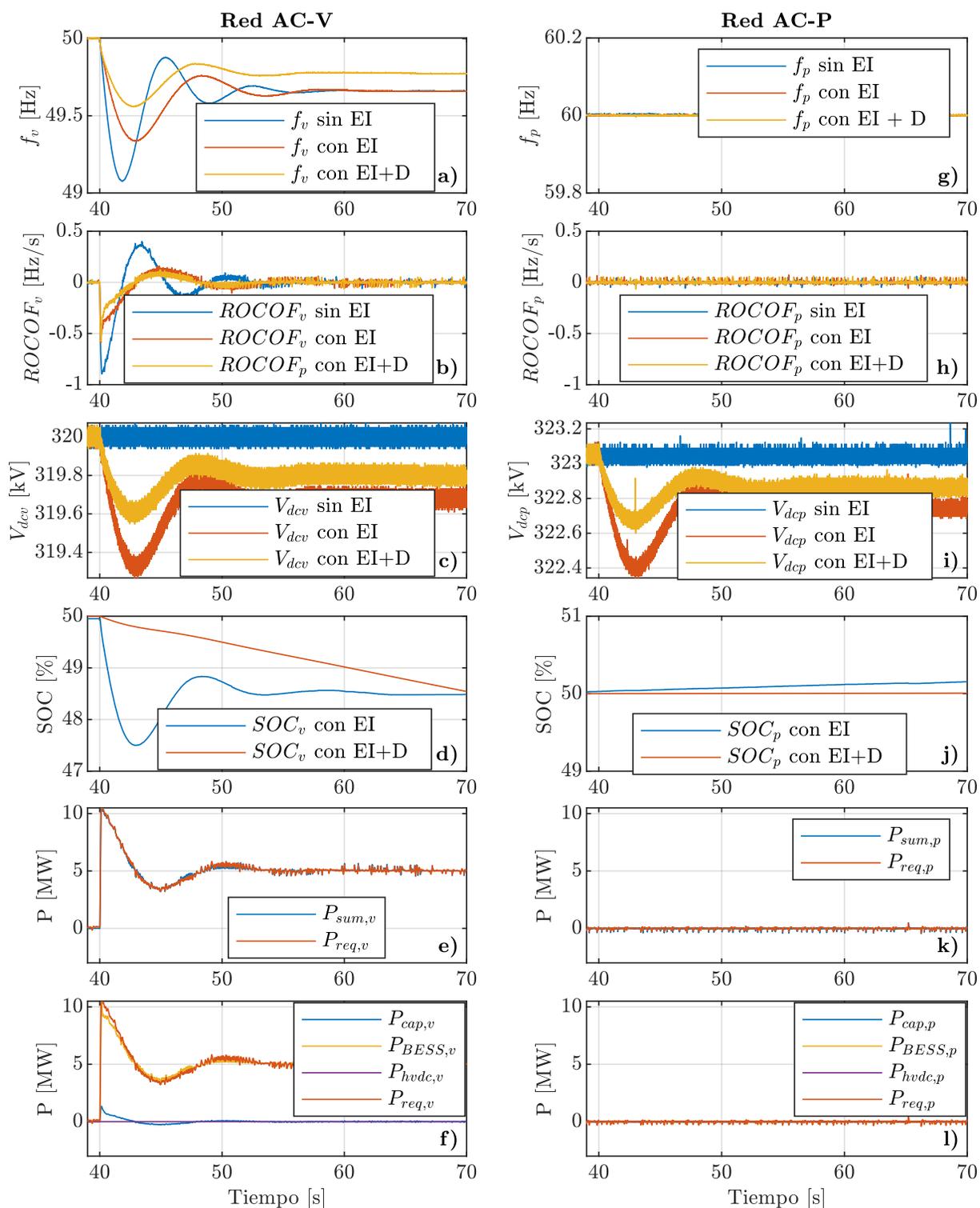


Figura 4.23: Resultados en HIL en caso 1 con y sin emulación inercial (EI) y control droop (D) para la red AC-V en (a) frecuencia, (b) ROCOF, (c) Voltajes en capacitores, (d) SOC, (e) Potencia suministrada y requerida, (f) Potencias desde cada recurso y variables en la red AV-P (g) frecuencia, (h) ROCOF, (i) Voltajes en capacitores, (j) SOC, (k) Potencia suministrada y requerida, (l) Potencias desde cada recurso.

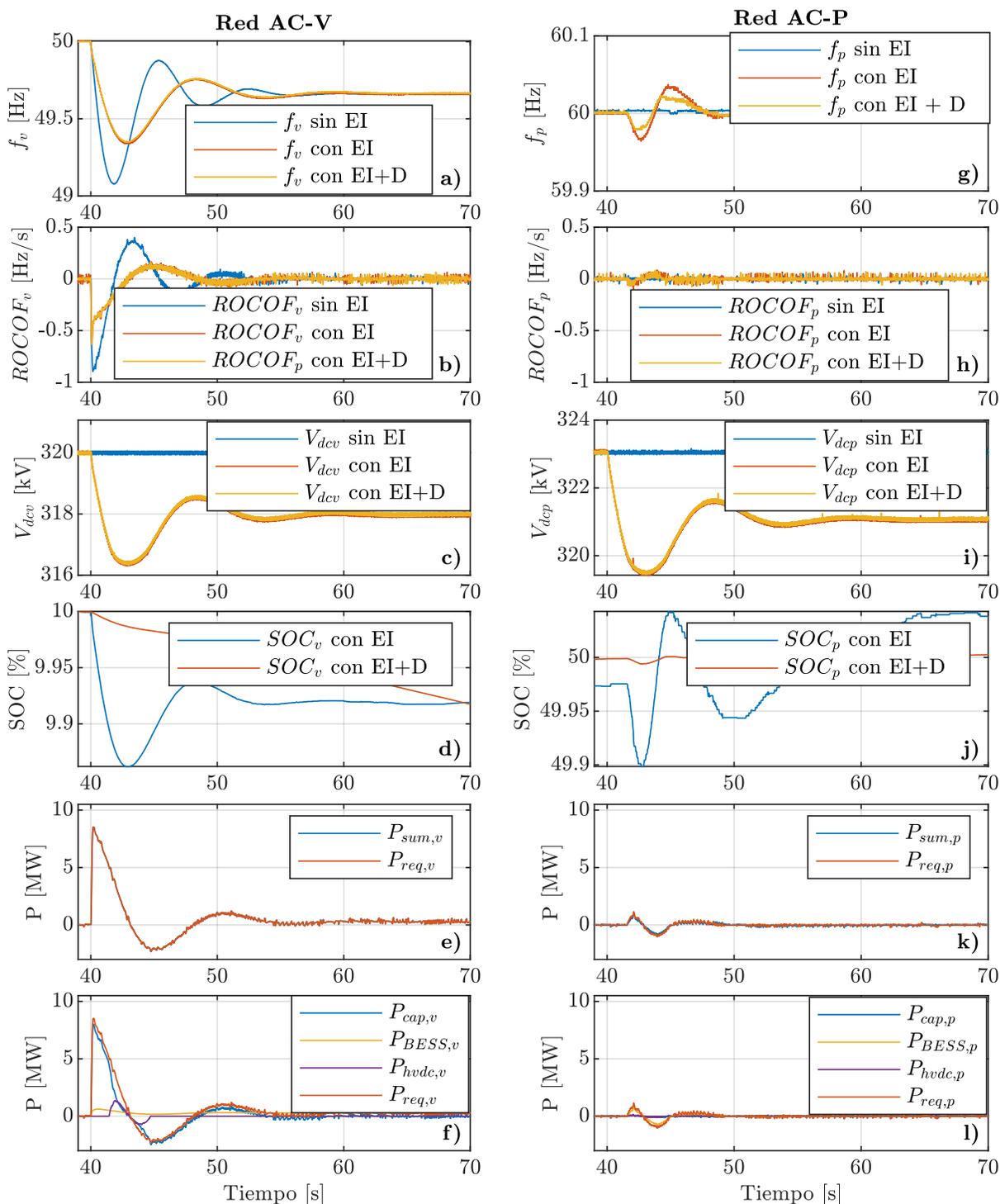


Figura 4.24: Resultados en HIL en caso 2 con y sin emulación inercial (EI) y con control droop para la red AC-V en (a) frecuencia, (b) ROCOF, (c) Voltajes en capacitores, (d) SOC, (e) Potencia suministrada y requerida, (f) Potencias desde cada recurso y variables en la red AV-P (g) frecuencia, (h) ROCOF, (i) Voltajes en capacitores, (j) SOC, (k) Potencia suministrada y requerida, (l) Potencias desde cada recurso.

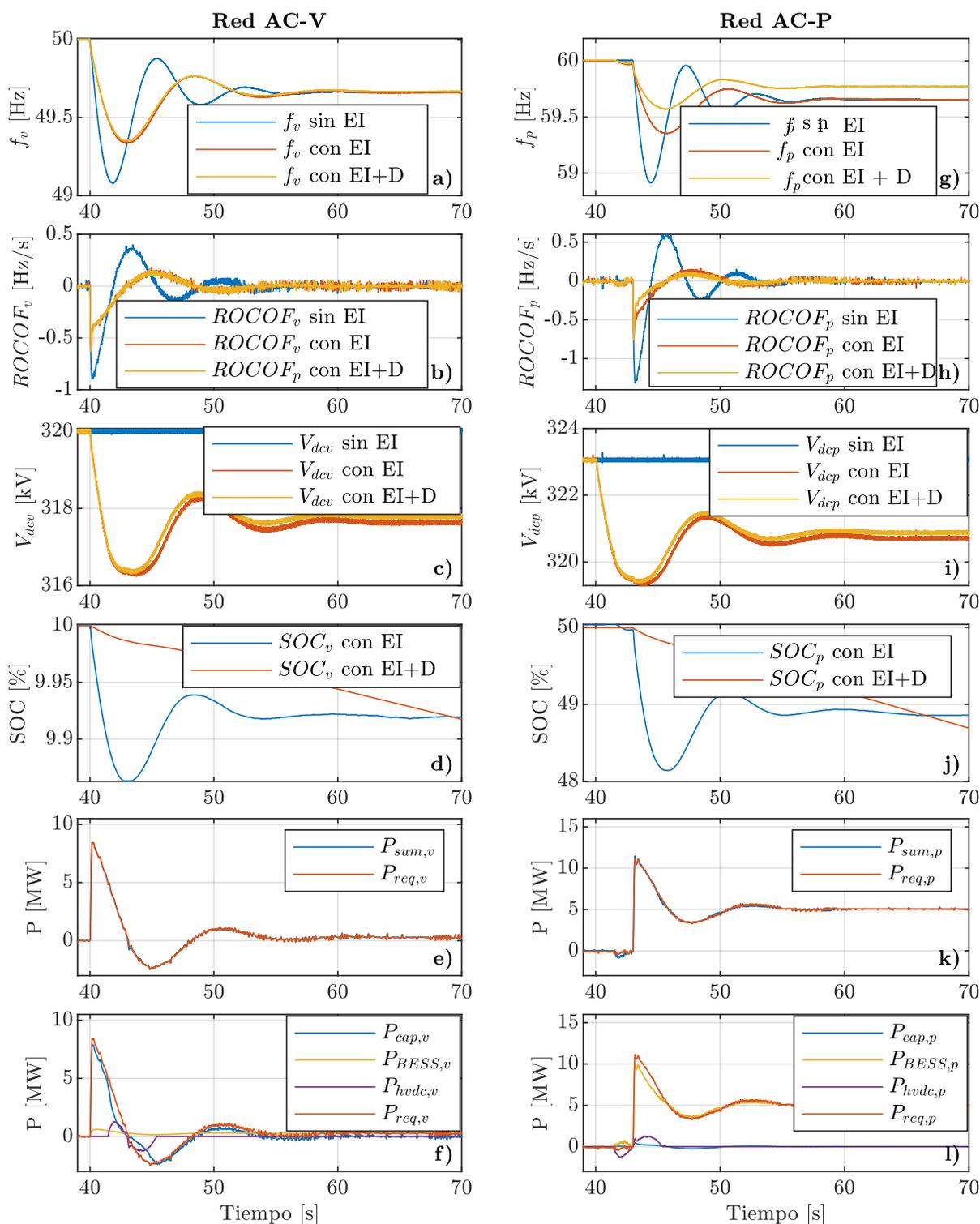


Figura 4.25: Resultados en HIL en caso 4 con y sin emulación inercial (EI) y con control droop para la red AC-V en (a) frecuencia, (b) ROCOF, (c) Voltajes en capacitores, (d) SOC, (e) Potencia suministrada y requerida, (f) Potencias desde cada recurso y variables en la red AV-P (g) frecuencia, (h) ROCOF, (i) Voltajes en capacitores, (j) SOC, (k) Potencia suministrada y requerida, (l) Potencias desde cada recurso.

Capítulo 5

Conclusiones

En este estudio se han analizado las regiones de operación de un sistema VSC-HVDC y los métodos de emulación inercial descritos en la literatura. Se ha verificado que la gestión de flujos de potencia para proporcionar soporte inercial puede perjudicar la frecuencia eléctrica de una red al intentar estabilizar la otra, especialmente en ausencia de mecanismos de compensación adecuados. Sin embargo, se ha demostrado que la energía almacenada en los capacitores del enlace DC, complementada con el uso de BESS, ofrece una solución efectiva para evitar este problema, permitiendo una gestión eficiente de la potencia en condiciones desfavorables.

Los sistemas BESS destacan por ampliar el rango de potencia disponible y proporcionar energía adicional que mejora la respuesta dinámica de frecuencia. No obstante, su participación está condicionada por su nivel de SOC, lo que requiere evitar operaciones cercanas a sus límites para preservar la estabilidad del sistema. A través del trabajo en HIL, se validó que la adición de *damping* virtual refuerza aún más la respuesta dinámica, mejorando tanto el *nadir* como el ROCOF. Además, el análisis de las regiones de operación mostró que los BESS no solo aumentan los flujos de potencia activa del sistema, sino que también abren la posibilidad de controlar la potencia reactiva en las redes AC, aportando servicios adicionales como la regulación de voltaje. Sin embargo, esta característica no fue estudiada y se plantea como trabajo futuro.

Un hallazgo clave es que no es necesario emplear capacitores de muy alta capacidad para

la emulación inercial, ya que es posible coordinar los flujos de potencia de manera gradual entre las redes sin causar grandes oscilaciones en la frecuencia opuesta. Esta coordinación permite mantener la estabilidad del sistema incluso bajo condiciones operativas exigentes.

Aunque este estudio se ha centrado en convertidores de dos niveles, los resultados pueden extenderse a convertidores multinivel, ya que el esquema de control propuesto solo modifica dinámicamente las referencias de potencia y voltaje DC. Esta flexibilidad abre oportunidades para la implementación en sistemas más complejos y de mayor escala.

Dada la creciente masificación de energías renovables, estas estrategias de control se posicionan como herramientas fundamentales para mejorar la regulación de frecuencia en sistemas eléctricos modernos. Los estudios a futuro deben cubrir los siguientes aspectos:

- Evaluar el impacto del retardo en la comunicación en el desempeño del sistema y explorar estrategias de control sin comunicación, basadas en mediciones locales para generar las referencias requeridas.
- Ampliar la investigación hacia el uso de estrategias de control *grid-forming*, que podrían complementar y fortalecer las capacidades inerciales y de regulación de frecuencia.
- Analizar la viabilidad técnica y económica de aplicar estos métodos en sistemas a gran escala con configuraciones multinivel y mayores capacidades de almacenamiento.
- Analizar la opción de otorgar más servicios complementarios con la topología estudiada.
- Investigar la recuperación de energía de los BESS en la dinámica del sistema.
- Investigar la adición de control óptimo para gestionar los recursos energéticos al dar soporte inercial.

Capítulo 6

Actividades desarrolladas durante el periodo académico

Durante el periodo académico del programa se realizaron las siguientes actividades:

- Pasantía de investigación en Power Electronics and Machines Centre (PEMC), Nottingham. UK.
- Participación en papers:
 - **H. Levis**; R. Zuloaga; A. Villalón; M. Rivera; C. Burgos-Mellado, "Model Predictive Voltage Control Strategies for Two-Level Voltage Source Inverter," in 50th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society.
 - A. K. Verma, R. Zuloaga, **H. Levis**, M. Martinez-Gomez, C. Burgos-Mellado and M. Torres, "Distributed Event-Triggered Consensus Control for Modular Multi-level Converters," in IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Industrial Electronics.
 - B. Jula; R. K. Jarial, A. K. Verma, C. Burgos-Mellado, M. Kumar and **H. Levis**, "Improved Reference Current Extraction Method for Electric Aircraft Active Power Filter Application" in Electric Power Components and Systems.

Bibliografía

- [1] K. Yan, G. Li, R. Zhang, Y. Xu, T. Jiang y X. Li, “Frequency Control and Optimal Operation of Low-Inertia Power Systems with HVDC and Renewable Energy: A Review,” *IEEE Transactions on Power Systems*, págs. 1-17, 2023. DOI: 10.1109/TPWRS.2023.3288086.
- [2] T. Kerdphol, F. S. Rahman, M. Watanabe e Y. Mitani, *Virtual Inertia Synthesis and Control* (Power Systems). Springer International Publishing, 2021, ISBN: 978-3-030-57960-9. DOI: 10.1007/978-3-030-57961-6. dirección: <http://link.springer.com/10.1007/978-3-030-57961-6> (visitado 19-07-2023).
- [3] F. Gonzalez-Longatt, J. M. Roldan-Fernandez, H. R. Chamorro, S. Arnaltes y J. L. Rodriguez-Amenedo, “Investigation of Inertia Response and Rate of Change of Frequency in Low Rotational Inertial Scenario of Synchronous Dominated System,” *Electronics*, vol. 10, n.º 18, 2021, ISSN: 2079-9292. DOI: 10.3390/electronics10182288. dirección: <https://www.mdpi.com/2079-9292/10/18/2288>.
- [4] K. Kumaraswamy, J. Cabbabe y H. Wolfschmidt, “Storage as Transmission White Paper,” en, Fluence, inf. téc., 2020. dirección: <https://info.fluenceenergy.com/energy-storage-as-virtual-transmission-white-paper-download> (visitado 02-01-2023).
- [5] P. Pourbeik, S. E. Williams, J. Weber et al., “Modeling and Dynamic Behavior of Battery Energy Storage: A Simple Model for Large-Scale Time-Domain Stability Studies,” *IEEE Electrification Magazine*, vol. 3, n.º 3, págs. 47-51, sep. de 2015, Conference Name: IEEE Electrification Magazine, ISSN: 2325-5889. DOI: 10.1109/MELE.2015.2447974.

- [6] D. Bazargan, “A study of battery energy storage dynamics in power systems,” eng, 2014. dirección: <https://mspace.lib.umanitoba.ca/xmlui/handle/1993/32463> (visitado 02-01-2023).
- [7] “IEEE Guide for the Interoperability of Energy Storage Systems Integrated with the Electric Power Infrastructure,” *IEEE Std 2030.2-2015*, págs. 1-138, jun. de 2015, Conference Name: IEEE Std 2030.2-2015. DOI: 10.1109/IEEESTD.2015.7140715.
- [8] “Hoja de Ruta para una Transición Energética Acelerada,” Coordinador Eléctrico Nacional, Informe de planificación, 2022. dirección: <https://www.coordinador.cl/desarrollo/documentos/estudios-de-planificacion/hoja-de-ruta-para-una-transicion-energetica-acelerada/> (visitado 06-12-2022).
- [9] *Coordinador Eléctrico adjudicó 13 Obras Nuevas y 11 Obras de Ampliación — Coordinador Eléctrico Nacional*, Coordinador Eléctrico Nacional — Servimos a Chile con Energía, <https://www.coordinador.cl/novedades/coordinador-electrico-adjudico-13-obras-nuevas-y-11-obras-de-ampliacion/>, Accessed: March 2024, 2023.
- [10] V. K. Sood, “27 - HVDC Transmission,” en *Power Electronics Handbook (Fourth Edition)*, M. H. Rashid, ed., Fourth Edition, Butterworth-Heinemann, 2018, págs. 847-884, ISBN: 978-0-12-811407-0. DOI: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-811407-0.00030-1>. dirección: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128114070000301>.
- [11] A. Alassi, S. Bañales, O. Ellabban, G. Adam y C. MacIver, “HVDC Transmission: Technology Review, Market Trends and Future Outlook,” en, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 112, págs. 530-554, sep. de 2019, ISSN: 1364-0321. DOI: 10.1016/j.rser.2019.04.062. dirección: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032119302837> (visitado 05-01-2023).
- [12] European Commission, *Regulation (EU) 2016/1447 of 26 August 2016 establishing a network code on requirements for grid connection of high voltage direct current systems and direct current-connected power park modules*, <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2016/1447/oj>, Official Journal of the European Union, L241, 8 September 2016, 2016.

- [13] J. Zhu, Z. Shen, L. Yu et al., “Bilateral Inertia and Damping Emulation Control Scheme of VSC-HVDC Transmission Systems for Asynchronous Grid Interconnections,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 38, n.º 5, págs. 4281-4292, 2023. DOI: 10.1109/TPWRS.2022.3212084.
- [14] M. N. H. Shazon, Nahid-Al-Masood y A. Jawad, “Frequency control challenges and potential countermeasures in future low-inertia power systems: A review,” *Energy Reports*, vol. 8, págs. 6191-6219, 2022, ISSN: 2352-4847. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2022.04.063>. dirección: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484722008289>.
- [15] F. Gonzalez-Longatt, E. Chikuni, W. Stemmet y K. Folly, “Effects of the synthetic inertia from wind power on the total system inertia after a frequency disturbance,” en *IEEE Power and Energy Society Conference and Exposition in Africa: Intelligent Grid Integration of Renewable Energy Resources (PowerAfrica)*, 2012, págs. 1-7. DOI: 10.1109/PowerAfrica.2012.6498636.
- [16] J. Fang, H. Li, Y. Tang y F. Blaabjerg, “On the Inertia of Future More-Electronics Power Systems,” *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 7, n.º 4, págs. 2130-2146, 2019. DOI: 10.1109/JESTPE.2018.2877766.
- [17] A. Junyent-Ferr, Y. Pipelzadeh y T. C. Green, “Blending HVDC-Link Energy Storage and Offshore Wind Turbine Inertia for Fast Frequency Response,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 6, n.º 3, págs. 1059-1066, 2015. DOI: 10.1109/TSTE.2014.2360147.
- [18] J. Zhu, C. D. Booth, G. P. Adam, A. J. Roscoe y C. G. Bright, “Inertia Emulation Control Strategy for VSC-HVDC Transmission Systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, n.º 2, págs. 1277-1287, 2013. DOI: 10.1109/TPWRS.2012.2213101.
- [19] J. Paniagua, E. Unamuno y J. A. Barrena, “Dual Inertia-Emulation Control for Interlinking Converters in Grid-Tying Applications,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 12, n.º 5, págs. 3868-3876, 2021. DOI: 10.1109/TSG.2021.3078839.
- [20] J. Zhu, X. Wang, J. Zhao et al., “Inertia Emulation and Fast Frequency-Droop Control Strategy of a Point-to-Point VSC-HVdc Transmission System for Asynchronous Grid Interconnection,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 37, n.º 6, págs. 6530-6543, 2022. DOI: 10.1109/TPEL.2021.3139960.

- [21] A. Nakamura, F. Alsharif, A. Umemura et al., “Voltage control and virtual synchronous generator control of HVDC interconnection line for improving stability of power system including large-scale wind farm,” *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 15, n.º 24, págs. 3375-3387, 2021. DOI: <https://doi.org/10.1049/gtd2.12247>. eprint: <https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/pdf/10.1049/gtd2.12247>. dirección: <https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1049/gtd2.12247>.
- [22] L. Lyu, X. Wang, L. Zhang, Z. Zhang y L. H. Koh, “Fuzzy control based virtual synchronous generator for self-adaptative control in hybrid microgrid,” *Energy Reports*, vol. 8, págs. 12 092-12 104, 2022, ISSN: 2352-4847. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.09.055>. dirección: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484722017796>.
- [23] Z. Shen, J. Zhu, L. Ge et al., “Variable-Inertia Emulation Control Scheme for VSC-HVDC Transmission Systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 37, n.º 1, págs. 629-639, 2022. DOI: 10.1109/TPWRS.2021.3088259.
- [24] X. Lv, J. Wang, Z. Zhang, Z. Liu y Z. Li, “Adaptive Active Inertia Control Strategy of MMC-HVDC Systems for Flexible Frequency Support,” *Electronics*, vol. 12, n.º 20, 2023, ISSN: 2079-9292. DOI: 10.3390/electronics12204288. dirección: <https://www.mdpi.com/2079-9292/12/20/4288>.
- [25] S. Onuka, A. Umemura, R. Takahashi et al., “Frequency Control of Power System with Renewable Power Sources by the Coordinated Control of HVDC Interconnection Line and Battery,” en *2019 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, 2019, págs. 1-5. DOI: 10.1109/APPEEC45492.2019.8994501.
- [26] M. E. Hassanzadeh, M. Nayeripour, S. Hasanvand y E. Waffenschmidt, “Intelligent fuzzy control strategy for battery energy storage system considering frequency support, SoC management, and C-rate protection,” *Journal of Energy Storage*, vol. 52, pág. 104851, 2022, ISSN: 2352-152X. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.est.2022.104851>. dirección: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X22008581>.
- [27] *Grid forming energy storage provides virtual inertia, interconnects renewables and unlocks revenue — hitachi energy*, <https://www.hitachienergy.com/es/es/about->

- us/events-and-webinars/2020/grid-forming-energy-storage-provides-virtual-inertia-interconnects-renewables-and-unlock-revenue, Accessed: 2024-03-04, 2020.
- [28] C.-H. Lin e Y.-K. Wu, “Coordinated Frequency Control Strategy for VSC-HVDC-Connected Wind Farm and Battery Energy Storage System,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 59, n.º 5, págs. 5314-5328, 2023. DOI: 10.1109/TIA.2023.3289939.
- [29] M. Brodzicki, J. Klucznik y S. Czapp, “Evaluation of VSC Impact on Power System Using Adequate P-Q Capability Curve,” *Electronics*, vol. 12, n.º 11, 2023, ISSN: 2079-9292. DOI: 10.3390/electronics12112462. dirección: <https://www.mdpi.com/2079-9292/12/11/2462>.
- [30] A. Taneja, R. Saha y M. Singh, “A Dynamic and Efficient Active Power Support Scheme Using VSC-HVDC System for Quick Frequency Restoration,” *Arabian Journal for Science and Engineering*, 2023, ISSN: 2191-4281. DOI: 10.1007/s13369-023-08130-y. dirección: <https://doi.org/10.1007/s13369-023-08130-y>.
- [31] Z. Yuan, A. Zecchino, R. Cherkaoui y M. Paolone, “Real-Time Control of Battery Energy Storage Systems to Provide Ancillary Services Considering Voltage-Dependent Capability of DC-AC Converters,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 12, n.º 5, págs. 4164-4175, 2021. DOI: 10.1109/TSG.2021.3077696.
- [32] J. D. Glover, T. Overbye y M. S. Sarma, *Power System Analysis and Design*, 6th Edition. Boston, MA: Cengage, 7 de jul. de 2016, 864 págs., ISBN: 978-1-305-63618-7.
- [33] Reliability Panel, Australian Energy Market Commission (AEMC), *Review of the Frequency Operating Standard*, Final Determination, REL0084, Accessed: 6 April 2023, Sydney, NSW, Australia, abr. de 2023. dirección: <https://www.aemc.gov.au/rule-changes/efficient-provision-inertia>.
- [34] Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), “Reglas de Operación SSCC en Tiempo Real,” Gerencia de Operación, Informe, 2024. dirección: https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/07/Informe_G0-SEN_Reglas_SSCCv5_20240610.pdf.
- [35] F. Calero, C. A. Cañizares y K. Bhattacharya, “Dynamic Modeling of Battery Energy Storage and Applications in Transmission Systems,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 12, n.º 1, págs. 589-598, 2021. DOI: 10.1109/TSG.2020.3016298.

-
- [36] M. Liu, X. Cao, C. Cao et al., “A Review of Power Conversion Systems and Design Schemes of High-Capacity Battery Energy Storage Systems,” *IEEE Access*, vol. 10, págs. 52 030-52 042, 2022. DOI: 10.1109/ACCESS.2022.3174193.
- [37] V. Knap, S. K. Chaudhary, D.-I. Stroe, M. Swierczynski, B.-I. Craciun y R. Teodorescu, “Sizing of an Energy Storage System for Grid Inertial Response and Primary Frequency Reserve,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, n.º 5, págs. 3447-3456, 2016. DOI: 10.1109/TPWRS.2015.2503565.
- [38] J. Wu, Z. Wang, R. Liu, Y. Shan y C. Wang, “Decentralized Primary Frequency Regulation for Hybrid Multi-Terminal Direct Current Power Systems Considering Multi-Source Enhancement,” *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 12, n.º 3, págs. 958-970, 2024. DOI: 10.35833/MPCE.2023.000017.
- [39] M. Torres, “Modelación y control no lineal de un sistema de transmisión de potencia VSC-HVDC,” Tesis de pregrado, Universidad de Concepción, 2004. dirección: <https://repositorio.udec.cl/items/07b7fdc8-deb1-4949-b4aa-3767fac4cbd4>.

Apéndice A

Anexos

A.1. Tipos de conexión HVDC

- Conexión back to back:

En la Fig. A.1 se presenta la conexión back-to-back. Esta se caracteriza por el hecho de que el inversor y rectificador se encuentran en la misma edificación. Estos tipos de enlaces se usan principalmente para la conexión de dos redes AC operando a distintas frecuencias (redes asíncronas). Además, los enlaces back to back pueden ser utilizados dentro de una red con tal de controlar el flujo de potencia de diferentes áreas.

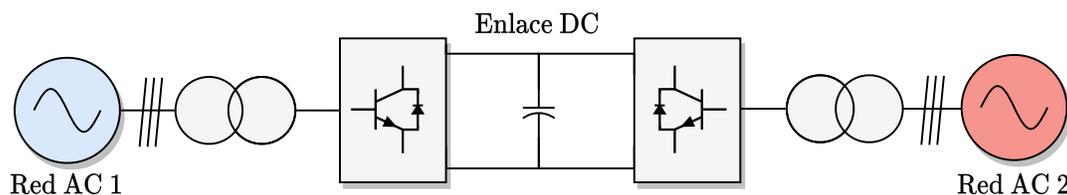


Figura A.1: Conexión back to back

- Conexión monopolar punto a punto:

La conexión monopolar punto a punto se observa en la Fig A.2. Es muy apropiada en casos de transmisión de potencia por sobre largas distancias. El retorno a tierra con

conductor representa la solución más adecuada en términos de reducción de costos. Pero en ciertos casos, debido a restricciones ambientales o de infraestructura se suele preferir adoptar un conductor metálico de retorno, sin embargo, esto incrementa los costos y pérdidas.

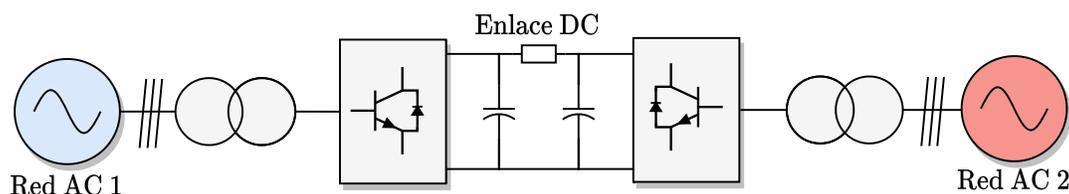


Figura A.2: Conexión punto a punto

- Conexión bipolar:

La conexión bipolar se muestra en la Fig. A.3. Esta configuración es una mezcla de dos enlaces monopolares independientes. Se suele aplicar cuando la capacidad de transferencia de la conexión monopolar es insuficiente o bien, cuando se desea aumentar la seguridad del suministro de potencia. En el evento de algún fallo en uno de los polos, con tal de mantener la operación del sistema, el otro polo puede suplir el 50% de la capacidad total de transferencia del enlace bipolar. A diferencia de la alternativa de utilizar dos enlaces monopolares independientes

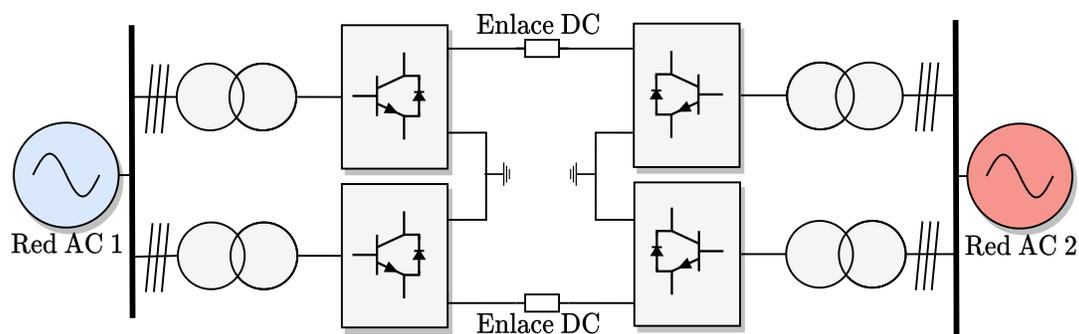


Figura A.3: Conexión bipolar

- Conexión multi-terminal: La representación esquemática se detalla en la Fig. A.4. Este tipo de conexión permite conectar múltiples estaciones convertidoras y corresponden a una extensión de los sistemas convencionales punto a punto, dando la opción de interconectar múltiples redes AC, incluso a distinta frecuencia.

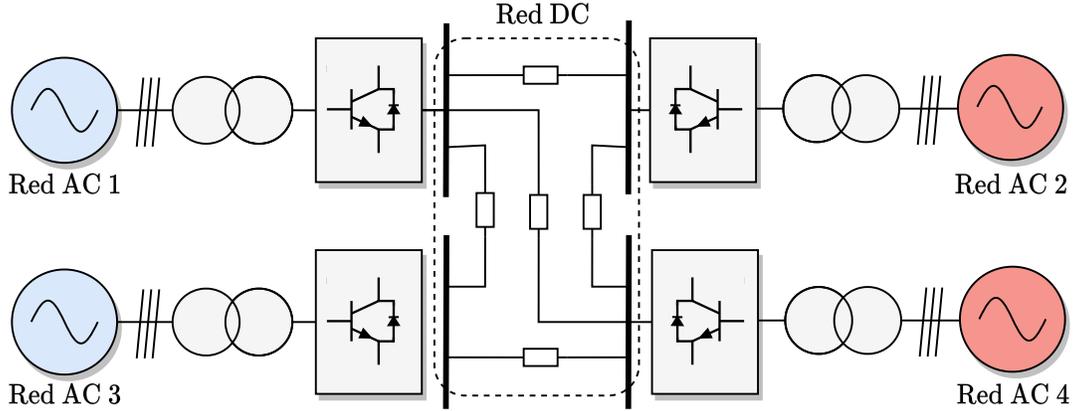


Figura A.4: Sistema multi-terminal

A.2. Diseño de control para el sistema VSC-HVDC

Siguiendo el procedimiento descrito en [39], el control se basa en la linealización de sistemas MIMO. A partir del sistema (3.12), se expresan los índices de modulación en dq en función de las nuevas variables del control linealizado según la ecuación (A.1), luego de definir los parámetros de control según la ecuación (A.2a). Del mismo modo, a partir de la ecuación (3.12) se define la nueva entrada para el control de voltaje según la ecuación (A.2b)

$$\begin{bmatrix} m_v^d \\ m_v^q \\ m_p^d \\ m_p^q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{L_v}{V_{dcv}} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{L_v}{V_{dcv}} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{L_p}{V_{dcp}} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -\frac{L_p}{V_{dcp}} \end{bmatrix} \left\{ \begin{bmatrix} -\frac{r_v}{L_v} i_{sv}^d + \omega_v i_{sv}^q + \frac{v_{sv}^d}{L_v} \\ -\omega_v i_{sv}^d - \frac{r_v}{L_v} i_{sv}^q \\ -\frac{r_p}{L_p} i_{sp}^d + \omega_p i_{sp}^q + \frac{v_{sp}^d}{L_p} \\ -\omega_p i_{sp}^d - \frac{r_p}{L_p} i_{sp}^q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} u_v^d \\ u_v^q \\ u_p^d \\ u_p^q \end{bmatrix} \right\} \quad (\text{A.1})$$

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{sv}^d \\ i_{sv}^q \\ i_{sp}^d \\ i_{sp}^q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} u_v^d \\ u_v^q \\ u_p^d \\ u_p^q \end{bmatrix} \quad (\text{A.2a})$$

$$\frac{d}{dt} V_{dcv} = w \quad (\text{A.2b})$$

El control empleado corresponde a un lazo de control anidado para las variables del lado VR-VSC, donde el lazo maestro regula el voltaje y el lazo esclavo regula la corriente. Esto

es posible si se asume que la dinámica del control de voltaje es al menos cinco veces más lenta que la del control de corriente. La relación entre la corriente de referencia y la entrada de control $w(t)$ para la regulación de voltaje se muestra en la ecuación (A.3).

$$i_{sv}^{d*} = \frac{v_{sv}^d}{2r_v} - \sqrt{\left(\frac{v_{sv}^d}{2r_v}\right)^2 - \frac{1}{r_v} \left(r_v (i_{sv}^{q*})^2 + \frac{V_{dcv}^2}{R_{eqv}} - \frac{V_{dcv}V_{dcp}}{r_x} + V_{dcv}C_v w \right)} \quad (\text{A.3})$$

El control utilizado corresponde a un control tipo proporcional, integrativo modificado. En el caso del control de voltajes, el controlador se muestra en la ecuación (A.4). Al controlador de corrientes esclavo del control de voltaje se le añade un término derivativo para controlar la corriente de manera dinámica. Esta característica se aplica en los controladores según la ecuación (A.5).

$$w(t) = -k_v \left\{ V_{dcv}(t) - \frac{1}{\tau_v} \int_0^t (V_{dcv}^*(t) - V_{dcv}(t)) dt \right\} \quad (\text{A.4})$$

$$u_v^d(t) = \frac{di_{sv}^{d*}}{dt} - k_f \left\{ i_{sv}^d(t) - \frac{1}{\tau_f} \int_0^t (i_{sv}^{d*}(t) - i_{sv}^d(t)) dt \right\} \quad (\text{A.5})$$

El resto de controladores de corrientes en dq para ambos lados de las redes se muestran en las ecuaciones (A.6)-(A.8).

$$u_v^q(t) = -k_f \left\{ i_{sv}^q(t) - \frac{1}{\tau_f} \int_0^t (i_{sv}^{q*}(t) - i_{sv}^q(t)) dt \right\} \quad (\text{A.6})$$

$$u_p^d(t) = -k_f \left\{ i_{sp}^d(t) - \frac{1}{\tau_f} \int_0^t (i_{sp}^{d*}(t) - i_{sp}^d(t)) dt \right\} \quad (\text{A.7})$$

$$u_p^q(t) = -k_f \left\{ i_{sp}^q(t) - \frac{1}{\tau_f} \int_0^t (i_{sp}^{q*}(t) - i_{sp}^q(t)) dt \right\} \quad (\text{A.8})$$

Los controladores de corrientes y voltaje se utilizan para un tiempo de asentamiento t_{af} dentro de la banda del 2% y un sobrepaso del 5% con respecto al valor en estado estacionario. Esto se cumple al definir las constantes de los controladores según las ecuaciones (A.9) y (A.10).

$$k_f = \frac{8}{t_{af}} \quad \tau_f = \frac{t_{af}}{4} \quad (\text{A.9})$$

$$k_v = \frac{8}{t_{av}} \quad \tau_v = \frac{t_{av}}{4} \quad (\text{A.10})$$

Con tal de que el control de voltajes sea al menos 5 veces más lento que el control de corrientes, a su vez de que sea lo suficientemente rápido para ajustar su valor dinámicamente en función de la frecuencia eléctrica y dar soporte inercial, el valor de t_{av} se establece en 40 ms y el valor de t_{af} en 4 ms. Utilizando las expresiones anteriores, el esquema de control se ilustra en la Fig. A.5.

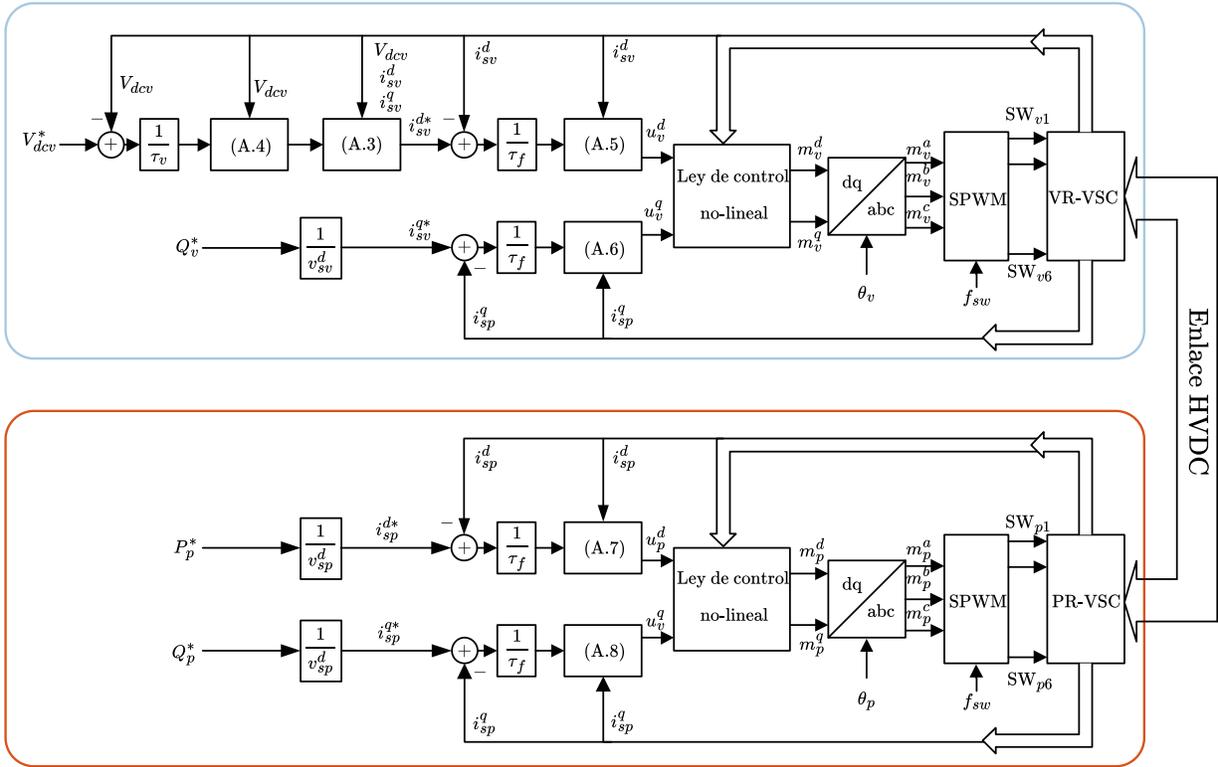


Figura A.5: Esquema de control utilizado en enlace VSC-HVDC.