

UNIVERSIDAD CATÓLICA DE LA SANTÍSIMA CONCEPCIÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



UCSC

Evaluación de Micro - Red con sistema de respaldo y almacenamiento

Mauricio Andrés Cartes Vega

Informe de Habilitación Profesional para optar al título de:

Ingeniero Civil Eléctrico

Profesor Patrocinante:

Dr. Ricardo A. Lizana F.

Profesores Guía:

Dr. Eduardo E. Espinosa N.

Dra. Silvia E. Restrepo M.

Concepción, Agosto de 2022

UNIVERSIDAD CATÓLICA DE LA SANTÍSIMA CONCEPCIÓN
Facultad de Ingeniería
Departamento de Ingeniería Eléctrica

Profesor Patrocinante:
Dr. Ricardo A. Lizana F.

Evaluación de Micro – Red con sistema de respaldo y almacenamiento

Mauricio Andrés Cartes Vega

Informe de Habilitación Profesional
para optar al Título de

Ingeniero Civil Eléctrico

Agosto, 2022

Resumen

En la actualidad, el sistema eléctrico presenta el aporte de energía de generadores sincrónicos y fuentes de energía renovable, en las que se encuentran principalmente la eólica y solar. Estas fuentes renovables son conectadas a la red eléctrica mediante convertidores de potencia. Si bien estos convertidores son controlados mediante la topología Grid Following tradicional, aún existe el desafío de entregar inercia virtual por medio de estos convertidores a causa de la reducción de la inercia convencional debido a la disminución de la generación sincrónica que ocurre por la integración de nuevas plantas de generación renovable. Esto permite que estas fuentes de energía renovables puedan reaccionar a la red como generadores sincrónicos al imitar la inercia de la masa giratoria que se produce de la generación tradicional y que permite mantener la estabilidad del sistema eléctrico. Por lo tanto, al emular la inercia de estos generadores en los convertidores de potencia, es permitido aumentar la generación renovable, proporcionar soporte al sistema y mantener la continuidad del suministro eléctrico.

En este trabajo se presenta el estudio e implementación de la inercia virtual por medio del rectificador de frente activo (AFE) conectado a una fuente DC bidireccional (simulando un sistema de almacenamiento en base a baterías) y la red bajo distintos cambios de carga, con el fin de demostrar la diferencia en el transiente de voltaje, corriente y potencia en un sistema con inercia virtual o sin esta. Además, mediante el AFE es controlada la potencia activa y reactiva del sistema, con el objetivo de que el sistema de almacenamiento sea capaz de entregar la potencia requerida por los cambios de carga, permitiendo la operación del sistema con la red inyectando una potencia fija y que el sistema de almacenamiento entregue la diferencia de potencia producto de las variaciones de carga, e incluso, se implementa el control de tal forma que la red eléctrica no inyecte potencia y que toda la diferencia de potencia sea suministrada por el sistema de almacenamiento.

Finalmente, a través de los resultados obtenidos por la implementación del circuito propuesto, se obtiene un sistema capaz controlar la magnitud y dirección del flujo de potencia activa y reactiva sincronizadas con la red eléctrica. Además, al incluir la emulación de la inercia virtual al control, el sistema es más robusto en términos de estabilidad, permitiendo mitigar los impactos repentinos en las cargas que conllevan a una inestabilidad provocadas por un desbalance entre la generación y la carga.

A los alumnos del pasado, presente y futuro de la carrera de Ingeniería Civil Eléctrica de la U.C.S.C.

Agradecimientos

Papá y mamá, sé que la vida no ha sido fácil para ninguno de ustedes, desde pequeño me he dado cuenta de todo el esfuerzo que hacen día a día para sacar adelante la familia y que no me falte nada, llegando a casa siempre con una gran sonrisa como si ningún problema existiera, sabiendo en el fondo que siempre los hay. Me faltarán vidas para agradecerles todo lo que han hecho por mí y decirles lo mucho que los amo. Quiero que sepan que, sin el esfuerzo, sacrificio y el amor incondicional de ambos, nada hubiera sido posible. Este logro es para ustedes, los amo mucho.

A mis queridas tía/os Edith, Angelina, Lila, Gladys, Solita, Sandra, Miguel, Juanito y José (tío Sata) que siempre han estado presentes y me han apoyado de forma incondicional durante mi vida. ¡Muchísimas gracias por todo!

A mis abuelitos, Lelita, Mamita, Lolo y Tata que me acompañaron desde pequeño, me cocinaban todo lo que me gustaba y me quieren como un hijo más. Los amo y los extraño (sobre todo a mi parejita que está en el cielo).

A mi bichito Ahylín, la que me ha acompañado durante todos estos años soportándome, queriéndome y alegrándome todos los días. Además de ser la diseñadora gráfica de este informe. Te amo mucho laucha.

A mi profesor guía Dr. Ricardo Lizana, quien, con su disposición de enseñar y traspasar su carismática energía en cada clase, fue el profesor que me generó el interés de ser parte del área de la Electrónica de Potencia y que me ha formado durante los últimos años. ¡Muchas gracias, profesor!

Tabla de Contenidos

LISTA DE TABLAS	IX
LISTA DE FIGURAS	X
NOMENCLATURA.....	XII
ABREVIACIONES	XIV
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN	15
CAPÍTULO 2. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA	16
2.1. INTRODUCCIÓN GENERAL	16
2.2. TRABAJOS PREVIOS	16
2.2.1 Estabilidad del sistema eléctrico	16
2.2.2 Microrredes	17
2.2.3 Topología de los convertidores.....	18
2.2.4 Respuesta inercial.....	19
2.2.5 Inercia virtual	20
2.2.6 Discusión	22
CAPÍTULO 3. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA	24
3.1. INTRODUCCIÓN	24
3.2. HIPÓTESIS DE TRABAJO	24
3.3. OBJETIVOS	24
3.3.1 Objetivo General	24
3.3.2 Objetivos Específicos.....	24
3.4. ALCANCES Y LIMITACIONES	25
3.5. METODOLOGÍA	25
CAPÍTULO 4. ESTABILIDAD SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.....	26
4.1. ESTABILIDAD DE ÁNGULO DEL ROTOR	27
4.2. ESTABILIDAD DE VOLTAJE	28
4.3. ESTABILIDAD DE FRECUENCIA	29
CAPÍTULO 5. MICRORRED	30
5.1. OPERACIÓN DE LAS MICRORREDES.....	32
5.2. ESTRATEGIAS DE CONTROL DE LAS MICRORREDES.....	32
5.3. TIPOS DE CONVERTIDORES EN MICRORREDES.....	33
5.3.1 Convertidor Grid – Following.....	33

5.3.2	Convertidor Grid – Forming	36
5.3.3	Convertidor Grid - Supporting	39
CAPÍTULO 6. RESPUESTA INERCIAL		41
6.1.	INERCIA DEL GENERADOR	41
6.2.	INERCIA DE CARGA Y SU AMORTIGUAMIENTO	43
6.3.	TAMAÑO DE LA PERTURBACIÓN	44
6.4.	INERCIA EN LA GENERACIÓN RENOVABLE	44
CAPÍTULO 7. INERCIA VIRTUAL		45
7.1.	VIRTUAL SYNCHRONOUS GENERATOR (VSG)	46
CAPÍTULO 8. TOPOLOGÍA DEL RECTIFICADOR DE FRENTE ACTIVO		50
8.1.	MODELO DEL AFE	51
8.2.	MODULACIÓN PWM	54
8.3.	CONTENIDO ARMÓNICO	55
CAPÍTULO 9. ESTRATEGIA DE CONTROL DEL CONVERTIDOR AFE		58
9.1.	TRANSFORMADA DE CLARK	59
9.2.	TRANSFORMADA DE PARK	61
9.3.	CONTROL SOBRE LA CORRIENTE ALTERNA	64
9.4.	SINTONIZACIÓN DEL CONTROLADOR PI	65
9.5.	IMPLEMENTACIÓN DE LA INERCIA VIRTUAL	71
CAPÍTULO 10. SIMULACIÓN DEL SISTEMA PROPUESTO		74
10.1.	RESPUESTA DEL SISTEMA SIMULADO SIN INERCIA VIRTUAL	76
10.2.	RESPUESTA DEL SISTEMA SIMULADO CON INERCIA VIRTUAL	80
CAPÍTULO 11. SISTEMA EXPERIMENTAL		84
11.1.	RESPUESTA DEL SISTEMA EXPERIMENTAL SIN INERCIA VIRTUAL	91
11.2.	RESPUESTA DEL SISTEMA EXPERIMENTAL CON INERCIA VIRTUAL	98
CAPÍTULO 12. CONCLUSIONES		102
12.1.	SUMARIO	102
12.2.	CONCLUSIONES	102
12.3.	TRABAJO FUTURO	103
BIBLIOGRAFÍA		¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.

Lista de Tablas

TABLA 1 Parámetros del sistema..... 74

TABLA 2 Parámetros del circuito implementado en LEPA..... 85

Lista de Figuras

Fig. 5.1 Estructura básica de una microrred.....	30
Fig. 5.2 Niveles de control en microrredes [8].....	32
Fig. 5.3 Representación simplificada del convertidor controlado como Grid - Following.....	34
Fig. 5.4 Diagrama convertidor controlado mediante Grid – Following.....	35
Fig. 5.5 Representación simplificada del convertidor controlado como Grid – Forming.....	36
Fig. 5.6 Característica del Droop Control	37
Fig. 5.7 Diagrama convertidor controlado mediante Grid - Forming	38
Fig. 5.8 Representación simplificada del convertidor.....	40
Fig. 6.1 Representación de generador bajo requerimiento de inercia [12]	42
Fig. 7.1 Descripción del torque en una máquina síncronas.....	47
Fig. 8.1 Modelo del Rectificador de Frente Activo [20]	50
Fig. 8.2 Técnica de modulación PWM.....	55
Fig. 8.3 Armónicos h de la frecuencia fundamental	56
Fig. 8.4 Armónicos h de la frecuencia fundamental con sobre modulación	57
Fig. 9.1 Circuito rectificador AFE propuesto.....	58
Fig. 9.2 Transformación de voltaje trifásico a coordenadas α - β	60
Fig. 9.3 Transformación de voltaje trifásico a coordenadas d-q	63
Fig. 9.4 Cambio de coordenadas convertidor.....	64
Fig. 9.5 Control de corrientes I_d e I_q	65
Fig. 9.6 Representación de los estados de conmutación	66
Fig. 9.7 LGR de la planta del convertidor	70
Fig. 9.8 Diagrama de bode lazo cerrado de la planta del convertidor	71
Fig. 9.9 LGR de la planta modelada para la inercia virtual	72
Fig. 9.10 Diagrama de bode lazo cerrado de la planta modelada para la inercia virtual	73
Fig. 10.1 Simulación del sistema propuesto (MATLAB Simulink)	75
Fig. 10.2 Simulación de la estrategia de control	76
Fig. 10.3 Corriente suministrada por la red eléctrica	77
Fig. 10.4 Corriente suministrada por la red eléctrica bajo un impacto de carga.....	77
Fig. 10.5 Corriente regenerada y suministrada por el sistema de almacenamiento	78

Fig. 10.6 Corrientes del sistema bajo impactos de carga	79
Fig. 10.7 Corriente suministrada por la red eléctrica	80
Fig. 10.8 Corriente suministrada por la red eléctrica bajo un impacto de carga.....	81
Fig. 10.9 Corriente regenerada y suministrada por el sistema de almacenamiento	82
Fig. 10.10 Corrientes del sistema bajo impactos de carga	83
Fig. 11.1 Implementación del sistema en LEPA.....	84
Fig. 11.2 Implementación del sistema en LEPA.....	85
Fig. 11.3 Ángulo de la PLL obtenida a través del Control Desk dSPACE.....	87
Fig. 11.4 Voltaje y corriente (Fase a) de la red eléctrica	88
Fig. 11.5 Voltaje y corriente (Fase a) de la red eléctrica	89
Fig. 11.6 Voltaje y corriente (fase a) de la red eléctrica	90
Fig. 11.7 Corrientes de la red y del sistema de almacenamiento sin carga.....	93
Fig. 11.8 Corrientes de la red y del sistema de almacenamiento con impacto de carga de 0 a 100 [Ω]	94
Fig. 11.9 Corrientes de la red y del sistema de almacenamiento con impacto de carga de 0 a 50 [Ω]	95
Fig. 11.10 Corrientes de la red y del sistema de almacenamiento con impacto de carga de 50 a 0 [Ω]	96
Fig. 11.11 Corrientes de la red y del sistema de almacenamiento con impacto de carga de 50 a 0 [Ω]	97
Fig. 11.12 Corrientes del sistema de almacenamiento y la carga con impacto de carga de 0 a 100 [Ω]	99
Fig. 11.13 Corrientes del sistema de almacenamiento y la carga con impacto de carga de 0 a 50 [Ω]	100
Fig. 11.14 Corrientes del sistema de almacenamiento y la carga con impacto de carga de 50 a 0 [Ω]	101

Nomenclatura

θ	: Ángulo de la red
ω	: Frecuencia angular
m_{abc}	: Índice de modulación por fase
S_{abc}	: Pulso de disparo por fase
J	: Momento de inercia
T_a	: Torque de aceleración
T_m	: Torque mecánico
T_e	: Torque eléctrico
ω_{sm}	: Velocidad síncrona
δ_m	: Desplazamiento angular rotor
P_m	: Potencia mecánica
P_e	: Potencia eléctrica
L_c	: Inductancia lado AC convertidor
R_{L_1}	: Carga resistiva
R_{L_2}	: Carga resistiva
L_s	: Inductancia lado AC
R_s	: Resistencia lado AC
C_{dc}	: Condensador lado DC
R_{dc}	: Resistencia lado DC
V_s	: Voltaje de alimentación
i_s	: Corriente de alimentación
V_{Nm}	: Voltaje nodo común
m_a	: Índice modulación en amplitud
m_f	: Índice modulación en frecuencia

V_{m_peak}	: Voltaje señal moduladora
V_{cr_peak}	: Voltaje señal portadora
f_{cr}	: Frecuencia señal portadora
f_m	: Frecuencia de la señal moduladora
V_{dc}	: Voltaje lado DC
G_{dc}	: Ganancia continua
G_{ac}	: Ganancia fundamental
G_H	: Ganancia de alta frecuencia
f_c	: Frecuencia de corte
ξ	: Factor de amortiguamiento
k_p	: Ganancia proporcional
T_i	: Ganancia integrativa

Abreviaciones

Mayúsculas

PCC	: Punto de acoplamiento común
HVDC	: High Voltage Direct Current (en español, corriente continua de alta tensión)
AC/DC	: Altern Current to Direct Current (en español, corriente alterna a continua)
P.I.	: Controlador Proporcional Integrativo
PLL	: Phase – Locked Loop (en español, lazo de seguimiento de fase)
PWM	: Pulse Width – Modulation (en español, Modulación por Ancho de Pulso)
AC	: Altern Current (en español, Corriente Alterna)
DC	: Direct Current (en español, Corriente Continua)
MPPT	: Maximum Power Point Tracking (en español, modo de seguimiento de máxima potencia)
GD	: Generación distribuida
VSG	: Virtual Synchronous Generator (en español, Generador síncrono virtual)
AFE	: Active Front End Rectifier (en español, Rectificador de Frente Activo)
VSC	: Voltage Source Converter (en español, Conversión de Fuentes de Tensión)
IGBT	: Insulated Gate Bipolar Transistor (en español, Transistor Bipolar de Puerta Aislada)
LEPA	: Laboratorio de Electrónica de Potencia Aplicada

Capítulo 1. Introducción

Producto de los problemas ambientales causados generalmente por el uso de combustibles fósiles, se ha generado la necesidad de producir energía mediante fuentes renovables. Con el aumento de la generación de energía renovable, el sistema eléctrico ha estado experimentando grandes desafíos relacionados a la estabilidad, especialmente relacionado con la frecuencia del sistema. Actualmente las plantas de generación convencional juegan un rol importante en el sistema eléctrico, estas plantas utilizan generadores que contienen masas giratorias llamadas rotores, que se encarga de mantener la frecuencia constante en el sistema eléctrico. Es decir, cuando las cargas en el sistema varían, la inercia del rotor contrarresta las variaciones en frecuencia manteniendo el sistema estable [1].

Lamentablemente, la generación renovable generalmente no contempla masas giratorias en sus unidades generadoras y, además, están conectadas a la red a través de interfaces basadas en electrónica de potencia, lo que implica una reducción significativa en la inercia del sistema. Por lo tanto, la creciente disminución de masas rotativas va generando un gran desafío para la estabilidad del sistema eléctrico [2].

Debido a esto, en este trabajo de tesis se analiza, se simula y se lleva a cabo un sistema en el cual se emula la inercia de los generadores del sistema mediante la ecuación de oscilación. Esta ecuación es ingresada al control del sistema de almacenamiento con el objetivo de operar como respaldo, permitiendo tener una respuesta más controlada y de menor impacto al sistema, ante perturbaciones que puedan contribuir en un desbalance entre la generación y la carga.

Capítulo 2. Revisión bibliográfica

2.1. Introducción General

El aumento de la penetración de energías renovables en el sistema energético de nuestro país y en el mundo, va abriendo paso a un sistema eléctrico dominado por la electrónica de potencia conectado a través de convertidores. Para emular la inercia virtual en los convertidores, es importante tener en cuenta el comportamiento de una máquina sincrónica y además implementarlo por medio de ecuaciones que emulan la inercia virtual en el sistema.

2.2. Trabajos Previos

Para la revisión bibliográfica son considerados los temas del análisis de la estabilidad del sistema eléctrico, el funcionamiento de las microrredes, topología de los tipos de convertidores conectados o desconectados a la red, la respuesta inercial de los generadores síncronos, la inercia virtual o emulada de estos generadores y la topología del rectificador de frente activo que se utilizará para el desarrollo del trabajo, las cuales están complementadas a través de capítulos de libros, revistas, publicaciones de la IEE, etc. Esta investigación es dividida en las secciones mencionadas anteriormente.

2.2.1 Estabilidad del sistema eléctrico

- ♣ L. L. Grigsby, Power system stability and control. 2017, [3].

En este libro se presenta en forma detallada todo lo relacionado a la estabilidad y control de los sistemas de potencia, dedicado a los temas de la generación convencional o renovable, sistemas de distribución, calidad, etc.

- ♣ C. N. de E. CNE, “Norma Técnica de Servicios Complementarios,” *Com. Nac. Energía*, 2019, [4].

En este libro se presentan las exigencias, procedimientos y requerimientos para la activación de los servicios complementarios del sistema eléctrico nacional.

- ♣ C. Joint *et al.*, “Definition and Classification of Power System Stability,” pp. 1–18, [5].

En esta publicación el autor presenta las clasificaciones de la estabilidad del libro “Power system stability and control”, junto con escenarios de inestabilidad en la práctica. Además, se analiza la confiabilidad y la seguridad del sistema de potencia.

2.2.2 Microrredes

- ♣ M. F. Zia, E. Elbouchikhi, and M. Benbouzid, “Microgrids energy management systems: A critical review on methods, solutions, and prospects,” *Appl. Energy*, vol. 222, no. April, pp. 1033–1055, 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.04.103, [6].

En esta publicación se describe la estructura, comunicación, distribución de la energía y un análisis comparativo y crítico de una microrred. Además, presenta la operación del sistema conectado y desconectado de la red, junto con futuras aplicaciones.

- ♣ M. Agarwal and A. Mittal, “Micro Grid Tehcniological Activities Across The Globe: A Review,” *Int. J. Res. Rev. Appl. Sci.*, vol. 7, no. 2, pp. 147–152, 2011, [7].

En esta publicación se presentan las características de las microrredes, desde los beneficios hasta la operación y el control, e incluso las desventajas y los retos que conllevan las microrredes. Además, presenta los proyectos de investigación de Europa, Norteamérica y Asia, los cuales han presentado un rápido crecimiento en este ámbito.

- ♣ B. S. Hartono, Budiyanto, and R. Setiabudy, “Review of microgrid technology,” 2013 Int. Conf. Qual. Res. QiR 2013 - Conjunction with ICCS 2013 2nd Int. Conf. Civ. Sp., pp. 127–132, 2013, doi: 10.1109/QiR.2013.6632550, [8].

En esta publicación se presenta el control del convertidor a través de Grid – Following y Grid – Forming como sistema de respaldo para una fuente de generación renovable como lo es la generación solar. Este control permite que los excesos o la escasez de potencia sea suministrada o regenerada por el sistema de almacenamiento.

- ♣ O. Palizban, K. Kauhaniemi, and J. M. Guerrero, “Microgrids in active network management - Part I: Hierarchical control, energy storage, virtual power plants, and market participation,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 36, pp. 428–439, 2014, doi: 10.1016/j.rser.2014.01.016, [9].

Esta publicación trata principalmente sobre la investigación de la operación de las microrredes, incluyendo las técnicas de control como el Droop Control, la importancia del sistema de almacenamiento, la participación en el mercado para la operación de la microrred conectada o desconectada de la red eléctrica y también la participación de las microrredes en los términos de control primario, secundario y terciario en la regulación en frecuencia.

2.2.3 Topología de los convertidores

- ♣ J. D. Bastidas-Rodríguez, C. A. Ramos-Paja, J. David Bastidas-Rodríguez, and C. Ramos-Paja, “Types of inverters and topologies for microgrid applications Tipos,” *UIS Ing.*, vol. 16, no. 1, pp. 7–14, 2017, [10].

En este trabajo se presenta los tres principales controles de convertidores para el control de las microrredes, es decir, Grid – Following (seguidores de red), Grid – Forming (formadores de red) y Grid – Supporting (soporte de red) con sus respectivas ventajas y desventajas. También se describe la topología de cada convertidor.

- ♣ P. Roos, “A Comparison of Grid-Forming and Grid-Following Control of VSCs,” 2020, [Online], [11].

En este trabajo se compara el control del convertidor entre Grid – Following y Grid – Forming con la incorporación de la inercia virtual. Demostrando que el control Grid- Forming es esencial en los sistemas eléctricos y tiene la capacidad de proporcionar servicios de respuesta en frecuencia. También, se concluye que el control Grid – Following es estable ante situaciones presentes en una red eléctrica débil.

- ♣ R. Jadeja, A. Ved, T. Trivedi, and G. Khanduja, “Control of Power Electronic Converters in AC Microgrid,” *Power Syst.*, vol. 27, no. 11, pp. 329–355, 2020, doi: 10.1007/978-3-030-23723-3_13, [12].

Esta publicación presenta de forma detallada el control de los convertidores de potencia, lo que es Grid – Following, Grid – Forming y Grid – Supporting descritos para los modos conectados a la red o desconectados. Demostrando que los sistemas formadores de red (Grid Forming) con emulación de la inercia, presentan una solución eficaz para el soporte de frecuencia y voltaje en las microrredes.

- ♣ M. S. Mahmoud, S. Azher Hussain, and M. A. Abido, “Modeling and control of microgrid: An overview,” *J. Franklin Inst.*, vol. 351, no. 5, pp. 2822–2859, 2014, doi: 10.1016/j.jfranklin.2014.01.016, [13].

En esta publicación presenta de forma detallada el control y la modelación del convertidor formador de red y la inercia virtual, operando en conexión y desconexión con la red eléctrica. Haciendo énfasis en el control Droop de voltaje y la frecuencia, implementando el control Droop convencional, y además se propone otro en el cual se incluye el efecto de la impedancia de línea en el flujo de potencia reactiva.

- ♣ T. M. U. W. P. R. Ned Mohan, *Electrónica De Potencia*. 2009, [14].

En el capítulo 8 de este libro, se presenta el análisis matemático de los convertidores junto con la modulación por ancho de pulsos, el análisis de su respuesta en frecuencia y el contenido armónico de los convertidores según la cantidad de niveles que este tenga.

2.2.4 Respuesta inercial

- ♣ P. Denholm, T. Mai, R. W. Kenyon, B. Kroposki, and M. O. Malley, “Inertia and the Power Grid: A Guide Without the Spin,” no. May, 2020, [Online], [2].

En este trabajo se presenta la importancia de la respuesta de la inercia proveniente de la generación síncrona, la cual proporciona segundos al sistema para responder ante fallas. Incluyendo

la importancia de la emulación de esta inercia para el futuro de la red eléctrica. Además, presenta el análisis de conexión entre sistemas de Estados Unidos complementado con la electrónica de potencia y la inercia virtual.

- ♣ A. Martínez, “Determinación del estatismo del sistema electroenergético nacional de Cuba,” *Ing. Energética*, vol. XXVIII, no. 1, pp. 16–19, 2007, [15].

En este trabajo se presenta la importancia del factor de amortiguamiento de las cargas de un sistema eléctrico para el control de la frecuencia para conocer la variación (que puede ser distinta dependiendo del horario y del mes) de la generación, con el objetivo de restablecer la frecuencia nominal del sistema.

- ♣ J. A. González, A. Dyoeko, and G. Lloyd, “The impact of renewable energy sources and distributed generation on substation protection and automation,” *Water Energy Int.*, vol. 57 RNI, no. 3, p. 65, 2014, [16].

Esta publicación presenta la identificación del impacto de la generación renovable y distribuida en la protección y automatización de las subestaciones, abordando las posibles soluciones. También, presenta el desarrollo de algunos países para el cambio de sus normativas existentes para los criterios de conexión de la generación distribuida.

2.2.5 Inercia virtual

- ♣ J. Fang, P. Lin, H. Li, Y. Yang, and Y. Tang, “An improved virtual inertia control for three-phase voltage source converters connected to a weak grid,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 34, no. 9, pp. 8660–8670, 2019, doi: 10.1109/TPEL.2018.2885513, [17].

Esta publicación se presentan principalmente la importancia de la desviación en frecuencia que puede conllevar la falta de generadores síncronos en la red eléctrica. Es por esto, que los autores presentan distintos modelos matemáticos para la emulación de la inercia que proveen estos generadores. Incluyendo las principales ventajas y desventajas que se tienen al emular la inercia virtual.

- ♣ J. Fang, P. Lin, H. Li, Y. Yang, and Y. Tang, “An improved virtual inertia control for three-phase voltage source converters connected to a weak grid,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 34, no. 9, pp. 8660–8670, 2019, doi: 10.1109/TPEL.2018.2885513, [1].

Esta publicación se presentan los desafíos del sistema eléctrico moderno en términos de estabilidad y control relacionados a la disminución de la inercia y los beneficios de incluir la inercia virtual. Sin embargo, el autor demuestra que, al incluir la inercia virtual en redes débiles, puede llevar a una inestabilidad del sistema por el acoplamiento de las coordenadas rotatorias.

- ♣ R. Liu, Z. Wang, and H. Xing, “Virtual Inertia Control Strategy for Battery Energy Storage System in Wind Farm,” *Asia-Pacific Power Energy Eng. Conf. APPEEC*, vol. 2019-Decem, no. 2017, pp. 3–7, 2019, doi: 10.1109/APPEEC45492.2019.8994353, [18].

Esta publicación presenta una estrategia de control para simular la inercia virtual para un sistema de almacenamiento en un parque eólico, con el fin de disminuir las fluctuaciones de energía. Se demuestra que la conexión de un sistema eólico a gran escala reduce su capacidad de regulación, lo que podría llevar a una inestabilidad.

- ♣ J. Alipoor, Y. Miura, and T. Ise, “Power system stabilization using virtual synchronous generator with alternating moment of inertia,” *IEEE J. Emerg. Sel. Top. Power Electron.*, vol. 3, no. 2, pp. 451–458, 2015, doi: 10.1109/JESTPE.2014.2362530, [19].

En esta publicación se presenta el desarrollo y el análisis de la ecuación de oscilación, además de ingresar el efecto del factor de amortiguación para las respuestas de los convertidores.

- ♣ J. J. Grainger and W. D. S. Jr, “Power System Analysis,” *Power Syst. Anal.*, vol. 1999, no. December, pp. 1–6, 2006, [20].

En el capítulo 16 de este libro se presenta el desarrollo la ecuación de oscilación que determina el comportamiento del generador síncrono en termino de inercia cinética almacenada en las masas rotatorias, además de criterios de estabilidad y aplicaciones.

- ♣ H. Omara, “A Methodology for Determining the Load Frequency Sensitivity,” PQDT - UK Irel., p. 212, 2012, [Online], [21].

En este trabajo se presenta el análisis de la sensibilidad de frecuencia de las cargas eléctricas y de su estimación. Con el fin de mantener un control predecible de la frecuencia en el sistema eléctrico. Además, se incluye la ecuación de oscilación para su desarrollo.

2.2.6 Discusión

A partir de la revisión bibliográfica, se puede apreciar el desafío existente respecto a la estabilidad del sistema debido al aumento exponencial de la generación de energía renovable, en donde la inercia tiene un rol importante en el sistema eléctrico. En [2], [4] se presenta como un sistema con baja inercia puede provocar una baja calidad de suministro, los tipos de respuestas en frecuencia, sanciones financieras y algunos de los factores que determinan la estabilidad. Sin embargo, en [3], [5] profundiza en estos factores, las cuales son necesarias para comprender lo que es, la estabilidad del ángulo de rotor, la estabilidad de voltaje y la estabilidad en frecuencia.

Existen distintos métodos de control del convertidor y la emulación de la inercia proveniente de las masas rotatorias de los generadores conectadas en los sistemas de microrred, que pueden operar de forma conectada o de forma aislada para proteger las cargas durante alguna falla como se indica en [6], [7], [16], junto a las ventajas y desventajas que puede conllevar una microrred. Los autores en [17] proponen distintos modelos matemáticos para el comportamiento del convertidor y de la inercia sintética o virtual a través del método denominado generador síncrono virtual (VSG). Sin embargo, para el desarrollo de este trabajo se considera el modelo VSG de VSYNC [17] complementada con la ecuación de oscilación del generados síncrono [1], [15], [17], [21], de tal forma se consigue una respuesta similar a lo que es un generador síncrono ante una perturbación [19], [20]. En los trabajos [8], [9], [10]. [12] se presentan los tres grupos de inversores conectados a la red (Grid Following, Grid Forming y Grid Supporting). Sin embargo, la operación del convertidor diseñado es conectado a la red mediante el control de seguimiento de red, es decir, operando como Grid – Following [10], [11], operado mediante la estrategia de control sobre su potencia activa a través de la transformada de Park, Phase Locked Loop y su correspondiente modulación PWM [11], [14]. Además, se incluye la

emulación de la inercia virtual a partir de la ecuación de oscilación antes mencionada, la cual es ingresada al control del sistema de respaldo de almacenamiento, permitiendo mejores tiempos de reacción para la determinación de las desviaciones en potencia y, además, se tiene respaldo ante variaciones en la carga gracias al sistema de almacenamiento que es capaz de inyectar y regenerar potencia como es detallado en [18]. Por lo tanto, a partir de los documentos revisados, el comportamiento del convertidor será corroborado y operado en forma de demostrar la contribución de estos sistemas a la estabilidad del sistema eléctrico.

Capítulo 3. Definición del problema

3.1. Introducción

Bajo la sustitución de la generación convencional por sistemas de generación renovables, empiezan a aparecer problemas de inestabilidad debido a la baja respuesta inercial de los sistemas. Por lo tanto, estos sistemas deben contribuir con la estabilidad del sistema eléctrico. El enfoque principal de este estudio es conocer y diferenciar los distintos comportamientos del sistema, implementando la emulación de la inercia virtual en el rectificador de frente activo AFE. El desarrollo del trabajo estará bajo las condiciones de estar conectado a la red (Grid- Following)

3.2. Hipótesis de Trabajo

Se espera tener en la micro - red un control de potencia activa y reactiva bajo distintas condiciones de carga, con el objetivo de que la potencia requerida por la carga provenga totalmente del sistema de almacenamiento o bien, que el sistema de almacenamiento entregue la diferencia de potencia producidas por las variaciones de carga en el caso en el que la red eléctrica inyecte una potencia fija, considerando en ambos casos que el sistema está conectado a la red eléctrica con y sin inercia virtual.

3.3. Objetivos

3.3.1 Objetivo General

Estudiar y simular microrredes con sistemas que operan como Grid – Following e inercia virtual

3.3.2 Objetivos Específicos

- Estudio y análisis de estrategia de control “Grid – Following”
- Estudio y análisis de estrategia de control “Inercia virtual”
- Simulación de sistema micro – red.
- Implementación del sistema operado por medio del control “Grid – Following”

3.4. Alcances y Limitaciones

- El desarrollo de simulaciones y control del rectificador Active Front End serán desarrolladas mediante el uso del software MATLAB – SIMULINK y monitoreadas mediante el software ControlDesk de dSPACE.
- El sistema será controlado de forma Grid – Following bajo impactos de carga.
- Se realizará el circuito diseñado de forma experimental en el Laboratorio de Electrónica de Potencia Aplicada para la obtención de resultados de interés.

3.5. Metodología

La metodología de trabajo consiste en el estudio, simulación y control de un sistema basado en convertidores aplicando los conceptos de Grid – Following para el control y desarrollo de micro – redes.

Luego de realizar las correspondientes simulaciones, se llevará a cabo la aplicación de forma experimental del convertidor, donde serán validados los ajustes teóricos realizados en SIMULINK mediante el uso de la dSPACE.

Finalmente, en base a los ajustes realizados, se llevará a cabo la experimentación de la micro – red mediante impactos de carga para el control mediante Grid – Following.

Capítulo 4. Estabilidad sistema eléctrico de potencia

La estabilidad de un sistema consiste en la capacidad del sistema, para una condición dada, permanecer en un estado de equilibrio bajo una perturbación. Este equilibrio se mantiene cuando el sistema eléctrico permanece intacto bajo activaciones de generadores o cambios de carga, exceptuando los sistemas desconectados por aislación por fallas o bien, desconectados intencionalmente para mantener la operación del resto del sistema [3]. En el sistema eléctrico, la evaluación de perturbaciones es de dos tipos: Transitorios y de estado estable.

Un sistema de potencia se encuentra en estado estable si sus cantidades físicas que se miden y que describen su condición de operación son constantes, si ocurre un cambio en su parámetro cuando el sistema opera en estado estable, el sistema sufre una perturbación. Estas perturbaciones pueden ser grandes o pequeñas dependiendo del origen. Las pequeñas perturbaciones pueden ser cambios de carga, las cuales ocurren constantemente y es por esto que el sistema debe ser capaz de adaptarse a estos cambios y operar de forma efectiva. También debe operar de forma correcta bajo perturbaciones grandes como fallas en los sistemas de transmisión, cortocircuito en las líneas, cambios repentinos en la carga o pérdidas de unidades generadoras. Si después de una perturbación grande, se llega a una condición de operación diferente, pero en estado estable, el sistema es transitoriamente estable. En cambio, si el sistema se encuentra inestable podría provocar variaciones de voltaje las cuales pueden accionar protecciones provocando desconexiones en cascada, generar cambios en la velocidad de los rotores o cambios en la frecuencia, lo cual en el peor de los casos podría generar un BlackOut en el sistema eléctrico [3].

La inestabilidad de un sistema eléctrico puede manifestarse de muchas formas diferentes dependiendo de la configuración del sistema y su modo de operación. Tradicionalmente el problema de inestabilidad ha sido mantener la operación de las máquinas en sincronismo, basado en la máquina sincrónica. Para que el funcionamiento del sistema sea apropiado, todas las máquinas sincrónicas deben permanecer en sincronismo [4].

La inestabilidad del sistema eléctrico de potencia puede ser influenciada mediante los siguientes factores:

4.1. Estabilidad de ángulo del rotor

La estabilidad del ángulo del rotor se refiere a la capacidad de las máquinas síncronas que están interconectadas en el sistema para mantener el sincronismo en operación normal y después de haber sido afectadas por alguna perturbación del sistema. Esto mide la capacidad de mantener o restablecer el equilibrio entre el torque electromagnético y el torque mecánico en cada una de las máquinas síncronas del sistema. El resultado de la inestabilidad se produce mediante oscilaciones angulares crecientes que provocan pérdida de sincronismo en los generadores, esto es debido al cambio en las potencias de estas máquinas a medida que cambia el ángulo del rotor. Cuando el sistema se encuentra en estado estacionario, el par mecánico entre la salida y la entrada de las máquinas síncronas permanecen iguales y sus velocidades se mantienen constantes. Al ocurrir una perturbación el par mecánico pierde equilibrio entre la entrada y salida, generando la aceleración o desaceleración de los rotores. Por lo tanto, al perder el equilibrio entre las velocidades de las máquinas síncronas, se genera un cambio en la posición angular de los rotores. Un cambio en la posición angular de los rotores, junto con la disminución de transferencia de potencia, provocará una inestabilidad en el sistema [3].

Para la categorización de la estabilidad del ángulo del rotor es necesario tener en cuenta dos escenarios:

- Estabilidad de ángulo de rotor ante pequeñas perturbaciones.
- Estabilidad de ángulo de rotor ante grandes perturbaciones.

La primera de estas hace mención a la capacidad del sistema eléctrico de potencia para mantener el sincronismo de los generadores bajo pequeñas perturbaciones. Estas perturbaciones se encuentran en la operación normal del sistema eléctrico, como por ejemplo las variaciones de carga en el sistema. Mientras que para el segundo punto se refiere a la capacidad del sistema eléctrico de potencia para mantener el sincronismo de los generadores bajo perturbaciones graves, por lo general, estas perturbaciones graves alteran el sistema de tal manera que la operación en estado estable del sistema posterior a la perturbación no será la misma que la anterior a esta perturbación [3].

Cabe mencionar que el diseño de los sistemas bajo estas perturbaciones es desarrollado según la probabilidad de perturbaciones que puedan ocurrir según la zona en los que operen, ya que, si son diseñados para cada perturbación existente, estos serían poco prácticos y muy costosos.

4.2. Estabilidad de voltaje

La estabilidad de voltaje trata principalmente en la capacidad de un sistema de potencia en mantener las magnitudes de voltaje estable en las barras dentro del sistema eléctrico en condiciones normales y después de haber sufrido una perturbación. Esta inestabilidad está relacionada con las caídas o aumento del voltaje en las barras del sistema. Uno de los causantes que influyen en la inestabilidad de voltaje son las caídas de tensión producto del flujo de potencia activa y reactiva a través de las reactancias inductivas en la red de transmisión, generando una limitación para el flujo de energía. Este límite de transferencia de energía se limita aún más cuando los generadores alcanzan su límite de capacidad en la potencia reactiva. Generalmente lo que genera la inestabilidad de voltaje es la respuesta de la carga frente a una perturbación, la potencia consumida por la carga es restaurada por el ajuste del deslizamiento del motor, los reguladores de voltaje, etc. Estas cargas restauradas pueden generar un estrés sobre el sistema al aumentar el consumo de potencia reactiva, provocando una degradación del voltaje. Por lo tanto, el sistema al no poder restaurar el consumo de energía más allá de su capacidad de generación provocará una inestabilidad de voltaje en el sistema eléctrico [5].

Otro factor que puede aportar en la inestabilidad de voltaje son los enlaces HVDC utilizados para la transmisión de energía a largas distancias. Este problema se ve reflejado generalmente cuando este sistema es conectado a redes alternas débiles. Este fenómeno ocurre debido al control de la potencia activa y reactiva que se tiene en el sistema HVDC en la conexión CA/CC. Es decir, si la carga resultante en la transmisión alterna se sobrecarga más allá de su capacidad, se produce una inestabilidad de voltaje. Además, por medio de los filtros de las estaciones HVDC, condensadores de derivación o cargas capacitivas excesivas pueden llevar a una inestabilidad debido a las sobretensiones producidas por la autoexcitación de las máquinas sincrónicas provocadas por los cambios de carga capacitivas en el sistema [5].

Para la categorización de la estabilidad de voltaje es necesario tener en cuenta dos escenarios:

- Estabilidad de voltaje ante pequeñas perturbaciones

- Estabilidad de voltaje ante grandes perturbaciones.

Como fue mencionado anteriormente, mantener el voltaje en las barras del sistema ante variaciones de carga, es una de las razones más comunes de inestabilidad de voltaje. Debido a esto, el sistema debe ser capaz de mantener el voltaje estable ante estas pequeñas perturbaciones. Los factores de esta estabilidad están influenciados por las características de las cargas, controles continuos o discretos. Mientras que para grandes perturbaciones los factores de estabilidad antes mencionadas, como las características de carga o sus controles, también influyen. Sin embargo, el sistema debe tener la capacidad de mantener el voltaje estable ante, por ejemplo, cortocircuitos o pérdidas de generación. La determinación de la estabilidad de voltaje ante grandes perturbaciones es necesario un análisis no lineal del sistema, tomando en cuenta los generadores, tomas de transformador o limitaciones de corriente de campo de los generadores [5], [3].

4.3. Estabilidad de frecuencia

La estabilidad de frecuencia se refiere a la capacidad del sistema en mantener la frecuencia del sistema dentro de los parámetros establecidos en operación normal y después de haber sido afectada por alguna perturbación que haya resultado en un desbalance entre la generación y la carga, con una mínima pérdida de carga involuntaria [3]. Esta inestabilidad provoca fluctuaciones en la frecuencia que pueden provocar las desconexiones de equipos, generadores o cargas en el sistema eléctrico, de forma similar a la inestabilidad de voltaje con los aumentos de voltaje en las barras del sistema.

Generalmente, los problemas de la inestabilidad en frecuencia vienen dados por la mala coordinación de equipos de control, respuesta incapaz de estos equipos o bien, reserva de generación insuficiente. Durante las fluctuaciones de la frecuencia, los tiempos de acción de las protecciones pueden ser en fracción de segundos, como la desconexión de cargas por baja frecuencia, o varios minutos como la respuesta de los sistemas de suministro de energía [5]. Por lo tanto, un sistema eléctrico es considerado robusto entre más pequeña sea la variación de frecuencia para fallas que produzcan desbalances entre generación – carga.

Capítulo 5. Microrred

Una microrred (MR) comprende una parte de la red de distribución, se entiende como un sistema de generación eléctrica bidireccional que permite la distribución de energía desde los proveedores hasta los consumidores, y la principal ventaja es que estas pueden operar conectadas a la red (On-grid) o de forma aislada (Off-grid). Los generadores en la microrred pueden ser microturbinas, celdas de combustible, paneles fotovoltaicos o motores alternativos. Estas microrredes pueden ser de pequeña a gran envergadura. Para las compañías eléctricas, la microrred es vista como una carga que puede ser controlada en magnitud, es decir, esta carga puede ser constante, podría aumentar cuando la electricidad es más barata o mantenerse en cero cuando exista estrés en el sistema [6], como también permitir reparaciones del sistema sin afectar las cargas de los clientes [7].

Por lo tanto, una microrred se entiende como un sistema de distribución en baja tensión junto con fuentes de generación distribuida, es decir, numerosos generadores de electricidad pequeños y modulares ubicados en líneas de baja tensión, generalmente cerca de las áreas de consumo.

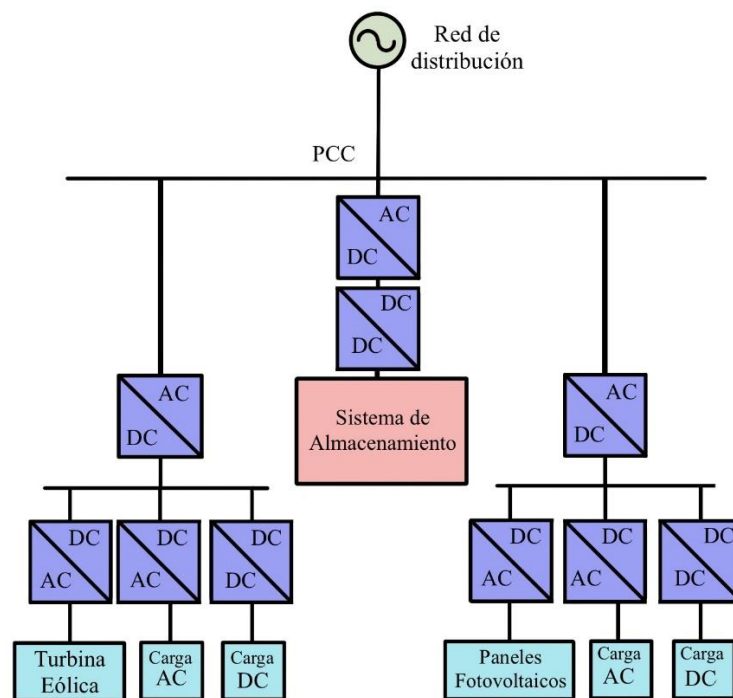


Fig. 5.1 Estructura básica de una microrred

Una de las estructuras generales o elementos que se encuentran en una microrred son representados mediante la Fig. 5.1, la cual presenta una fuente de energía primaria, un punto de acoplamiento común PCC (Interruptor, relé o contactor de conexión entre la microrred y el resto del sistema de distribución), convertidores eléctricos de potencia, fuentes renovables como las turbinas eólicas o los paneles fotovoltaicos, sistema de almacenamiento (permiten la operación de forma autónoma y de respaldo en casos de fallas) y cargas (AC/DC).

Una de las características principales de la microrred es la garantía de funcionamiento estable durante fallas y perturbaciones en la red eléctrica. Las fuentes de generación distribuida y las cargas en el sistema se pueden desconectar de forma autónoma al sistema para aislar dichas cargas de las perturbaciones durante las fallas. Una vez que la microrred está aislada de la red principal, el sistema debe ser capaz de mantener el voltaje y la frecuencia mientras se encuentre desconectado de la red eléctrica [7].

Otra de las ventajas que se pueden considerar con las microrredes son las siguientes [7],[8]:

- Adaptación a las opciones de generación: Distribuida, intermitente y de despacho.
- Función Plug And Play para cambiar el tipo de operación deseado, ya sea conectado a la red o desconectado de esta.
- Permite una operación independiente a la red principal de distribución en modo aislado, es decir, todas las cargas tienen que ser sostenidas por las fuentes de generación distribuida.
- Anticipación y respuesta instantánea para la mitigación de energía o apagones.
- Prevención de fallas mediante la desconexión de cargas en periodos de carga máxima.
- Beneficios ambientales gracias al uso de la generación distribuida renovable.

Algunas desventajas de la microrred son las siguientes:

- Aumento de costos debido a la necesidad de almacenamiento de energía en bancos de baterías, como el espacio y su mantenimiento.
- El reto que significa la protección y la interconexión de las microrredes.

5.1. Operación de las microrredes

Las operaciones principales de las microrredes es que estas puedan operar en modo conectado a la red como en modo aislado de esta. Cuando la microrred se encuentra conectada a la red eléctrica existen dos escenarios, cuando hay un equilibrio entre la generación y la carga o cuando no existe tal equilibrio. En el primer escenario no hay flujo de potencia desde o hacia la red eléctrica, mientras que en el segundo escenario permite un intercambio de potencia entre ambos, es decir, en caso de que la microrred tenga una deficiencia de potencia, la red eléctrica aportará dicha potencia (activa y reactiva). En cambio, si la microrred genera un exceso de potencia, esta será inyectada a la red eléctrica.

Por otro lado, la microrred al estar en modo aislado, su funcionamiento es de forma independiente y la demanda de potencia es solo suministrada por las unidades generadoras de la microrred. Esto es permitido mediante la complementación de la electrónica de potencia, lo cual permite tener una red completamente autosuficiente, debido a su control, comunicaciones y protecciones autónomas.

5.2. Estrategias de control de las microrredes

El control de micro redes de corriente alterna se divide en cuatro niveles (de cero a tres) como se muestra en la Fig. 5.2, donde en el nivel 0 se trata del lazo de control interno que controla el voltaje y la salida de las corrientes de las fuentes. Donde el valor de referencia para el lazo de control es generado por el control primario (nivel 1). Luego el nivel 2 monitorea el sistema con diferentes métodos y, por último, el nivel 3 es el control terciario que administra el seguimiento de energía y la interfaz entre la microrred y la red principal [9].

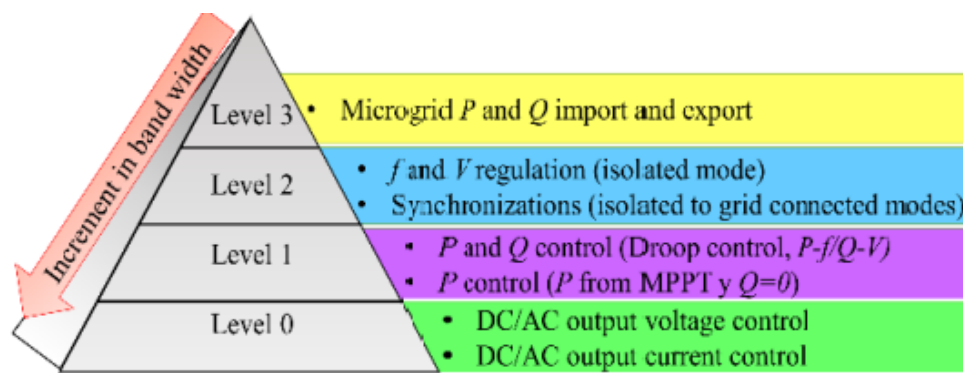


Fig. 5.2 Niveles de control en micro redes [10]

En el nivel 0 se encuentra el control de la tensión y la corriente de salida del inversor, el objetivo de estos controladores es que deben seguir la corriente y el voltaje de referencia. En la práctica es utilizado las transformaciones dq de los voltajes y corrientes trifásicas para la utilización de controladores PI [10].

El nivel 1 regula la potencia inyectada, estos convertidores regulan la potencia activa y reactiva cuyo objetivo principal es contribuir a la frecuencia y la regulación de voltaje. Este control permite equilibrar la energía entre las fuentes de generación distribuida y los elementos de almacenamiento de energía, como las baterías [9],[10].

El nivel 2 tiene como objetivo mantener la frecuencia y el voltaje de la micro red dentro de los rangos aceptables mediante la compensación de errores de voltaje y frecuencia para mantener dichas magnitudes dentro de las limitaciones de la microrred. Esto quiere decir que el control del nivel 2 asegura que sean cero las desviaciones de voltaje y frecuencia ante variaciones en la generación o en la carga de la microrred [9],[10].

Por último, el nivel 3 gestiona el intercambio de potencia activa y reactiva de la micro red con la red eléctrica. Midiendo dichas potencia P/Q a través del PCC se puede comparar con la referencia establecida. Este control asegura el funcionamiento óptimo de la microrred [9],[10].

Por lo tanto, con el control de la microrred se tiene la ventaja de mantener la estabilidad en la microrred para la frecuencia y voltaje, principalmente bajo impactos de carga. Además, es posible regular la potencia activa y reactiva del convertidor.

5.3. Tipos de convertidores en microrredes

Los tipos de convertidores en un sistema microrred está dividido en tres grupos de acuerdo a su función, estos son: Convertidores Grid – Following, Grid – Forming y Grid – Supporting.

5.3.1 Convertidor Grid – Following

La principal función de los convertidores Grid – Following es inyectar la potencia generada con un factor de potencia unitario, como su nombre indica, estos inversores siguen la red midiendo su voltaje y frecuencia para sincronizar el voltaje del convertidor con la red, con esto, el convertidor

sigue a la red para inyectar una corriente sinusoidal en fase con el fin de obtener un factor de potencia unitario [10]. Este se puede representar mediante la Fig. 5.3. como una fuente de corriente ideal conectada a la red en paralelo con una alta impedancia, donde la potencia activa P^* de referencia y la potencia reactiva Q^* de referencia son entregadas por el convertidor [12]. Es decir, el convertidor puede inyectar una potencia activa y reactiva determinada a la red eléctrica, estando en sincronía con el voltaje y la frecuencia de la red eléctrica.

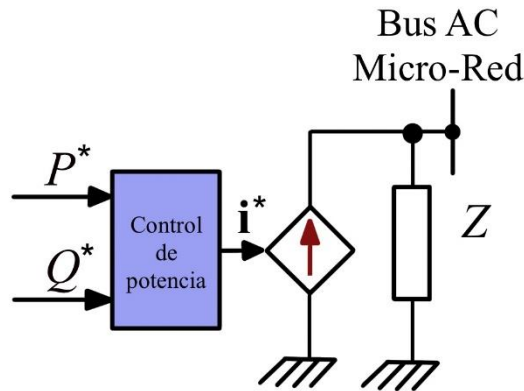


Fig. 5.3 Representación simplificada del convertidor controlado como Grid - Following

Una de las estrategias de control sobre la potencia activa y reactiva es utilizando la transformada de Park (abc/dq) de corriente. Para llevar a cabo la transformada, es necesario la obtención del ángulo (θ) del voltaje de la red eléctrica por medio de un Phase – Locked Loop (PLL). El PLL obtiene este ángulo referenciado o en sincronización con la red mediante la integración de la frecuencia angular (ω) de la red eléctrica. Luego de obtener el ángulo a través del PLL y realizar el cambio de coordenadas abc/dq , se obtiene la componente real (i_d) e imaginaria (i_q) de la corriente de la red eléctrica, con estas corrientes dq es posible controlar el flujo de potencia activa con solo modificar la componente d de la corriente y controlar el flujo de potencia reactiva modificando la componente q de corriente.

Como se presenta en la Fig. 5.4, las corrientes de coordenadas dq son comparadas con una referencia (i_d^*, i_q^*), estas referencias son impuestas en el control del convertidor para generar la potencia requerida en el sistema. Estas diferencias de corrientes son ingresadas a un controlador PI,

por lo que las corrientes al ser señales continuas en las coordenadas dq , permite un error de estado estacionario nulo, con esto se logra que la señal de referencia sea igual a la que se está midiendo.

Por último, la salida del PI entrega los índices de modulación en términos dq , los cuales son transformadas de abc/dq , con la misma referencia de ángulo obtenido de la red a la que se está referenciada. Estas señales sinusoidales (m_{abc}) ingresan al bloque de modulación PWM que genera los pulsos de disparo (S_{abc}) que permite el control voltaje necesario en el convertidor para poder generar las referencias de corriente establecidas.

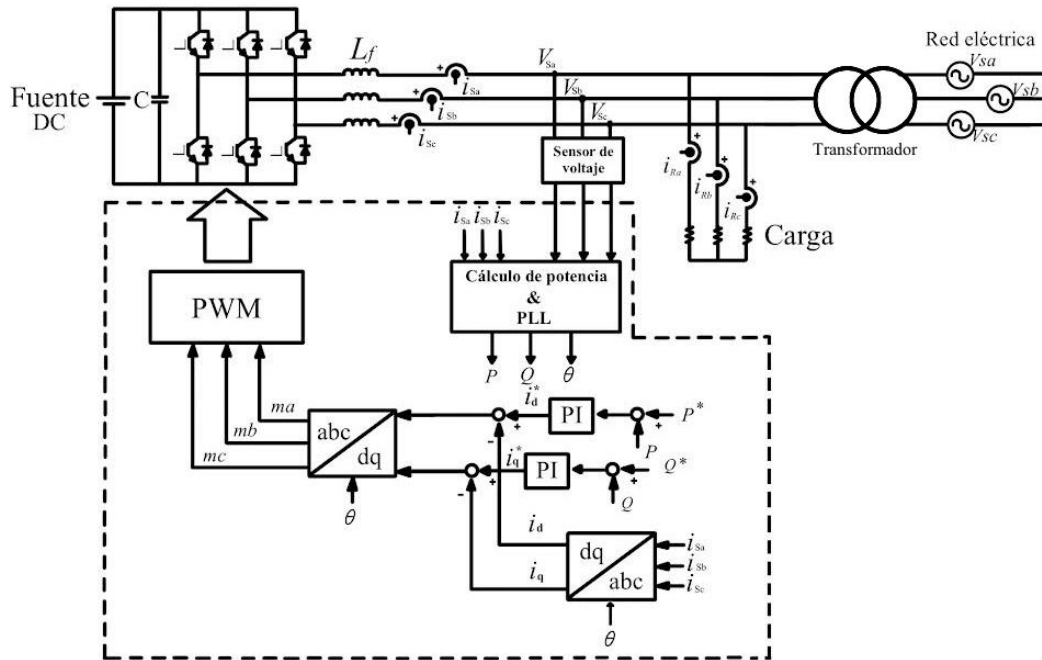


Fig. 5.4 Diagrama convertidor controlado mediante Grid – Following

5.3.2 Convertidor Grid – Forming

Como fue visto en el apartado anterior, la referencia de voltaje para los métodos de control es a través de la conexión con la red eléctrica. Sin embargo, para los sistemas desconectados de la red o en modo aislado, es el propio convertidor el encargado de establecer una referencia de voltaje y de frecuencia.

Este sistema se puede representar mediante la Fig. 5.5. como una fuente ideal de voltaje AC con una impedancia baja de salida, configurando la amplitud de voltaje (v^*) y de frecuencia (f^*) de referencia [12].

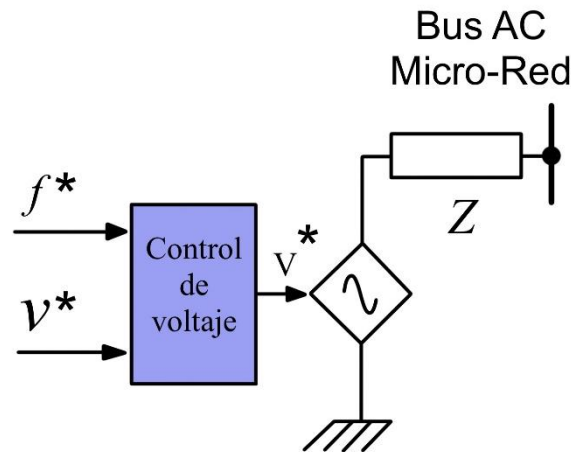


Fig. 5.5 Representación simplificada del convertidor controlado como Grid – Forming

El control que suelen tener estos convertidores es el Droop Control, cuya magnitud de frecuencia y de voltaje se controlan a través de sus características de caída (v/f). El control de voltaje está relacionado con la potencia reactiva ($v-Q$), mientras que la frecuencia está relacionada con la potencia activa ($f-P$) [13]. Entonces, como se muestra en la Fig. 5.6. Una variación en la frecuencia (Δf) provoca que el convertidor proporcione una potencia activa resultante (ΔP). De igual forma con el voltaje (Δv), el convertidor proporcionará una potencia reactiva resultante (ΔQ). Con el fin de contrarrestar las desviaciones de frecuencia y voltaje en el sistema.

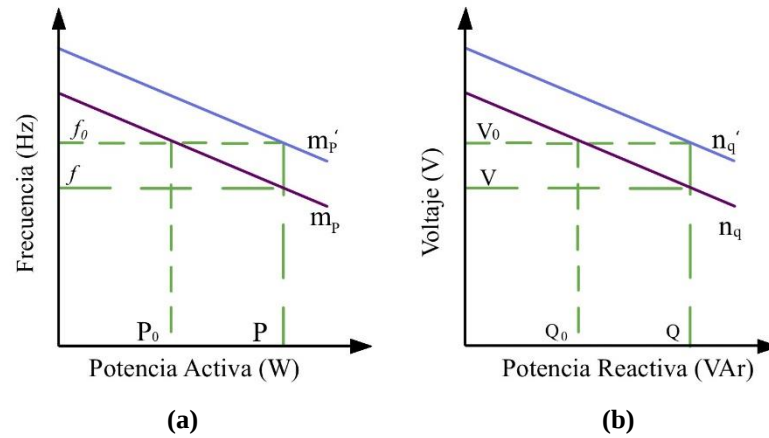


Fig. 5.6 Característica del Droop Control

(a) Característica $f - P$, (b) Característica $v - Q$

Las ecuaciones que determinan el control de caída son las siguientes:

$$V = V_0 - K_q \Delta Q \quad (5.1)$$

$$f = f_0 - K_p \Delta P \quad (5.2)$$

Donde K_p y K_q son los coeficientes de caída para la frecuencia y voltaje, V_0 y f_0 son la referencia de voltaje y frecuencia. Por último, ΔP y ΔQ son las variaciones de potencia provocada por los cambios de frecuencia y voltaje.

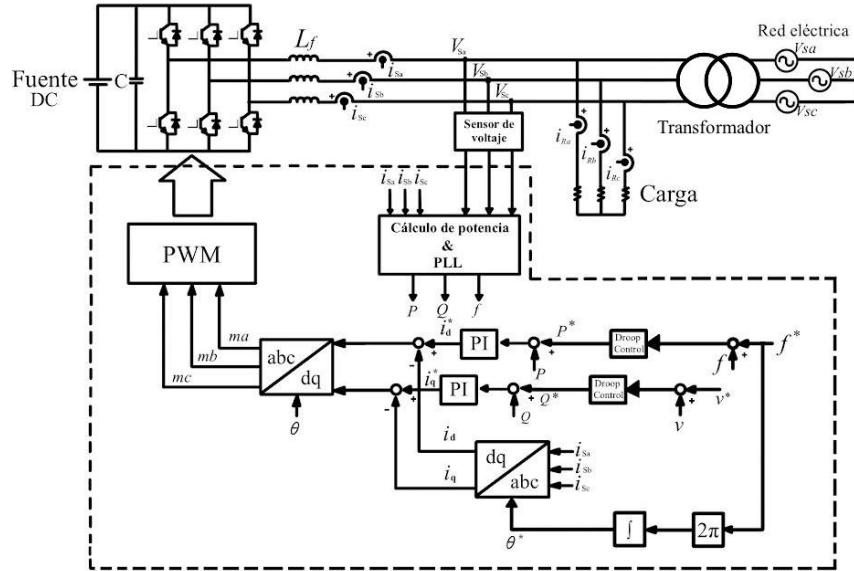


Fig. 5.7 Diagrama convertidor controlado mediante Grid - Forming

Como se muestra en la Fig. 5.7. las referencias de frecuencia (f^*) y de voltaje (v^*) son comparadas con la frecuencia (f) y voltaje (v) medidos, las cuales son ingresadas al bloque de Droop Control (determinadas en las ecuaciones (5.1) y (5.2)), la salida de este bloque representa la referencia de potencia activa (P^*) y reactiva (Q^*) para la frecuencia y el voltaje. Luego, estas referencias de potencia son comparadas con la potencia activa (P) y reactiva (Q) medidas.

Por último, y de igual forma que el control del convertidor operado como Grid – Following, la diferencia entre las variables medidas (P, Q) y las variables de referencia (P^*, Q^*) son ingresadas a un controlador PI que permite asegurar que el sistema pueda seguir la referencia impuesta y además al permitir un error de estado estacionario cero, permite que las desviaciones de la frecuencia angular también sean nulas. Estas salidas de los controladores PI pertenecen a las referencias de corriente en las coordenadas rotatorias (d^*, q^*), donde la componente d permite el control de la potencia activa para corregir las desviaciones en la frecuencia y la componente q permite el control de la potencia reactiva para corregir las desviaciones en voltaje, estas referencias son comparadas con las corrientes en coordenadas rotatorias correspondiente a las mediciones (i_{dc}, i_{qc}). En este punto se encuentra la gran diferencia con el Grid – Following, debido a que la transformada abc / dq de la corriente medida contempla el uso de un PLL, pero el ángulo con el cual se realiza la sincronización ya no proviene de

la red eléctrica como sería con el Grid - Following, si no que proviene de la “red” formada por el convertidor.

Por consiguiente, la comparación entre las corrientes en coordenadas rotatorias medidas y las de referencia son ingresadas a un controlador PI, donde la salida de estos controladores son los índices de modulación en términos de dq , las que son transformadas de dq / abc . Estas señales sinusoidales (m_{abc}) son ingresadas al bloque de modulación PWM que permitirá controlar el convertidor mediante los pulsos de disparo (S_{abc}). Por lo tanto, el convertidor se comportará como una fuente AC con una amplitud, fase y frecuencia especificada.

5.3.3 Convertidor Grid - Supporting

Los convertidores Grid – Supporting se encuentran entre un Grid – Following y un Grid – Forming. Es decir, su función es proporcionar potencia activa y reactiva con el objetivo de contribuir en la desviación de frecuencia y la tensión en la red. Este convertidor se puede representar como una fuente ideal de corriente AC controlada en paralelo con una impedancia, o como una fuente ideal de voltaje AC controlada en serie con una impedancia como se presenta en la Fig. 5.8.

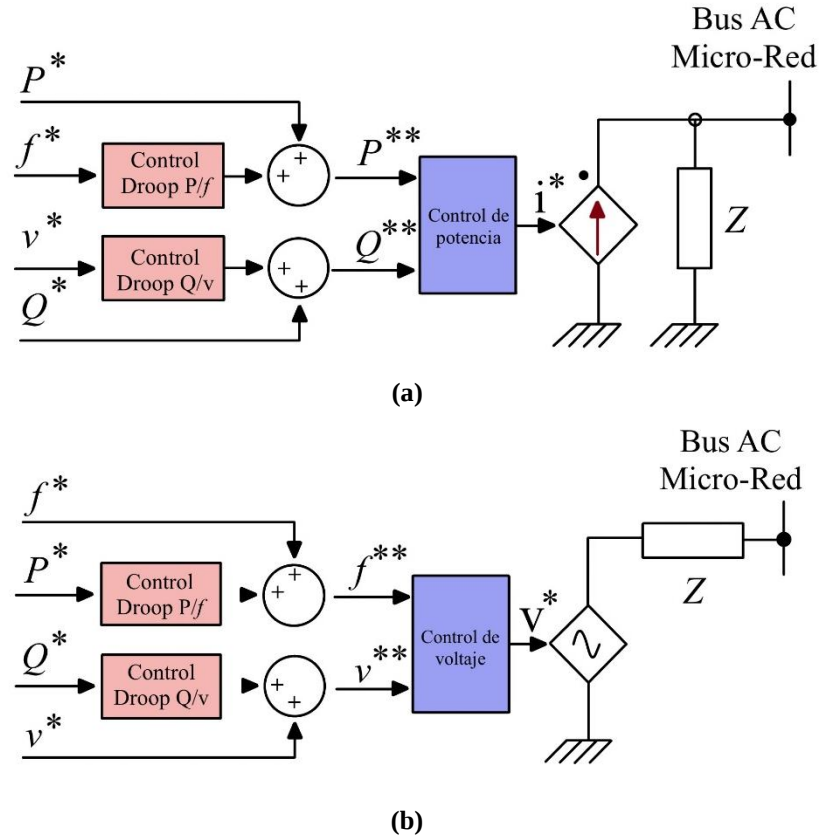


Fig. 5.8 Representación simplificada del convertidor.

(a) Control basado en una fuente de corriente, (b) Control basado en una fuente de voltaje

Un convertidor operando como Grid – Following controlado como una fuente de corriente necesita la referencia de la red eléctrica para poder operar. Por lo tanto, este convertidor no puede ser operado desconectado a la red o en modo aislado. Por otro lado, el convertidor operado como Grid – Forming si permite la operación en modo aislado [12].

Entonces el convertidor operado como Grid – Supporting puede ser operado tanto como Grid – Following siguiendo a la red para inyectar una determinada corriente o como Grid – Forming para aportar en la regulación de amplitud y la frecuencia. Como se presenta en la Fig. 5.7 el convertidor obtiene el ángulo de la red mediante un PLL, lo que permite realizar las transformaciones abc/dq o viceversa para las corrientes medidas, índice de modulación y pulsos de disparo. Además, el convertidor contempla el Droop Control para determinar los niveles de potencia activa para contrarrestar las desviaciones en frecuencia y los niveles de potencia reactiva para contrarrestar las desviaciones en voltaje.

Capítulo 6. Respuesta inercial

En la literatura, generalmente para comprender lo que es la inercia, se usa de ejemplo un automóvil o una bicicleta. Por ejemplo, en un automóvil o una bicicleta al dejar de acelerar (o pedalear) el vehículo tiende a permanecer en movimiento. Entonces, al igual que las ruedas de los vehículos, los generadores contienen objetos giratorios que proporcionan inercia rotacional. En la red eléctrica, la inercia se refiere a la energía cinética almacenada en las partes giratorias de los generadores.

En el sistema eléctrico se encuentran generadores de energía que están sincronizados entre sí, girando a una misma velocidad o bien, a una misma frecuencia para que exista estabilidad en la red eléctrica. Para que exista esta estabilidad, debe existir un balance entre la generación y la carga. Por lo tanto, la respuesta inercial del sistema eléctrico tiene una directa relación con los generadores sincrónicos, esto se debe a que los generadores sincrónicos almacenan energía cinética en sus partes rotatorias, es decir, en caso de una perturbación en donde exista un desbalance entre la generación y la carga, actúan absorbiendo o inyectando energía cinética para contrarrestar la desviación de frecuencia. Entre mayor pérdida de la inercia, menos amortiguación proporcionará al sistema en cambios abruptos en la generación y carga.

Es por esto, que a medida que los niveles de penetración de los recursos renovables basados en inversores aumenten, los niveles de inercia síncrona del sistema irán disminuyendo. Cualquier discusión sobre la inercia, debe incluir la interacción de la inercia y los muchos factores que determinan la capacidad de la red para responder ante las contingencias. Algunos de estos factores son los siguientes [2].

6.1. Inercia del generador

Para condiciones normales, la demanda eléctrica se satisface mediante la inyección constante de energía eléctrica de distintos generadores ubicados en las plantas de energía. Si un generador falla o se desconecta, o también si ocurre la activación de cargas en la red, la energía cinética almacenada en todos los generadores restantes es utilizado para contrarrestar el desbalance entre la generación y

la carga. Este intercambio de energía provoca la ralentización de los generadores, generando una reducción de la frecuencia del sistema.



Fig. 6.1 Representación de generador bajo requerimiento de inercia [2]

En la Fig. 6.1 se ilustra como el generador de 1000 MW de potencia puede entregar 34 MWs de potencia extra debido a su energía cinética almacenada en sus partes rotatorias. A medida que el generador agota su energía cinética almacenada, se ralentiza, y existirá una disminución en la frecuencia. La inercia de los generadores varía según su tamaño, ya que los generadores de mayor capacidad contienen una mayor masa en los rotores, de todas formas, dos generadores de igual tamaño pueden tener distinta inercia. Por lo tanto, aparece la constante de inercia, esta constante de inercia representa cuanto tiempo el generador podría generar su potencia nominal utilizando solamente su energía cinética rotacional que tiene almacenada.

Entonces, para sistemas más robustos, es decir, una mayor cantidad de unidades generadoras, mayor será el aporte de inercia al sistema y menor será la disminución en frecuencia, lo que se puede traducir a un mayor tiempo de reacción ante perturbaciones generadas por la propia disminución de frecuencia.

6.2. Inercia de carga y su amortiguamiento

En este punto, es importante considerar la respuesta de la carga a los cambios en la frecuencia. Lo que implica la inercia de las cargas y además el cambio en la demanda de energía en función de la frecuencia [2].

Anteriormente la carga fue considerada constante y sin aportes de inercia, pero en la práctica algunas cargas también tienen inercia. Por ejemplo, en equipos como ventiladores, motores, bombas, etc. Estos pueden seguir girando una vez que se apaguen, similar a los generadores, lo que pueden aportar inercia a la red. Si bien sus aportes no son de gran envergadura como los que entregan los generadores más grandes, se deben tener en consideración.

Sin embargo, en estos equipos mencionados anteriormente, su torque varía en función de la frecuencia. Lo que significa que existe una relación entre las variaciones de potencia con las variaciones de la frecuencia. Esta variación se puede obtener mediante el factor de amortiguamiento de la carga.

Expresada como:

$$\Delta P_g = \Delta P_c + D\Delta f \quad (6.1)$$

Donde ΔP_g es la variación de potencia activa entregada por las unidades generadoras, ΔP_c es la variación de la carga del sistema, D es el coeficiente de amortiguamiento y Δf es la variación de frecuencia.

La constante de amortiguamiento se entiende como un cambio de porcentaje de la carga con respecto a un cambio de 1% de la frecuencia. Sus valores típicos se encuentran entre un 1% o 2% [15]. Por ejemplo, un valor de $D = 2$ significa que para un 1% de variación de la frecuencia se produce un cambio del 2% de la carga.

Por lo tanto, la inercia de las cargas provoca una disminución más lenta de la frecuencia, mientras que el impacto de la amortiguación de la carga es mayor a medida que disminuye la frecuencia.

6.3. Tamaño de la perturbación

Como fue mencionado anteriormente, entre más robusto es el sistema, menor será la caída en la frecuencia. Por lo tanto, el tamaño de la perturbación puede ser mayor o menor dependiendo de la combinación de generadores en el sistema eléctrico, si se produce una falla en una zona de mayor generación, la disminución de frecuencia será mucho mayor y más rápida que en una pequeña.

6.4. Inercia en la generación renovable

Debido al incremento de la generación renovable, principalmente eólica y solar, es inevitable analizar la estabilidad del sistema eléctrico. Como esta generación realiza su conexión a la red por medio de convertidores de potencia, no existe aporte inercial al sistema, debido al desacoplamiento eléctrico del generador a la red. Por lo tanto, como fue visto anteriormente la nula o disminución de la inercia provocada por el aumento de la generación renovable conlleva a perturbaciones en la estabilidad de frecuencia del sistema eléctrico.

Sin embargo, existe una serie de beneficios aplicados al aumento de la penetración de las energías renovables, las que incluyen una mejor gestión del perfil de carga, suministro de potencia reactiva para las regulaciones de voltaje, contribución al control de frecuencia, un mayor control, automatización y estabilidad debido a la electrónica de potencia, entre otros [16].

Por este motivo la necesidad de optar por modificaciones al sistema eléctrico va en incremento. Aquí es donde entra con más fuerza el concepto de Smart Grid. La micro red es una unidad básica para el desarrollo de las redes inteligentes, esta se puede definir como una agrupación de cargas y generadores distribuidos que operan con una unidad controlable que provee potencia a su área, ya sea aislada o conectada a la red de potencia convencional. Bajo este concepto se desarrollan nuevas estrategias de control para la generación conectadas mediante convertidores. Una de estas es la inercia virtual, la cual utiliza la frecuencia del sistema como una variable de control, y se emula las respuestas en potencia similares a los generadores sincrónicos comunes en la red eléctrica. Con esto se disminuye la necesidad de la inercia almacenada en las masas giratorias de los generadores y se proporciona inercia virtual mediante los sistemas de almacenamiento alimentados por convertidores.

Capítulo 7. Inercia Virtual

En la operación estable del sistema eléctrico, todas las máquinas deben permanecer en sincronismo girando a una misma frecuencia. Si los generadores pierden el sincronismo, se provocan perturbaciones, desaceleración o aceleración de los generadores o la desconexión de estos para evitar daños mayores. Como fue presentado en el capítulo anterior, los generadores ajustan su velocidad de rotación de forma espontánea ante una perturbación. Esta respuesta inercial es generada por la propia inercia cinética de los generadores para mantener la frecuencia, permitiendo un mayor tiempo de reacción ante perturbaciones de mayor envergadura.

A medida que aumentan la generación renovable y los sistemas de generación distribuida (GD), se espera un sistema eléctrico dominado por convertidores eléctricos de potencia como lo son los sistemas HVDC, los cuales están conectados y sincronizados a la red eléctrica para generar los voltajes o corrientes necesarias para aportar a la regulación en frecuencia del sistema. Pero lamentablemente, estos convertidores no entregan inercia cinética como los generadores convencionales, ya que estos no presentan masas rotatorias. También se debe a que los convertidores normalmente funcionan en el modo de seguimiento de máxima potencia (MPPT) para la optimización del rendimiento energético, lo cual no genera ninguna contribución a la inercia [1]. Entonces a medida que aumenta la generación renovable, la generación de energía mediante generadores síncronos va disminuyendo considerablemente siendo reemplazados por la electrónica de potencia, provocando una preocupación respecto a la propia estabilidad del sistema eléctrico.

Sin embargo, mediante lazos de control a estos convertidores eléctricos de potencia y el almacenamiento de energía, se puede generar una inercia sintética o denominada inercia virtual. Este almacenamiento tiene la capacidad de absorber y liberar energía dinámicamente, lo que no solamente mediante su control puede generar inercia virtual, sino que además contribuye a la volatilidad del sistema eléctrico [18].

7.1. Virtual Synchronous Generator (VSG)

El concepto del Virtual Synchronous Generator (VSG) es una aplicación a la electrónica de potencia que busca tener una respuesta similar a un generador síncrono ante una perturbación, creando una amplitud, frecuencia y un ángulo de fase para el voltaje. Con esto puede contribuir en las desviaciones de frecuencia y voltaje de la red eléctrica. Sin embargo, la tolerancia a la respuesta transitoria de este control es menor a la respuesta de un generador síncrono común. Por lo tanto, el sistema VSG puede dejar de funcionar debido a perturbaciones más grandes [19].

La relación de potencia y frecuencia de la red en el VSG viene dada por la ecuación de oscilación, la cual es fundamental para los estudios de las oscilaciones de potencia en los sistemas eléctricos de potencia. Esta ecuación se rige por el movimiento del rotor de una máquina síncrona, estableciendo que el torque de aceleración es el producto del momento de inercia del rotor con su aceleración angular [20].

La ecuación que rige el movimiento del rotor de una máquina síncrona está dada por:

$$J \frac{d^2\theta_m}{dt^2} = T_a = T_m - T_e \quad (7.1)$$

Donde, J es el momento de inercia de las masas del rotor, θ_m es la posición angular del rotor, T_a es el torque de aceleración, T_m es el torque mecánico y T_e es el torque eléctrico.

Si no se toman en cuenta las pérdidas, cualquier diferencia entre el torque mecánico y el eléctrico dará de resultado una aceleración o desaceleración del generador. Por lo tanto, como se presenta en la Fig. 7.1 el torque de aceleración será positivo cuando el torque mecánico sea mayor al eléctrico, lo que indica la aceleración del generador, en caso contrario, el generador desacelera. Se debe tener en consideración que, para un motor, tanto el torque mecánico como el eléctrico tienen signo invertido, es decir, el torque de aceleración es positivo e indica aceleración cuando el torque eléctrico es mayor al torque mecánico, en caso contrario, el motor desacelera.

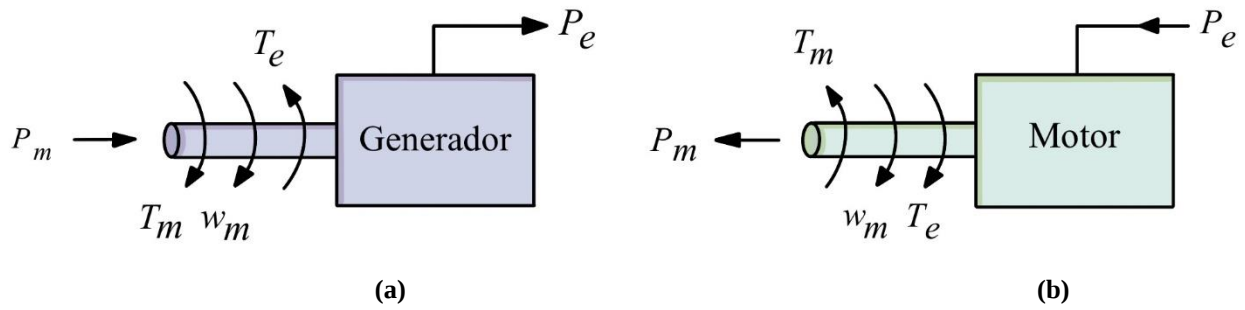


Fig. 7.1 Descripción del torque en una máquina síncronas

(a) Generador, (b) Motor

Como la velocidad del rotor con la velocidad síncrona son de interés, es conveniente medir la posición angular del rotor con respecto a un eje de referencia, donde se tiene que:

$$\theta_m = \omega_{sm} t + \delta_m \quad (7.2)$$

Donde ω_{sm} es la velocidad síncrona y δ_m es el desplazamiento angular del rotor.

Al derivar la ecuación (7.2), se tiene:

$$\frac{d^2 \theta_m}{dt^2} = \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} \quad (7.3)$$

Al reemplazar la ecuación (7.3) en (7.1), se tiene:

$$J \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = T_a = T_m - T_e \quad (7.4)$$

En términos de potencia, el torque se puede escribir de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} P_m &= T_m \omega_m \\ P_e &= T_e \omega_m \end{aligned} \quad (7.5)$$

Donde P_m es la potencia mecánica que actúa sobre el rotor, P_e es la potencia eléctrica que actúa sobre el rotor y ω_m es la velocidad angular del rotor.

Por lo tanto, al multiplicar la ecuación (7.4) con la velocidad angular, se obtiene:

$$J\omega_m \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = P_a = P_m - P_e \quad (7.6)$$

El coeficiente $J\omega_m$ es denominado como el momento angular del rotor, a una velocidad ω_m . También denominada como la constante de inercia del rotor (M). Por lo tanto, al reemplazar la constante de inercia en la ecuación (7.6), se tiene:

$$M \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = P_a = P_m - P_e \quad (7.7)$$

Sin embargo, el momento de inercia total de la máquina sincrónica es la suma de todos los momentos de inercia de las partes rotatorias de la máquina, es decir, la suma de los momentos de inercia del rotor, turbinas, ejes, etc. Por lo tanto, es conveniente expresar la constante de inercia en términos de H [21], la cual está definida como la energía cinética almacenada en la maquina síncrona en estado estacionario entre su potencia aparente nominal, expresada como:

$$H = \frac{1}{2} \frac{J\omega_{sm}^2}{S} = \frac{1}{2} \frac{M\omega_{sm}}{S} \quad (7.8)$$

Donde S es la potencia aparente en VA.

Reemplazando la ecuación (7.8) en (7.7) y dividiendo por la potencia aparente, se tiene:

$$\frac{2H}{\omega_{sm}} \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = \frac{P_a}{S} = \frac{P_m - P_e}{S} \quad (7.9)$$

Las observaciones y experiencias de los sistemas eléctricos reales dictan que, durante perturbaciones, la velocidad angular del rotor (ω_m) no sufrirá desviación alguna de manera significativa ante la velocidad síncrona nominal (ω_{sm}) [21]. Por esto, la ecuación (7.9) (considerando la frecuencia por unidad (p.u.)), puede ser reescrita como:

$$2H \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_a = P_m - P_e \quad (7.10)$$

Considerando que la derivada del ángulo del rotor es la desviación de la velocidad del rotor, la ecuación (7.10), resulta:

$$2H \frac{d\Delta\omega}{dt} = P_a = P_m - P_e \quad (7.11)$$

La ecuación resultante en (7.11) es la denominada ecuación de oscilación, mediante esta ecuación se puede determinar la dinámica de rotación de la máquina síncrona, la cual es usada para los estudios de estabilidad. Donde, H indica durante que periodo de tiempo la máquina puede suministrar la potencia a la carga usando la energía almacenada en el rotor. Cuanto mayor sea H , mayor será el tiempo de reacción del sistema para compensar la potencia y también una desviación de frecuencia menor. Los generadores síncronos generalmente varían H entre 2 a 10 segundos [19]. Por lo tanto, durante los transitorios, las diferencias de potencia del generador síncrono serán equilibrados por la demanda eléctrica (P_e) y los cambios de carga debido a la desviación de frecuencia [21]. Es decir, serán equilibrados mediante el aumento de la generación (P_m) o la disminución de la demanda eléctrica (P_e).

Capítulo 8. Topología del Rectificador de Frente Activo

Durante el avance de esta tesis, se ha mencionado la relevancia de la creciente penetración de la generación renovable y los sistemas de generación distribuida, lo que ha llevado al uso de la electrónica de potencia para la conexión de estas unidades generadoras a la red eléctrica, como pueden ser los sistemas eólicos o fotovoltaicos, implementando un control sobre el flujo de potencia eficaz y contribuir a la estabilidad de la propia red eléctrica. Por lo que el rectificador de frente activo o en sus siglas en inglés Active Front End (AFE), ha demostrado beneficios para la conexión de estas unidades generadoras debido a su bajo contenido armónico gracias a su modulación y permite un flujo de potencia bidireccional.

El rectificador AFE presentado en la Fig. 8.1 consiste en un arreglo de semiconductores IGBT con diodos antiparalelo y un enlace DC compuesto por condensadores o fuentes de tensión continuas. Este convertidor de voltaje (VSC) de dos niveles se puede comportar como rectificador o como inversor en función del sentido del flujo de la potencia, siendo así un convertidor bidireccional (back to back), esta conversión se realiza mediante la conmutación de los semiconductores, compuesto por seis IGBT con diodos antiparalelo. Las ventajas de esta topología es que permite tener un control entre la red eléctrica y el enlace DC, logrando un control de potencia activa y reactiva, reducción de la distorsión armónica de la corriente de la red eléctrica, compensación de reactivos, entre otros.

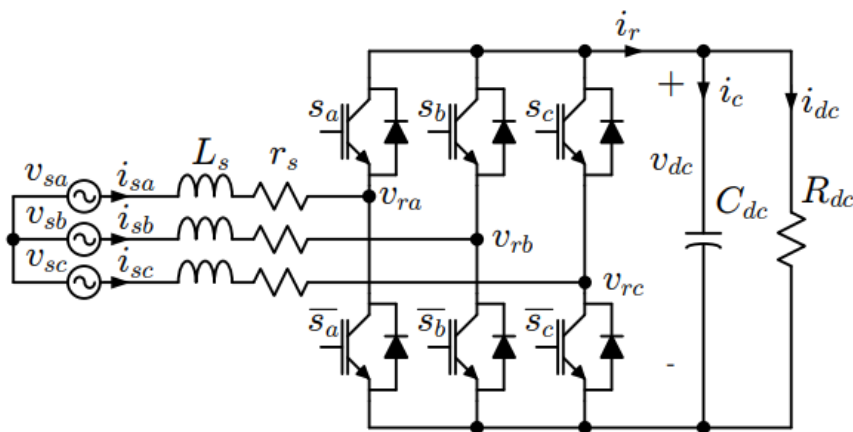


Fig. 8.1 Modelo del Rectificador de Frente Activo [22]

8.1. Modelo del AFE

El circuito del rectificador AFE presentado en la Figura 8.1 corresponde a un puente trifásico controlado conectado a la red trifásica mediante inductancias (L_s) y resistencias de entrada (r_s), las cuales representan las pérdidas asociadas del lado AC, mientras que el lado DC contiene un condensador (C_{dc}) y una carga resistiva (R_{dc}). Este circuito descrito anteriormente se puede sintetizar aplicando la ley de voltaje de Kirchhoff para cada fase, dando como resultado:

$$\begin{aligned} v_{sa} &= L_s \frac{di_{sa}}{dt} + r_{sa} i_{sa} + v_{ra} + v_{Nn} \\ v_{sb} &= L_s \frac{di_{sb}}{dt} + r_{sb} i_{sb} + v_{rb} + v_{Nn} \\ v_{sc} &= L_s \frac{di_{sc}}{dt} + r_{sc} i_{sc} + v_{rc} + v_{Nn} \end{aligned} \quad (8.1)$$

Donde, $V_{s_{abc}}$ es el voltaje de alimentación, v_{Nn} es el voltaje de modo común y $i_{s_{abc}}$ es la corriente de alimentación.

Por lo tanto, el voltaje del convertidor v_r dependerá de los estados de conmutación del rectificador, es decir, las señales de conmutación quedan como:

$$\begin{aligned} s_a &= \begin{cases} 1, & s_a \text{ encendido y } \overline{s_a} \text{ apagado} \\ 0, & s_a \text{ apagado y } \overline{s_a} \text{ encendido} \end{cases} \\ s_b &= \begin{cases} 1, & s_b \text{ encendido y } \overline{s_b} \text{ apagado} \\ 0, & s_b \text{ apagado y } \overline{s_b} \text{ encendido} \end{cases} \\ s_c &= \begin{cases} 1, & s_c \text{ encendido y } \overline{s_c} \text{ apagado} \\ 0, & s_c \text{ apagado y } \overline{s_c} \text{ encendido} \end{cases} \end{aligned}$$

Entonces, el voltaje del convertidor en función de los estados de conmutación puede quedar descrita como:

$$\begin{aligned} v_{ra} &= s_a v_{dc} \\ v_{rb} &= s_b v_{dc} \\ v_{rc} &= s_c v_{dc} \end{aligned} \quad (8.2)$$

Reemplazando las ecuaciones (8.2) en (8.1) y realizando la suma de estas, nos queda:

$$v_{sa} + v_{sb} + v_{sc} = L_s \frac{d(i_{sa} + i_{sb} + i_{sc})}{dt} + r_s (i_{sa} + i_{sb} + i_{sc}) + v_{dc} (s_a + s_b + s_c) + 3v_{Nn} \quad (8.3)$$

Si se consideran los voltajes y corrientes balanceadas, se tiene que:

$$\begin{aligned} v_{sa} + v_{sb} + v_{sc} &= 0 \\ i_{sa} + i_{sb} + i_{sc} &= 0 \end{aligned} \quad (8.4)$$

Despejando la ecuación (8.3), se tiene la ecuación del voltaje de modo común como:

$$v_{Nn} = \frac{1}{3} v_{dc} (s_a + s_b + s_c) \quad (8.5)$$

Reemplazando la ecuación (8.5) en la ecuación (8.1) se tiene:

$$\begin{aligned} v_{sa} &= L_s \frac{di_{sa}}{dt} + r_{sa} i_{sa} + \frac{v_{dc}}{3} (2s_a - s_b - s_c) \\ v_{sb} &= L_s \frac{di_{sb}}{dt} + r_{sb} i_{sb} + \frac{v_{dc}}{3} (-s_a + 2s_b - s_c) \\ v_{sc} &= L_s \frac{di_{sc}}{dt} + r_{sc} i_{sc} + \frac{v_{dc}}{3} (-s_a - s_b + 2s_c) \end{aligned} \quad (8.6)$$

Donde, la ecuación (8.6) expresa el voltaje del convertidor junto con el voltaje del modo común para voltajes trifásicas balanceadas.

Si se reescribe las ecuaciones (8.6) de forma matricial, queda como:

$$v_s = L_s \frac{d}{dt} i_s + r_s i_s + M_s v_{dc} \quad (8.7)$$

Donde,

$$v_s = \begin{bmatrix} v_{sa} \\ v_{sb} \\ v_{sc} \end{bmatrix}, i_s = \begin{bmatrix} i_{sa} \\ i_{sb} \\ i_{sc} \end{bmatrix}, s = \begin{bmatrix} s_a \\ s_b \\ s_c \end{bmatrix} \quad (8.8)$$

$$M = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \quad (8.9)$$

Para el lado DC del circuito presentado en la Fig. 8.1 se aplica la ley de corrientes de Kirchhoff considerando los estados de conmutación para las corrientes, se tiene:

$$i_{sa} s_a + i_{sb} s_b + i_{sc} s_c = C_{dc} \frac{d}{dt} v_{dc} + \frac{v_{dc}}{r_{dc}} \quad (8.10)$$

Con estas ecuaciones se puede tener un control de la potencia del convertidor mediante el control de los pulsos de disparo, con estos pulsos se genera un voltaje determinado en el convertidor que permita una corriente deseada por el lado AC del sistema.

8.2. Modulación PWM

El voltaje de salida del convertidor se puede controlar mediante los índices de modulación provenientes de la modulación por ancho de pulso (PWM), ajustando los encendidos y apagados de los dispositivos semiconductores, comparando una señal de modulación de referencia junto a una señal triangular llamada portadora. El índice de modulación está definido como:

$$m_a = \frac{V_{m_peak}}{V_{cr_peak}} \quad (8.11)$$

Donde V_{m_peak} es el valor peak de la señal moduladora y V_{cr_peak} es el valor peak de la señal portadora.

Por lo tanto, cuando la señal moduladora es mayor que la triangular se tiene un pulso de salida en el tren de pulso correspondiente para cada fase, como se presenta en la Fig. 8.2, donde las señales digitales del tren de pulso estarán multiplicadas por el voltaje continuo, es decir irá entre 0 a V_{DC} . Permitiendo al convertidor crear dos niveles de voltaje.

Generalmente, es la amplitud de la señal moduladora la que varía para modificar el índice de modulación, permaneciendo la señal portadora constante.

De manera similar, se puede controlar mediante el índice de modulación en frecuencia, la cual compara la frecuencia de la señal portadora junto a la frecuencia de la señal moduladora. El índice de modulación de frecuencia está definido como:

$$m_f = \frac{f_{cr}}{f_m} \quad (8.12)$$

Donde f_{cr} es la frecuencia de la señal portadora y f_m es la frecuencia de la señal moduladora.

Este índice de modulación en frecuencia no es empleada de forma frecuente.

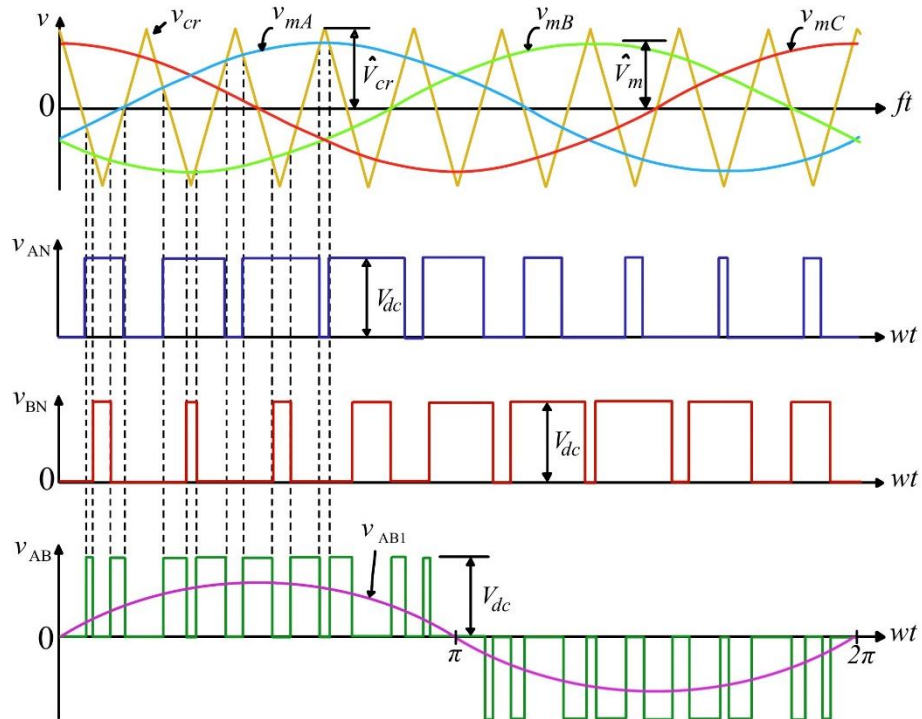


Fig. 8.2 Técnica de modulación PWM

8.3. Contenido armónico

La modulación PWM presenta características determinantes para el valor de su componente fundamental y sus componentes armónicas. El espectro armónico que puede resultar en la modulación PWM se presenta en la Fig. 8.3, donde los armónicos resultan entre las bandas laterales alrededor del índice de modulación en frecuencia, es decir, mf , $2mf$, $3mf$ y así sucesivamente, considerando que el índice de modulación m_a se encuentre entre el rango de 0 y 1. Las frecuencias en donde ocurren las armónicas se expresa como [14]:

$$f_h = (jm_f \pm k)f_1 \quad (8.13)$$

Donde el orden armónico h representa a la banda lateral del número k de j veces la relación de modulación de frecuencia m_f .

$$h = j(m_f) \pm k \quad (8.14)$$

Donde $j = 1, 2, 3, \dots$ y $k = 1, 3, 5, \dots$

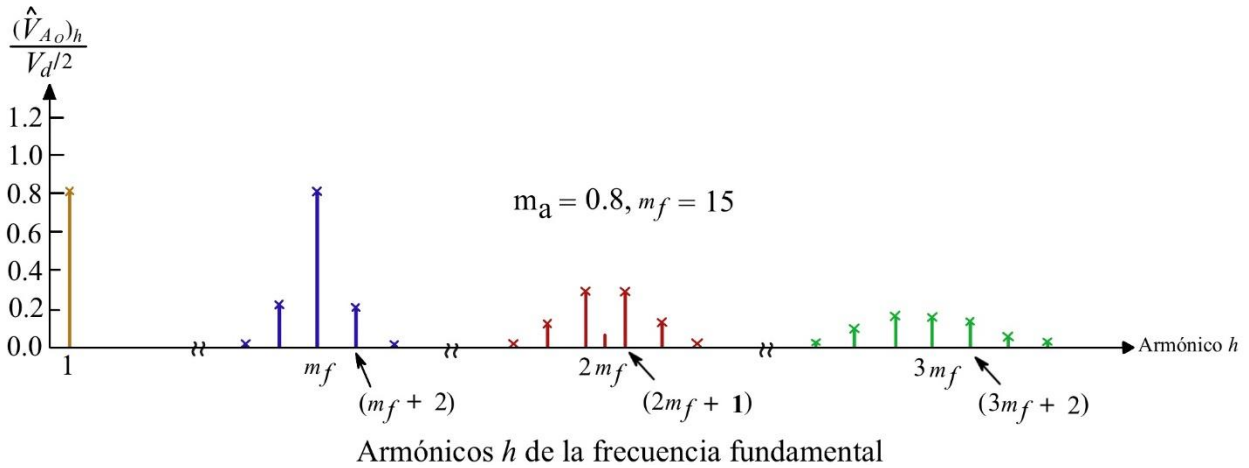


Fig. 8.3 Armónicos h de la frecuencia fundamental

Entonces, como se puede apreciar en la Fig. 8.3 (para un $m_f = 15, m_a = 0.8$), el lugar donde aparecen los armónicos viene determinado por el índice de modulación en frecuencia, por lo tanto, entre mayor es el índice de modulación en frecuencia, más a la derecha se desplazan los armónicos, entonces va a permitir el uso de filtros más pequeños a la salida del convertidor, resultando corrientes de menor distorsión armónica.

Para valores pequeños del índice de modulación en frecuencia ($m_f \leq 21$) las señales de onda triangular y la portadora deben estar sincronizadas (PWM síncrono) es decir, m_f debe ser un numero entero. Caso contrario, donde las señales no están sincronizadas (PWM asíncrono), generaran subarmónicos de la frecuencia fundamental. Para los índices de modulación en frecuencia más altas ($m_f > 21$), los subarmónicos son insignificantes debido a la PWM asíncrono, sin embargo, si el convertidor alimenta, por ejemplo, un motor AC, los armónicos de bajas frecuencia (cercano a cero) generaran corrientes indeseables [14].

En los casos donde exista sobre modulación, es decir, la modulación supere su rango entre 0 y 1, provoca que la amplitud del voltaje de frecuencia fundamental no varía en forma lineal con m_a , haciendo que el voltaje de salida contenga más armónicos en comparación con un índice de

modulación en el rango deseable ($m_a \leq 1$), pero de baja amplitud, como se presenta en la Fig. 8.4, (para un $m_f = 15, m_a = 2.5$).

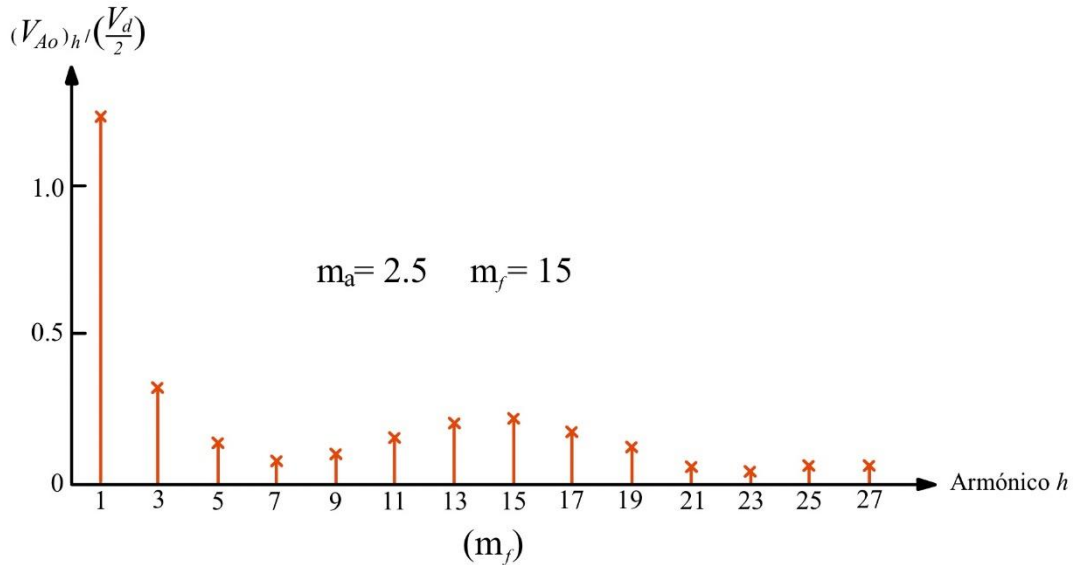


Fig. 8.4 Armónicos h de la frecuencia fundamental con sobre modulación

Es por esto, que para índices de modulación altos (entre 0.8 y 0.9) el convertidor opera en condiciones nominales, por lo tanto, tendrá una distorsión armónica total baja. Sin embargo, para un bajo índice de modulación, la distorsión armónica total será de porcentajes mayores. Para el caso de la sobre modulación, permitirá tener una distorsión armónica más baja y un aumento de la fundamental en amplitud, pero sacrificando el control del sistema debido a la falta de referencia para la conmutación.

Capítulo 9. Estrategia de control del convertidor AFE

Para la estrategia propuesta del controlador AFE, se tomará de referencia el diseño del circuito presentado en la Fig. 9.1, la cual está compuesta por una fuente de tensión continua regenerativa (permitiendo la emulación de un sistema de almacenamiento) en el sector DC. Para sector alterno AC, se comprende por filtros inductivos en la salida del convertidor (L_c), una carga trifásica resistiva, resistencias (r_s) e inductancias (L_s) en la entrada AC que modelan las pérdidas y un transformador de aislamiento.

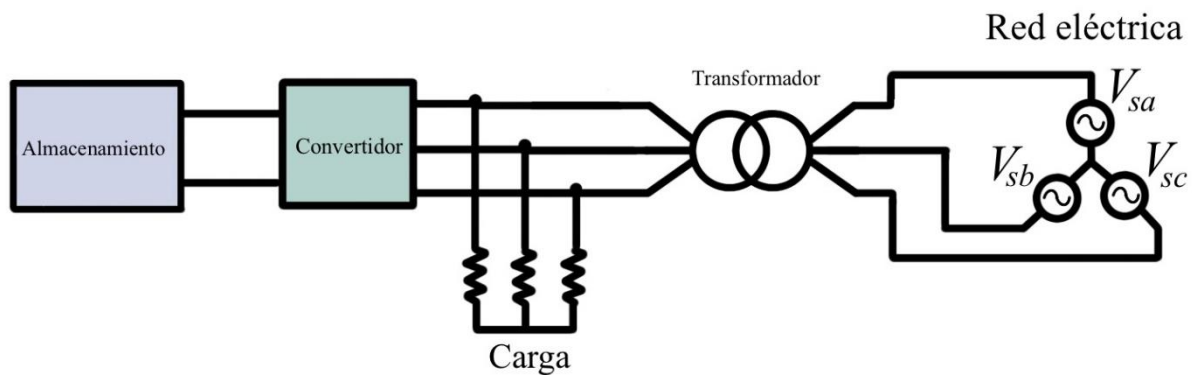


Fig. 9.1 Circuito rectificador AFE propuesto

El control del convertidor operado como Grid - Following viene dado por la implementación de un control sobre los índices de modulación que ingresan a los dispositivos semiconductores, lo cual es fundamental para poder controlar el voltaje que se puede crear con el convertidor. Al tener un control sobre este voltaje, permite tener un control sobre la dirección y magnitud del flujo de potencia proveniente de la red eléctrica. Esta información proveniente de los índices de modulación viene de un control previo que involucra a las corrientes del lado AC, controladores PI y la incorporación de la inercia virtual, las cuales son detalladas en las secciones siguientes.

9.1. Transformada de Clark

La transformada de Clark, permite convertir las componentes en el dominio del tiempo de una señal sinusoidal trifásica alterna desfasada en 120° (abc) a una señal bifásica alterna desfasada en 90° perteneciente a un marco de referencia estacionario ortogonal ($\alpha\beta$).

Un sistema trifásico balanceado se puede escribir como:

$$\begin{aligned} V_{an}(t) &= \hat{V} \sin(\omega t) \\ V_{bn}(t) &= \hat{V} \sin\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) \\ V_{cn}(t) &= \hat{V} \sin\left(\omega t + \frac{2\pi}{3}\right) \end{aligned} \quad (9.1)$$

Donde $\hat{V}$ es la amplitud del voltaje y ω la frecuencia angular. Si las ecuaciones presentadas en (9.1) son transformadas a su forma exponencial compleja, se tiene que:

$$\vec{V}(t) = \frac{2}{3} \left[e^{j0} V_{an}(t) + e^{j\frac{2\pi}{3}} V_{bn}(t) + e^{-j\frac{2\pi}{3}} V_{cn}(t) \right] \quad (9.2)$$

Luego, la expresión presentada en (9.2) se puede reescribir en sus componentes reales e imaginarias como:

$$\vec{V}(t) = V_\alpha(t) + jV_\beta(t) \quad (9.3)$$

De esta forma, el vector se puede descomponer en dos partes, donde α representa la parte real y β representa la parte imaginaria.

Si se despeja la ecuación (9.2) como:

$$\vec{V}(t) = \frac{2}{3} \left[V_{an}(t) + V_{bn}(t) \cos\left(\frac{2\pi}{3}\right) + jV_{bn}(t) \sin\left(\frac{2\pi}{3}\right) + V_{cn}(t) \cos\left(\frac{2\pi}{3}\right) - jV_{cn}(t) \sin\left(\frac{2\pi}{3}\right) \right] \quad (9.4)$$

$$\vec{V}(t) = \frac{2}{3} \left[V_{an}(t) + \frac{1}{2} V_{bn}(t) + j \frac{\sqrt{3}}{2} V_{bn}(t) - \frac{1}{2} V_{cn}(t) - j \frac{\sqrt{3}}{2} V_{cn}(t) \right] \quad (9.5)$$

Luego, al igualar la ecuación (9.5) con la ecuación (9.3), se tiene:

$$\begin{aligned} V_{\alpha}(t) &= \frac{2}{3} \left[V_{an}(t) - \frac{1}{2} V_{bn}(t) - \frac{1}{2} V_{cn}(t) \right] \\ V_{\beta}(t) &= \frac{2}{3} \left[\frac{\sqrt{3}}{2} V_{bn}(t) - \frac{\sqrt{3}}{2} V_{cn}(t) \right] \end{aligned} \quad (9.6)$$

Llevado de forma matricial:

$$\begin{bmatrix} V_{\alpha}(t) \\ V_{\beta}(t) \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{an}(t) \\ V_{bn}(t) \\ V_{cn}(t) \end{bmatrix} \quad (9.7)$$

Con esta ecuación se reduce un sistema de tres componentes a una de dos componentes, con el cual se puede tener un control de la parte real e imaginaria como se presenta en la Fig. 9.2.

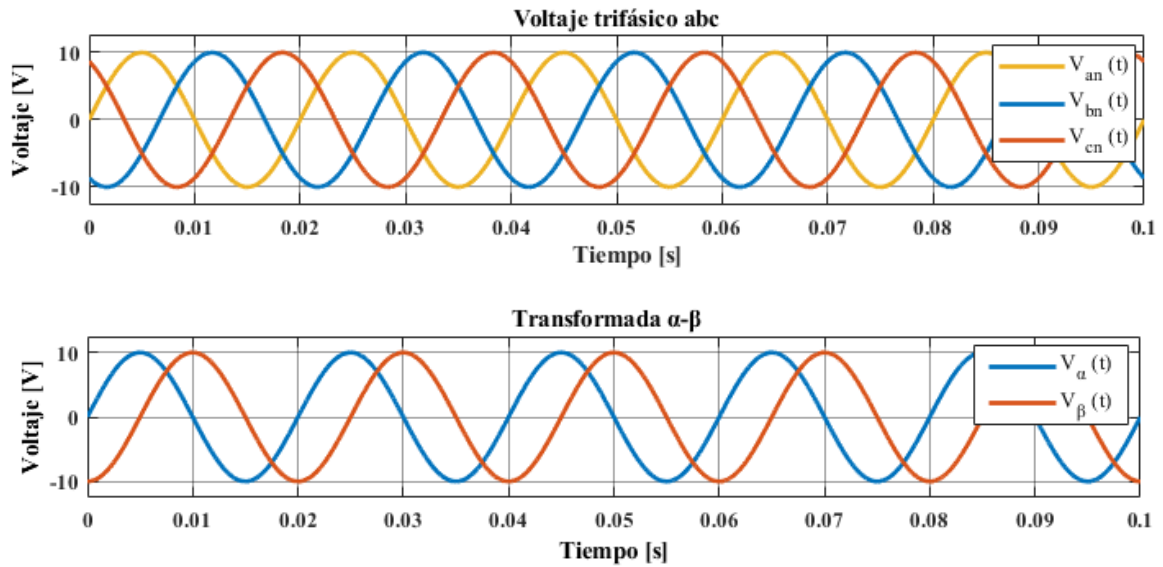


Fig. 9.2 Transformación de voltaje trifásico a coordenadas α - β

9.2. Transformada de Park

La transformada de Park, permite convertir las componentes bifásicas alternas pertenecientes al marco de referencia estacionario ortogonal ($\alpha\beta$) a un marco de referencia rotatorio ortogonal (dq). La ventaja de esta transformación es que permite convertir las componentes alternas a continuas, lo que se traduce a una simplificación en los cálculos. Además, controlar convertidores mediante componentes alternas es de mayor complejidad y se requieren de controladores resonantes [11].

Sin embargo, como se verá en los capítulos siguientes, los convertidores son diseñados mediante controladores PI, los cuales son de características efectivas cuando se trata de señales de naturaleza continua, permitiendo un error en estado estacionario igual a cero. Caso contrario, cuando se trata de señales alternas o periódicas, debido a que el término integrador (K_c/s) de los controladores PI, no se logra que la ganancia tienda a infinito, lo que provoca que no resulte un error en estado estacionario igual a cero.

La transformada de Park puede ser escrita como:

$$\vec{V}(t) = V_d(t) + jV_q(t) = [V_\alpha(t) + jV_\beta(t)]e^{-j\theta(t)} \quad (9.8)$$

Donde el ángulo θ representa el ángulo de referencia.

Despejando la ecuación (9.8), se tiene:

$$V_d(t) + jV_q(t) = [V_\alpha(t) + jV_\beta(t)][\cos(\theta) - j\sin(\theta)] \quad (9.9)$$

$$V_d(t) + jV_q(t) = [V_\alpha(t)\cos(\theta) - jV_\beta(t)\sin(\theta) + jV_\beta(t)\cos(\theta) + V_\alpha(t)\sin(\theta)] \quad (9.10)$$

Separando la parte real (d) e imaginaria (q), se tiene:

$$\begin{aligned} V_d(t) &= V_\alpha(t)\cos(\theta) + V_\beta(t)\sin(\theta) \\ V_q(t) &= -V_\alpha(t)\sin(\theta) + V_\beta(t)\cos(\theta) \end{aligned} \quad (9.11)$$

Llevando la ecuación (9.11) de forma matricial:

$$\begin{bmatrix} V_d(t) \\ V_q(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \sin(\theta) \\ -\sin(\theta) & \cos(\theta) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_\alpha(t) \\ V_\beta(t) \end{bmatrix} \quad (9.12)$$

Si las ecuaciones (9.7) y (9.12) se combinan, resulta la transformada abc / dq de forma directa, expresada como:

$$\begin{bmatrix} V_d(t) \\ V_q(t) \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \sin(\theta) & \sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{an}(t) \\ V_{bn}(t) \\ V_{cn}(t) \end{bmatrix} \quad (9.13)$$

Los cambios de coordenadas realizadas fueron consideradas las señales de voltaje, pero también se puede realizar estas transformaciones para la corriente:

$$\begin{bmatrix} i_d(t) \\ i_q(t) \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \sin(\theta) & \sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{an}(t) \\ i_{bn}(t) \\ i_{cn}(t) \end{bmatrix} \quad (9.14)$$

Con esta ecuación se reduce un sistema de tres componentes alternas a una de dos componentes continuas, con el cual se puede tener un control de la parte real e imaginaria como se presenta en la Fig. 9.3, de esta forma se facilita el control de los sistemas mediante controladores PI.

La parte real e imaginaria presentadas en los cambios de coordenadas, se puede traducir en términos de potencia activa y reactiva. Por lo tanto, como se presentará en capítulos posteriores, al controlar las componentes rotatorias dq se tiene un control de potencia activa (P) y reactiva (Q), solo modificando la referencia de estas componentes.

La potencia activa y reactiva en términos dq vienen dadas por:

$$\begin{aligned} P(t) &= \frac{3}{2} [V_d(t)i_d(t) + V_q(t)i_q(t)] \\ Q(t) &= \frac{3}{2} [V_q(t)i_d(t) - V_d(t)i_q(t)] \end{aligned} \quad (9.15)$$

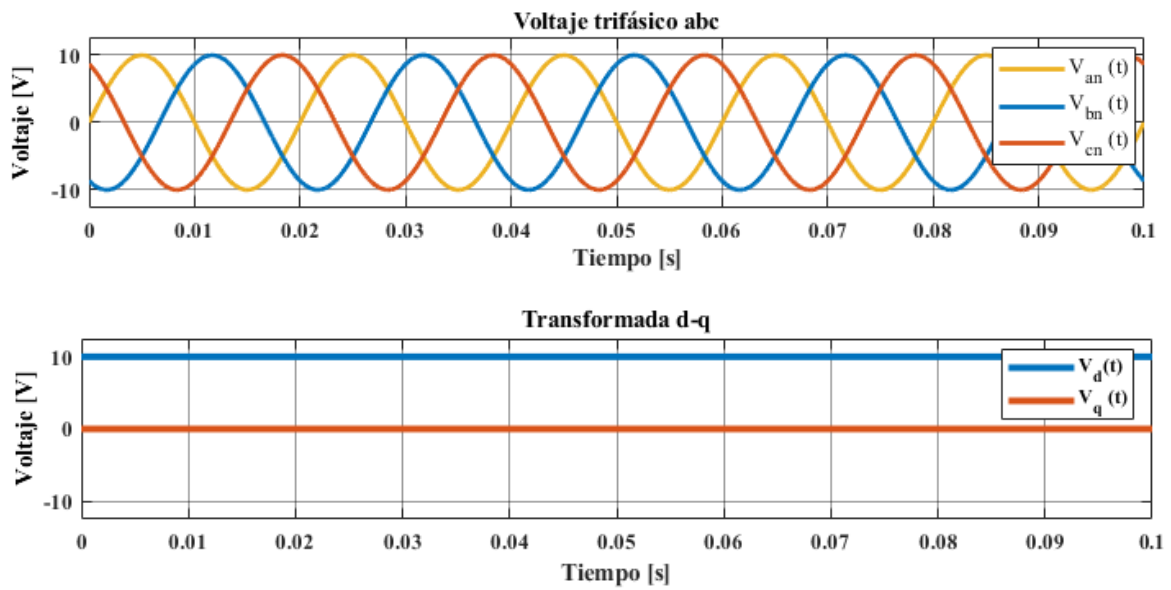


Fig. 9.3 Transformación de voltaje trifásico a coordenadas d-q

9.3. Control sobre la corriente alterna

Para el control del sistema, es necesario un método que permita transformar una señal trifásica sinusoidal a señales continuas, por lo tanto, es necesario medir sus corrientes $I_{s_{abc}}$ con el objetivo de realizar el cambio de coordenadas abc/dq o también, la denominada transformada de Park. Este cambio de referencia además de entregar ambas señales constantes en régimen estacionario permite el control de la corriente en sus componentes rotatorios completamente sincronizado con la red eléctrica mediante el PLL, y así controlar potencia activa (coordenada d) y la reactiva (coordenada q). Por lo tanto, es posible controlar la potencia del sistema realizando una comparación entre el valor de corriente calculada y una corriente de referencia (para ambas coordenadas), asegurando un error de estado estacionario igual a cero mediante la implementación de un controlador PI como se muestra en las Fig. 9.4 y Fig. 9.5.

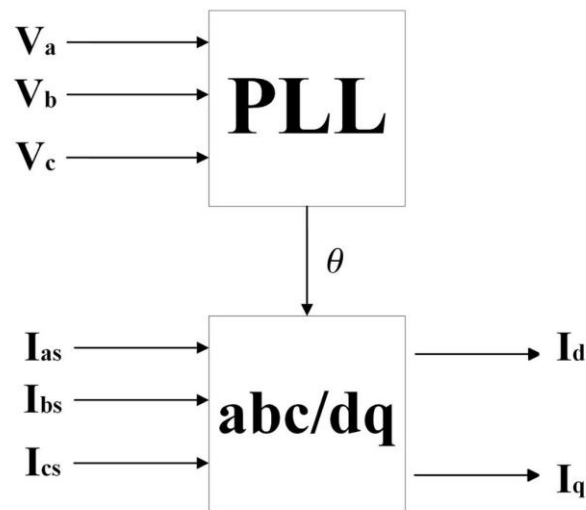


Fig. 9.4 Cambio de coordenadas convertidor

La salida del PI corresponde al índice de modulación para ambas coordenadas, las cuales son transformadas de coordenadas dq/abc para ser ingresadas al convertidor. Ambas transformadas $abc/dq-dq/abc$ se realizan mediante un PLL, debido a que las componentes dq giran a la frecuencia de la red, por lo tanto, se toma la referencia de voltaje de la red eléctrica para obtener el ángulo de la red para controlar las señales en coordenadas rotatorias.

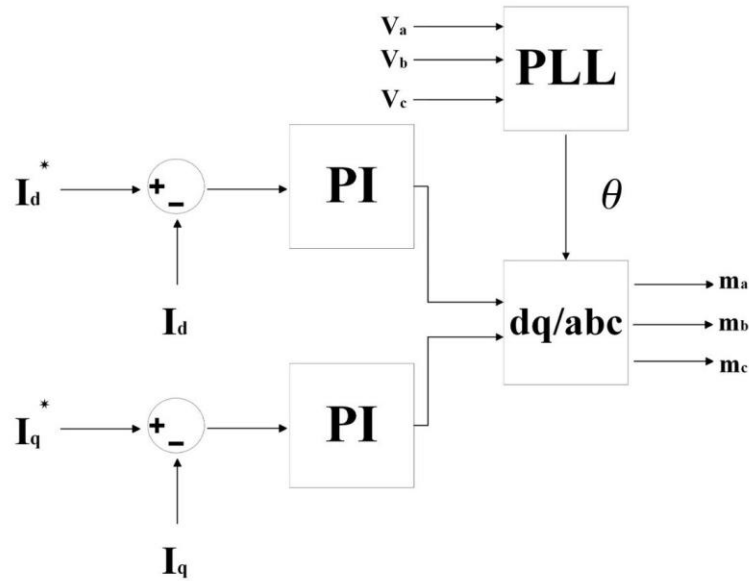


Fig. 9.5 Control de corrientes I_d e I_q

9.4. Sintonización del controlador PI

Para la sintonización del controlador PI es necesario modelar la planta del sistema considerando el lado alterno, este sistema modelado en Laplace permitirá obtener los valores proporcionales e integrativas del PI a través de su sintonización.

El modelo de la planta de la parte AC del convertidor viene dada por (8.7):

$$v_s = L_s \frac{d}{dt} i_s + r_s i_s + M_s v_{dc}$$

La componente s representa uno los estados de conmutación del convertidor, por lo tanto, esta variable discreta no es útil para la sintonización del controlador PI.

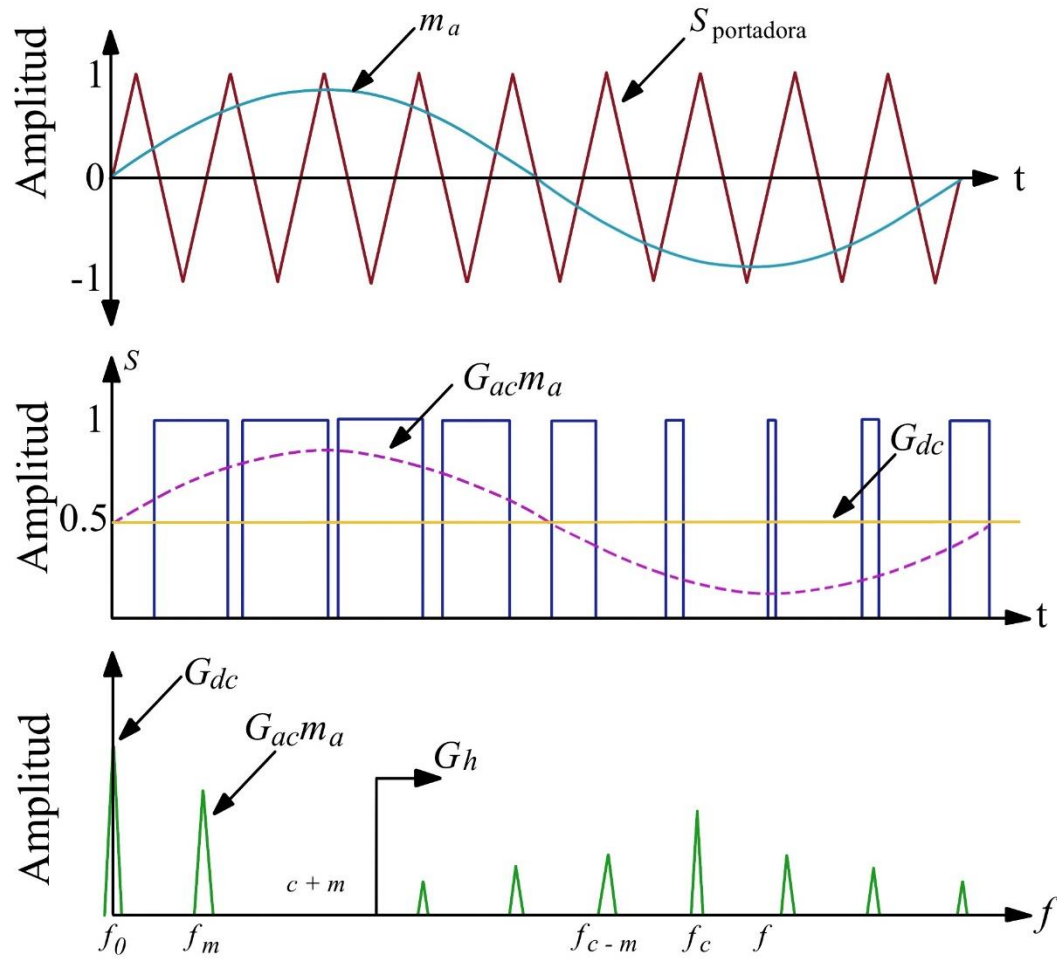


Fig. 9.6 Representación de los estados de conmutación

Para la correcta sintonización del controlador PI es necesario un modelo continuo de la modulación como se presenta en la Figura 9.6. Donde, los estados de conmutación o tren de pulsos se puede escribir como:

$$s = G_{dc} + G_{ac} m_s + G_H \quad (9.16)$$

Donde G_{dc} es la componente continua de la modulación, G_{ac} es la ganancia de la componente fundamental m_s y G_H son los componentes de alta frecuencia.

Reemplazando la ecuación (9.16) en (8.7), se tiene:

$$v_s = L_s \frac{d}{dt} i_s + r_s i_s + M(G_{dc} + G_{ac} m_s + G_H) v_{dc} \quad (9.17)$$

Si se desarrolla la ecuación (9.17) para cada fase, se tiene:

$$\begin{aligned} v_{sa} &= L_s \frac{di_{sa}}{dt} + r_{sa} i_{sa} + \frac{v_{dc}}{3} [G_{dc}(2-1-1) + G_{ac}(2m_a - m_b - m_c) + G_H(2-1-1)] \\ v_{sb} &= L_s \frac{di_{sb}}{dt} + r_{sb} i_{sb} + \frac{v_{dc}}{3} [G_{dc}(-1+2-1) + G_{ac}(-m_a + 2m_b - m_c) + G_H(-1+2-1)] \\ v_{sc} &= L_s \frac{di_{sc}}{dt} + r_{sc} i_{sc} + \frac{v_{dc}}{3} [G_{dc}(-1-1+2) + G_{ac}(-m_a - m_b + 2m_c) + G_H(-1-1+2)] \end{aligned} \quad (9.18)$$

Se puede ver en la ecuación (9.18) que la componente continua y de altas frecuencias de la modulación se cancelan, resultando:

$$\begin{aligned} v_{sa} &= L_s \frac{di_{sa}}{dt} + r_{sa} i_{sa} + \frac{1}{3} [G_{ac}(2m_a - m_b - m_c)] v_{dc} \\ v_{sb} &= L_s \frac{di_{sb}}{dt} + r_{sb} i_{sb} + \frac{1}{3} [G_{ac}(-m_a + 2m_b - m_c)] v_{dc} \\ v_{sc} &= L_s \frac{di_{sc}}{dt} + r_{sc} i_{sc} + \frac{1}{3} [G_{ac}(-m_a - m_b + 2m_c)] v_{dc} \end{aligned} \quad (9.19)$$

El modelo resultante aún contempla las ganancias de la componente fundamental, por lo tanto, si se considera una señal modulante balanceada, se tiene:

$$\begin{aligned} m_a + m_b + m_c &= 0 \\ m_a &= -m_b - m_c \\ m_b &= -m_a - m_c \\ m_c &= -m_a - m_b \end{aligned} \quad (9.20)$$

Reemplazando las ecuaciones (9.20) en (9.19), resulta:

$$\begin{aligned}
v_{sa} &= L_s \frac{di_{sa}}{dt} + r_{sa} i_{sa} + G_{ac} m_a v_{dc} \\
v_{sb} &= L_s \frac{di_{sb}}{dt} + r_{sb} i_{sb} + G_{ac} m_b v_{dc} \\
v_{sc} &= L_s \frac{di_{sc}}{dt} + r_{sc} i_{sc} + G_{ac} m_c v_{dc}
\end{aligned} \tag{9.21}$$

Donde se puede apreciar que la ecuación (9.21) ya no depende de la componente discreta s producto de los estados de conmutación, si no que depende de la ganancia fundamental, el índice de modulación y el voltaje v_{dc} . Por lo tanto, se obtiene un modelo continuo del convertidor, con el cual permite la sintonización de los controladores PI. Descrito como:

$$v_s = L_s \frac{d}{dt} i_s + r_s i_s + G_{ac} m_s v_{dc} \tag{9.22}$$

Sin embargo, se debe tener en cuenta la importancia de la señal de entrada al controlador PI, como fue explicado anteriormente, esta debe ser en señales continuas para asegurar un error de estado estacionario igual a cero. Por lo tanto, al trabajar la ecuación (9.21) para llevarlas en términos de coordenadas rotatorias, se tiene:

$$\begin{aligned}
v_s &= L_s \frac{d}{dt} i_s + r_s i_s + G_{ac} m_s v_{dc} \quad /*e^{j\omega_s t} \\
v_s e^{j\omega_s t} &= L_s \frac{d}{dt} i_s e^{j\omega_s t} + r_s i_s e^{j\omega_s t} + G_{ac} m_s v_{dc} e^{j\omega_s t} \\
v_{s_{dq}} e^{j\omega_s t} &= j\omega_s L_s i_{s_{dq}} e^{j\omega_s t} + L_s \frac{d}{dt} i_{s_{dq}} e^{j\omega_s t} + r_s i_{s_{dq}} e^{j\omega_s t} + G_{ac} m_{sdq} v_{dc} e^{j\omega_s t} \quad /*e^{-j\omega_s t} \\
v_{s_{dq}} &= j\omega_s L_s i_{s_{dq}} + L_s \frac{d}{dt} i_{s_{dq}} + r_s i_{s_{dq}} + G_{ac} m_{sdq} v_{dc}
\end{aligned} \tag{9.23}$$

Considerando las componentes reales e imaginarias de la corriente y voltaje:

$$\begin{aligned}
i_{s_{dq}} &= i_{s_d} + j i_{s_q} \\
v_{s_{dq}} &= v_{s_d} + j v_{s_q}
\end{aligned} \tag{9.24}$$

Reemplazando la ecuación (9.24) en (9.23), se tiene:

$$v_{s_d} + jv_{s_q} = j\omega_s L_s i_{s_d} - \omega_s L_s i_{s_q} + L_s \frac{d}{dt} i_{s_d} + jL_s \frac{d}{dt} i_{s_q} + r_s i_{s_d} + jr_s i_{s_q} + G_{ac} m_{s_d} v_{dc} + jG_{ac} m_{s_q} v_{dc} \quad (9.25)$$

Separando la parte real e imaginaria de la ecuación (9.25), se tiene:

$$\begin{aligned} v_{s_d} &= \omega_s L_s i_{s_d} + L_s \frac{d}{dt} i_{s_q} + r_s i_{s_q} + G_{ac} m_{s_q} v_{dc} \\ v_{s_q} &= -\omega_s L_s i_{s_d} + L_s \frac{d}{dt} i_{s_d} + r_s i_{s_d} + G_{ac} m_{s_d} v_{dc} \end{aligned} \quad (9.26)$$

Como se puede ver en la ecuación (9.26), se tiene términos cruzado entre ambas componentes, es decir, existe una componente d en q , como de q en d . Este acoplamiento es considerado como una perturbación, por lo cual no afecta en el modelo. Además, al contar con un sistema sincronizado a la red eléctrica, donde el voltaje de la red esta referenciado con la componente d , la componente q de voltaje será igual a cero. Por último, la componente d de voltaje también es considerado como una perturbación.

Por lo tanto, la ecuación (9.26) queda expresada como:

$$\begin{aligned} 0 &= L_s \frac{d}{dt} i_{s_d} + r_s i_{s_d} + G_{ac} m_{s_d} v_{dc} \\ 0 &= L_s \frac{d}{dt} i_{s_q} + r_s i_{s_q} + G_{ac} m_{s_q} v_{dc} \end{aligned} \quad (9.27)$$

Con lo anterior, se llega de un modelo no continuo del convertidor a un modelo continuo, lineal y de primer orden que depende de la ganancia fundamental $G_{ac} = 0.5$, el índice de modulación que tiene un valor continuo de -1 a 1 para cada coordenada y un voltaje continuo v_{dc} . Por lo tanto, se puede aplicar la transformada de Laplace para la sintonización de los controladores PI.

Aplicando Laplace a la ecuación (9.27), se tiene:

$$\begin{aligned} 0 &= (sL_s + r_s) i_{s_d}(s) + G_{ac} v_{dc} m_{s_d}(s) \\ 0 &= (sL_s + r_s) i_{s_q}(s) + G_{ac} v_{dc} m_{s_q}(s) \end{aligned} \quad (9.28)$$

Finalmente, se obtiene la función de transferencia que relaciona las componentes del índice de modulación y las componentes de las corrientes en sus coordenadas dq , como:

$$\frac{i_{s_d}(s)}{m_{s_d}(s)} = -\frac{G_{ac}V_{dc}}{L_s s + r_s} \quad (9.29)$$

$$\frac{i_{s_q}(s)}{m_{s_q}(s)} = -\frac{G_{ac}V_{dc}}{L_s s + r_s}$$

Para obtener la constante proporcional e integrativa del PI, se utiliza la función de transferencia resultante, considerando una frecuencia de corte de $f_c = 600[\text{Hz}]$ y un factor de amortiguamiento $\xi = 0.7071$. Obteniendo lo siguiente:

$$k_p = -0.78052$$

$$T_i = 1/1306$$

Donde, k_p es la ganancia proporcional y T_i la ganancia integrativa.

En la Fig. 9.7 y Fig. 9.8, se presenta el lugar geométrico de las raíces (LGR), donde se muestra la ubicación de los polos del lazo cerrado ubicados sobre el factor de amortiguamiento y la frecuencia de corte de la planta del convertidor, de manera de tener un sistema estable bajo cambios de carga.

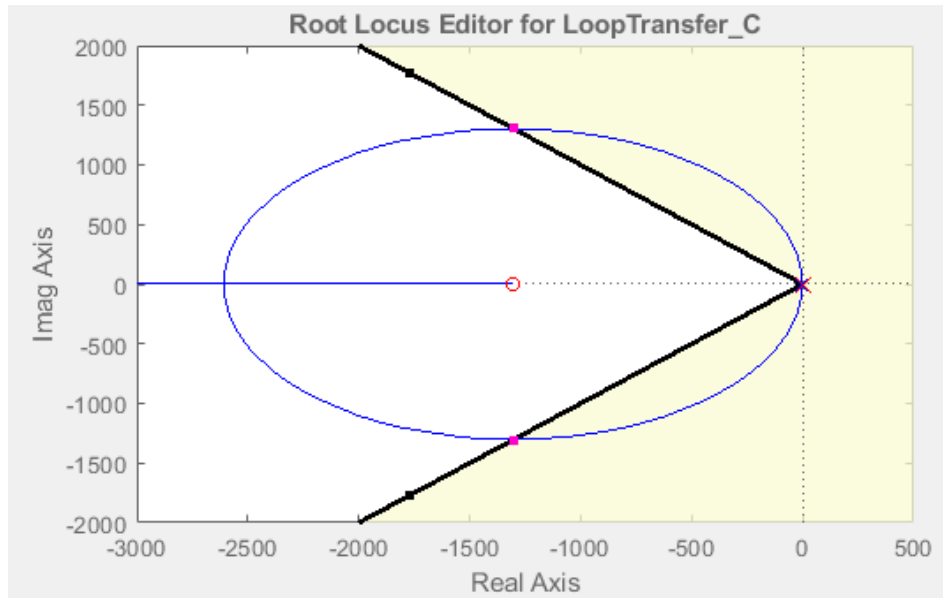


Fig. 9.7 LGR de la planta del convertidor

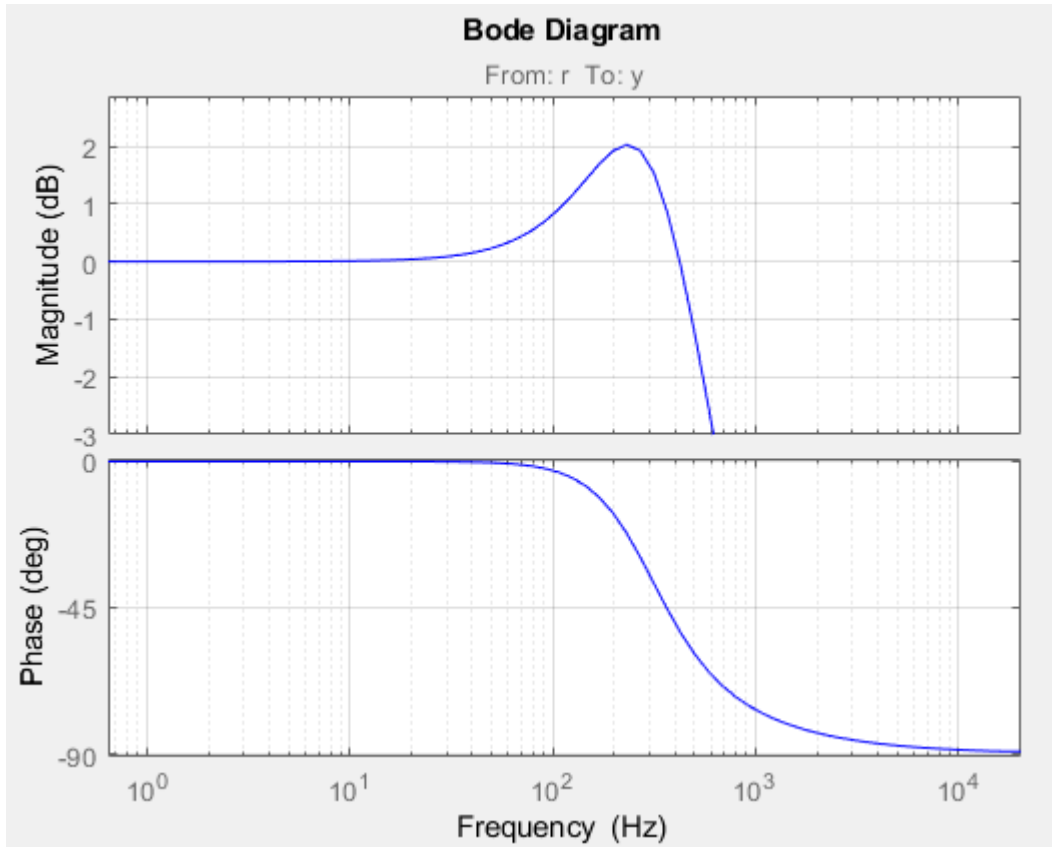


Fig. 9.8 Diagrama de bode lazo cerrado de la planta del convertidor

9.5. Implementación de la inercia virtual

La ecuación que representa la inercia virtual en el convertidor es a través de la ecuación de oscilación presentada en la ecuación (7.11). Al reemplazar la ecuación en base al control del convertidor propuesto, resulta:

$$2H \frac{d\Delta\omega}{dt} = P_m^* - P_m \quad (9.30)$$

A partir de esta ecuación se puede emular lo que es la dinámica de un generador síncrono.

Transformando la ecuación (9.30) en términos de Laplace, se tiene:

$$\frac{\Delta\omega}{P_m^* - P_m} = \frac{1}{2HS} \quad (9.31)$$

Donde $\Delta\omega$ es la variación de la velocidad angular y P_m es la potencia activa del sistema.

Para obtener la constante proporcional e integrativa del PI, se utiliza la función de transferencia resultante, considerando una frecuencia de corte de $f_c = 100[\text{Hz}]$ y un factor de amortiguamiento $\xi = 0.7071$. Obteniendo lo siguiente:

$$k_p = 15.104$$

$$T_i = 1/815.9$$

Donde, k_p es la ganancia proporcional y T_i la ganancia integrativa.

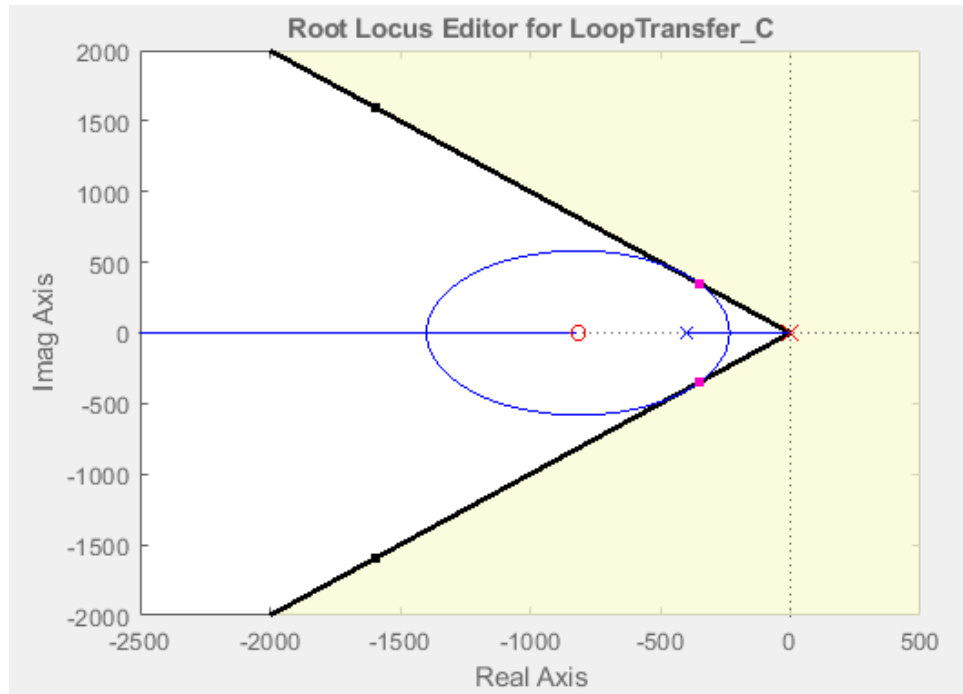


Fig. 9.9 LGR de la planta modelada para la inercia virtual

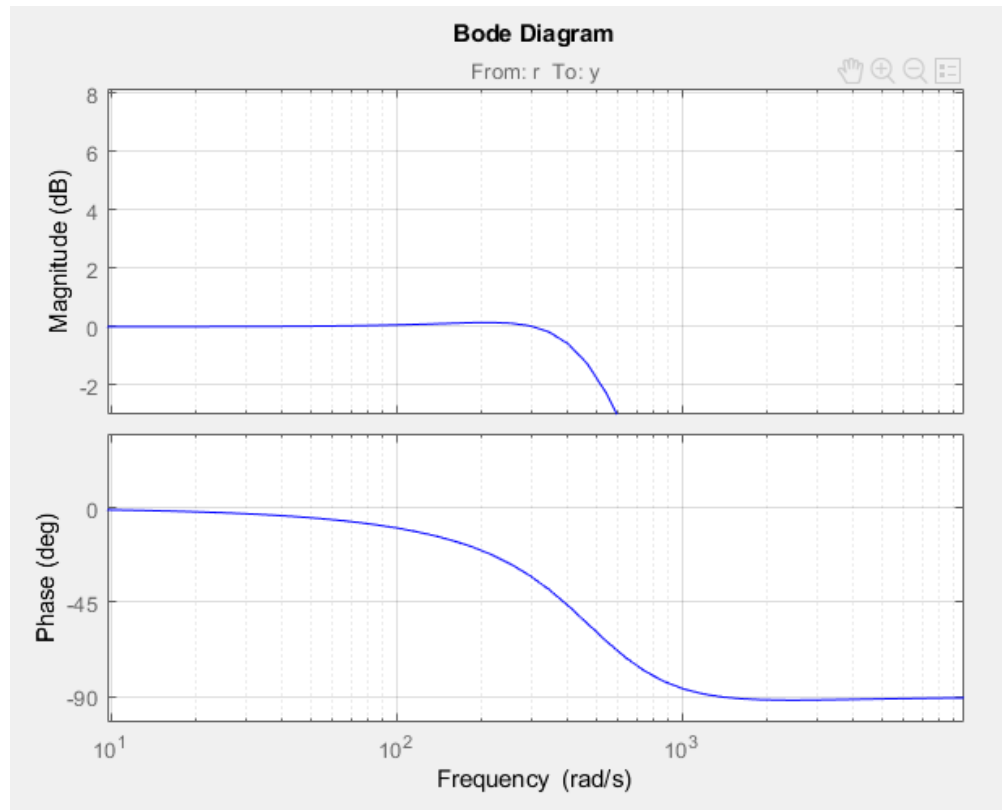


Fig. 9.10 Diagrama de bode lazo cerrado de la planta modelada para la inercia virtual

En la Fig. 9.9 y Fig. 9.10, se presenta nuevamente la ubicación de los polos del lazo cerrados ubicados sobre el factor de amortiguamiento y la frecuencia de corte de la planta de la inercia virtual, de manera de tener un sistema estable bajo cambios de carga.

Capítulo 10. Simulación del sistema propuesto

En este capítulo se presenta la simulación del sistema propuesto, para el primer caso se considera el sistema en operación normal sometido a impactos de carga, donde se analizarán las respuestas de voltaje, corrientes y potencias de la red y el sistema de almacenamiento. Para el segundo caso, el sistema se le agregará inercia virtual, en el cual también son considerados los impactos de carga, donde se analizarán de igual forma que en el caso anterior, los voltajes, corrientes y potencias de la red y el sistema de almacenamiento bajo la respuesta inercial emulada. En ambos casos se busca suplir los requerimientos de potencia de la carga, tanto por el lado del convertidor como de la red eléctrica, con el objetivo de que estas variaciones de carga no afecten a la red eléctrica, es decir, ante cualquier variación de carga, la red no se verá afectada por las perturbaciones de estos impactos de carga.

En la Fig. 10.1 se presenta el diseño del sistema propuesto, el cual es desarrollado a través del Software MATLAB Simulink. Donde los parámetros de los componentes son:

TABLA 1 Parámetros del sistema

Parámetro	Valor
L_c (Inductancia lado AC convertidor)	15 mH
L_s (Inductancia lado AC red)	15 mH
r_s (Resistencia lado AC red)	0.01 Ω
f_s (Frecuencia red)	50 Hz
C_{dc} (Condensador lado DC)	1000 μF
R_{L1} (Carga resistiva)	100 Ω
R_{L2} (Carga resistiva)	50 Ω
V_{dc} (Voltaje DC)	200 V

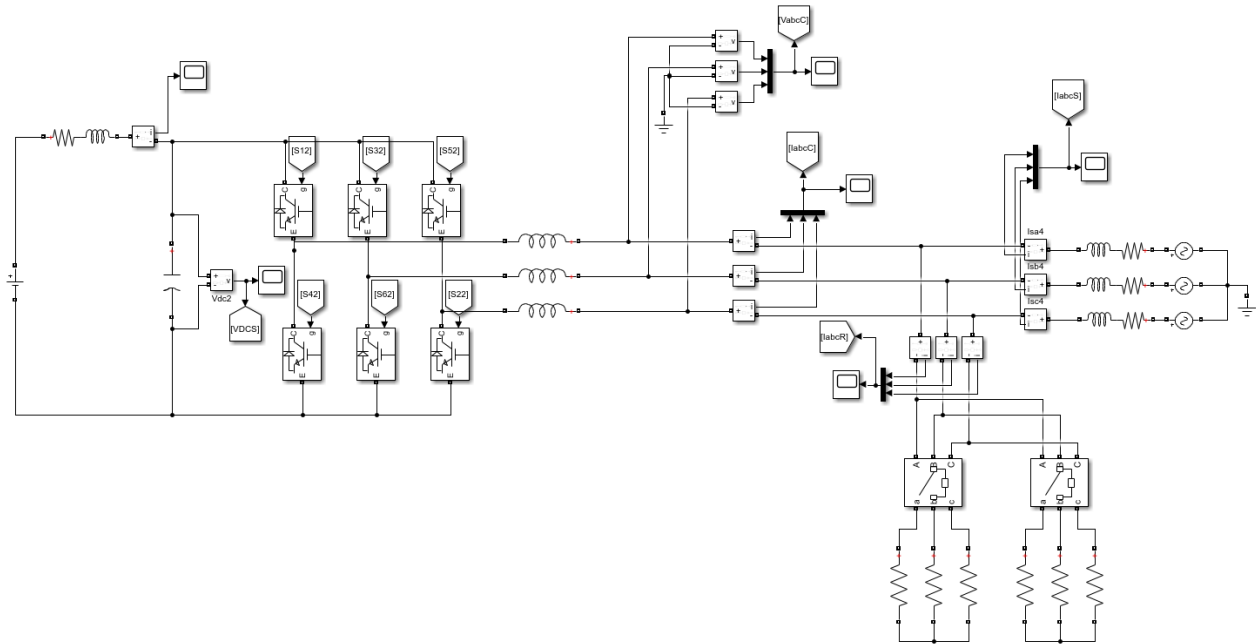


Fig. 10.1 Simulación del sistema propuesto (MATLAB Simulink)

En la Fig. 10.2 se presenta el diseño de control del convertidor, donde se encuentran las referencias de corrientes del lado AC en sus coordenadas rotatorias (i_{d_s}, i_{q_s}), para la componente d de corriente se configura en $0,5 \text{ [A]}$ para el primer caso y para el segundo toda la corriente la suministra el sistema de almacenamiento, junto con la incorporación de la inercia virtual, con el objetivo de analizar los flujos de corriente y de potencia del convertidor y de la red eléctrica bajo variaciones de carga. La componente q se mantiene en cero con el objetivo de no tener inyecciones de potencia reactiva al sistema. Estos cambios de referencia en el control del sistema son ingresados a los controladores PI, los cuales mediante la sincronización con la red eléctrica y las transformaciones de Clark y Park, se obtienen los índices de modulación que permitirán controlar los voltajes del convertidor.

Por lo tanto, para todas las simulaciones posteriores, se considera que, en el intervalo de $0.2 - 0.5 \text{ [s]}$ se proporciona un impacto de carga resistivo con un valor de $100 \text{ [\Omega]}$ que requiere una corriente de 0.5 [A] , mientras que para un intervalo de $0.5 - 0.8 \text{ [s]}$ se proporciona el segundo impacto de carga resistivo con un valor de $50 \text{ [\Omega]}$ que requiere una corriente de 1 [A] .

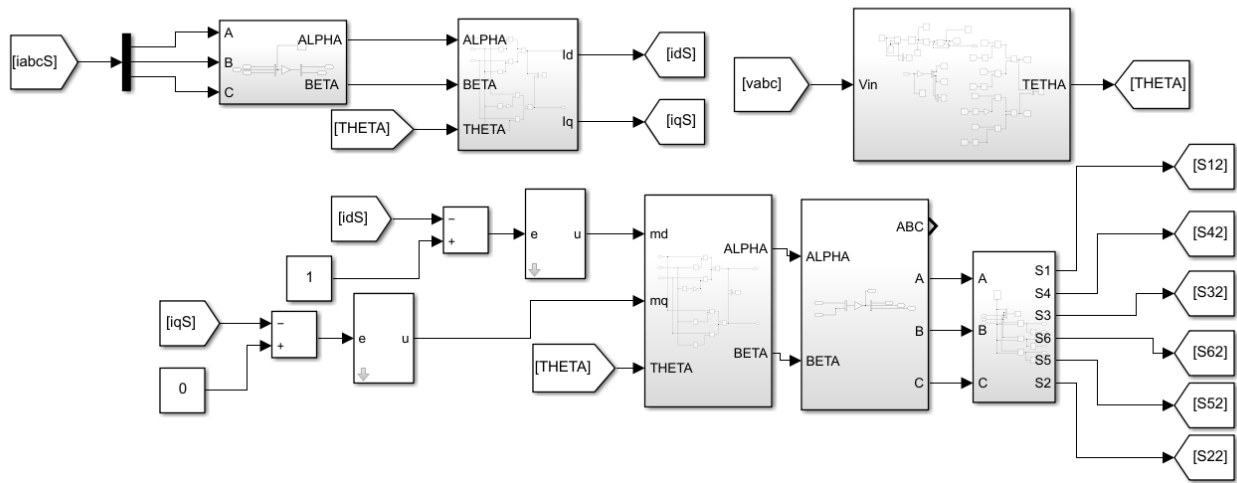


Fig. 10.2 Simulación de la estrategia de control

10.1. Respuesta del sistema simulado sin inercia virtual

En este primer caso, es analizado el sistema sin la incorporación de la inercia virtual en el control del convertidor, en este sistema sin inercia, se espera una respuesta instantánea ante los impactos de carga. Estos impactos repentinos desde el punto de vista de un sistema real significarían una reducción considerable del tiempo de reacción para las activaciones de protecciones o procedimientos ante alguna contingencia, lo que podría generar repercusiones negativas a los equipos o al propio sistema. Sin embargo, a pesar de las variaciones repentinas debido a los impactos de carga, se busca tener un sistema eléctrico que no sufra de estas variaciones, es decir, desde el punto de vista de la red eléctrica, no se vea ninguna perturbación.

Como se puede apreciar en la Fig. 10.3 la corriente suministrada por la red eléctrica es constante, con un valor de 0.5 [A], y sigue su referencia ante los impactos de carga. Sin embargo, en los instantes que se agrega la carga, existen peak instantáneos de corriente significantes como se presenta en la Fig. 10.4, lo cual puede traer consigo un impacto negativo para el sistema.

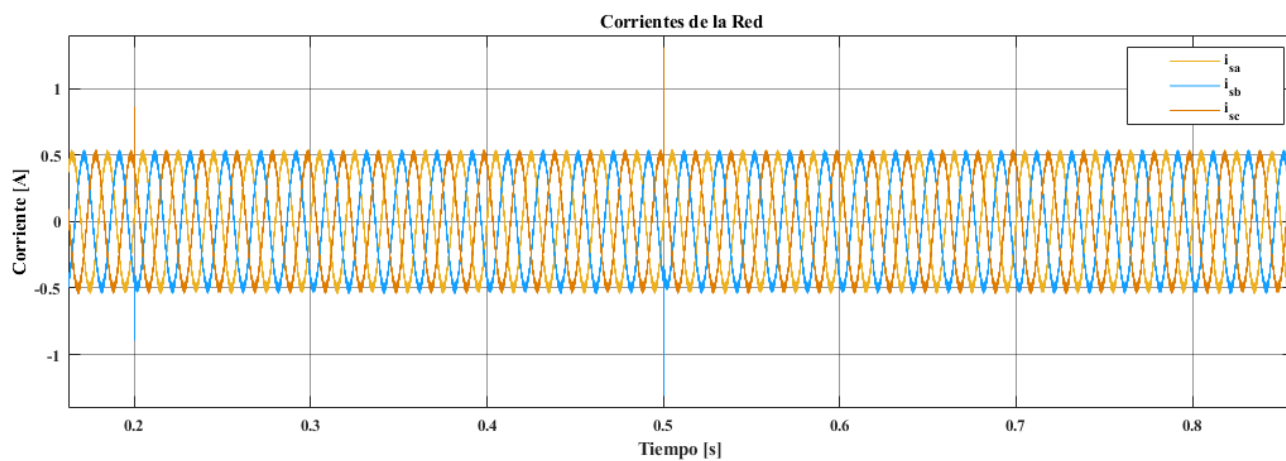
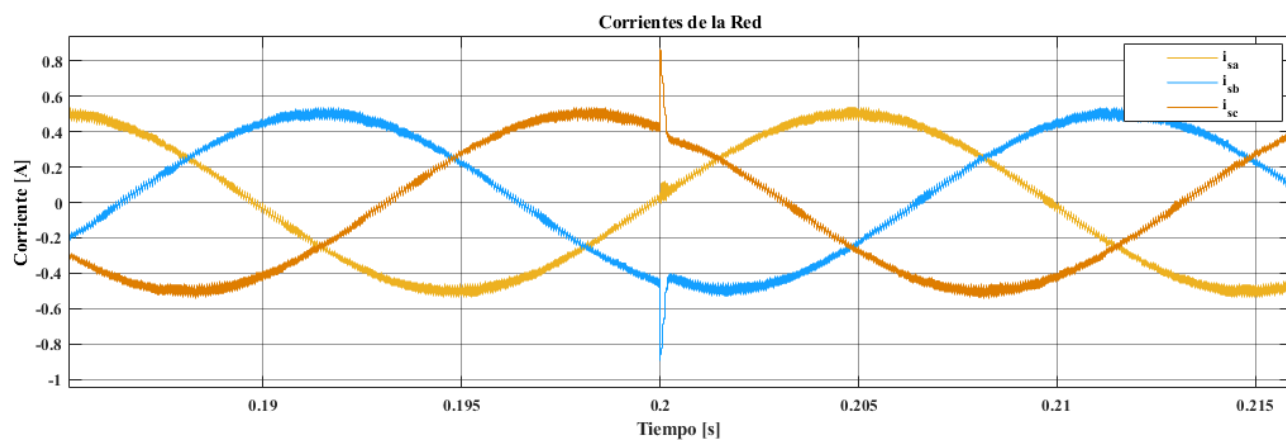
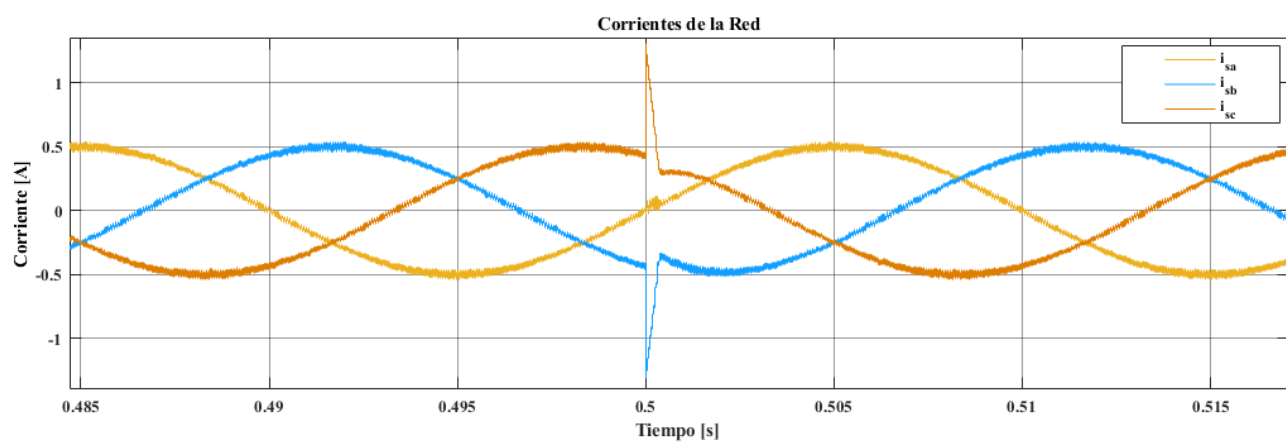


Fig. 10.3 Corriente suministrada por la red eléctrica



(a)



(b)

Fig. 10.4 Corriente suministrada por la red eléctrica bajo un impacto de carga

(a) en el instante de 0.2 [s] **(b)** en el instante de 0.5 [s]

La respuesta del sistema por parte del sistema de almacenamiento es distinta, como se puede apreciar en la Fig. 10.5, en el periodo de tiempo en el cual no es activada la carga, toda la corriente suministrada por la red eléctrica es regenerada al sistema de almacenamiento a través del convertidor, en cambio, cuando son activadas las cargas, la diferencia de corriente que no puede proveer la red eléctrica a la carga, es suministrada por el sistema de almacenamiento. Por ejemplo, en el instante de $0.2 - 0.5$ [s] donde la carga eléctrica requiere una corriente de 1 [A] y la red eléctrica suministra los 0.5 [A] constantes, existe una diferencia de 0.5 [A] que no puede suplir la red, por lo tanto, esa diferencia de corriente es complementada por el sistema de almacenamiento. De igual forma ocurre en los siguientes impactos de carga. Por lo tanto, en la red eléctrica no se ve reflejado estas perturbaciones que podrían generar un desbalance de potencia entre la generación y la carga.

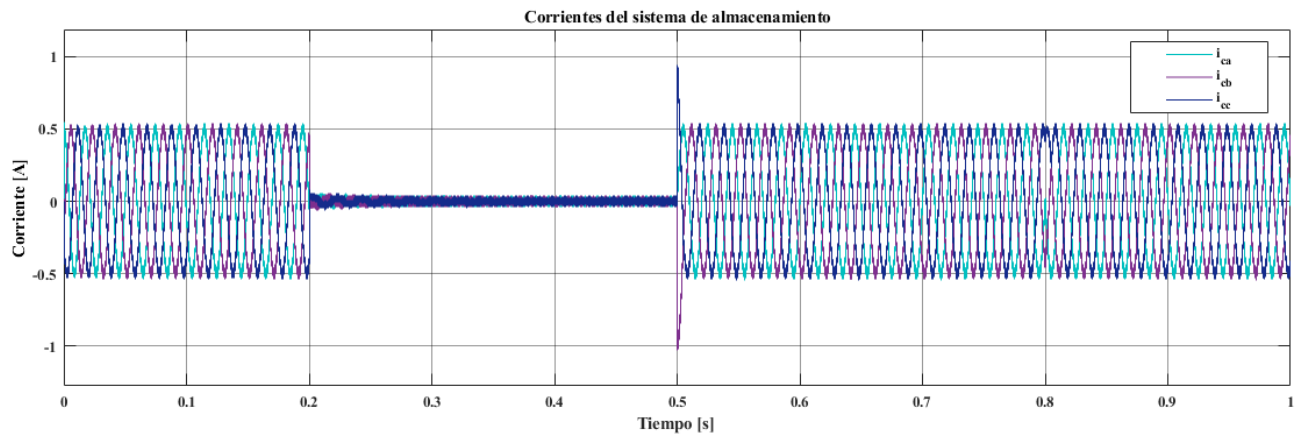


Fig. 10.5 Corriente regenerada y suministrada por el sistema de almacenamiento

Para la Fig. 10.6 compuesta por (a), (b) y (c), se presenta el comportamiento de la corriente en los instantes de tiempo que se realizan los cambios de carga. Como se puede apreciar en (a), entre $0 - 0.2$ [s] el sistema se encuentra sin carga, y la corriente suministrada por la red eléctrica es regenerada por el sistema de almacenamiento. En el instante de $0.2 - 0.5$ [s] donde se aplica el primer impacto de carga, la red eléctrica es capaz de alimentar a la carga sin la necesidad del almacenamiento. En cambio, durante los $0.5 - 0.8$ [s] como se muestra en (b), la red eléctrica no puede alimentar a la carga, por lo tanto, el sistema de almacenamiento suministra la diferencia de corriente faltante para alimentar a la carga. Finalmente, en 0.8 [s] como se muestra en (c), se aprecia el cambio de fase de la corriente cuando se desconecta la carga, esto quiere decir que la corriente suministrada por la red eléctrica se vuelve a regenerar en el sistema de almacenamiento.

Tanto en (a) como en (b) de la Fig. 10.6 se pueden ver los transiente rápidos de corriente cuando ocurren los impactos de carga, lo cual en sistemas que no estén preparados para estos peak de corriente pueden generar daños en equipos o activaciones indebidas de protecciones eléctricas.

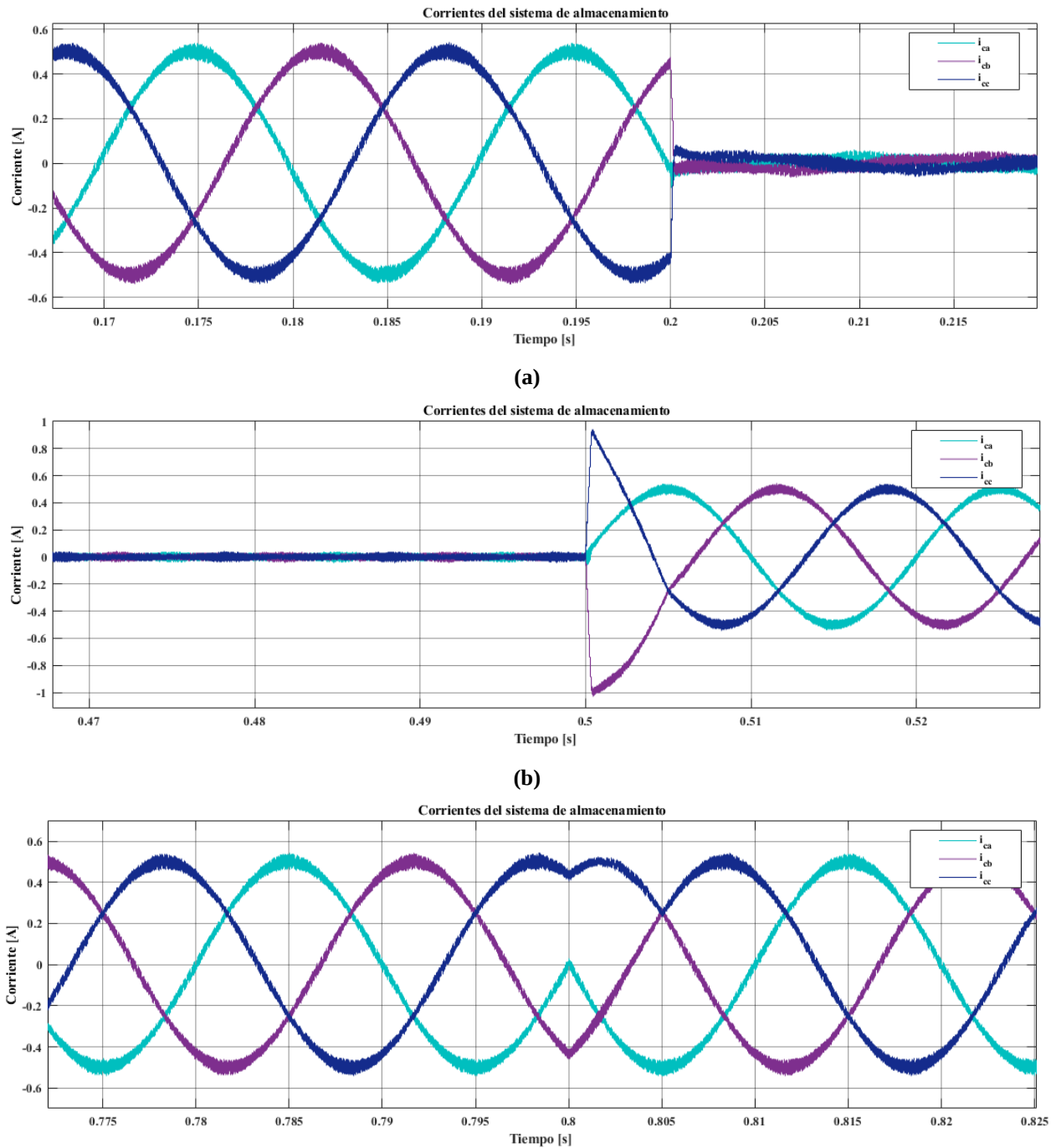


Fig. 10.6 Corrientes del sistema bajo impactos de carga

(a) en el instante 0.2 [s], (b) en el instante de 0.5 [s], (c) sin carga en 0.8 [s]

10.2. Respuesta del sistema simulado con inercia virtual

Al agregar inercia al sistema, se evitan los impactos repentinos en la corriente. Como se puede ver en la Fig. 10.7 en el instante en que se agrega carga en el sistema se provoca un aumento instantáneo de corriente, sin embargo, en cuanto el sistema de almacenamiento comienza a suministrar la corriente requerida por la carga, la corriente de la red eléctrica comienza a disminuir con una respuesta más lenta debido a la inercia virtual.

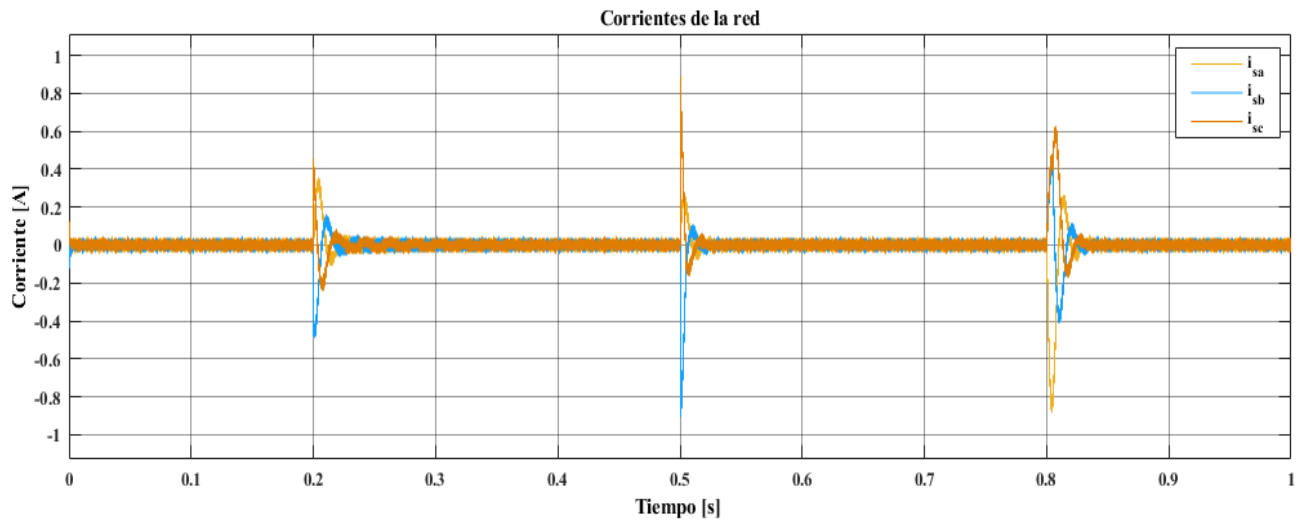
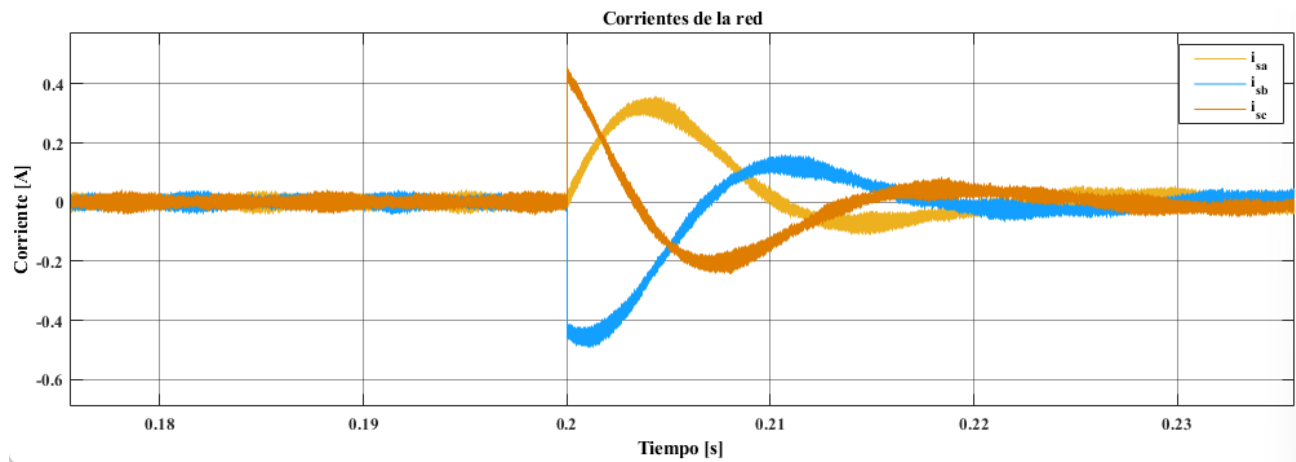
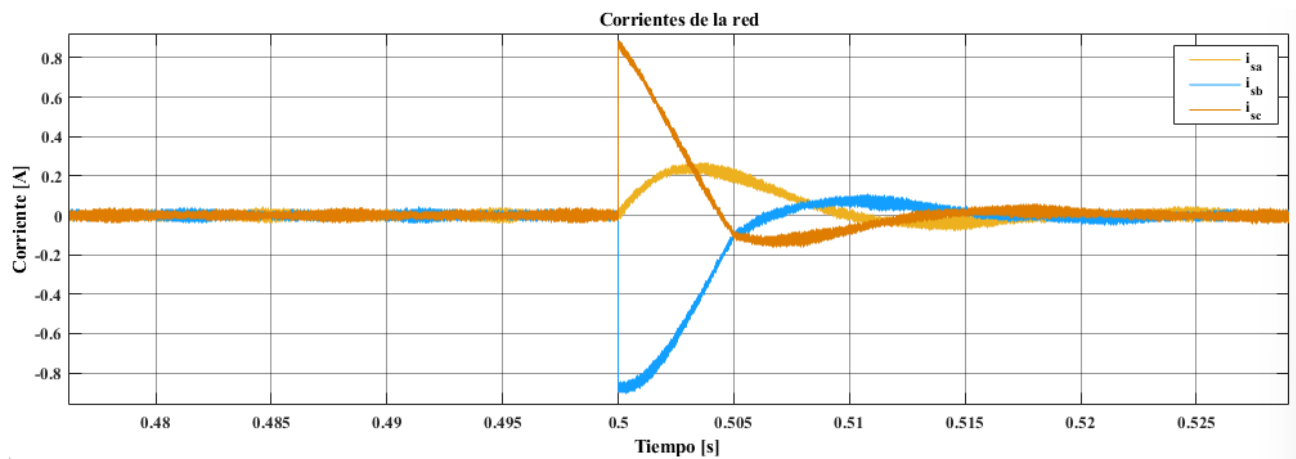


Fig. 10.7 Corriente suministrada por la red eléctrica

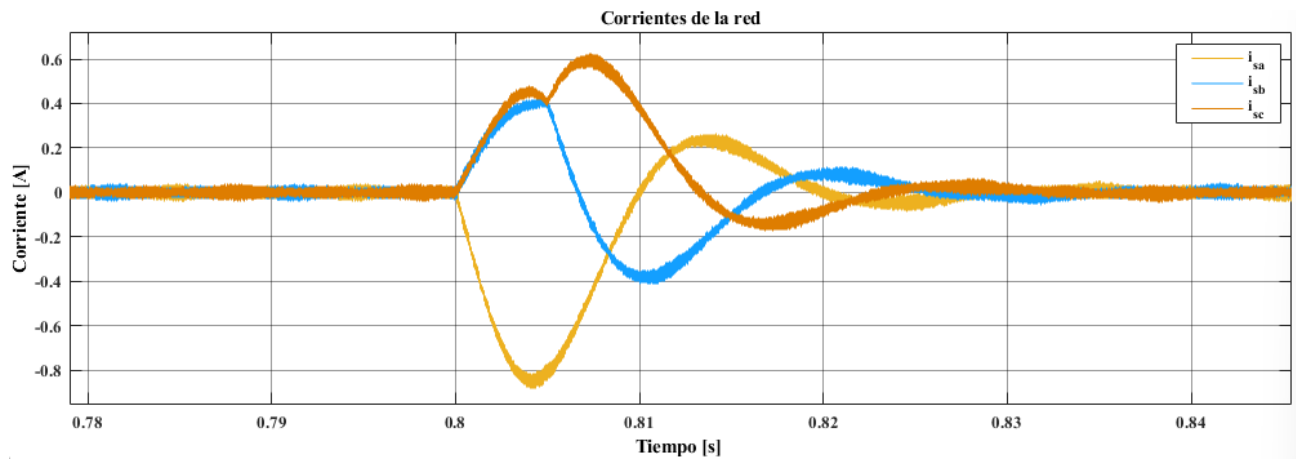
En la Fig. 10.8 se puede apreciar de mejor manera las respuestas de la corriente suministrada por la red eléctrica ante los impactos de carga explicadas anteriormente. Con esta respuesta más lenta el sistema es más estable, debido a la mayor capacidad de responder ante situaciones de contingencia. Sin embargo, todas las variaciones de corriente son suplidas por el sistema de almacenamiento ante los impactos de carga en el sistema, permitiendo que la red eléctrica no influya en las inyecciones de potencia, es decir, desde el punto de vista de la red eléctrica no se ven reflejados estos impactos de carga. Por lo tanto, en estos sistemas pueden ocurrir conexiones y desconexiones de distintos tipos de carga sin que estas perturbaciones puedan verse reflejadas en la red eléctrica y puedan transformarse en algún desbalance entre la generación y la carga.



(a)



(b)



(c)

Fig. 10.8 Corriente suministrada por la red eléctrica bajo un impacto de carga

(a) en el instante de 0.2 [s], (b) en el instante de 0.5 [s], (c) sin carga en 0.8 [s]

En la Fig. 10.9 se presentan las corrientes del sistema de almacenamiento inyectadas a las cargas resistivas, donde se puede ver una respuesta transiente más lenta comparada con el caso anterior sin inercia. El convertidor controla la corriente suministrada por el sistema de almacenamiento según los requerimientos de la carga, es decir, en los instantes de tiempo en que la carga requiere una corriente de 0.5 a 1 [A], el sistema de almacenamiento es capaz de suministrarla. Así, permite que la red eléctrica no se vea afectada por las perturbaciones del sistema.

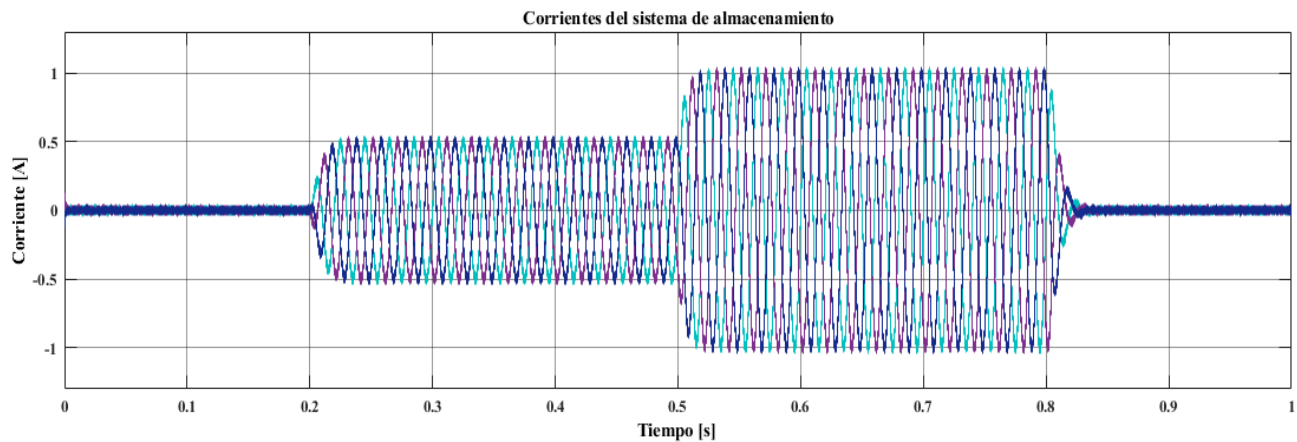
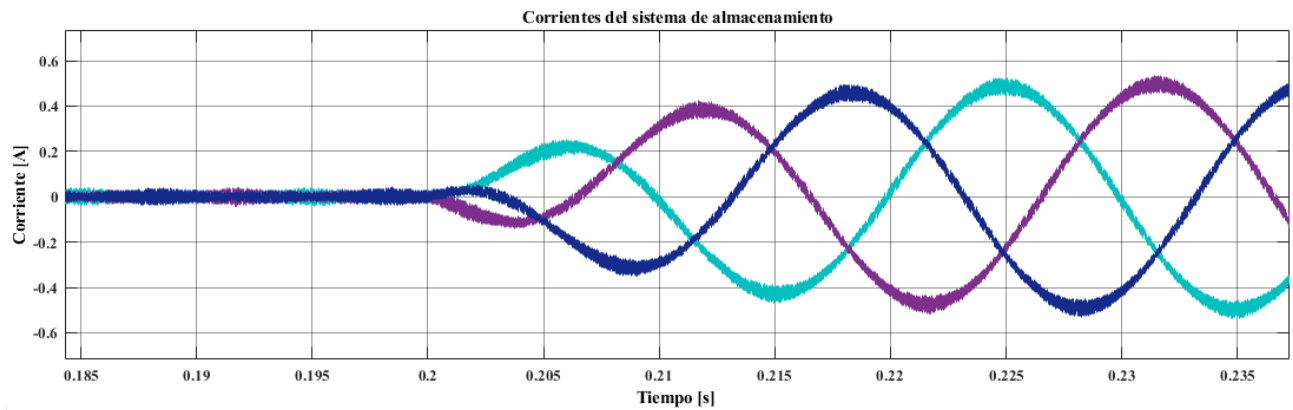


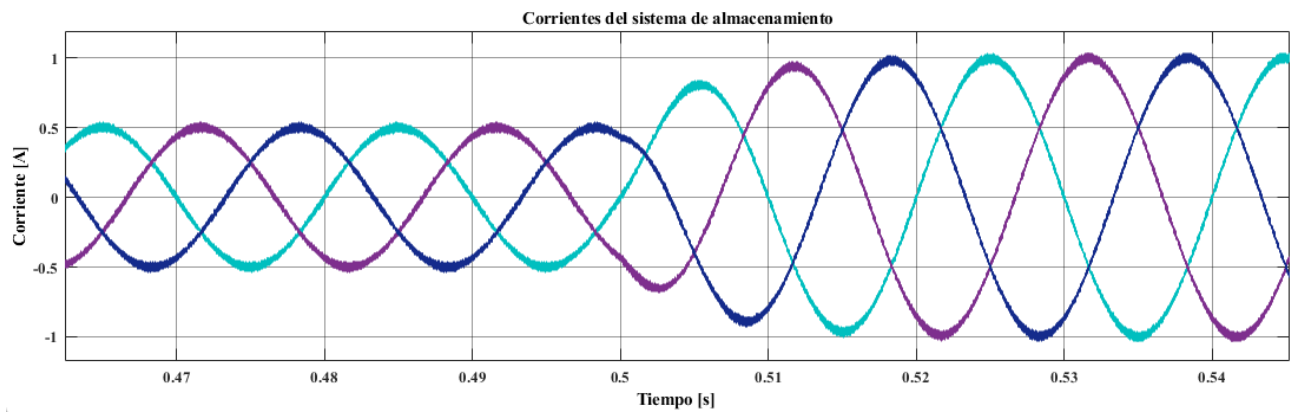
Fig. 10.9 Corriente regenerada y suministrada por el sistema de almacenamiento

En la Fig. 10.10 se aprecia el comportamiento de la corriente con el control de la inercia virtual, donde la respuesta ante las variaciones de carga son más suaves y de menor impacto, evitando los peak instantáneos que podrían dañar el sistema y permitiendo un mayor control, ya que, al ser las respuestas más lentas, más tiempo existe para las activaciones de los controles de frecuencia y poder mitigar las perturbaciones. Por lo tanto, gracias al control del convertidor implementado, se puede tener un sistema conectado a la red eléctrica que durante cualquier impacto de carga sea capaz de entregar una potencia definida o bien, la diferencia pueda ser entregada o regenerada por el sistema de almacenamiento, además incluyendo inercia virtual al sistema para tener soporte a la red eléctrica en caso de perturbaciones o contingencias producto de alguna inestabilidad en el sistema eléctrico de potencia.

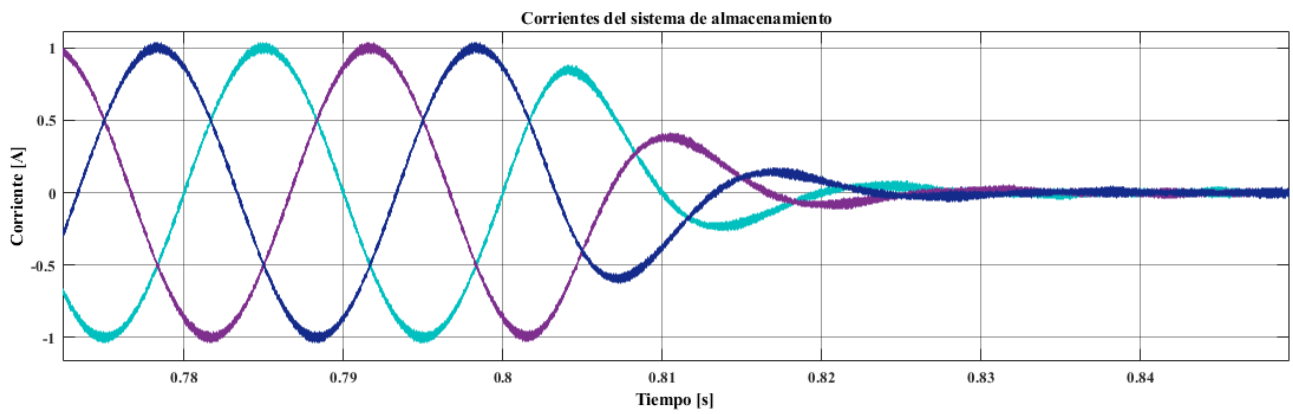
Es importante considerar que un sistema con mucha inercia, no quiere decir que el sistema sea más robusto, respuestas demasiado lentas puede llevar de igual forma a una inestabilidad. Por lo tanto, todo dependerá de los requerimientos del sistema, sin embargo, para los sistemas de generación renovable que se conecten a la red eléctrica, deben contemplar la inercia virtual para contribuir en la estabilidad del sistema eléctrico.



(a)



(b)



(c)

Fig. 10.10 Corrientes del sistema bajo impactos de carga

(a) en el instante 0.2 [s], **(b)** en el instante de 0.5 [s], **(c)** sin carga en 0.8 [s]

Capítulo 11. Sistema experimental

En este capítulo se presenta el trabajo experimental del sistema para la validación de las estrategias de control de corrientes en coordenadas rotatorias (dq), con y sin inercia, en el sistema conectado a la red con un sistema de almacenamiento bajo distintos impactos de carga.

El set up implementado se presenta en la Fig. 11.1 y Fig. 11.2, el cual fue desarrollado en el Laboratorio de Electrónica de Potencia Aplicada (LEPA) de la Universidad Católica de la Santísima Concepción.

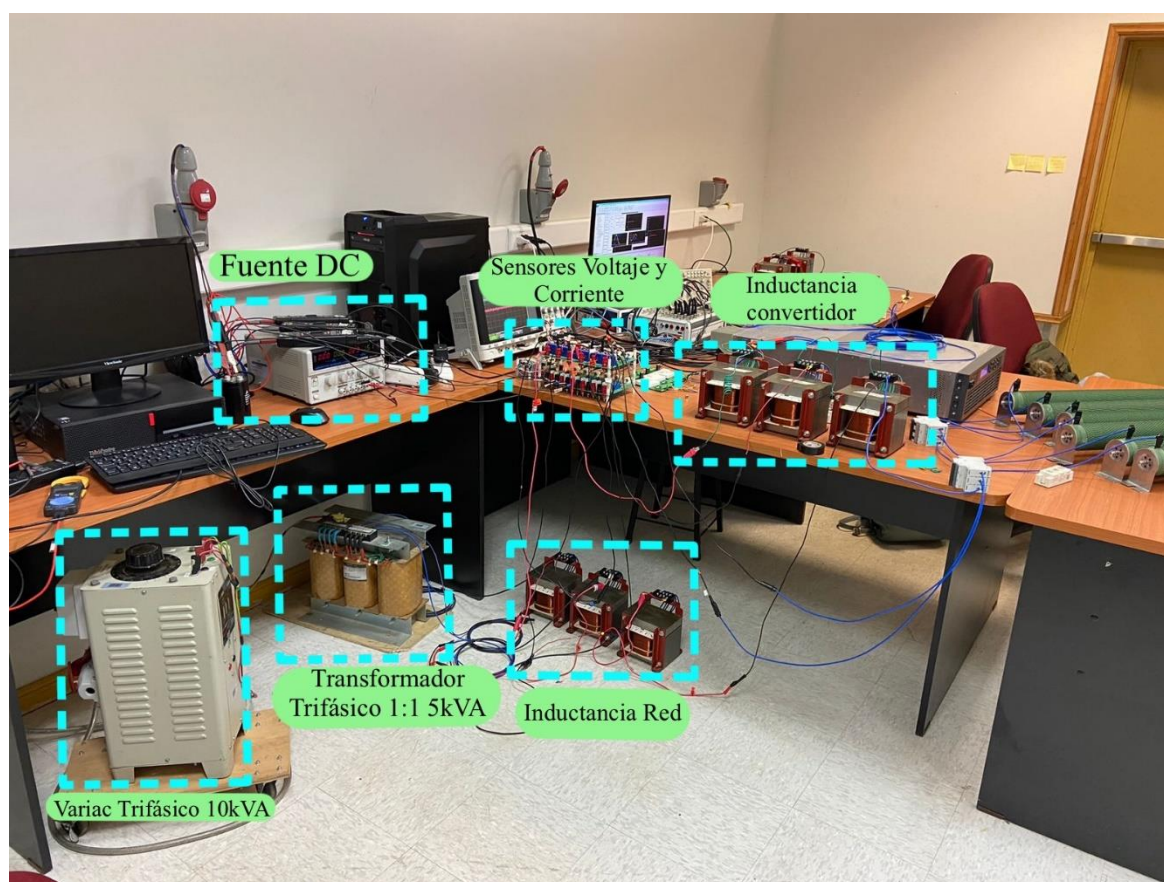


Fig. 11.1 Implementación del sistema en LEPA

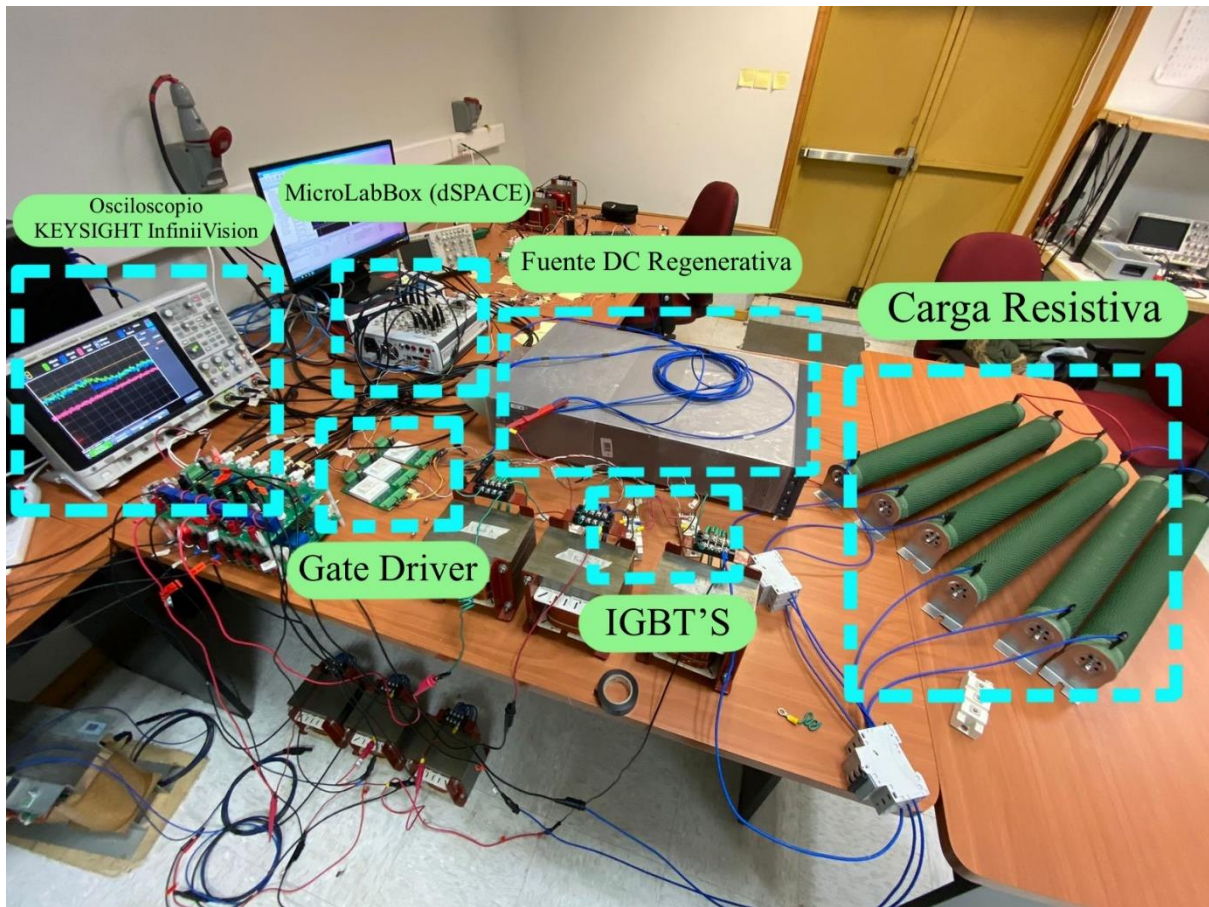


Fig. 11.2 Implementación del sistema en LEPA

TABLA 2 Parámetros del circuito implementado en LEPA

Parámetro	Valor
L_c (Inductancia lado AC convertidor)	15 mH
L_s (Inductancia lado AC red)	15 mH
f_s (Frecuencia red)	50 Hz
R_{L1} (Carga resistiva)	100 Ω
R_{L2} (Carga resistiva)	50 Ω
V_{dc} (Voltaje DC)	200 V

Para el sistema experimental montado en las figuras 11.1 y 11.2 presentan las siguientes características para cada componente.

➤ Autotransformador trifásico:

Marca: Carrol y Meynell

Tipo: CMV 10 E-3

Serie: 168/12015

Entrada: 415 [V]

Salida: 0-415 [V]/ 0-470 [V]

Capacidad: 10 [A]

➤ Transformador trifásico:

Marca: Comartel

Tensión primaria: 380-220 [V]

Tensión secundaria: 380-220 [V]

Potencia: 5 [kVA]

➤ Osciloscopio:

Marca: KEYSIGHT

Modelo: InfiniiVision

Canales analógicos: 4

Canales digitales: 16 (MSO)

Banda Ancha: 200 MHz

Frecuencia de muestreo: 5GSa/s

➤ Gate Driver:

Marca: Semikron

Modelo: SKHI22B R

Tensión alimentación: 15 [V]

Corriente de alimentación: 80 [mA]

Tensión de salida encendido: 15 [V]

Tensión de salida apagado: -7 [V]

➤ IGBT:

Marca: Semikron

Modelo: SKM100GB12T4

Voltaje de ruptura Colector-Emisor: 1200 [V]

Corriente continua Colector: 160 [A] – 25°C

Corriente continua Colector: 123 [A] – 80°C

Corriente continua nominal Colector: 100 [A]

➤ MicroLabBox:

Marca: dSPACE

Modelo: MicroLabBox

Procesador: Procesador en tiempo real, NXP (freescall) QorIQ P5020, dual-core, 2 Ghz

Entradas analógicas: 8 canales de 14-bits y 24 canales de 16-bits

Salidas analógicas: 16 canales de 16-bits

Entradas y salidas digitales: 48 canales bidireccionales de 2.5/3.3/5 V

Uno de los pasos iniciales para la implementación del sistema, es asegurar que el PLL esté en correcta sincronización con la red eléctrica, es decir, que el ángulo obtenido por la PLL se encuentre en sintonía con la fase A de la red eléctrica y que varíe de forma lineal entre $-\pi$ a π , como se presenta en la Fig. 11.3.



Fig. 11.3 Ángulo de la PLL obtenida a través del Control Desk dSPACE

Luego de que el sistema esté sincronizado con la red eléctrica, y mediante el ángulo obtenido, se realiza el cambio de coordenadas abc/dq de la corriente de la red, donde al estar en fase con el voltaje de referencia, la coordenada q de corriente es cero y la coordenada d de corriente es la que es controlada, modificando su amplitud o dirección.

En la Fig. 11.4 se presenta el voltaje (señal amarilla) y la corriente (señal rosa) de la fase A de la red eléctrica respecto al tiempo, en donde se realiza un cambio de la coordenada d con valores de $i_d^* = 0.5[A]$ a $i_d^* = 1[A]$. Este cambio de referencia en amplitud permite modificar los niveles de potencia activa suministrada por la red eléctrica, en dirección al sistema de almacenamiento, lo que permitirá regenerar esta potencia inyectada.

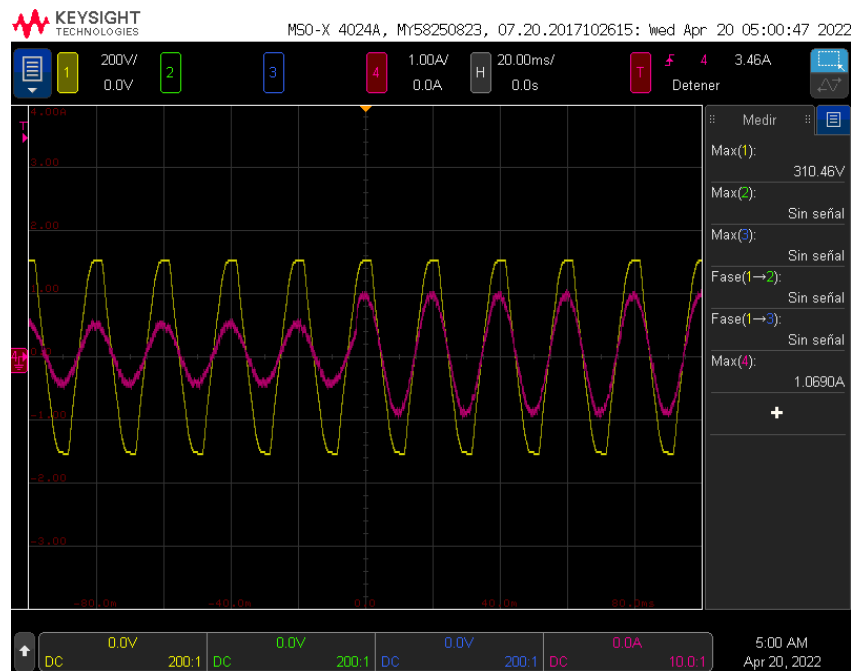


Fig. 11.4 Voltaje y corriente (Fase a) de la red eléctrica

Para la Fig. 11.5 se puede notar que la corriente está en contrafase con el voltaje, pero el cambio referencia de corriente o su amplitud es la misma que en el caso anterior, esto quiere decir que la dirección del flujo de potencia es distinta ($i_d^* = 0.5[A]$, $i_d^* = -1[A]$), es decir, como la corriente de la red está en contrafase con el voltaje de este, la potencia (activa) va desde el sistema de almacenamiento a la red, por lo tanto, la red eléctrica está regenerando potencia.

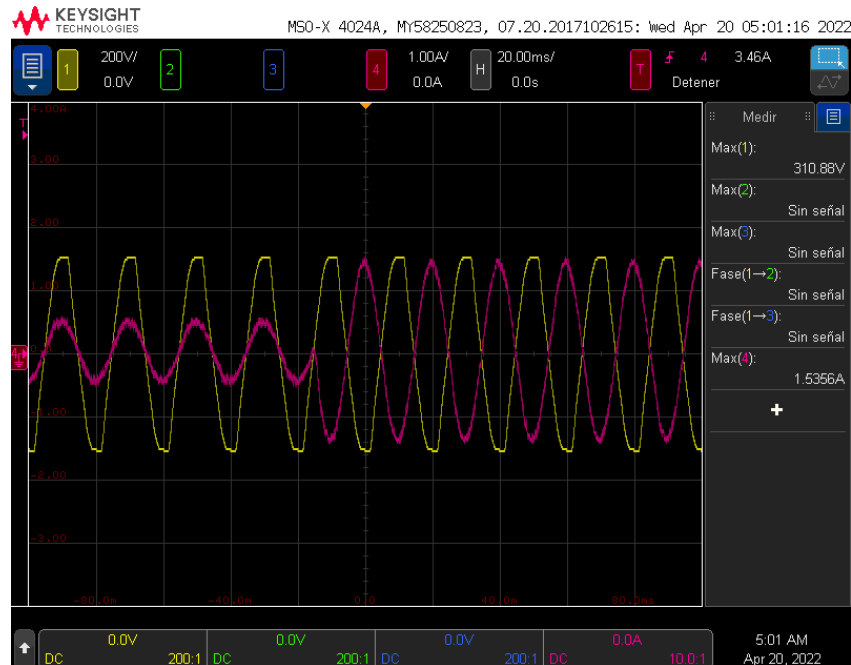
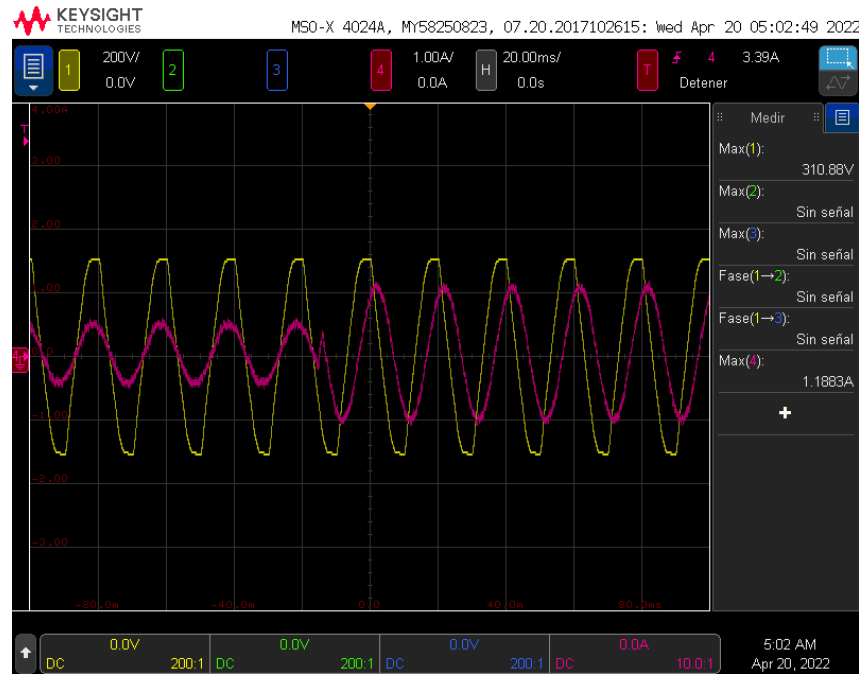


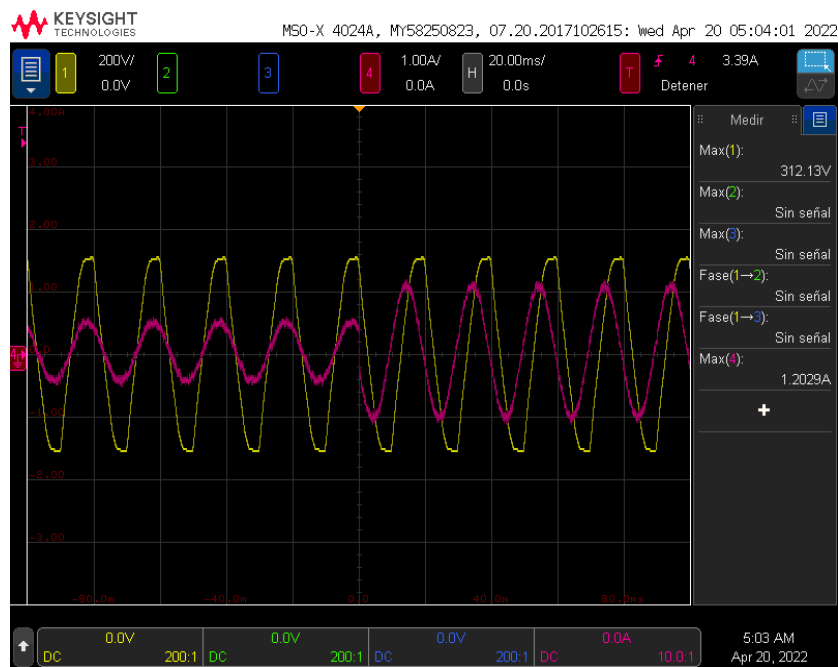
Fig. 11.5 Voltaje y corriente (Fase a) de la red eléctrica

Para la Fig. 11.6 se presenta el cambio de referencia de la coordenada q de corriente, la cual permite tener un control sobre la potencia reactiva del sistema. Para (a), se puede ver que antes de que se realicen los cambios de referencia, la corriente está en fase con el voltaje, por lo tanto, como fue analizado anteriormente, la red eléctrica suministra potencia activa en dirección al sistema de almacenamiento, sin embargo, cuando se realiza el segundo cambio de referencia, se puede ver un atraso de la corriente respecto al voltaje, esto quiere decir que existe una componente reactiva, debido a la referencia de corriente en la coordenada q ($i_q^* = 1$). Lo mismo ocurre en (b), sin embargo, la corriente adelanta al voltaje, esto es debido al cambio de dirección de la coordenada q ($i_q^* = -1$).

Por lo tanto, se valida el control de corrientes en coordenadas dq , a través de la modificación de la amplitud, dirección y fase de dichas corrientes, permitiendo controlar el flujo de potencia activa y también, ser capaz de compensar reactivos.



(a)



(b)

Fig. 11.6 Voltaje y corriente (fase a) de la red eléctrica

(a) cambio de referencia $i_d^* = 0.5$, $i_q^* = 1$, (b) cambio de referencia $i_d^* = 0.5$, $i_q^* = -1$

11.1. Respuesta del sistema experimental sin inercia virtual

Luego de tener el control de corriente validado, es posible realizar la experimentación del sistema conectado a la red eléctrica bajo impactos de carga. De la Fig. 11.7 hasta la Fig. 11.11 se presentan las respuestas del sistema ante los impactos de carga, las cuales varían de 0, 50, y 100 [Ω] respectivamente, con una referencia de corriente en coordenadas rotatorias de la red eléctrica de $i_d^* = 0.7[A]$, $i_q^* = 0[A]$ lo que significa que se analiza el flujo de potencia activa solamente, mientras que la reactiva se mantendrá en cero.

De manera que, al determinar una corriente en coordenadas rotatorias de la red eléctrica fija, esto significa una inyección de potencia con una amplitud, dirección y fase determinadas por el operador. Entonces, al tener una potencia activa constante ante variaciones de carga, toda la diferencia de potencia que no es equivalente a lo que entrega la red, no lo suministrará el sistema eléctrico, sino que lo suministra (o regenera) el sistema de almacenamiento. Por ejemplo, en la Fig. 11.7 (a) (donde la señal amarilla, verde y azul corresponden a las fases correspondientes de la red eléctrica, mientras que la señal rosa corresponde a la fase A de la corriente del convertidor), el sistema se encuentra sin carga, de manera que la corriente del convertidor está en contrafase respecto a la corriente de la red, esto quiere decir que la corriente suministrada por la red eléctrica es regenerada por el sistema de almacenamiento a través del convertidor.

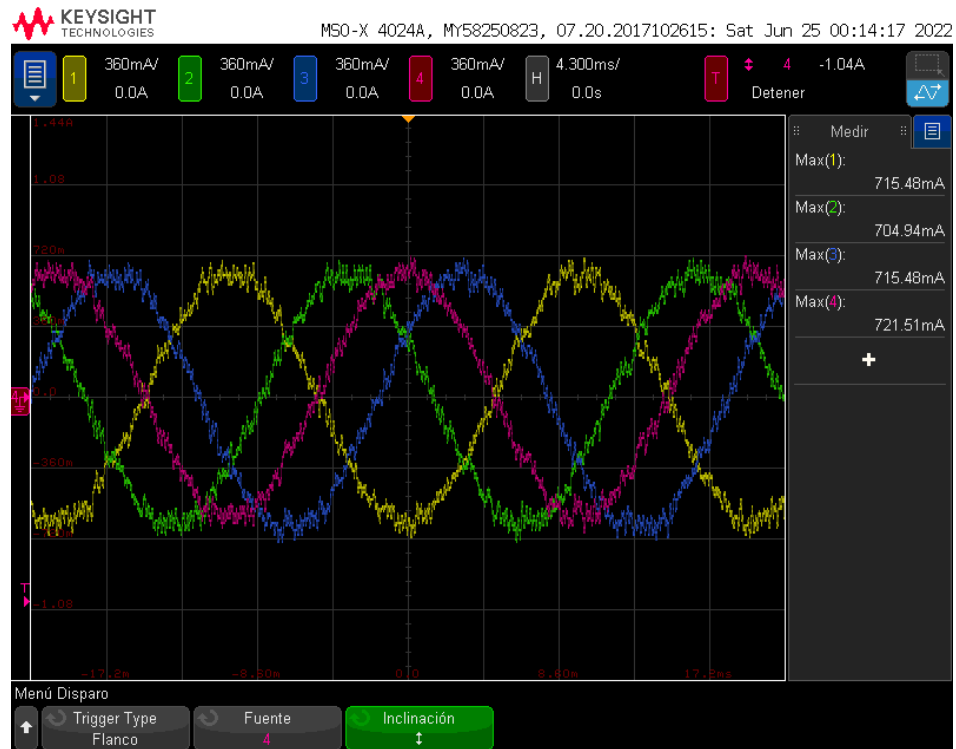
Sin embargo, para la Fig. 11.8 (a), en primera instancia el sistema se encuentra sin carga, en cambio, en el instante en que ocurre el impacto de carga de 100 [Ω], la diferencia de corriente es regenerado por el sistema de almacenamiento, es decir, el requerimiento de corriente de la carga es de 0.5[A], por tanto, al suministrar una corriente de la red constante en 0.7 [A], la diferencia de 0.2 [A] es regenerado por el sistema de almacenamiento a través del convertidor.

Para la Fig. 11.9 (a) ocurre un comportamiento similar, donde en el instante que ocurre el impacto de carga de 50 [Ω], la diferencia de corriente en este caso es suministrada por el sistema de almacenamiento, es decir, la carga al requerir 1[A] y al suministrar una corriente de la red constante en 0.7 [A], la diferencia de 0.3 [A], es suministrada por el sistema de almacenamiento a través del convertidor (como se puede apreciar en su corriente al estar en fase con la corriente de la red).

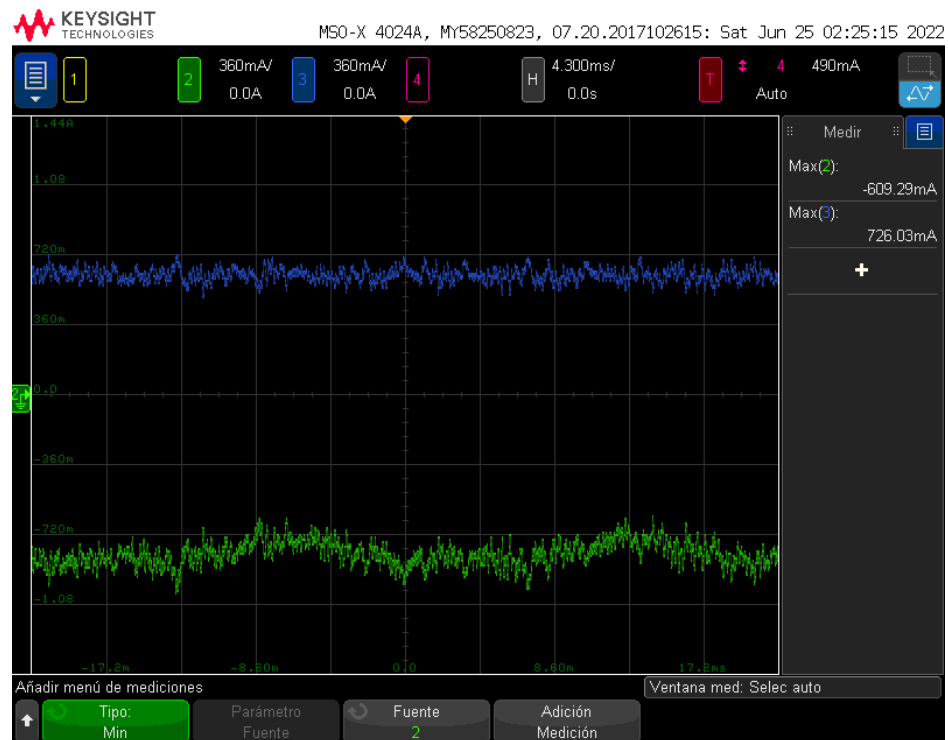
En (b), de las figuras comentadas anteriormente, se puede apreciar el comportamiento descrito para cada uno de ellos, pero en términos de las coordenadas d de la corriente de la red eléctrica (azul) y del sistema de almacenamiento (verde), en donde la componente d de corriente de la red eléctrica se mantiene constante ante los impactos de carga, mientras que las variaciones en la carga son suministradas (componente d positivo) o regeneradas (componente d negativo) por el sistema de almacenamiento.

Por lo tanto, como se aprecia en las figuras posteriores (Fig. 11.7-11.11), la red eléctrica no sufre perturbaciones, independientemente de la carga que se conecte, debido al respaldo que provee el sistema de almacenamiento al suministrar las diferencias de potencia requerida por la carga. Entonces, desde el punto de vista de la red eléctrica al no tener perturbaciones entre la generación y la carga, se tiene un sistema más robusto en términos de estabilidad, por ende, como fue comentado anteriormente, se tiene un sistema capaz de conectar y desconectar distintos tipos de carga sin que el operador, desde el punto de vista de la red eléctrica, vea reflejada alguna perturbación o desequilibrio que conlleve a una inestabilidad que perjudique la operación del sistema eléctrico. Además, es importante recalcar que todo el control del flujo de potencia entre el convertidor y la red eléctrica son modificados por un solo parámetro continuo que son las corrientes de coordenadas rotatorias dq , el cual es posible controlar con solamente el uso de un PI.

Por otro lado, se puede apreciar que las respuestas del control del sistema ante la diferencia de corriente por parte del sistema de almacenamiento son instantáneas, lo cual por un lado es ventajoso, ya que el respaldo de potencia para reestablecer el sistema son inmediatas. Sin embargo, en términos de estabilidad, al suministrar dicha potencia restante para mantener el desequilibrio entre la generación y la carga de forma instantánea no da tiempo de reacción al sistema general en caso de sufrir alguna perturbación, además, los peak de potencia que puede provocar que dicha inyección puedan activar protecciones del sistema en cadena provocando un apagón o black out total.



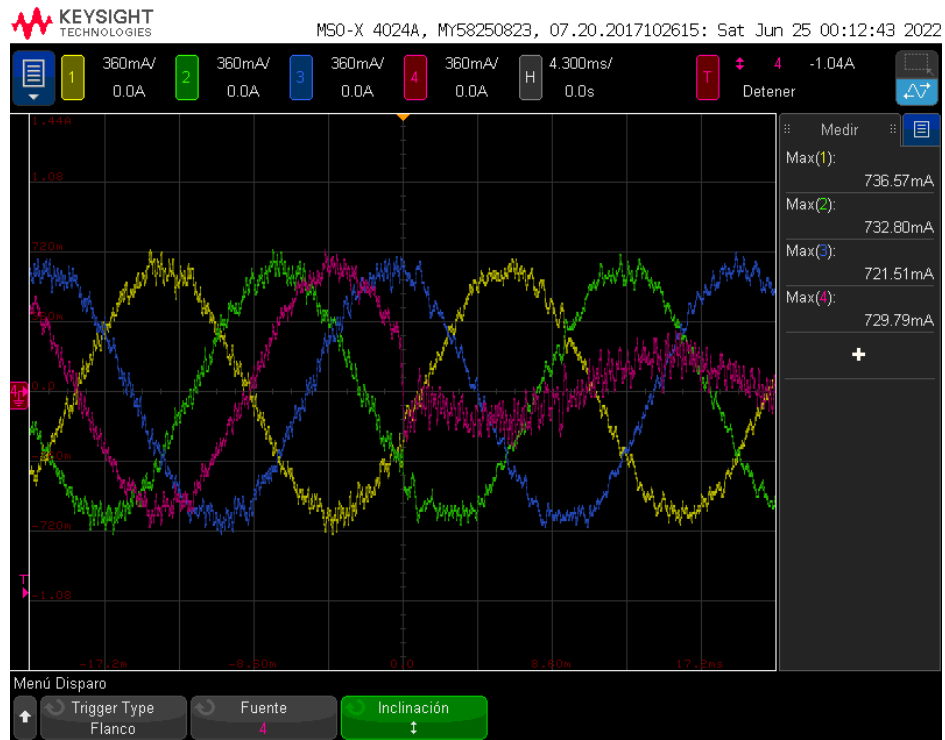
(a)



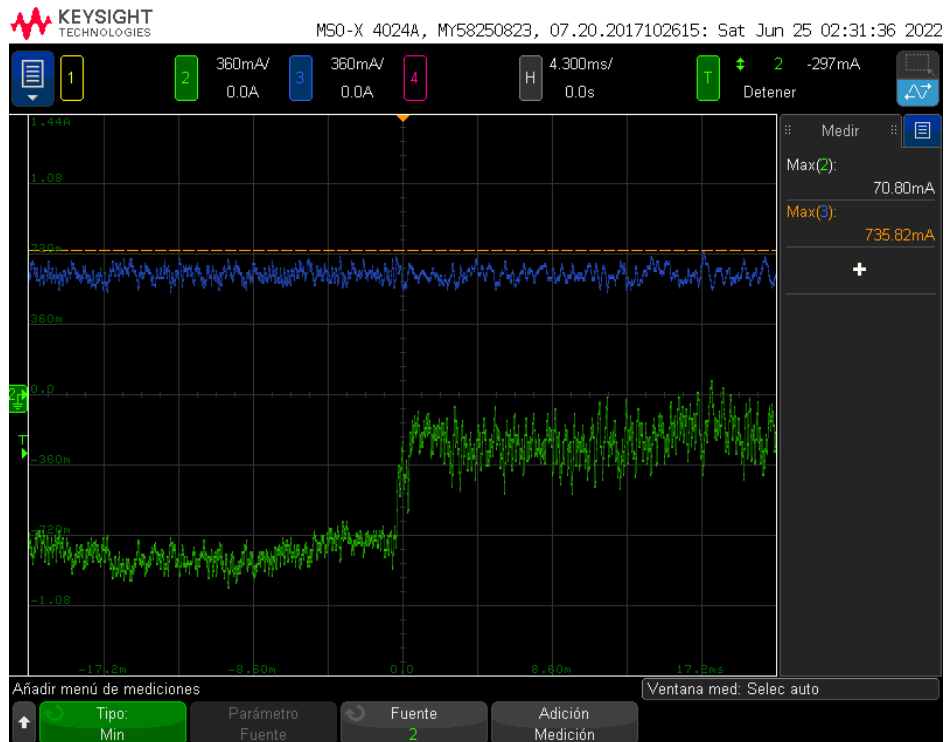
(b)

Fig. 11.7 Corrientes de la red y del sistema de almacenamiento sin carga

(a) corrientes $i_{s_{abc}}$ e i_{c_a} , (b) corriente en coordenadas d



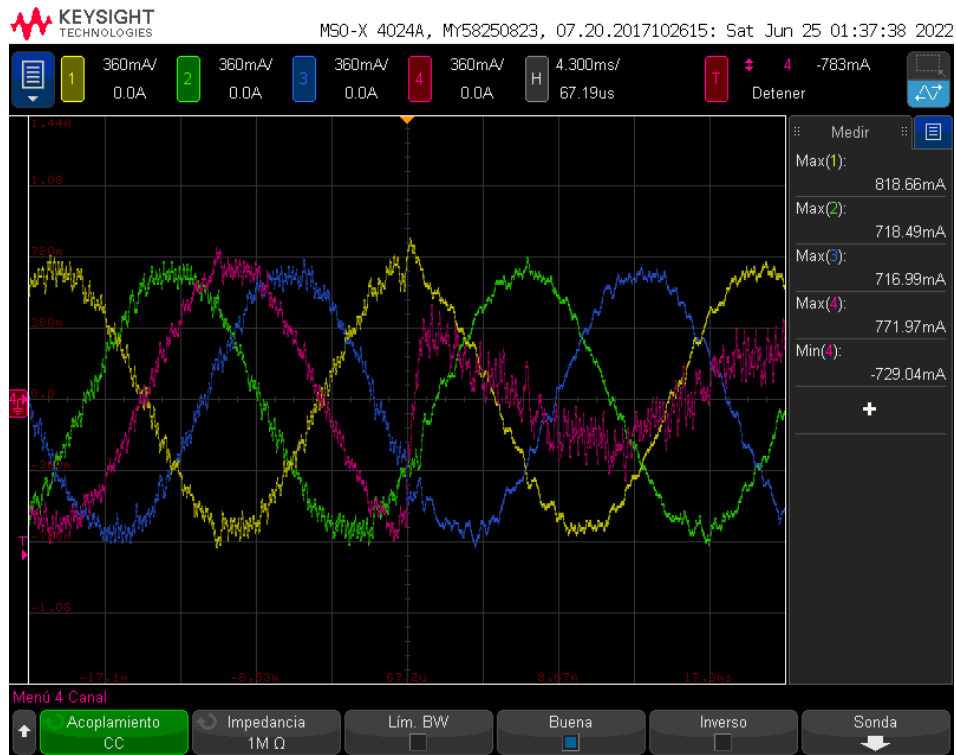
(a)



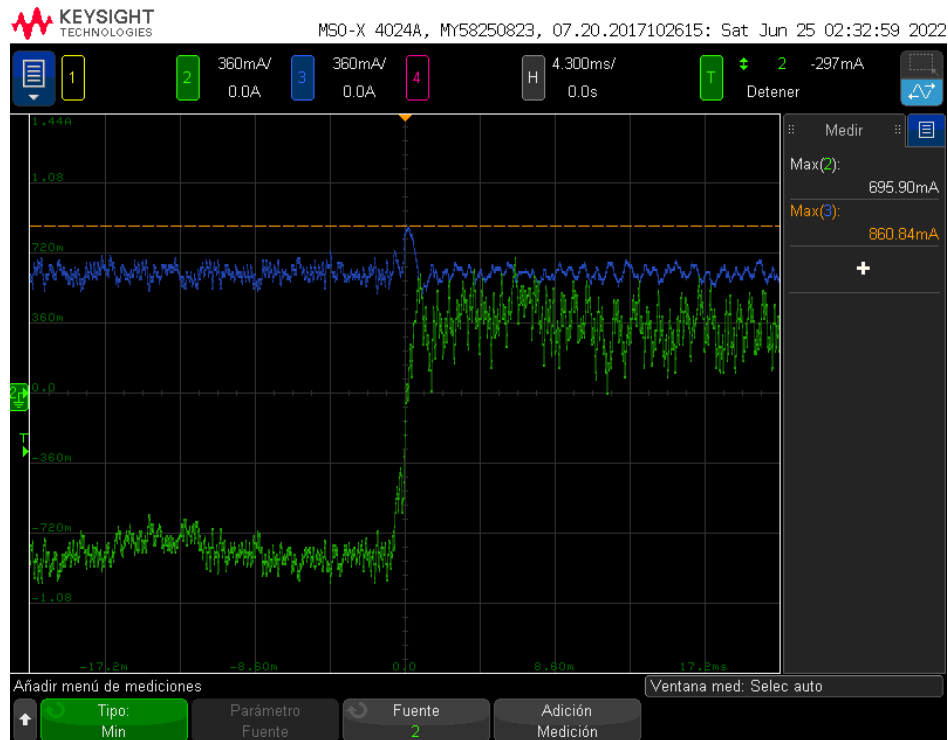
(b)

Fig. 11.8 Corrientes de la red y del sistema de almacenamiento con impacto de carga de 0 a 100 [Ω]

(a) corrientes $i_{s_{abc}}$ e i_{c_d} , (b) corriente en coordenadas d



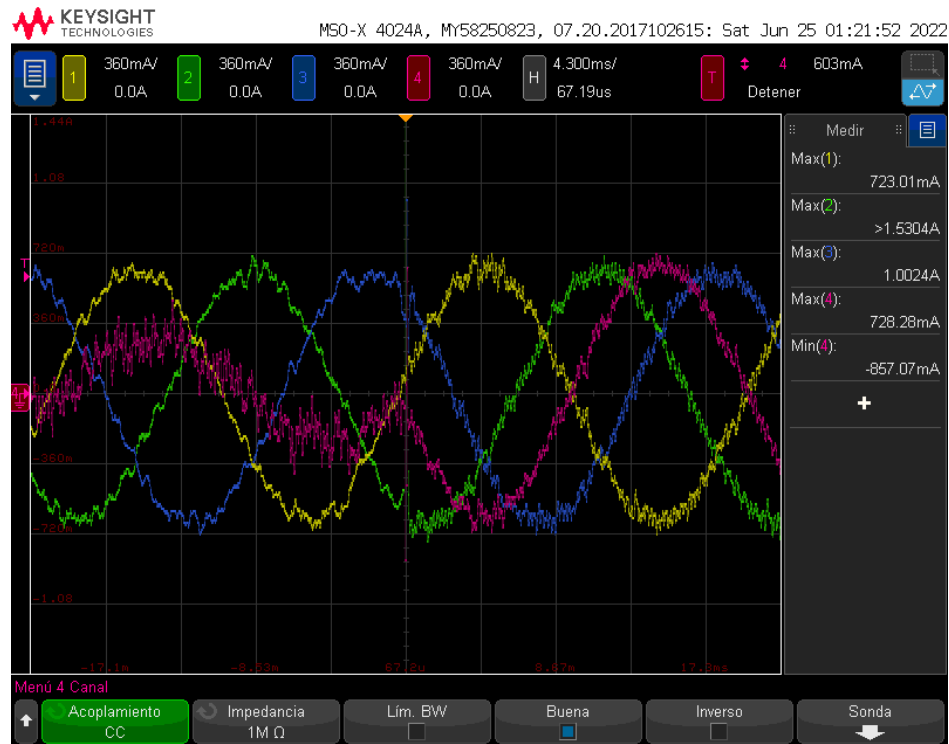
(a)



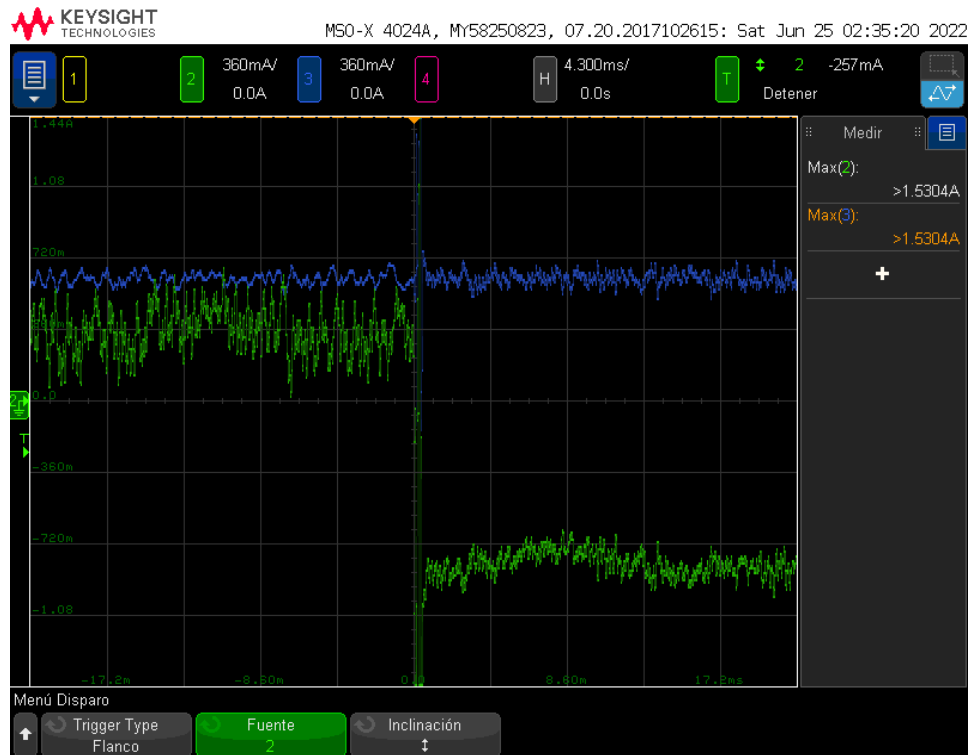
(b)

Fig. 11.9 Corrientes de la red y del sistema de almacenamiento con impacto de carga de 0 a 50 [Ω]

(a) corrientes $i_{s_{abc}}$ e i_{c_d} , (b) corriente en coordenadas d



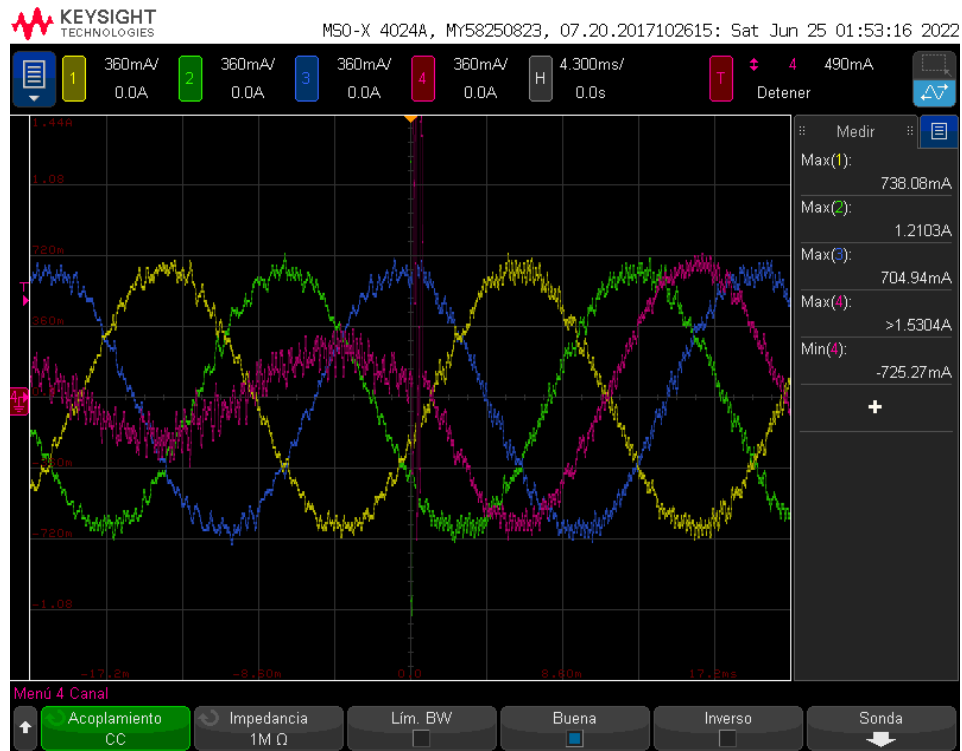
(a)



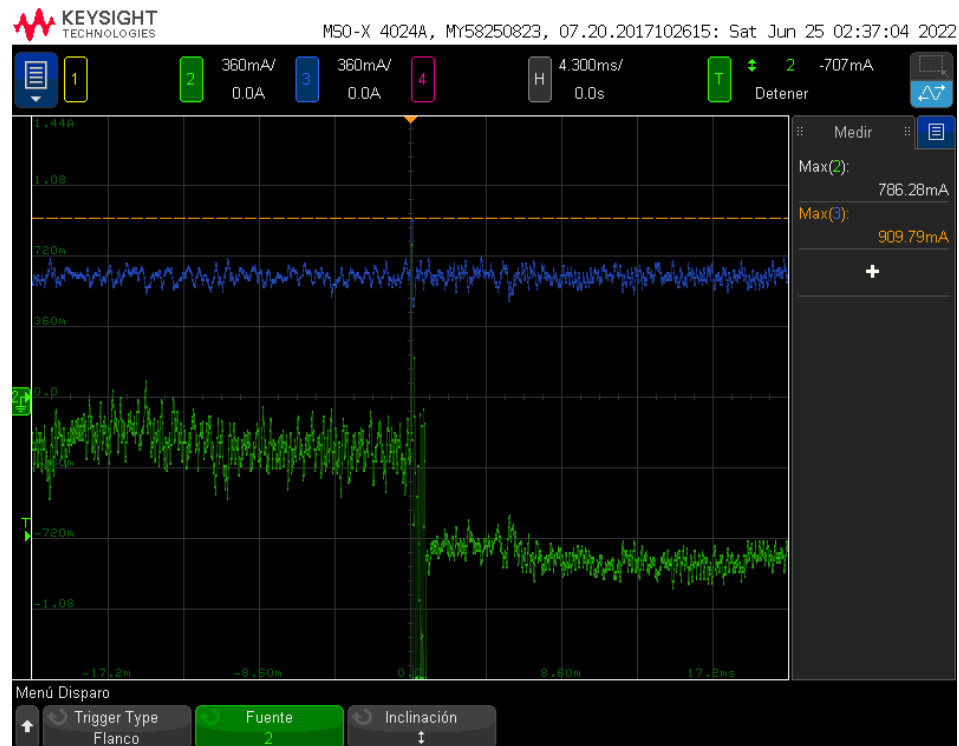
(b)

Fig. 11.10 Corrientes de la red y del sistema de almacenamiento con impacto de carga de 50 a 0 [Ω]

(a) corrientes $i_{s_{abc}}$ e i_{c_d} , (b) corriente en coordenadas d



(a)



(b)

Fig. 11.11 Corrientes de la red y del sistema de almacenamiento con impacto de carga de 100 a 0 [Ω]

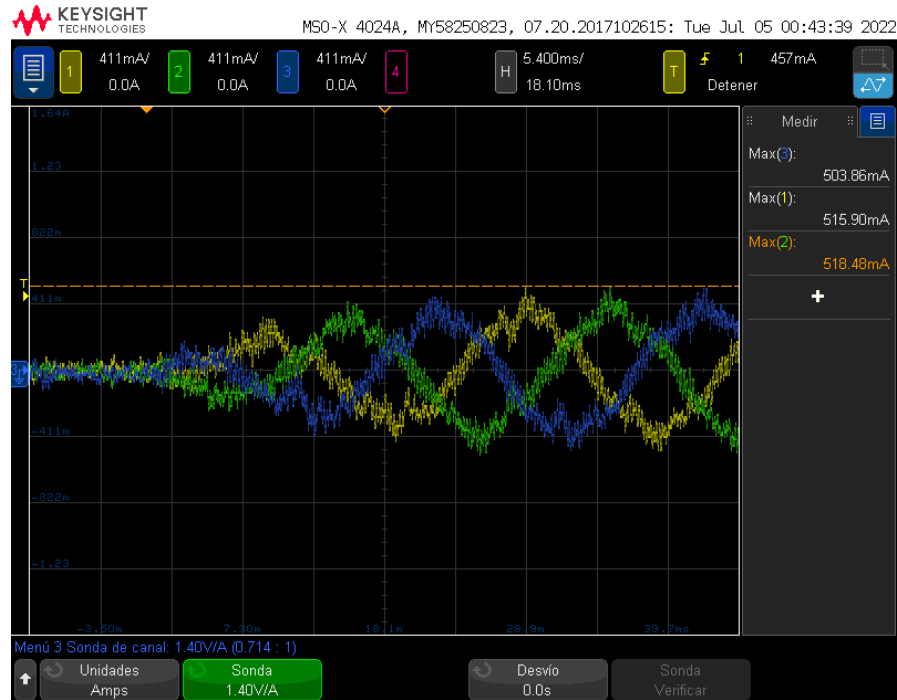
(a) corrientes $i_{s_{abc}}$ e i_{c_d} , (b) corriente en coordenadas d

11.2. Respuesta del sistema experimental con inercia virtual

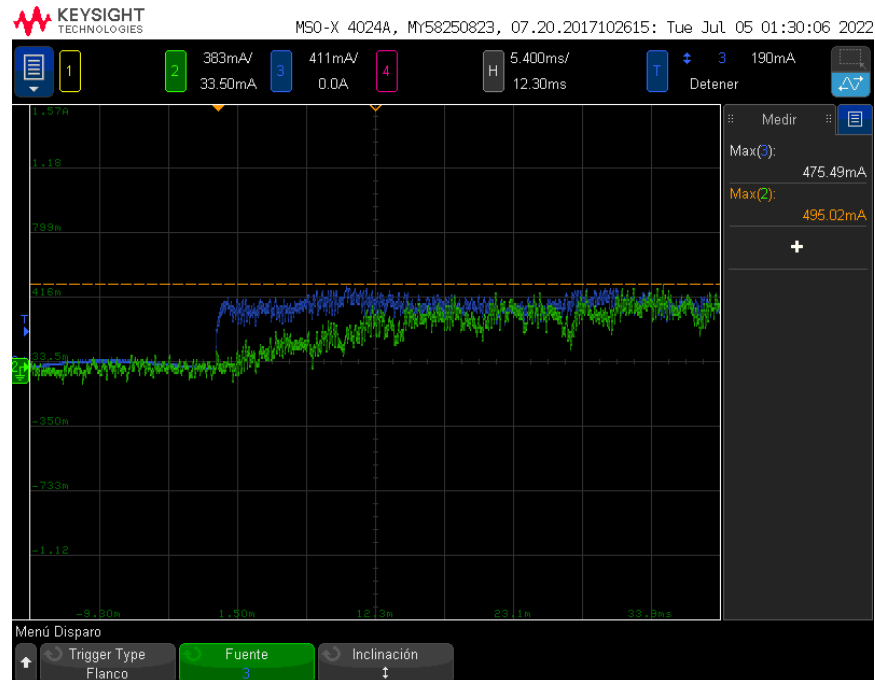
Para los sistemas con inercia virtual, las respuestas ante variaciones de carga son distintas al sistema presentado anteriormente, esto se debe principalmente a la incorporación de una inercia emulada en base a los generadores sincrónicos. Como se puede apreciar en las Fig. 11.12 a la Fig. 11.14, se presentan las respuestas del sistema ante variaciones de carga, las cuales varían de 0, 50, y 100 [Ω] respectivamente. En este control del sistema, se configura de tal forma de que la corriente requerida por la carga sea completamente suministrada por el sistema de almacenamiento considerando la inercia virtual. Por ejemplo, en la Fig. 11.12 (a) y Fig. 11.13 (a), en primera instancia el sistema se presenta sin carga, debido a esto, no existe flujo de potencia por parte del sistema de almacenamiento. Sin embargo, en el momento en el que se activa la carga resistiva de 100 [Ω] o 50 [Ω], el sistema de almacenamiento se encarga de suministrar la corriente requerida por la carga (0.5[A] para una carga de 100 [Ω] y 1[A] para una carga de 50 [Ω]). Se puede ver que en la respuesta del sistema de almacenamiento se presenta una respuesta más lenta en comparación con el apartado anterior, esto se debe a la inercia emulada a través del control del convertidor. Lo mismo ocurre para la Fig. 11.14 (a), donde al desconectar la carga, la corriente que suministra el sistema de almacenamiento decae con una respuesta más lenta debido a la inercia virtual. En (b), de las figuras comentadas anteriormente, se puede apreciar el comportamiento descrito para cada uno de ellos, pero en términos de las coordenadas d de la corriente requerida por la carga (azul) y del sistema de almacenamiento (verde).

Por lo tanto, mediante el control del sistema de almacenamiento y del convertidor, se puede tener un sistema capaz de proporcionar una potencia activa con un valor definido a la carga y que el la potencia restante sea directamente regenerada por el sistema de almacenamiento o bien, la diferencia de potencia restante sea entregado por el sistema de almacenamiento bajo distintos impactos de carga. También, se puede controlar de forma que todo el requerimiento de la carga sea suministrado por el sistema de almacenamiento con el fin de que desde el punto de la red eléctrica no exista perturbación alguna provocada por cualquier tipo de conexión o desconexión de cargas. Sin embargo, al agregar la inercia virtual, se tiene un mayor control del sistema debido a sus respuestas más lentas. Con estas respuestas más lentas, se logra tener un mayor tiempo de reacción para determinar las inyecciones de potencia correspondientes para contrarrestar las desviaciones potencia provocadas por conexiones y desconexiones de cargas, las cuales, debido a la inercia, no existirán peak repentinos de

corriente que puedan generar activaciones indebidas de protecciones o dañar equipos conectado a la red eléctrica.



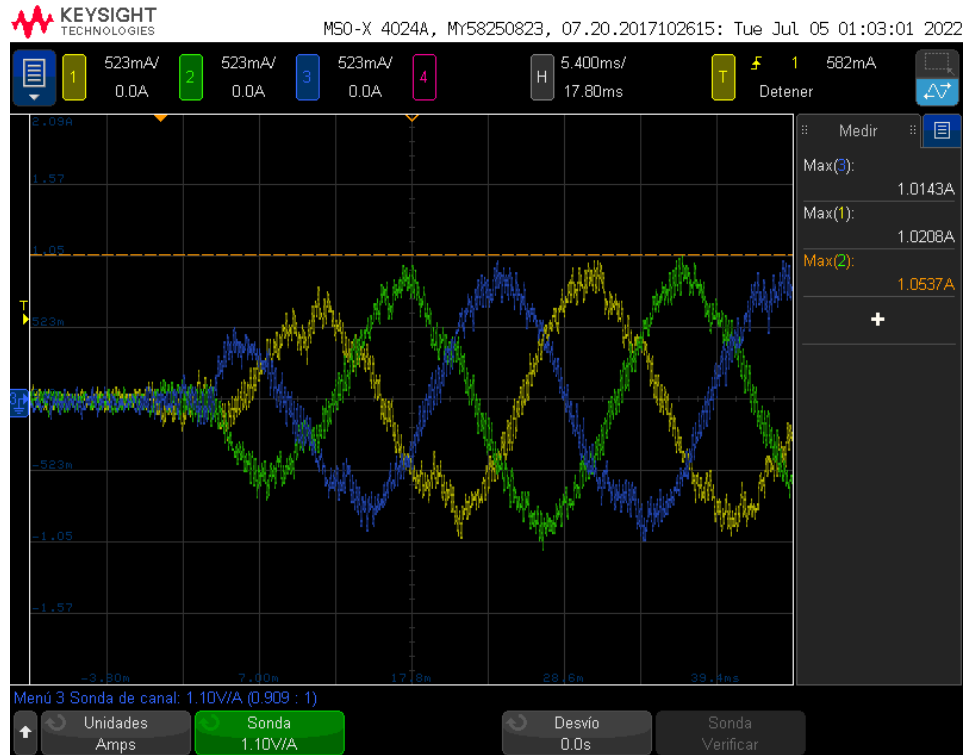
(a)



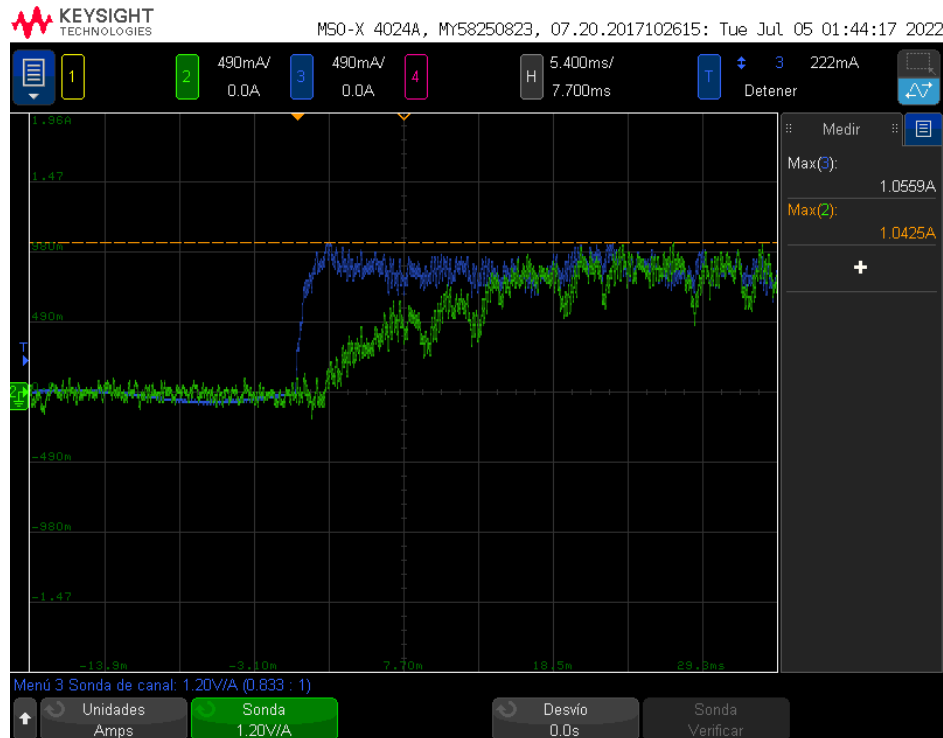
(b)

Fig. 11.12 Corrientes del sistema de almacenamiento y la carga con impacto de carga de 0 a 100 [Ω]

(a) corrientes i_{cab} , (b) corriente en coordenadas d



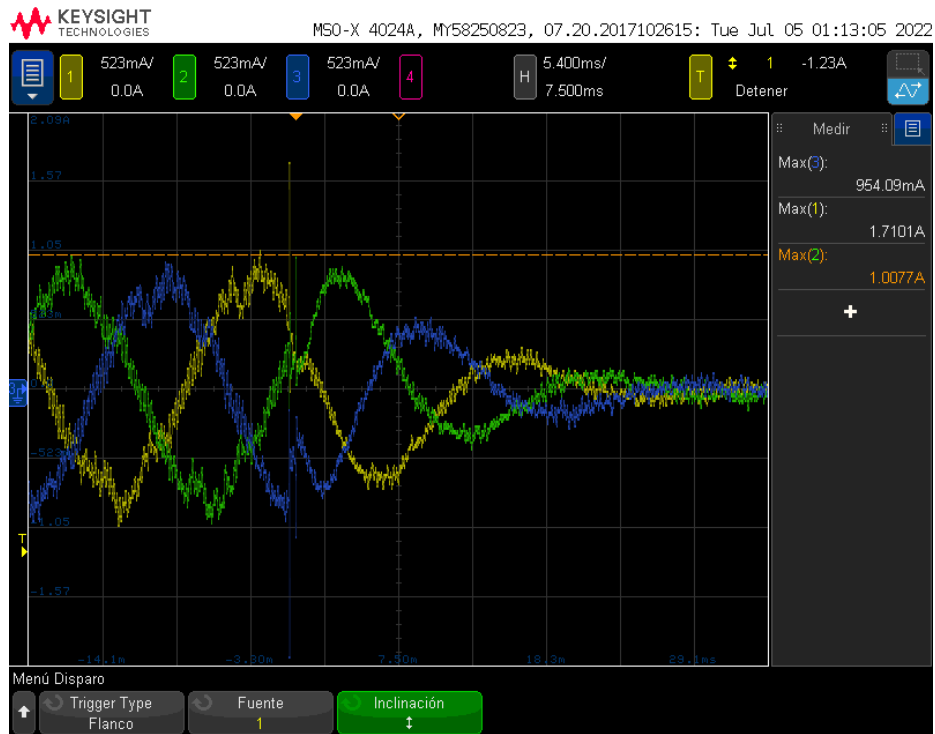
(a)



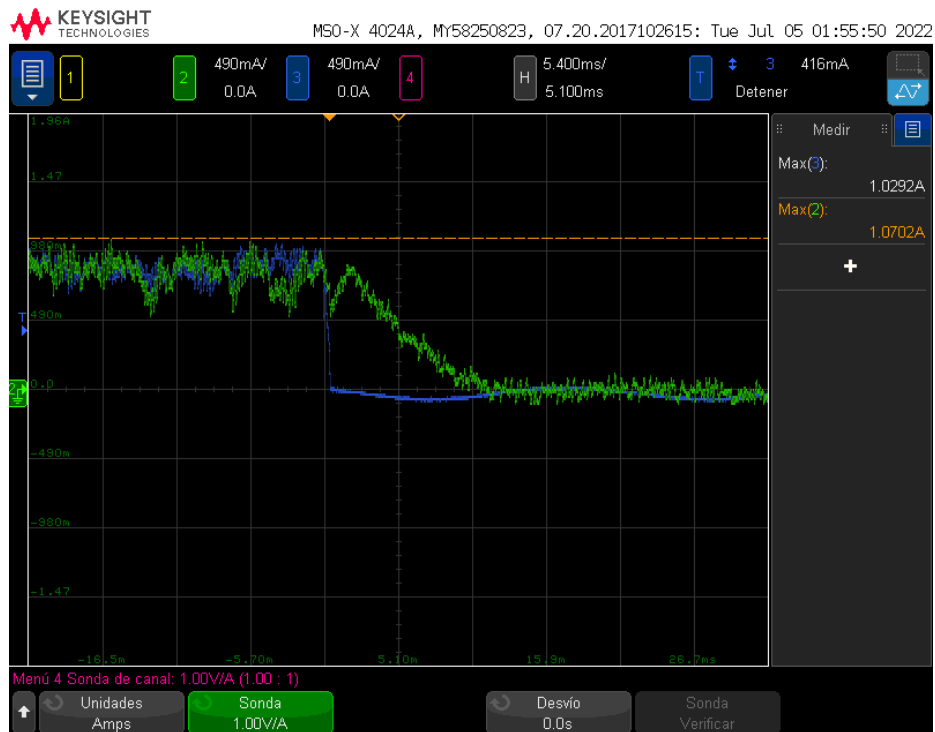
(b)

Fig. 11.13 Corrientes del sistema de almacenamiento y la carga con impacto de carga de 0 a 50 [Ω]

(a) corrientes i_{cab} , (b) corriente en coordenadas d



(a)



(b)

Fig. 11.14 Corrientes del sistema de almacenamiento y la carga con impacto de carga de 50 a 0 $[\Omega]$

(a) corrientes i_{cab} , (b) corriente en coordenadas d

Capítulo 12. Conclusiones

12.1. Sumario

En este informe de tesis, se simuló y se realizó el estudio de un sistema de almacenamiento conectado a la red eléctrica mediante el rectificador de frente activo AFE, tanto su comportamiento como su modelo matemático, control de corrientes, controladores PI y la modulación PWM, señalando las ventajas y desventajas del sistema ante diferentes impactos de carga y la implementación de la inercia virtual. El trabajo experimental se llevó a cabo en el Laboratorio de Electrónica de Potencia Aplicada (LEPA), en el cual todo el control realizado para el convertidor, mencionado anteriormente, se realizó a través del software MATLAB Simulink y la etapa de análisis, adquisición de datos, mediciones o calibraciones en tiempo real del comportamiento del sistema, fue mediante el uso del equipo MicroLabBox y software ControlDesk de dSPACE.

12.2. Conclusiones

A partir de lo experimentado en el laboratorio se pudo validar lo que es el control de corriente, sintonización de los PI y la modulación del sistema de almacenamiento conectado a la red eléctrica como Grid - Following, obteniendo una buena sincronización con la red por parte del convertidor permitiendo un correcto seguimiento en las variables de referencia y facilitando el flujo de potencia entre ambos sistemas.

Se validó el comportamiento del sistema ante variaciones de carga, donde el sistema de almacenamiento fue capaz de suministrar la potencia necesaria a la carga en los instantes en los cuales, la potencia requerida por la carga sobrepasaba la capacidad de la red eléctrica, logrando elaborar el control de un sistema estable, evitando que alguna perturbación relacionada con el desbalance entre la generación y la carga sea reflejada en la red eléctrica. Además, se demuestra que en un sistema electrónico de potencia que no incluya la inercia virtual tiene la ventaja de que el sistema de almacenamiento tenga una respuesta instantánea ante los cambios de potencia, pero lamentablemente no contribuye a la estabilidad de la red eléctrica debido a estas respuestas instantáneas, ya que acorta el tiempo de reacción de las protecciones para contrarrestar las perturbaciones o bien, puede activar distintas protecciones debido a los peak de corriente de gran magnitud. Sin embargo, al agregar inercia

virtual al sistema se comprueba que el sistema se comporta de una manera más lenta y evita los peak de corriente debido a los impactos de carga, lo que significa una gran contribución en términos de estabilidad para el sistema eléctrico, mejorando los tiempos de reacción para la activación de protecciones ante perturbaciones. Por lo tanto, se comprueba que complementar un sistema eléctrico con un sistema de almacenamiento permite la mejora del desempeño en la respuesta transitoria del sistema y su confiabilidad para proveer un respaldo a la red eléctrica ante perturbaciones.

12.3. Trabajo Futuro

Como trabajos futuros se propone los siguiente:

- Diseño e implementación un sistema que permita la conexión y desconexión del sistema eléctrico para el control del convertidor mediante Grid – Forming.
- Diseño e implementación un sistema que permita la conexión y desconexión del sistema eléctrico para el control del convertidor mediante Grid – Supporting.
- Realizar un análisis del sistema propuesto en condiciones de desbalance.
- Utilización de la técnica de modulación vectorial SVPWM para el control del convertidor operando como Grid - Following

Bibliografía

- [1] J. Fang, P. Lin, H. Li, Y. Yang, and Y. Tang, “An improved virtual inertia control for three-phase voltage source converters connected to a weak grid,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 34, no. 9, pp. 8660–8670, 2019, doi: 10.1109/TPEL.2018.2885513.
- [2] P. Denholm, T. Mai, R. W. Kenyon, B. Kroposki, and M. O. Malley, “Inertia and the Power Grid : A Guide Without the Spin,” no. May, 2020, [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/73856.pdf>.
- [3] L. L. Grigsby, *Power system stability and control*. 2017.
- [4] C. N. de E. CNE, “Norma Técnica de Servicios Complementarios,” *Com. Nac. Energía*, 2019, [Online]. Available: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/05/NT-SSCC.pdf>.
- [5] C. Joint *et al.*, “Definition and Classification of Power System Stability,” pp. 1–18.
- [6] M. F. Zia, E. Elbouchikhi, and M. Benbouzid, “Microgrids energy management systems: A critical review on methods, solutions, and prospects,” *Appl. Energy*, vol. 222, no. April, pp. 1033–1055, 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.04.103.
- [7] M. Agarwal and A. Mittal, “Micro Grid Tehcniological Activities Across The Globe: A Review,” *Int. J. Res. Rev. Appl. Sci.*, vol. 7, no. 2, pp. 147–152, 2011.
- [8] B. S. Hartono, Budiyanto, and R. Setiabudy, “Review of microgrid technology,” *2013 Int. Conf. Qual. Res. QiR 2013 - Conjunction with ICCS 2013 2nd Int. Conf. Civ. Sp.*, pp. 127–132, 2013, doi: 10.1109/QiR.2013.6632550.
- [9] O. Palizban, K. Kauhaniemi, and J. M. Guerrero, “Microgrids in active network management - Part I: Hierarchical control, energy storage, virtual power plants, and market participation,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 36, pp. 428–439, 2014, doi: 10.1016/j.rser.2014.01.016.
- [10] J. D. Bastidas-Rodríguez, C. A. Ramos-Paja, J. David Bastidas-Rodríguez, and C. Ramos-Paja, “Types of inverters and topologies for microgrid applications Tipos,” *UIS Ing.*, vol. 16, no. 1, pp. 7–14, 2017.
- [11] P. Roos, “A Comparison of Grid-Forming and Grid-Following Control of VSCs,” 2020, [Online]. Available: <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:1444307/FULLTEXT01.pdf>.
- [12] R. Jadeja, A. Ved, T. Trivedi, and G. Khanduja, “Control of Power Electronic Converters in AC Microgrid,” *Power Syst.*, vol. 27, no. 11, pp. 329–355, 2020, doi: 10.1007/978-3-030-23723-3_13.

- [13] M. S. Mahmoud, S. Azher Hussain, and M. A. Abido, "Modeling and control of microgrid: An overview," *J. Franklin Inst.*, vol. 351, no. 5, pp. 2822–2859, 2014, doi: 10.1016/j.jfranklin.2014.01.016.
- [14] T. M. U. W. P. R. Ned Mohan, *Electronica De Potencia*. 2009.
- [15] A. Martinez, "Determinación del estatismo del sistema electroenergético nacional de Cuba," *Ing. Energética*, vol. XXVIII, no. 1, pp. 16–19, 2007.
- [16] J. A. González, A. Dyoeko, and G. Lloyd, "The impact of renewable energy sources and distributed generation on substation protection and automation," *Water Energy Int.*, vol. 57 RNI, no. 3, p. 65, 2014.
- [17] Y. Zheng, "Virtual Inertia Emulation," p. 70, 2016, [Online]. Available: <http://repository.tudelft.nl/>.
- [18] R. Liu, Z. Wang, and H. Xing, "Virtual Inertia Control Strategy for Battery Energy Storage System in Wind Farm," *Asia-Pacific Power Energy Eng. Conf. APPEEC*, vol. 2019-Decem, no. 2017, pp. 3–7, 2019, doi: 10.1109/APPEEC45492.2019.8994353.
- [19] J. Alipoor, Y. Miura, and T. Ise, "Power system stabilization using virtual synchronous generator with alternating moment of inertia," *IEEE J. Emerg. Sel. Top. Power Electron.*, vol. 3, no. 2, pp. 451–458, 2015, doi: 10.1109/JESTPE.2014.2362530.
- [20] J. J. Grainger and W. D. S. Jr, "Power System Analysis," *Power Syst. Anal.*, vol. 1999, no. December, pp. 1–6, 2006.
- [21] H. Omara, "A Methodology for Determining the Load Frequency Sensitivity," *PQDT - UK Irel.*, p. 212, 2012, [Online]. Available: http://ezproxy.umuc.edu/login?url=https://search.proquest.com/docview/1774233598?accountid=14580%0Ahttp://sfx.umd.edu/uc?url_ver=Z39.88-2004&rft_val_fmt=info:ofi/fmt:kev:mtx:dissertation&genre=dissertations+%26+theses&sid=ProQ:ProQuest+Dissertations+%26+T.
- [22] M. A. Pérez, R. L. Fuentes, and J. Rodríguez, "Predictive control of DC-link voltage in an active-front-end rectifier," *Proc. - ISIE 2011 2011 IEEE Int. Symp. Ind. Electron.*, pp. 1811–1816, 2011, doi: 10.1109/ISIE.2011.5984432.

