

CONTROL CENTRALIZADO PARA UNA MICRORRED AISLADA BASADO EN EL
APROVECHAMIENTO DE RECURSOS RENOVABLES

FABIÁN LEONARDO FORERO ORDÓÑEZ

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOMECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS
ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE TELECOMUNICACIONES
MAESTRÍA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA
BUCARAMANGA

2021

CONTROL CENTRALIZADO PARA UNA MICRORRED AISLADA BASADO EN EL
APROVECHAMIENTO DE RECURSOS RENOVABLES

FABIÁN LEONARDO FORERO ORDÓÑEZ

Trabajo de Investigación para optar al título de
Magíster en Ingeniería Eléctrica

Director

Ricardo Alzate Castaño

Doctorado en Ingeniería Informática y Automática

Co-Directora

María Alejandra Mantilla Villalobos

Doctorado en Ingeniería (Ing.Eléctrica, Electrónica y Gestión & Desarrollo)

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOMECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS
ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE TELECOMUNICACIONES
MAESTRÍA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA
BUCARAMANGA

2021

DEDICATORIA

Este proyecto de investigación es dedicado a mi madre, Myriam Ordóñez, por haberme motivado y confiar en mí en cada instante en el transcurso de mi crecimiento académico. Por su dedicación, por brindarme apoyo emocional en los momentos más difíciles de mi vida.

A mi abuela, Josefina Medina, por sus sabios consejos, su motivación en vida y su ayuda desde el cielo en los momentos de tempestad. A Diego Alejandro Rojas, que tras su pronta partida dejó la huella de no tener miedo a ser uno mismo en la vida.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco primeramente a Dios, porque sin él nada hubiese sido posible, a mis padres por su apoyo moral y económico en el transcurso de esta maestría.

También, a mi prima favorita Mónica Yamile, por contribuir siempre a lo largo de mi formación profesional; a mi madrina Tania por ser un apoyo incondicional durante estos años; a mi segunda madre Myriam Yolanda, por acogerme en su familia, ofrecerme siempre su ayuda en los momentos de angustia y celebrar conmigo las victorias alcanzadas.

Asimismo, agradezco a mi novia Karen Muñoz, por su paciencia, su comprensión, por acompañarme en este proceso, siendo siempre un apoyo emocional en los momentos más difíciles y un apoyo técnico a la hora de sobrellevar las adversidades. A la ingeniera Nataly Andrea, por sus aportes a mi proyecto y su amistad en el transcurso de los años.

Igualmente, a las señoras Esperanza Rojas y Ana Celia Galvis por ofrecerme su apoyo económico para poder realizar mis estudios de maestría. A Yuliana Díaz y Sebastián Jaimes, por su apoyo técnico y amistad; a Heiner Quiroga, Andrés Machuca, José Barone y Cristian Rodríguez por sus contribuciones al desarrollo de este proyecto de investigación.

A mis directores María Mantilla y Ricardo Alzate, por ofrecerme la oportunidad de realizar mis estudios de maestría, su apoyo, su tiempo y compartir su conocimiento para la realización de este proyecto.

CONTENIDO

	pág.
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. POTENCIAL ENERGÉTICO RENOVABLE EN COLOMBIA	3
1.2. GENERACIÓN DISTRIBUIDA E INTEGRACIÓN DE RECURSOS A LA RED	5
1.3. CONTROL DE MICRORREDES ELÉCTRICAS	7
1.4. RESUMEN DE CAPÍTULOS	9
2. OBJETIVOS	11
2.1. OBJETIVO GENERAL	11
2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	11
3. OPERACIÓN AISLADA DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO SIN ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA	12
3.1. SEGUIMIENTO DEL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA	15
3.2. OPERACIÓN ANTE UNA DEMANDA VARIANTE	16
3.3. CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	19
3.3.1. Arreglo de paneles fotovoltaicos	20
3.3.2. Convertidor DC/DC elevador	21
3.3.3. Inversor de potencia	26
3.3.4. Filtrado de componentes armónicas	37
3.4. ANÁLISIS POR SIMULACIÓN DEL DESEMPEÑO DEL SISTEMA	41
3.4.1. Operación bajo régimen de poca demanda	41
3.4.2. Colapso bajo régimen de alta demanda	42
3.4.3. Seguimiento al punto de operación del sistema ante perturbaciones	50

4. CONTROL DE GENERACIÓN PARA UNA MÁQUINA DE INDUCCIÓN AUTOEXCITADA	55
4.1. GENERADOR DE INDUCCIÓN AUTOEXCITADO	56
4.2. TURBINA HIDRÁULICA	59
4.3. ACOPLÉ Y CARACTERIZACIÓN DEL CONJUNTO TURBINA-GAE	65
4.4. ANÁLISIS POR SIMULACIÓN DEL DESEMPEÑO DEL SISTEMA	69
5. INTEGRACIÓN DE RECURSOS ENERGÉTICOS	75
5.1. SINCRONIZACIÓN DE FUENTES DE TENSIÓN	77
5.1.1. Algoritmo de enganche de fase mejorado - EPLL	78
5.2. COMPONENTES ARMÓNICAS EN GRUPOS ELECTRÓGENOS	80
5.2.1. Estrategia de sincronización con un grupo electrógeno	81
5.3. CONTROL DE POTENCIA ACTIVA EN UN GENERADOR	84
5.4. ANÁLISIS POR SIMULACIÓN	89
6. CONTROL CENTRALIZADO PARA LA GESTIÓN DE RECURSOS	94
6.1. CONTROL JERÁRQUICO CENTRALIZADO	96
6.2. ESTRATEGIA DE CONTROL CENTRALIZADO	98
6.3. ESCENARIO DE OPERACIÓN	99
7. PROTOTIPO EXPERIMENTAL DE MICRORRED ELÉCTRICA AISLADA	103
7.1. SISTEMA FOTOVOLTAICO AISLADO SIN ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA	103
7.1.1. Prototipo experimental	103
7.1.2. Operación bajo algoritmo PPT	109
7.2. GENERADOR DE INDUCCIÓN AUTO EXCITADO	114
7.2.1. Montaje experimental	114
7.2.2. Caracterización de la generación	115
7.3. GRUPO ELECTRÓGENO	118

7.3.1. Implementación	119
7.3.2. Pruebas de caracterización	120
7.4. MICRORRED ELÉCTRICA AISLADA	120
7.4.1. Tablero de conexiones	122
7.5. CONTROL JERÁRQUICO CENTRALIZADO	125
7.5.1. Protocolo de inicio	125
7.5.2. Escenario de operación desarrollado	127
7.6. ESCENARIO DE GESTIÓN	131
8. RECOMENDACIONES	137
9. TRABAJO FUTURO	138
10. CONCLUSIONES	139
BIBLIOGRAFÍA	143

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Perfiles de generación en un arreglo de paneles fotovoltaicos	15
Figura 2. Técnica MPPT P&O	17
Figura 3. Técnica MPPT P&O modificada	18
Figura 4. Sistema fotovoltaico aislado	20
Figura 5. Bloque <i>Simulink</i> para arreglo de paneles fotovoltaicos	21
Figura 6. Circuito convertidor de potencia elevador	22
Figura 7. Diagrama de bloques para esquema de modulación por ancho de pulso	24
Figura 8. Realización circuital en <i>SimScape</i> para control <i>PPT</i>	27
Figura 9. Realización en <i>SimScape</i> para inversor	29
Figura 10. Sistema de control realimentado	34
Figura 11. Implementación de doble lazo resonante en <i>SimScape</i>	36
Figura 12. Diagrama de Bode y espectros de entrada y salida para filtro LCL	39
Figura 13. Señales de entrada y salida del filtro LCL	40
Figura 14. Magnitudes eléctricas en corriente continua para regulación PI convencional ante $P_{AC} = 500 W$	43
Figura 15. Magnitudes eléctricas en corriente alterna para regulación PI convencional ante $P_{AC} = 500 W$	44
Figura 16. Magnitudes eléctricas en corriente continua para regulación PI convencional ante $P_{AC} = 950 W$	46
Figura 17. Magnitudes eléctricas en corriente alterna para regulación PI convencional ante $P_{AC} = 950 W$	47

Figura 18. Magnitudes eléctricas en corriente continua para regulación MPPT ante $P_{AC} = 950 W$	48
Figura 19. Magnitudes eléctricas en corriente alterna para regulación MPPT ante $P_{AC} = 950 W$	49
Figura 20. Magnitudes eléctricas en corriente continua para regulación PPT ante $P_{AC} = 950 W$	51
Figura 21. Magnitudes eléctricas en corriente alterna para regulación PPT ante $P_{AC} = 950 W$	52
Figura 22. Magnitudes eléctricas en corriente continua para regulación PPT perturbada	53
Figura 23. Magnitudes eléctricas en corriente alterna para regulación PPT perturbada	54
Figura 24. Generador de inducción autoexcitado	57
Figura 25. Modelo simplificado para la máquina de inducción	58
Figura 26. Esquema circuital en <i>SimScape</i> para GAE	60
Figura 27. Curva de magnetización GAE: experimental (trazo continuo) y simulada (trazo punteado)	61
Figura 28. Operación GAE bajo condiciones de carga: experimentos (trazo continuo) y simulaciones (trazo punteado)	62
Figura 29. Ilustración para turbina hidráulica Pelton (tomado de José Carta. <i>Centrales de energías renovables</i> . Pearson Educación S.A., 2009)	62
Figura 30. Relación η vs. P_m en una turbina Pelton	64
Figura 31. Modelo en diagrama de bloques para una turbina hidráulica Pelton	64
Figura 32. Modelo en diagrama de bloques para acople entre turbina y GAE	66
Figura 33. Modelo en <i>SimScape</i> para caracterización del conjunto turbina-GAE	67
Figura 34. Curvas de generación para conjunto turbina-GAE ante diferentes valores de Q	68

Figura 35. Sistema de generación aislado basado en GAE	69
Figura 36. Implementación en <i>SimScape</i> para sistema de generación aislado basado en GAE	71
Figura 37. Magnitudes eléctricas en corriente continua para regulación PPT perturbada	73
Figura 38. Magnitudes eléctricas en corriente alterna para regulación PPT perturbada	74
Figura 39. Estructura general para <i>EPLL</i>	79
Figura 40. Salida de tensión para un grupo electrógeno comercial evidenciando componentes armónicas	81
Figura 41. Estrategia de sincronización propuesta para fuentes con contenido armónico	83
Figura 42. Esquema de dos generadores en paralelo implementado en <i>SimScape</i>	85
Figura 43. Potencia como función de $\Delta\phi$ para generadores ideales	88
Figura 44. Aproximación lineal para P_2 respecto a $\Delta\phi$ y $\Delta\omega$	90
Figura 45. Esquema de una red híbrida implementada en <i>SimScape</i>	91
Figura 46. Sincronización y reparto de potencia entre unidades de generación	92
Figura 47. Salidas EPLL y correlaciones	93
Figura 48. Estructura jerárquica de control	98
Figura 49. Estructura jerárquica de control	100
Figura 50. Potencias para la operación en red del sistema híbrido	101
Figura 51. Ángulos para el reparto de potencias en la operación en red del sistema híbrido	102
Figura 52. Configuración de paneles fotovoltaicos	104
Figura 53. Sistema fotovoltaico aislado	105

Figura 54. Inductor de filtrado	105
Figura 55. Inversor de potencia <i>SEMIKRON</i>	106
Figura 56. Convertidor DC/DC elevador	107
Figura 57. Sensores de tensión y corriente de efecto Hall	108
Figura 58. Tarjeta de control dSPACE 1104	109
Figura 59. Interfaz gráfica de usuario	110
Figura 60. Diagrama GRAFCET para la operación del prototipo experimental de sistema fotovoltaico	111
Figura 61. Magnitudes eléctricas para sistema PV bajo algoritmo PPT en corriente continua	112
Figura 62. Magnitudes eléctricas para sistema PV bajo algoritmo PPT en corriente alterna	113
Figura 63. Implementación GIAE	114
Figura 64. Montaje para caracterización de curva potencia tensión	116
Figura 65. Magnitudes eléctricas para la caracterización de del GAE en corriente continua	117
Figura 66. Configuración inversor de potencia	118
Figura 67. Generador a gasolina	119
Figura 68. Variables eléctricas asociadas al generador a gasolina	121
Figura 69. Esquema de conexiones microrred	122
Figura 70. Tablero de conexiones	124
Figura 71. Encendido de bobina del contactor KM1	124
Figura 72. Vista global de la microrred desde unidad centralizada	126
Figura 73. Protocolo de inicio de la MR	128
Figura 74. Potencia y ángulo para la operación en conjunto planta a gasolina e inversor de potencia 1	129
Figura 75. Potencia y ángulo para la operación entre dos inversores de potencia	130

Figura 76. Potencia y ángulo para la operación en conjunto planta a gasolina e inversores de potencia	132
Figura 77. GRAFCET escenario de operación desarrollado sobre la MR	134
Figura 78. Medidas de potencia del prototipo experimental para el escenario de operación establecido	135
Figura 79. Variables de sincronización y reparto de potencia para el escenario de operación establecido	136

RESUMEN

TÍTULO: CONTROL CENTRALIZADO PARA UNA MICRORRED AISLADA BASADO EN EL APROVECHAMIENTO DE RECURSOS RENOVABLES ¹

AUTOR: FABIÁN LEONARDO FORERO ORDÓÑEZ ²

PALABRAS CLAVE: CONTROL JERÁRQUICO, ENERGÍAS RENOVABLES, GESTIÓN DE RECURSOS ENERGÉTICOS, MICRORREDES ELÉCTRICAS.

DESCRIPCIÓN:

El presente trabajo de investigación presenta el diseño e implementación de un prototipo experimental a nivel de laboratorio de una estrategia para la gestión de recursos energéticos en una microrred AC aislada de baja potencia, que hace uso de fuentes renovables compuestas por un sistema solar fotovoltaico, un generador de inducción auto excitado inspirando en el aprovechamiento del recurso hidráulico a baja escala y una planta a gasolina que corresponderá con la fuente de tensión de referencia. Inicialmente, el trabajo aborda una revisión conceptual acerca del control de las unidades de generación renovables en donde se realizará una propuesta para el control del punto de potencia de las unidades renovables y se abordará el problema de reparto de potencias en un nivel conceptual a través de esquemas de control centralizado. Posteriormente, se establece una estrategia de sincronización para la implementación de una estructura jerárquica de control para gobernar la asignación de proporciones de generación, considerando una carga de alrededor de 1.5 kW correspondiente con el consumo promedio de viviendas rurales. Finalmente, se presenta la caracterización experimental individual y la operación bajo las estrategias de gestión diseñadas y propuestas validar una estrategia de gestión para la operación sobre el prototipo experimental.

¹ Trabajo de Investigación

² Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Director: Ricardo Alzate Castaño, Doctorado en Ingeniería Informática y Automática.

ABSTRACT

TÍTULO: CENTRALIZED CONTROL FOR AN ISOLATED MICROGRID BASED ON THE USE OF RENEWABLE RESOURCES *

AUTHOR: FABIÁN LEONARDO FORERO ORDÓÑEZ **

KEYWORDS: ELECTRICAL MICROGRID, ENERGY RESOURCE MANAGEMENT, HIERARCHICAL CONTROL, RENEWABLE ENERGY.

DESCRIPTION:

This research work presents the design and implementation of an experimental prototype at the laboratory level of a strategy for the management of energy resources in an isolated low-power AC microgrid, which uses renewable sources, composed of a photovoltaic solar system, a self-excited induction generator inspiring in the use of hydraulic resources on a small scale and a gasoline plant that will correspond to the reference voltage source. Initially, the work addresses a conceptual review about the control of renewable generation units where a proposal will be made for the control of the power point of renewable units and the problem of power distribution will be addressed at a conceptual level through centralized control schemes. Subsequently, a synchronization strategy is established for the implementation of a hierarchical control structure to govern the allocation of generation proportions, considering a load of around 1.5 kW corresponding to the average consumption of rural houses. Finally, the individual experimental characterization and the operation are presented under the management strategies designed and proposed to validate a management strategy for the operation on the experimental prototype.

* Research Work

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y telecomunicaciones. Director: Ricardo Alzate Castaño, Doctorado en Ingeniería Informática y Automática.

1. INTRODUCCIÓN

Actualmente, la humanidad enfrenta una crítica situación en cuanto respecta al manejo de recursos debido a un crecimiento poblacional desmesurado que demanda mayores necesidades energéticas, tradicionalmente satisfechas a partir de recursos fósiles como el petróleo, el carbón y el gas natural. Sin embargo, ante un escenario de reservas finitas para este tipo de recursos se hace necesario optar por nuevas alternativas que aseguren la sostenibilidad energética de la humanidad a mediano y largo plazo.

Más aún, el uso irresponsable de los recursos fósiles ha traído consigo un marcado deterioro ambiental evidenciado principalmente en el cambio climático IPCC Intergovernmental Panel on Climate Change. *Global Warming of 1.5° C*. 2019. El ciclo del carbono, consiste en la forma en que este elemento circula a través de la atmósfera, los océanos y la superficie e interior de la Tierra mediante procesos químicos, físicos, geológicos y biológicos. En los dos últimos siglos, las actividades humanas han alterado gravemente el ciclo del carbono, de manera más significativa en la atmósfera, afectando considerablemente los patrones meteorológicos e influyendo en el clima global Hermes Enrique CASTELLANOS IBARRA. *Empleo del biodiesel como sustituto de los combustibles líquidos fósiles (diésel) y la disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero debido a su uso*. Monografía (Especialista en Ingeniería Ambiental). Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de ingeniería Química, 2009.

Según datos proporcionados por la *Comisión Europea* en un reciente informe Comisión Europea. *Informe sobre el mercado europeo del carbono*. 2018, nueve de las diez empresas europeas que producen mayor cantidad de gases contaminantes hacia

la atmósfera son centrales de generación termoeléctrica. Lo anterior no es ajeno al panorama mundial y por tanto esta situación impone un estado de alerta al sector eléctrico para renovar su matriz energética hacia fuentes de generación amigables con el medio ambiente. En concordancia con lo anterior, iniciativas como la denominada *tercera revolución industrial* acuñada por la Unión Europea en 2011 a partir de los postulados de Jeremy Rifkin Jeremy RIFKIN. *The end of work: The decline of the global labor force and the dawn of the post-market era*. New York: GP Putnam's Sons, 1995, propenden por una *descarbonización* de la economía en un ideal de sociedad ambientalmente sostenible.

Parte de esta transición recae en la masificación de uso de las *energías renovables*, definidas como aquellas obtenidas de fuentes inagotables, ya sea por la inmensa cantidad de energía que contienen o porque son capaces de regenerarse por medios naturales. Entre las energías renovables se cuentan la energía eólica, la geotérmica, la hidroeléctrica, la mareomotriz, la solar, la undimotriz, la biomasa y los biocarburos et al CALDERÓN Zully. *Prospectiva Energética de Colombia*. Bucaramanga: Ediciones UIS, 2019. Por su parte, una *energía alternativa* es aquella que puede suplir a las fuentes energéticas convencionales, ya sea por su menor efecto contaminante, o fundamentalmente por su posibilidad de renovación B. SRENSEN. *Renewable Energy*. Elsevier: Academic Press, 2017.

Sin embargo, desde un punto de vista tecnológico las energías renovables imponen grandes retos debido principalmente a su carácter volátil, lo cual requiere almacenar y combinar diferentes tipos de fuentes para asegurar un suministro permanente de la demanda en el sistema de potencia. Lo anterior indiscutiblemente constituye un cambio en el paradigma de generación tradicional, y por tanto, grandes sistemas centralizados están siendo paulatinamente reemplazados por unidades de *gene-*

ración distribuida (GD) cercanas a la localización de las cargas Bob LASSETER. “Microgrids [distributed power generation]”. En: *2001 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.01CH37194)*. Vol. 1. 2001, 146-149 vol.1.

Un concepto derivado del anterior corresponde con las *microrredes eléctricas* (MR), concebidas como sistemas conformados por una o varias unidades de generación, con cargas y sistemas de almacenamiento o respaldo LASSETER, “Microgrids [distributed power generation]”; Robert LASSETER. “MicroGrids”. En: *2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.02CH37309)*. Vol. 1. 2002, 305-308 vol.1. Las MR son un elemento fundamental en la descentralización del sistema eléctrico, dada su capacidad de operación en modo conectado a la red o de forma aislada Nikos HATZIARGYRIOU. *Microgrids architectures and control*. Greece: John Wiley y Sons, 2014, con flujos de potencia controlados electrónicamente en configuraciones de tipo centralizado o descentralizado.

1.1. POTENCIAL ENERGÉTICO RENOVABLE EN COLOMBIA

Colombia es un país privilegiado en cuanto respecta a recursos naturales. Precisamente por su localización geográfica en la zona ecuatorial, la radiación solar provee a nuestro país un alto potencial de recurso solar principalmente en la parte norte de la región caribe IDEAM Instituto de Hidrología Meteorología y Estudios Ambientales. *Atlas de radiación solar de Colombia, year = 2018*, Adicionalmente, se cuenta con una amplia disponibilidad de recursos hídricos, sobretodo en zonas del país donde no se cuenta con cubrimiento por parte del sistema interconectado nacional de transmisión de energía eléctrica Ramiro FLÓREZ. *Pequeñas centrales hidroeléctricas*. Ediciones de la U, 2011; IDEAM Instituto de Hidrología Meteorología y Estudios

Ambientales. *Análisis del impacto del fenómeno la niña 2010-2011 en la hidroclimatología colombiana*. 2011.

Es precisamente este último punto el que motiva el aprovechamiento de recursos naturales como fuente de energía para las zonas rurales de Colombia, tomando en cuenta que por su geografía particular, su carácter predominantemente rural y por motivos de orden público, existe un gran número de personas en nuestro país que aún no cuentan con suministro eléctrico de calidad Superintendencia Delegada Para Energía y Gas Dirección Técnica De Gestión De Energía en Colombia. *Zonas no interconectadas (ZNI) diagnóstico de la prestación del servicio de energía eléctrica*. 2018. De hecho, la solución tradicional en algunas regiones apartadas se constituye de alguna forma de recurso fósil como el carbón o grupos electrógenos, trayendo consigo además de las consecuencias ambientales mencionadas previamente, problemas de salud asociados a los residuos de la combustión CASTELLANOS IBARRA, *Empleo del biodiesel como sustituto de los combustibles líquidos fósiles (diésel) y la disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero debido a su uso*. Estas prácticas tradicionales deben ser reemplazadas por nuevas tecnologías en un modo progresivo a través de sistemas híbridos que combinen recursos renovables al recurso fósil, permitiendo reducir la dependencia de la sociedad en los hidrocarburos Hidrología, *Análisis del impacto del fenómeno la niña 2010-2011 en la hidroclimatología colombiana*.

Finalmente, es importante mencionar que fenómenos climáticos como *el niño y la niña* Unidad Nacional para la Gestión del Riesgo de Desastres en Colombia. *Fenómeno del niño*. 2016 imponen la necesidad de diversificar la canasta energética colombiana, tradicionalmente ajustada al recurso hídrico a gran escala y con sistemas de respaldo de tipo termoeléctrico impulsados por carbón y gas natural. De hecho,

en 1992 las consecuencias del *fenómeno del niño* fueron tales que el país enfrentó un colapso energético-financiero que ocasionó la implantación de racionamientos energéticos Andrés VALENCIA. “Crisis energética en Colombia”. En: *Tecnología, Investigación y Academia* 4.2 (2016), págs. 74-81. De esta manera, explorar el recurso solar fotovoltaico, hídrico a pequeña escala y térmico a partir de biomasa son, entre otras opciones, apuestas por una capacidad energética sostenible y menos dependiente de las reservas limitadas de petróleo Ministerio de minas y energía Colombia. *Reporte de reservas de gas y petróleo*. 2018.

1.2. GENERACIÓN DISTRIBUIDA E INTEGRACIÓN DE RECURSOS A LA RED

Particularizando en los sistemas GD, las bondades ambientales de las energías renovables se pagan con la pérdida en la confiabilidad como consecuencia directa de la volatilidad para este tipo de recursos, dificultando garantizar la continuidad de los flujos de potencia. Asimismo, la baja inercia de los generadores basados en energías alternativas afectan las características dinámicas de operación para el sistema interconectado DIVAN Deepakraj M. y ADAPA-Rambabu CHANDORKAR Mukul C. “Control of parallel connected inverters in standalone AC supply systems”. En: *IEEE Transactions on Industry Applications* 29.1 (1993), págs. 136-143.

Este nuevo paradigma de generación asume que las cargas se encuentran cercanas a las fuentes y por tanto se elimina la necesidad de los sistemas de transmisión, permitiendo constituir conceptos novedosos como los parques eólicos y las granjas solares, que representan concentraciones de generadores con capacidad de satisfacer la demanda de una comunidad local, aunque también de integrarse al sistema interconectado.

Este último caso impone restricciones respecto a la calidad de la energía eléctrica

generada por el sistema GD, al igual que consideraciones relacionadas con la cantidad de generadores o redes de generación que pueden conectarse o desconectarse y respecto a los niveles de potencia inyectados.

Como consecuencia directa de ello, surge la necesidad de regular la utilización para esta clase de recursos a través de normativas como la *ley 1715 de 2014* que promueve el desarrollo y la utilización de fuentes renovables; la resolución *CREG* (Comisión de Regulación de Energía y Gas) 038 de 2018 para regulación de la autogeneración en zonas no interconectadas de Colombia y la resolución *CREG 030 de 2018* para sistemas de generación a pequeña escala y generación distribuida conectados al Sistema Interconectado Nacional, incluyendo consideraciones para definir asignaciones tarifarias. Para una lectura más detallada respecto a normatividad relacionada con integración de recursos renovables en Colombia (principalmente de tipo fotovoltaico), se recomienda consultar Katerin OSORIO VERA y Daniel Fernando Palacios Barreto. *Revisión de implementaciones internacionales de la integración de generación fotovoltaica al sistema eléctrico y sus posibles aplicaciones al caso colombiano*. Monografía (Especialista en Ingeniería Eléctrica). Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones, 2017.

Así entonces, se puede aceptar que un sistema GD operando en modo isla (i.e. no conectado a la red) posee más libertad en términos de la variabilidad de sus parámetros de operación para ajustarse a las necesidades del entorno, reflejadas fundamentalmente en cambios de valores nominales de carga y suministro.

Sin embargo, es también cierto que será más difícil garantizar una operación cons-

tante y dinámicamente estable para un sistema GD (principalmente aquellos de tipo aislado), con sus correspondientes consecuencias en la calidad del suministro e integridad de los dispositivos que lo componen, requiriendo para esto la utilización de estrategias de control que faciliten la manipulación apropiada para los flujos de potencia entre generadores y cargas.

1.3. CONTROL DE MICRORREDES ELÉCTRICAS

Las MR corresponden con un tipo particular de sistemas GD que incorporan etapas de control y de comunicaciones. Dependiendo del tamaño de la MR, la gestión apropiada de sus recursos puede implicar la implementación de topologías de control elaboradas y el uso de dispositivos configurados para realizar tareas en varios niveles. En general, las tareas de control en una MR parten de manipular la operación de interfaces basadas en electrónica de potencia.

Existe una clasificación inicial de control en MR a partir del estándar ISA-95 denominada *Control Jerárquico*, que fue propuesta por Guerrero et al. en el SERBAN I. "Modeling of an autonomous microgrid for renewable energy sources integration". En: *2009 35th Annual Conference of IEEE Industrial Electronics*. 2009, págs. 4311-4316 mediante diversos niveles de control en los que se propone un nivel base (nivel cero) abordando regulación de tensión y corriente, complementado por un control primario que se concentra en realizar una distribución de la demanda entre los generadores y un control secundario que corrige las desviaciones de tensión y frecuencia. Finalmente, un nivel terciario realiza la gestión eficiente de recursos, incluyendo acciones de conexión y desconexión a la red central de distribución.

Otro punto de vista define el control de las MR a partir de enfoques centralizado y

descentralizado. En la estrategia de control descentralizada cada generador posee una malla de control a nivel local que determina la cantidad de potencia a ser inyectada a la MR, minimizando el uso de comunicaciones entre unidades generadoras et al JOHNSON Brian. "Synchronization of Parallel Single-Phase Inverters With Virtual Oscillator Control". En: *IEEE Transactions on Power Electronics* 29.11 (2014), págs. 6124-6138. Por su parte, una estrategia de control centralizada se fundamenta en un controlador central que se encarga de mantener en equilibrio la relación entre la potencia generada y consumida además de mantener los valores de tensión y frecuencia en sus valores nominales, requiriendo para ello un sistema de comunicaciones que incrementa sus costos de implementación et al MENG Lexuan. "Microgrid central controller development and hierarchical control implementation in the intelligent microgrid lab of Aalborg University". En: *2015 IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)*. 2015, págs. 2585-2592.

Topologías adicionales de control de MR incluyen configuraciones maestro-esclavo entre generadores Prabha KUNDUR. *Power system stability*. New York: McGraw-Hill, 1994 y la técnica denominada control *droop* fundamentada en la simulación de inercias virtuales para efectuar reparto de carga entre las diferentes unidades de generación et al XIA Yanghong. "Power Management for a Hybrid AC/DC Microgrid With Multiple Subgrids". En: *IEEE Transactions on Power Electronics* 33.4 (2018), págs. 3520-3533; Sergio Andrés PIZARRO PÉREZ. *Identificación del ajuste de parámetros del control de caída en los inversores utilizados para la respuesta transitoria en una micro red*. Tesis de Maestría (Magister en Ingeniería eléctrica). Medellín, Colombia: Universidad Nacional de Colombia Facultad de Minas, Departamento de Energía Eléctrica y Automática, 2018.

1.4. RESUMEN DE CAPÍTULOS

- **Capítulo 2: Operación aislada de un sistema fotovoltaico sin almacenamiento de energía**

Diseña los elementos para un sistema fotovoltaico aislado asociados con los parámetros del convertidor DC/DC elevador, el filtro LCL encargado de la eliminación de armónicos y se presenta la configuración monofásica en puente completo para el inversor de potencia. Adicionalmente, se presenta la propuesta de un controlador para el convertidor elevador concebido como un algoritmo MPPT modificado para la operación en el punto de potencia del sistema fotovoltaico y se presenta el uso de controladores resonantes para garantizar una señal sinusoidal deseada de tensión y corriente.

- **Capítulo 3: Control de generación para una máquina de inducción autoexcitada**

Extiende el caso de aplicación del algoritmo MPPT modificado propuesto a un caso de aplicación basado en el aprovechamiento del recurso hidráulico. Se presenta y justifica el uso de una turbina hidráulica tipo Pelton para el aprovechamiento de pequeñas corrientes de agua que se presentan frecuentemente en regiones rurales, también es analizado el comportamiento de la curva de generación de una máquina de inducción auto excitada que opera en conjunto con la turbina hidráulica tipo Pelton.

- **Capítulo 4: Integración de recursos energéticos**

Presenta el uso de un algoritmo enhanced phase locked loop *EPPL* para la sincronización de fuentes de tensión de diferente naturaleza. También se presenta el concepto de reparto de potencia para la operación en paralelo de diferentes unidades de generación basado en la desviación angular, como ca-

so de análisis se emplea un sistema compuesto por una planta a gasolina de bajo costo que compartirá la potencia con dos fuentes basadas en recursos renovables (solar e hidráulico).

- **Capítulo 5: Gestión de recursos en una microrred eléctrica aislada**

Emplea una estrategia de gestión de recursos para una microrred eléctrica aislada de la red, esta estrategia se fundamenta en el aprovechamiento de recursos renovables reduciendo así el consumo de combustibles fósiles, el sistema esta compuesto por tres unidades de generación que operará basado en el concepto de la desviación angular para la variación de potencia de forma controlada entre los recursos disponibles.

- **Capítulo 6: Implementación de una microrred eléctrica aislada**

Determina y presenta la implementación del prototipo de microrred eléctrica aislada sin almacenamiento de energía construida para la validación de las estrategias propuestas, ilustrando el proceso de operación de manera individual para las unidades de generación seleccionadas y su operación en red. Adicionalmente, se presenta una estrategia de gestión que se vio limitada por las componentes físicas presentadas por el prototipo experimental.

2. OBJETIVOS

2.1. OBJETIVO GENERAL

- Diseñar y construir un sistema de control para la gestión centralizada de recursos renovables en un prototipo de microrred aislada.

2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Definir las características para un sistema de microgeneración eléctrica basado en fuentes alternativas de energía disponibles en zonas rurales y/o aisladas de Colombia;
- Desarrollar la implementación de estrategias de control en cada generador para manipular su operación individual;
- Constituir en laboratorio un prototipo de microrred AC aislada tras combinar al menos dos tipos de fuente alternativa con una fuente convencional;
- Implementar experimentalmente una estrategia para la gestión centralizada de recursos energéticos en el sistema.

3. OPERACIÓN AISLADA DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO SIN ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

La descarbonización de la economía va más allá de una necesidad ambiental y se ha convertido en una responsabilidad de las sociedades modernas en las que se requiere una transición energética del uso de combustibles fósiles, hacia el aprovechamiento de recursos renovables para la generación de energía eléctrica mediante energías alternativas que sean limpias, sostenibles y que a su vez mitiguen los efectos ambientales adversos generados por el mal uso del petróleo, el carbón, el gas natural y de sus productos derivados. Además, que tengan la capacidad de suplir la demanda energética en un escenario actual de recursos limitados y de poblaciones con crecimiento desproporcionado.

En este contexto, la energía solar aprovechada mediante sistemas fotovoltaicos es una alternativa interesante para desarrollar unidades de generación de energía eléctrica descentralizada, principalmente en regiones como los países del Caribe donde la radiación solar se encuentra disponible todo el año. Sin embargo, los sistemas fotovoltaicos sufren la falta de continuidad en su recurso primario dada la intermitencia de la radiación solar en términos de sombreado repentino o por el final del día. Alternativas para reducir el impacto de estas condiciones indeseables e inevitables, se fundamentan en configurar sistemas de generación híbridos en donde los generadores fotovoltaicos se combinan con otro tipo de fuentes de energía convencionales o no convencionales.

Para el funcionamiento autónomo, los generadores fotovoltaicos siempre están instalados con unidades de almacenamiento compuestas tradicionalmente por bancos de baterías. En este contexto, es importante realizar un dimensionamiento adecua-

do de las unidades de almacenamiento para satisfacer la demanda de energía bajo variaciones de cargas y suministro. Además, se podría obtener una reducción en las dimensiones de las unidades de almacenamiento (y en consecuencia su precio y requisitos físicos) mediante una adecuada gestión del recurso solar en la etapa de conversión de potencia. Para llevar a cabo una gestión adecuada se reportan varios métodos en la literatura para seguir el punto de máxima potencia (algoritmos MPPT) que permiten aumentar la eficiencia de la unidad de generación extrayendo la máxima cantidad de energía de la fuente y almacenar los excesos de energía que no serán consumidos por la carga Ali M. ELTAMALY y Almoataz Y. ABDELAZIZ. *Modern maximum power point tracking techniques for photovoltaic energy systems*. Springer, 2020. Sin embargo, la situación cambia drásticamente al considerar un sistema fotovoltaico funcionando sin una unidad de almacenamiento (o ante máxima acumulación energética en la unidad de almacenamiento).

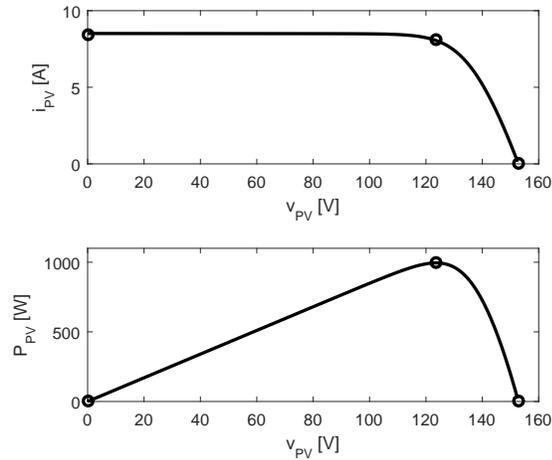
En ese caso, el algoritmo MPPT debe regular la potencia entregada a la carga del sistema, siendo esta una situación que no se ha explorado a fondo en la literatura. En consecuencia, el presente *Capítulo* analiza la situación operativa de un sistema fotovoltaico sin almacenamiento de energía sometido a una demanda de potencia inferior a la máxima potencia disponible. El estudio se realizará mediante simulaciones de una unidad de generación de baja potencia bajo un algoritmo MPPT modificado, adaptado a variaciones en los valores nominales de carga e irradiancia.

Algunos trabajos relacionados incluyen CHENG Ruofa XU Libin y Jiajing YANG. “A New MPPT Technique for Fast and Efficient Tracking under Fast Varying Solar Irradiation and Load Resistance”. En: *International Journal of Photoenergy* 2020 (2020), págs. 1-18; SOGHOMONIAN Zareh NADEMI Hamed y Lars NORUM. “A robust predictive MPPT strategy: An enabler for improving the photovoltaic conver-

sion source”. En: *2017 IEEE 6th International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*. 2017, págs. 1086-1091 en donde se realiza una modificación para algoritmos de seguimiento del punto de máxima potencia, con la finalidad de garantizar una operación adecuada del circuito convertidor ante condiciones de variación rápida de la radiación solar. En S. Sanajaoba SINGH y Eugene FERNANDEZ. “Reliability evaluation of a solar photovoltaic system with and without battery storage”. En: *2015 Annual IEEE India Conference (INDICON)*. 2015, págs. 1-6 se resalta la importancia de la operación de los sistemas fotovoltaicos autónomos (sin almacenamiento y con baterías) al examinar su confiabilidad ante fallos. En A. ELMITWALLY y Mohamed RASHED. “Flexible Operation Strategy for an Isolated PV-Diesel Microgrid Without Energy Storage”. En: *IEEE Transactions on Energy Conversion* 26.1 (2011), págs. 235-244 los autores analizan el comportamiento de una microrred aislada compuesta por un conjunto *fotovoltaico - Diesel* sin almacenamiento de energía, siendo el sistema fotovoltaico operado en modo MPPT. Además, en et al PUSHPRAJ Nandikesh. “Solar energy harvesting for irrigation water pumping system”. En: *2017 IEEE International Conference on Power, Control, Signals and Instrumentation Engineering (ICPCSI)*. 2017, págs. 1398-1402 el uso de energía captada por un sistema fotovoltaico sin baterías se utiliza para aplicaciones de bombeo de agua, empleando la técnica MPPT P&O y el control V/f para regular la velocidad de un motor de inducción. Sin embargo, ninguno de los trabajos referidos ataca el problema de adecuar sus condiciones de operación a un régimen de carga por debajo de sus valores nominales.

Los contenidos presentados a continuación son la base del artículo: “An improved method for power tracking on isolated PV systems without energy storage”, presentado como ponencia oral en el evento: *2020 IEEE Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC 2020)* realizado en Ixtapa (México) en noviembre

Figura 1. Perfiles de generación en un arreglo de paneles fotovoltaicos



de 2020.

3.1. SEGUIMIENTO DEL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA

Una forma segura y ampliamente difundida de operar los sistemas fotovoltaicos es a partir del aprovechamiento de las características de la curva de generación (o curva PV), que relaciona la potencia y el voltaje a la salida de un arreglo de paneles empleado como captador de energía solar fotovoltaica. Eventualmente, esta curva puede también relacionar a la corriente y al voltaje en el punto de salida. Ambos casos se ilustran en la Fig. 1.

A partir de ello, las técnicas MPPT (*Maximum-Power Point Tracking*) o de seguimiento del punto de máxima potencia, se emplean para extraer la mayor cantidad de energía posible de la unidad fotovoltaica ante cualquier condición de irradiancia solar, a partir de un ajuste automático de la impedancia de acople entre el generador y la carga. De manera más puntual, la *teoría general de los circuitos eléctricos* indica que la *máxima* transferencia de potencia desde una fuente hacia una carga, se

da cuando la impedancia de acople iguala a la impedancia de carga. En ese orden de ideas, un algoritmo de control MPPT buscará que la impedancia que representa el circuito convertidor de potencia conectado a la salida de la unidad fotovoltaica iguale el valor de la impedancia de carga, ante condiciones de operación variantes a lo largo del tiempo.

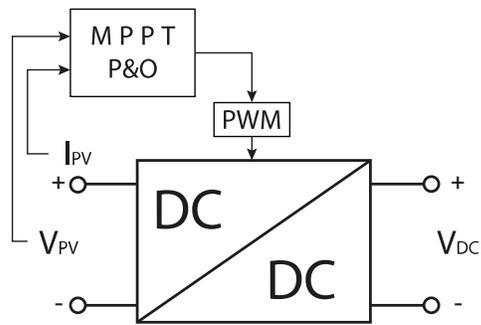
Dentro del abanico de posibilidades reportado en la literatura para realizar un control MPPT, el método denominado *perturbar y observar* (P&O) es uno de los más populares debido a su simplicidad y efectividad. En su forma básica, este método asigna de manera iterativa el voltaje a ser medido en la salida del arreglo de paneles mediante el ajuste del ciclo útil de un circuito convertidor de potencia DC/DC (ver Fig. 3(a)) para el cual esta variable corresponde con su tensión de entrada. La Fig. 3(b) muestra un algoritmo simple para el método P&O, en el cual se toman decisiones respecto al incremento o decremento del voltaje de salida del panel (ΔV_{PV}) dependiendo del cambio medido en el valor de potencia (P_{PV}), en una búsqueda permanente por anular este cambio cuando se alcance su valor máximo.

3.2. OPERACIÓN ANTE UNA DEMANDA VARIANTE

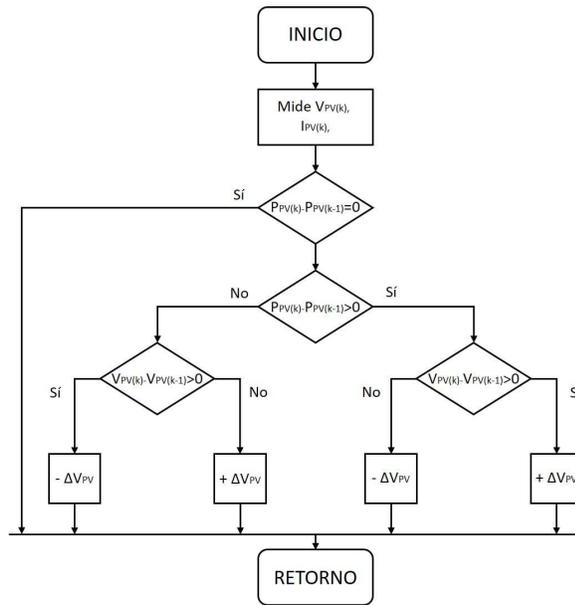
La descripción para el método MPPT presentado en la *Sección* anterior, sugiere que el objetivo para esta clase de técnicas está en la extracción permanente para la máxima potencia disponible en el generador. Sin embargo, en sistemas aislados y sin almacenamiento energético esta condición MPPT no será la más favorable tomando en cuenta que la operación del sistema de generación fotovoltaico deberá ajustarse a las características de una demanda variante.

En este sentido pueden presentarse dos situaciones: 1) una demanda mayor a la

Figura 2. Técnica MPPT P&O

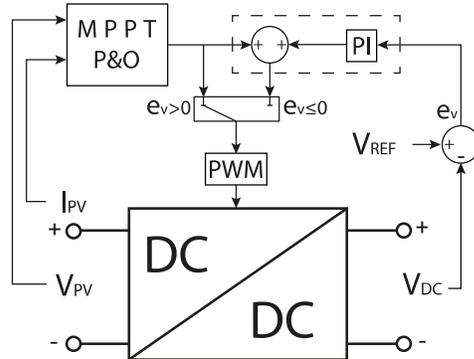


(a) Implementación sobre convertidor DC/DC



(b) Algoritmo básico

Figura 3. Técnica MPPT P&O modificada



capacidad de generación, escenario ante el cual el sistema colapsa; y 2) una demanda inferior a la capacidad de generación, escenario ante el cual se consume parcialmente la potencia generada, mientras el excedente restante es disipado por los elementos del sistema poniendo en riesgo su integridad en el caso de superar los límites de sus especificaciones técnicas.

Como puede notarse, ambas situaciones son desfavorables. A pesar que podrían incorporarse elementos almacenadores de energía para subsanar esta situación operativa, existen aplicaciones (como sistemas portables con restricciones de peso, costo y tamaño) en las cuales se hace inviable la inclusión de baterías, supercapacitores, celdas de combustible, volantes de inercia o cualquier otro tipo de sistema de almacenamiento. Debido a esto, se hace relevante abordar el problema de ajustar los algoritmos de gestión de la energía extraída de un arreglo de paneles fotovoltaicos, más que en un punto de máxima potencia, hacia un punto de potencia correspondiente con las condiciones de operación real del sistema de generación en un instante dado.

A partir de ello, se propone un método PPT o de *seguimiento del punto de potencia*, a partir de una versión modificada del MPPT.

En esencia, la técnica modificada combina la utilización de un algoritmo P&O para operación cuando el voltaje V_{DC} a la salida del convertidor se encuentre por debajo de su valor nominal, junto con un regulador *proporcional-integral* (PI) activado sólo cuando V_{DC} supera una condición de operación máxima. A partir de ello, el regulador PI altera el valor de ciclo útil en favor de mantener los valores de tensión en rangos de operación segura, al tiempo que se extrae la potencia demandada por la carga del sistema fotovoltaico, correspondiendo con:

$$P_{DC} = \frac{V_{DC}^2}{R},$$

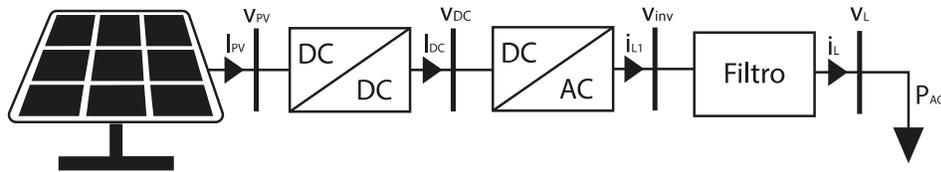
para un valor R en la resistencia de carga equivalente en corriente continua. Este enfoque de MPPT *modificado* se ilustra a través del diagrama de bloques de la Fig. 3.

3.3. CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

En favor de verificar el desempeño de la técnica PPT (o MPPT modificada), se realizó la configuración para un *sistema fotovoltaico aislado* inspirado en la infraestructura de laboratorio utilizada por M. A. Mantilla en su investigación doctoral María MANTILLA. “Control de generadores fotovoltaicos con funciones de filtrado activo en sistemas trifásicos distorsionados y desequilibrados”. Tesis doct. Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander, 2016 y que se encuentra disponible actualmente en el *Laboratorio de Integración Energética* del grupo GISEL, en el edificio de investigaciones del *Parque Tecnológico UIS Guatiguará*.

La topología general para el sistema se aprecia en la Fig. 4, incluyendo un conjunto de paneles fotovoltaicos, un convertidor de potencia DC/DC elevador, un inversor de

Figura 4. Sistema fotovoltaico aislado



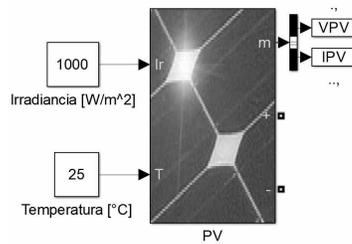
potencia monofásico en configuración de puente completo y una etapa de filtrado de armónicos, acoplados a una carga resistiva. A continuación, se abordará el detalle para los elementos empleados en cada una de dichas etapas.

3.3.1. Arreglo de paneles fotovoltaicos Motivados por las características privilegiadas de la geografía colombiana, que al localizarse en la zona ecuatorial le representa un amplio potencial de radiación solar a lo largo del año, y más precisamente en la zona nororiental del país que incluye al departamento de Santander, se considera a la energía solar fotovoltaica como una manera estratégica de atender las necesidades de suministro energético a nivel urbano y rural, en pequeña y media escala de consumo.

A partir de ello y con base en MANTILLA, “Control de generadores fotovoltaicos con funciones de filtrado activo en sistemas trifásicos distorsionados y desequilibrados”, se seleccionaron módulos fotovoltaicos de la marca Upsolar y referencia UP-M2S0P para suplir una demanda de 2.7 kWh/día o 1 kW instantáneo en condiciones estándar, correspondientes con el promedio de consumo para una familia en zona rural (www.epm.com.co). Dichos módulos fotovoltaicos poseen las siguientes especificaciones técnicas: potencia máxima de 250 W ; tensión de circuito abierto de 38 V ; tensión de máxima potencia de 30.8 V ; corriente de corto circuito de 8.5 A ; corriente de máxima potencia de 8.17 A y 60 celdas por módulo.

Así entonces, al realizar una configuración serie de cuatro módulos fotovoltaicos an-

Figura 5. Bloque *Simulink* para arreglo de paneles fotovoltaicos



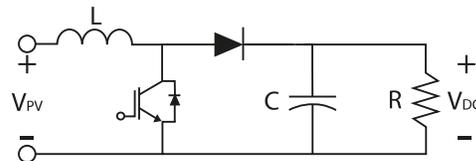
te condiciones estándar de irradiancia ($1 \text{ kW}/\text{m}^2$) y temperatura (25 C), se obtienen 123.2 V y 8.17 A de corriente continua a máxima potencia. Para mayor ilustración respecto al dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos a pequeña escala, se recomienda al lector interesado consultar el trabajo de maestría realizado por *Espitia* en Claudia M. ESPITIA REY. “Guía metodológica para el implementación de sistemas fotovoltaicos a pequeña escala en Colombia”. Maestría en Sistemas Energéticos Avanzados. Buaramanga, Colombia: Universidad de Santander, 2017.

Ahora bien, para efectos de verificación numérica se realiza la configuración en la herramienta *SimScape* de MATLAB del bloque denominado PV Array, para el cual se seleccionan la cantidad de módulos (en serie y/o paralelo) y la referencia de panel, lo cual permite ajustar de manera automática una amplia cantidad de parámetros propios del modelo matemático equivalente para el arreglo fotovoltaico. Adicionalmente, el bloque posee como entradas a la irradiancia en W/m^2 y la temperatura en C , como salidas la terminales positiva y negativa de la tensión en corriente continua, además de un puerto de medidas (denotado como m) que permite acceder a todas las variables eléctricas relevantes del sistema. La Fig. 5 muestra la apariencia del bloque.

3.3.2. Convertidor DC/DC elevador Para alimentar una carga en corriente alterna a 120 V y 60 Hz , se requieren niveles de tensión y corriente regulados. Un

primer paso pasa conseguir dicha regulación es agregar un dispositivo de acople entre el generador y la carga. Dicho elemento de acople para el caso de sistemas fotovoltaicos se denomina *circuito convertidor de potencia DC/DC*. En particular, la Fig. 6 ilustra el diagrama esquemático de la configuración elevadora para el circuito convertidor y, por tanto, tiene la misión de entregar en su salida niveles de tensión mayores de aquellos recibidos en su entrada.

Figura 6. Circuito convertidor de potencia elevador



De esta manera, siendo $P_{DC} = 1 \text{ kW}$ la potencia máxima que el arreglo fotovoltaico puede suministrarle a la carga, una tensión de salida $V_{DC} = 450 \text{ V}$ (valor justificado más adelante al abordar el inversor de potencia) permite obtener:

$$P_{DC} = \frac{V_{DC}^2}{R} \Rightarrow R = \frac{V_{DC}^2}{P_{DC}} = \frac{(450)^2}{1000} = 202.5 \Omega,$$

y a partir de ello una corriente de salida:

$$I_{DC} = \frac{P_{DC}}{V_{DC}} = \frac{1000}{450} = 2.22 \text{ A}.$$

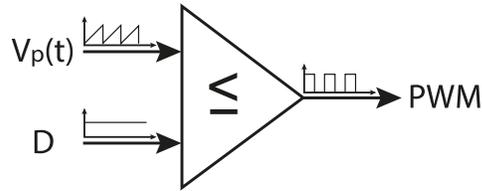
Circuito de disparo El circuito *convertidor elevador* opera a partir del promedio de instantes de conducción y no conducción. En palabras simples, cuando el transistor Q está operando en modo de no conducción, es posible obtener un circuito equivalente diferente de aquel para el estado de conducción. Esta situación hace

que el capacitor y la bobina se carguen y descarguen de manera periódica a lo largo del tiempo y en conjunto, permitan obtener niveles ajustables de energía en su salida. El *modelo promediado* de la dinámica de circuitos convertidores de potencia fue propuesto por Cuk en Slobodan CUK. “Modelling, analysis, and design of switching converters”. Tesis doct. Pasadena, California, USA: California Institute of Technology, 1977.

Ahora bien, sin profundizar más en dicho modelo promediado basta simplemente con comprender que los niveles de potencia transferida desde el arreglo fotovoltaico hasta la carga dependen de cuánto tiempo conduce el transistor en el circuito convertidor y a eso es a lo que se le denomina *ciclo útil* D , correspondiendo con una medida en porcentaje de un periodo de conmutación Muhammad H. RASHID. *Electrónica de potencia, circuitos, dispositivos y aplicaciones*. Vol. 2. Prentice Hall Inc., 2001. A su vez, este periodo de conmutación es el inverso de la frecuencia f de una señal portadora $V_p(t)$ que generalmente corresponde con un voltaje diente de sierra. Así entonces, tras comparar la señal $V_p(t)$ con un nivel constante D , cada vez que $D \geq V_p(t)$ la salida del comparador será un nivel alto (i.e. activación del transistor Q) y en caso contrario un nivel bajo (i.e. desactivación del transistor Q). De esta manera se crea una señal binaria y periódica, que gobierna la operación del transistor, según se ilustra en el diagrama de bloques de la Fig. 7. Por tanto, notando que la duración del pulso depende del valor asignado a D , a esta estrategia se le denomina *modulación por ancho de pulso* o simplemente PWM (*pulse width modulation*) RASHID, *Electrónica de potencia, circuitos, dispositivos y aplicaciones*.

El dispositivo seleccionado en *SimScape* de MATLAB como elemento de conmutación en el circuito *convertidor elevador* fue un transistor IGBT *ideal*. De otro lado, la frecuencia de modulación correspondió con $f = 10 \text{ kHz}$, siendo un valor típico en

Figura 7. Diagrama de bloques para esquema de modulación por ancho de pulso



aplicaciones que además facilita la reducción de magnitudes (y por tanto de dimensiones, consumo y costo) para el cálculo de inductores y capacitores del circuito. La amplitud de V_p se seleccionó como $+1 \text{ V pico a pico}$, con 0.5 V de off-set , para generar un rango de ciclo útil $D \in [0, 1] \text{ V}$. Otros elementos utilizados para realizar la comparación entre señales y la generación de $V_p(t)$, correspondieron con bloques estándar de MATLAB *Simulink*.

Dimensionamiento de elementos circuitales Con base en análisis teóricos, el valor de ciclo útil D puede calcularse como RASHID, *Electrónica de potencia, circuitos, dispositivos y aplicaciones*:

$$D = 1 - \frac{V_{PV}}{V_{DC}} = 1 - \frac{123.2}{450} = 0.7262 \approx 0.7$$

Asimismo, tomando como base el prototipo experimental desarrollado en MANTILLA, “Control de generadores fotovoltaicos con funciones de filtrado activo en sistemas trifásicos distorsionados y desequilibrados” los valores de capacitancia e inductancia empleados corresponden con: $L = 5 \text{ mH}$ y $C = 1100 \mu\text{F}$, respectivamente. La validez de dichos valores puede verificarse calculando la capacitancia mínima

RASHID, *Electrónica de potencia, circuitos, dispositivos y aplicaciones:*

$$\begin{aligned} C &> \frac{D}{f \times R \times \Delta_{V_{DC}}} \\ &> \frac{0.7}{10 \times 10^3 \times 202.5 \times 0.03} \\ &> 11.52 \mu F, \end{aligned}$$

para una frecuencia de conmutación $f = 10$ kHz y un factor de rizado $\Delta_{V_{DC}} = 3\%$, y la inductancia mínima:

$$\begin{aligned} L &> \frac{D(1-D)^2 R}{2f} \\ &> \frac{0.7 \times (1-0.7)^2 \times 202.5}{2 \times 10 \times 10^3} \\ &> 0.638 \text{ mH}, \end{aligned}$$

correspondientes. Adicionalmente, para asegurar un modo de conducción continua se deben evitar corrientes negativas en la bobina. Por tanto, siendo la corriente de entrada:

$$I_{PV} = \frac{V_{PV}}{(1-D)^2 R} = \frac{123.2}{(1-0.7)^2 \times 202.5} = 6.76 \text{ A},$$

se verifica un amplio margen de variación para dicha condición, más aún considerando el sobredimensionamiento del capacitor que reduce los niveles de rizado efectivos en la práctica.

Control PPT Controlar el circuito *convertidor elevador* se reduce a construir de manera automática el valor para el ciclo útil D . En la literatura se proponen distintas estrategias para realizar control de circuitos convertidores alimentados por arreglos fotovoltaicos. Tal vez la estrategia más común sea la de construir un espacio de estados de tres dimensiones, agregando un capacitor a la entrada del convertidor de

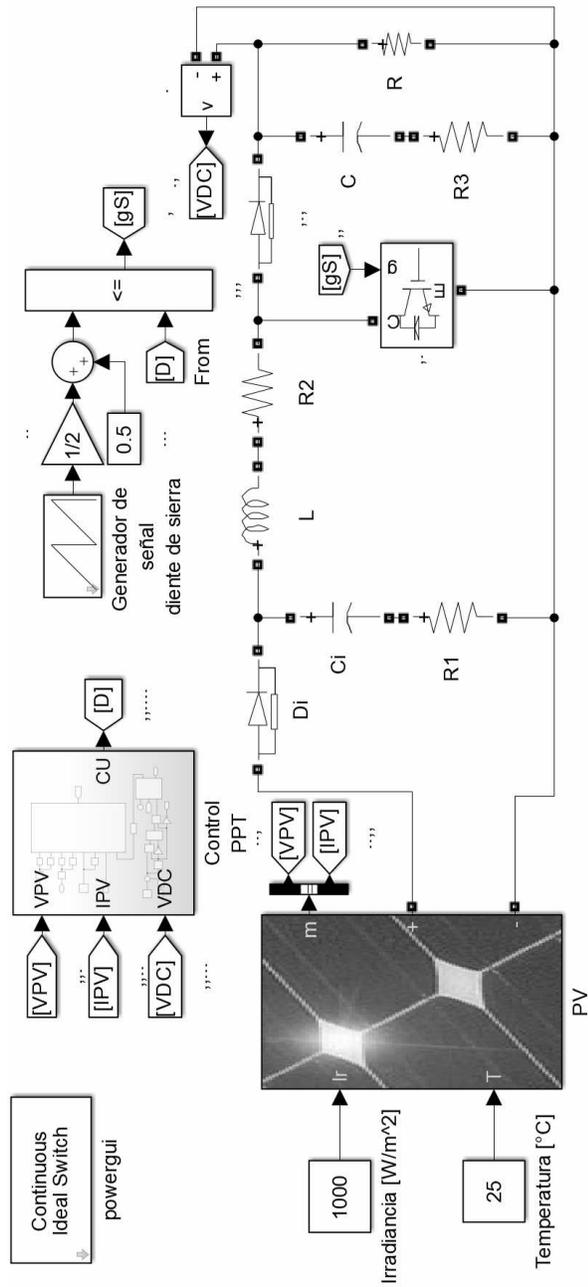
potencia para crear un grado de libertad adicional a los suministrados por el capacitor de salida y la bobina.

Sin embargo, el método propuesto en la Fig. 3 opera bajo una filosofía más simple, en la cual se toma una decisión respecto a la superposición de un lazo de control PI convencional sobre el algoritmo P&O de la Fig. 3(b). Para ello, se realizan mediciones permanentes sobre las variables eléctricas involucradas, determinando la condición de operación que a su vez define el valor asignado al ciclo útil del PWM.

La Fig. 8 ilustra la realización circuital en *SimScape* de MATLAB para el convertidor elevador, junto a su circuito de disparo y a la estrategia de control propuesta para seguimiento del punto de potencia (PPT). También, se incluyen en el diagrama elementos adicionales que representan la protección del panel contra corrientes inversas (diodo D_1 de referencia SCS251AM), un capacitor de acople entre el arreglo fotovoltaico y el convertidor elevador ($C_i = 1200 \mu F$ con su respectiva resistencia interna de pérdida $R_1 = 0.1 \Omega$), además de resistencias internas para el inductor ($R_2 = 0.2 \Omega$) y el capacitor de salida ($R_3 = 0.1 \Omega$) representando pérdidas por disipación en dispositivos no ideales.

3.3.3. Inversor de potencia A favor de convertir la tensión entregada por el *convertidor elevador* en una señal de corriente alterna, se emplea un circuito inversor de potencia. Dentro de las posibles configuraciones topológicas para dicho circuito, se seleccionó el tipo puente completo (o *puente H*) monofásico mostrado en la Fig. 9, donde la fuente v_{DC} representa en modo compacto el esquema ilustrado previamente en la Fig. 8. Esta topología presenta como ventaja adecuarse a una sola fuente de entrada en corriente continua, manejando una menor corriente de salida ante condiciones predefinidas de potencia en la carga, comparado con la configuración de medio puente. Adicionalmente, evita el incremento de costo y tamaño (i.e.

Figura 8. Realización circuital en *SimScape* para control *PPT*



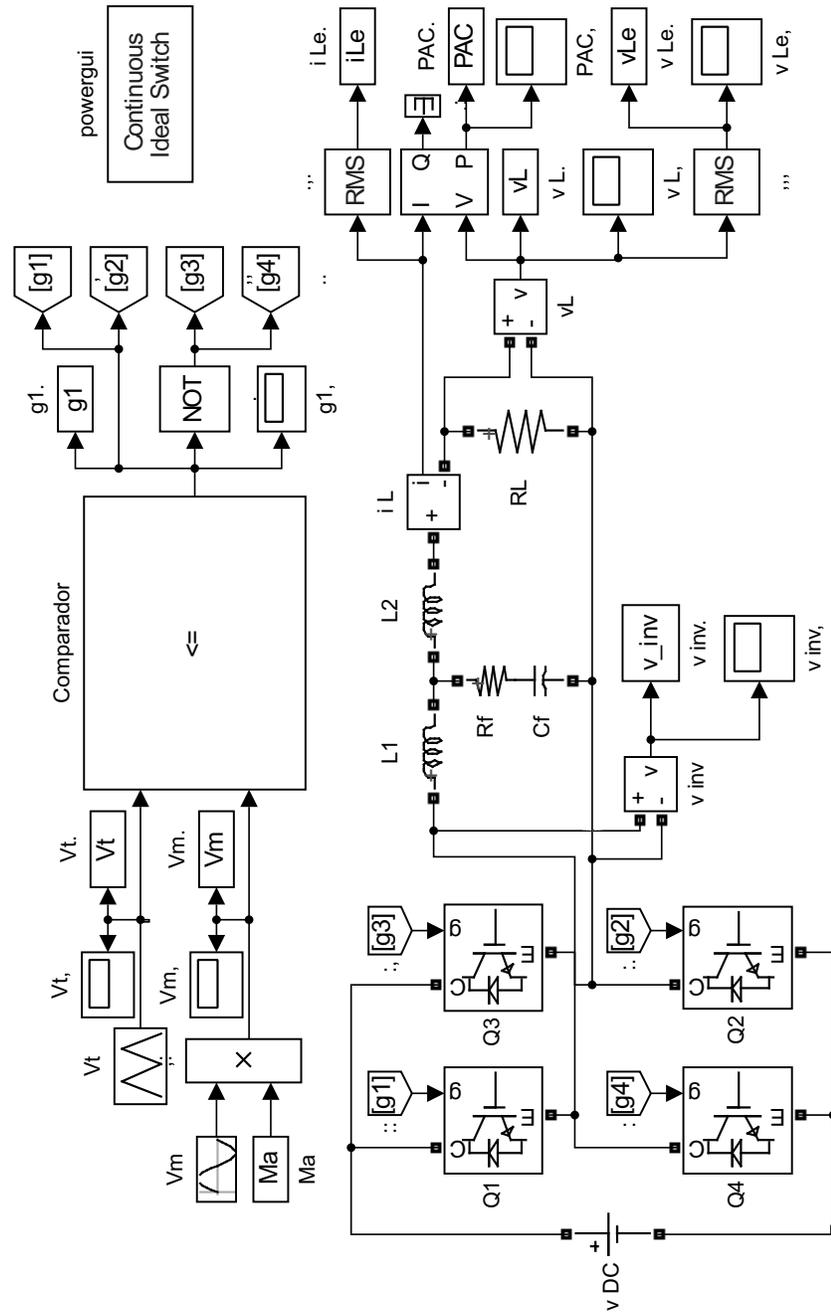
transformadores) de la configuración *Push-Pull* RASHID, *Electrónica de potencia, circuitos, dispositivos y aplicaciones*.

Como se observa, se eligieron transistores bipolares de puerta aislada (*IGBT*) como dispositivos de conmutación, combinando las ventajas de los transistores *BJT* y *MOSFET* en un sólo dispositivo (i.e. alta impedancia de entrada, manejo de grandes magnitudes de corriente y control simple por voltaje RASHID, *Electrónica de potencia, circuitos, dispositivos y aplicaciones*).

La operación de un circuito inversor de potencia queda determinada por las señales de activación de sus elementos de conmutación. A partir de ello, se puede notar que en la configuración de puente completo la activación sucesiva de los pares Q_1Q_2 y Q_3Q_4 permite obtener cambios de polaridad en la carga, *alternando* la corriente circulante con formas de onda que dependerán de los tiempos de conducción y no conducción (anchos de pulso).

Para objetivos de control, se debe introducir información que modifique (o module) a conveniencia los pulsos del disparo y a través de ello las características de la forma de onda a la salida del inversor. Entre las modulaciones más comunes para inversores monofásicos se tienen: de un sólo ancho de pulso, de varios anchos de pulso, senoidal del ancho de pulso (*SPWM*) y *SPWM* modificada RASHID, *Electrónica de potencia, circuitos, dispositivos y aplicaciones*. De ellas, se optó por la *SPWM* debido a su reducción de contenido armónico y su relativa simplicidad de implementación. A partir del esquema ilustrado en la Fig. 9 se observa que la señal portadora V_t (onda triangular de frecuencia f_t y amplitud unitaria) se compara con la señal moduladora V_m (onda senoidal de frecuencia f_m y amplitud A_m) para producir un ancho de pulso variable, posteriormente aplicado a las puertas de los transisto-

Figura 9. Realización en *SimScap*e para inversor en puente completo monofásico con modulación SPWM bipolar



res del puente inversor. Dicha implementación construye pulsos de tipo *bipolar* (i.e. valores alto y bajo solamente), siendo una estructura simple que se adecúa mejor a topologías sin transformador, a pesar de su incremento en distorsión armónica, con relación a la de tipo *unipolar*.

De otro lado, existen dos aspectos importantes a tomar en cuenta en el diseño del SPWM. El primero de ellos corresponde con el *índice de modulación de frecuencia*:

$$M_f = \frac{f_t}{f_m},$$

que define la frecuencia a la cual aparecen las componentes armónicas en la señal de salida del inversor. En estos términos, conviene que M_f sea grande para facilitar la construcción del filtro que entregará la componente fundamental deseada en la carga (a mayor M_f mayor frecuencia de las armónicas y por tanto menor pendiente en las bandas de paso de los filtros empleados para removerlas). El valor práctico de M_f se limita a las restricciones del hardware para implementación de los circuitos, refiriendo particularmente a la máxima frecuencia de conmutación en la compuerta de los IGBT. Por tanto, tomando en cuenta que el *Laboratorio de Integración Energética* del grupo de investigación *GISEL* posee inversores *SEMIKRON Semiteach IGBT* (www.semikron.com) con frecuencia máxima de conmutación de 50 kHz, se considera pertinente fijar $f_t = 10$ kHz (con lo cual $M_f = 166.7$ dada una $f_m = 60$ Hz).

Una vez definido M_f , se procede a variar el *índice de modulación de amplitud*:

$$M_a = \frac{A_m}{A_t},$$

para modificar el valor eficaz de la señal de salida del inversor, que a su vez dependerá de la cantidad de pulsos por ciclo de señal moduladora y su duración RASHID,

Electrónica de potencia, circuitos, dispositivos y aplicaciones. Así entonces, manteniendo fijo el valor de $A_t = 1 V_{pico}$ y variando $A_m \in [0, 1] V_{pico}$, es posible obtener una variación lineal en el voltaje de salida.

Controlador resonante El objetivo de control del circuito inversor de potencia corresponde con entregar a la resistencia de carga una señal de voltaje sinusoidal, con un valor eficaz $v_{Le} = 117$ V, frecuencia de 60 Hz y una potencia activa P_{AC} en W que depende de las condiciones de demanda.

Por tanto, es claro que para satisfacer estos requerimientos de operación se requiere regular no solamente un valor sino también una forma de onda. En este sentido, controladores convencionales del tipo PID son ampliamente empleados en tareas de regulación (para referencias de valor constante) por su simplicidad de construcción y alto desempeño. Sin embargo, un PID no presenta buenos resultados para seguimiento de señales sinusoidales, a menos que se ajusten sus parámetros para permitir un comportamiento de *paso banda* a la frecuencia de interés.

Una manera elegante de obtener lo anterior es a través de los denominados *lazos de control resonante*, ampliamente utilizados para controlar circuitos inversores de potencia. Las bases para este tipo de control serán formuladas mediante una adaptación mejorada del trabajo de *Alzate* en Raúl Esteban ALZATE ARISTIZÁBAL. *Diseño e implementación de un controlador resonante para sistemas de conversión DC/AC bidireccionales*. Trabajo de grado (Ingeniero Electrónico y de Telecomunicaciones). Santiago de Cali, Colombia: Universidad Autónoma de Occidente, 2017 y sus referencias asociadas, según presentado a continuación.

Inicialmente, considere el lazo realimentado que se muestra en la Fig. 10. La función de transferencia que define la relación entre el error del lazo y la señal de referencia,

puede calcularse como Katsuhiko OGATA. *Ingeniería de control Moderna*. Pearson Education, 2010:

$$\frac{E(s)}{R(s)} = \frac{1}{1 + C(s)P(s)}.$$

A partir de ello, el error de estado estacionario se formula aplicando el *teorema del valor final* en el modo siguiente:

$$e(t)|_{t \rightarrow \infty} = \lim_{s \rightarrow 0} s \times E(s) = \lim_{s \rightarrow 0} s \times \left(\frac{1}{1 + C(s)P(s)} \right) R(s).$$

Ahora bien, considerando una referencia de tipo senoidal:

$$r(t) = A \sin\{\omega t\} \quad \Rightarrow \quad R(s) = A \frac{\omega}{s^2 + \omega^2},$$

y una función de transferencia para el controlador:

$$C(s) = \frac{ks}{s^2 + \omega^2}, \tag{1}$$

tomando en cuenta el grado de libertad que se tiene sobre el diseño de $C(s)$ y las restricciones prácticas de una planta $P(s)$ (asignada y no modificable) asumida de tipo cero (i.e. sin integradores OGATA, *Ingeniería de control Moderna*), se verifica la

eliminación del error en el lazo; es decir:

$$\begin{aligned}
 e(t)|_{t \rightarrow \infty} &= \lim_{s \rightarrow 0} s \times \left(\frac{1}{1 + C(s)P(s)} \right) \left(A \frac{\omega}{s^2 + \omega^2} \right) \\
 &= \lim_{s \rightarrow 0} \left(\frac{A\omega s}{(1 + C(s)P(s))(s^2 + \omega^2)} \right) \\
 &= \lim_{s \rightarrow 0} \left(\frac{A\omega s}{\left(1 + \left(\frac{ks}{s^2 + \omega^2}\right)P(s)\right)(s^2 + \omega^2)} \right) \\
 &= \lim_{s \rightarrow 0} \left(\frac{A\omega s}{\left(\frac{(s^2 + \omega^2) + ksP(s)}{s^2 + \omega^2}\right)(s^2 + \omega^2)} \right) \\
 &= \lim_{s \rightarrow 0} \left(\frac{A\omega s}{(s^2 + \omega^2) + ksP(s)} \right) \\
 &= \frac{\lim_{s \rightarrow 0} (A\omega s)}{\lim_{s \rightarrow 0} (s^2 + \omega^2) + \lim_{s \rightarrow 0} (ksP(s))} \\
 &= \frac{0}{\omega^2 + 0} \rightarrow 0.
 \end{aligned}$$

Para justificar la elección en (1), considere:

$$\begin{aligned}
 \mathcal{L}\{\cos \omega t \times f(t)\} &= \mathcal{L}\left\{\left(\frac{e^{j\omega t} + e^{-j\omega t}}{2}\right) \times f(t)\right\} \\
 &= \mathcal{L}\left\{\left(\frac{e^{j\omega t}}{2} \times f(t)\right)\right\} + \mathcal{L}\left\{\left(\frac{e^{-j\omega t}}{2} \times f(t)\right)\right\} \\
 &= \frac{1}{2}F(s - j\omega) + \frac{1}{2}F(s + j\omega),
 \end{aligned}$$

tras aplicar la propiedad de desplazamiento en frecuencia para la transformada de *Laplace*. Así, suponiendo como base una acción de control integral:

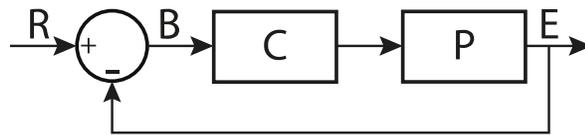
$$F(s) = \frac{k_i}{s}, \quad (2)$$

se tiene:

$$\begin{aligned}
 \frac{1}{2}F(s - j\omega) + \frac{1}{2}F(s + j\omega) &= \frac{k_i}{2(s - j\omega)} + \frac{k_i}{2(s + j\omega)} \\
 &= \frac{k_i}{2} \left(\frac{(s + j\omega)}{(s - j\omega)(s + j\omega)} + \frac{(s - j\omega)}{(s + j\omega)(s - j\omega)} \right) \\
 &= \frac{k_i}{2} \left(\frac{2s}{s^2 + \omega^2} \right) \\
 &= \frac{sk_i}{s^2 + \omega^2} \\
 &= C(s),
 \end{aligned}$$

como representación para una acción de *control integral resonante*.

Figura 10. Sistema de control realimentado



Más aún, la función de transferencia (2) no es implementable en la práctica (i.e. no es posible lograr un polo exacto en el origen) y por tanto, la versión modificada:

$$F(s) = \frac{k_i}{s + \beta},$$

permite obtener a través de un procedimiento similar la *forma resonante* para este nuevo control:

$$\begin{aligned}
 C(s) &= \frac{k_i(s + \beta)}{(s + \beta)^2 + \omega^2} \\
 &= \frac{k_i s + k_i \beta}{s^2 + 2\beta s + (\omega^2 + \beta^2)},
 \end{aligned}$$

que facilita implementar una respuesta frecuencial con ganancia k_i alrededor de la

frecuencia ω y ajuste de bandas seleccionable partir del parámetro β .

A partir de ello, se realizó la configuración para el doble lazo de control resonante que se muestra en la Fig. 11 (donde el bloque `Inversor` incluye el puente de transistores y el circuito de disparo presentado en la Fig. 9), utilizando los parámetros de control: $\beta = 18$, $\omega = 2\pi \times 60 \text{ rad/s}$, adicional a: 1) $k_i = 100$ para $C_v(s)$ y 2) $k_i = 853$ para $C_i(s)$. Asimismo, se considera una entrada en corriente continua nominal de 450 V al igual que una potencia máxima $P_{AC} \approx 1000 \text{ W}$, representando ante una tensión eficaz $v_{Le} = 117 \text{ VAC}$ una impedancia de carga R_L dada por:

$$P_{AC} = \frac{v_{Le}^2}{R_L} \Rightarrow R_L = \frac{v_{Le}^2}{P_{AC}} = \frac{(117)^2}{1000} = 13.69 \Omega.$$

El voltaje de corriente continua en el punto de acople de entrada $V_{DC} = 450 \text{ V}$, representa una magnitud superior al valor mínimo que debe aplicarse al circuito inversor (correspondiente con $120 \times \sqrt{2} = 169.70 \text{ V}$) para conseguir la amplitud requerida en la forma de onda de salida. La razón que justifica este valor particular seleccionado, está en la reducción de los niveles de corriente que deberá suministrar el convertidor elevador en su salida para satisfacer un suministro de potencia dado.

Para un análisis detallado del funcionamiento del inversor de potencia y del controlador resonante, se sugiere al lector interesado consultar el trabajo de grado de *Machuca* en Jaime Andrés MACHUCA MAYORGA. *Control droop de un generador de inducción en una microrred simple*. Trabajo de grado (Ingeniero Electricista). Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones, 2020.

3.3.4. Filtrado de componentes armónicas La remoción de armónicos a la salida del inversor se realiza mediante una estructura pasiva del tipo LCL (ver Fig. 9). Este tipo de filtro se prefiere a cambio de los tipo L o LC, debido a que permiten configurar de manera más sencilla las pendientes de la banda pasante, al distribuir el esfuerzo en tres elementos almacenadores de energía. La función de transferencia para el filtro LCL corresponde con Alberto VILLA MANRIQUE. *Estudio del filtro LCL aplicado a inversores fotovoltaicos*. Trabajo de grado (Ingeniero Electricista). Madrid, España: Universidad Carlos III, 2011:

$$\frac{I_L(s)}{V_{inv}(s)} = \frac{C_f R_f s + 1}{s^3 (C_f L_1 L_2) + s^2 (C_f R_f (L_1 + L_2)) + s (L_1 + L_2)}, \quad (3)$$

siendo $I_L(s)$ la transformada de Laplace de la corriente i_L en la carga y $V_{inv}(s)$ la transformada de Laplace del voltaje v_{inv} a la salida del inversor de potencia.

Un análisis de la expresión (3) en el dominio de la frecuencia (diagrama de *Bode*) permite determinar de manera simple sus valores de parámetro. De esta manera, su forma canónica corresponde con:

$$\frac{I_L(s)}{V_{inv}(s)} = \frac{K (\tau s + 1)}{s \left(\frac{s^2}{\omega_n^2} + 2\zeta \left(\frac{s}{\omega_n} \right) + 1 \right)}, \quad (4)$$

siendo:

$$K = \frac{1}{L_1 + L_2}; \quad \tau = C_f R_f; \quad \omega_n^2 = \frac{L_1 + L_2}{C_f L_1 L_2}; \quad \frac{2\zeta}{\omega_n} = C_f R_f.$$

Por tanto, seleccionando $L_1 = L_2 = L$ para obtener simetría del filtro alrededor de C_f y reduciendo eventualmente la cantidad de armónicos a partir de esta elección et al COSSOLI P. "Proportional-Resonant Controller and LCL Filter Design For Single-Phase Grid-Connected PV Micro-Inverters". En: *2018 IEEE PES Transmis-*

sion Distribution Conference and Exhibition - Latin America (TDLA). 2018, págs. 1-5, una ganancia de baja frecuencia $K = 80$ (válido como referencia para $\omega = 1 \text{ rad/s}$ debido al polo en el origen) permite obtener:

$$K = \frac{1}{L_1 + L_2} \Rightarrow 80 = \frac{1}{2L} \Rightarrow L = \frac{1}{160} = 6.3 \times 10^{-3} \approx 6 \text{ mH}.$$

Asimismo, seleccionando una frecuencia de corte para el término de segundo orden $\omega_n = 2\pi \times f_{max} = 2\pi \times 900 \approx 5700 \text{ rad/s}$, se proporciona un margen amplio para la banda pasante del filtro. Sin embargo, al observar el espectro de la señal de salida del inversor en la Fig. 13(b), se verifica que las componentes armónicas aparecen a partir de los 10 kHz (corroborando la elección realizada sobre M_f), razón por la cual una frecuencia de corte cercana a los 900 Hz es una opción viable para el efecto de filtrado requerido y, más aún, representa valores de capacitancia pequeños que facilitan su implementación física. En particular:

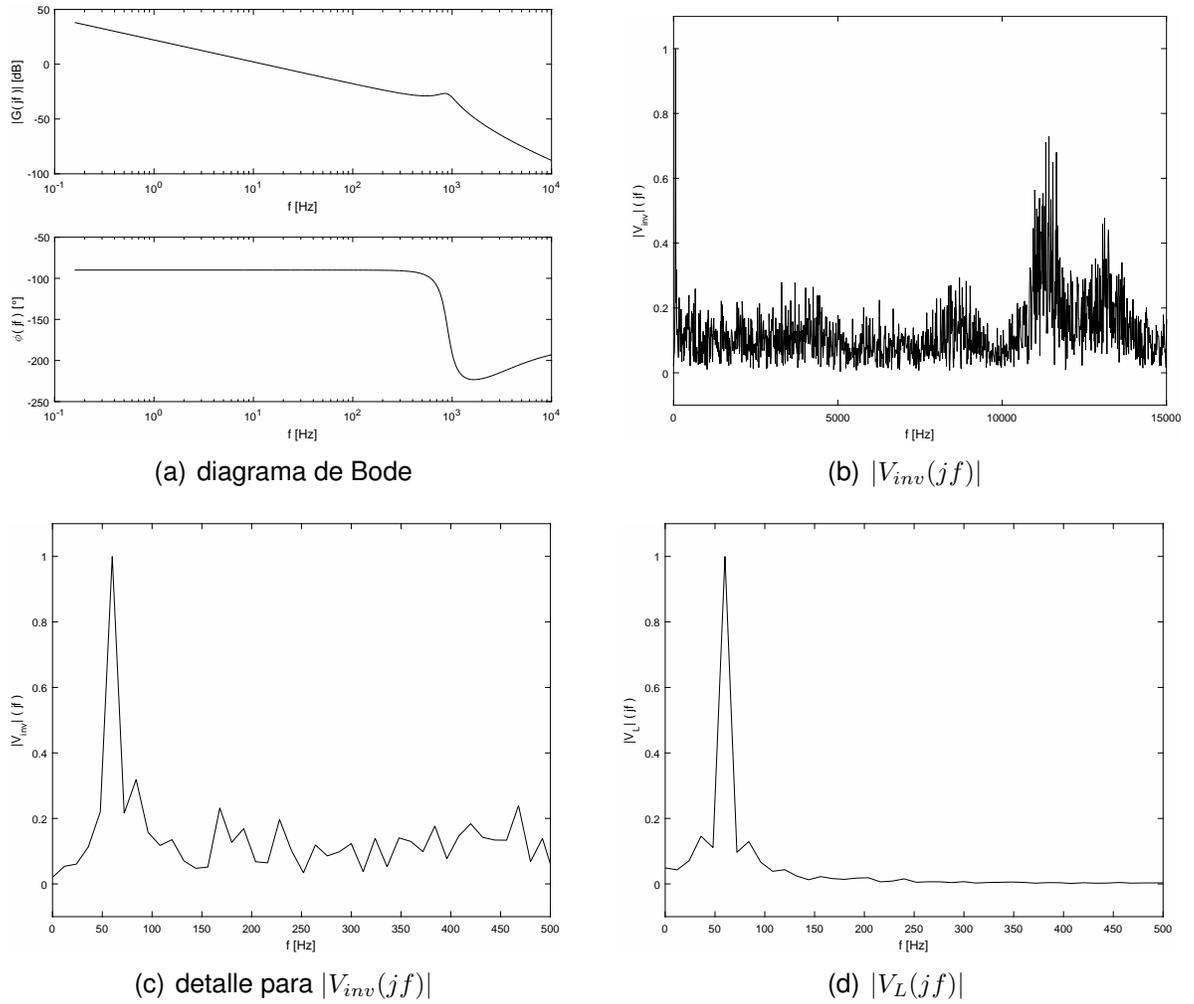
$$\omega_n^2 = \frac{L_1 + L_2}{C_f L_1 L_2} \Rightarrow (2\pi \times 900)^2 = \frac{2L}{C_f L^2} \Rightarrow C_f = \frac{2}{L \times (2\pi \times 900)^2} \approx 10 \mu F.$$

Finalmente, con el ánimo de brindar un mayor énfasis de rechazo alrededor de la frecuencia de corte, conviene emplear valores pequeños del factor de amortiguamiento ζ en modo tal que se acentúe el pico de resonancia OGATA, *Ingeniería de control Moderna*. De esta manera seleccionando $\zeta = 0.17$ se obtiene:

$$\frac{2\zeta}{\omega_n} = C_f R_f \Rightarrow R_f = \frac{2\zeta}{C_f \omega_n} = \frac{2 \times 0.17}{10 \times 10^{-6} \times 2\pi \times 900} \approx 6 \Omega.$$

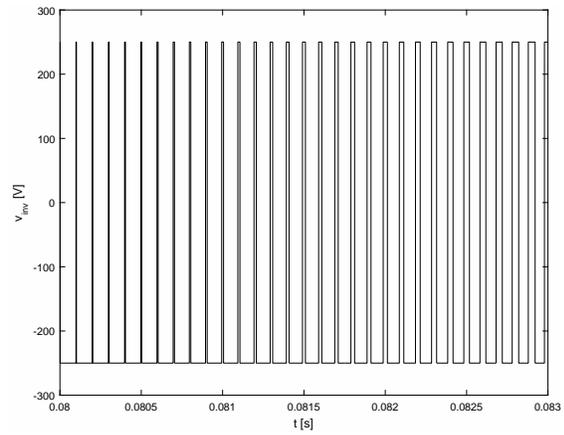
Con estos valores de parámetro se obtiene la respuesta frecuencial del filtro (diagra-

Figura 12. Diagrama de Bode y espectros de entrada y salida para filtro LCL

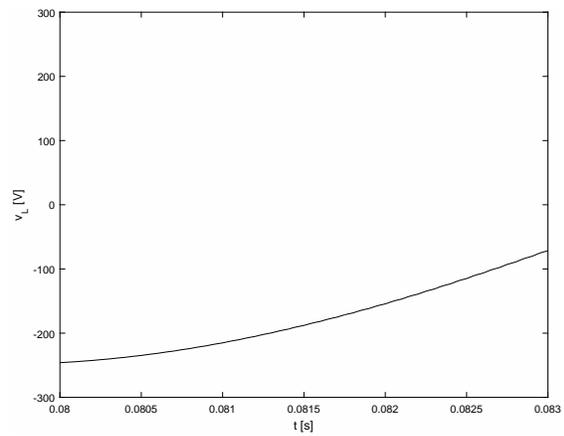


ma de Bode) mostrada en la Fig. 13(a). El efecto de filtrado se verifica tanto a nivel espectral (en la Fig. 13(d)) como a partir de la recuperación de la señal senoidal a la salida del filtro (Figs. 14(b) y 14(c)), tras ejecutar simulaciones en SimScape de MATLAB para el circuito de la Fig. 11.

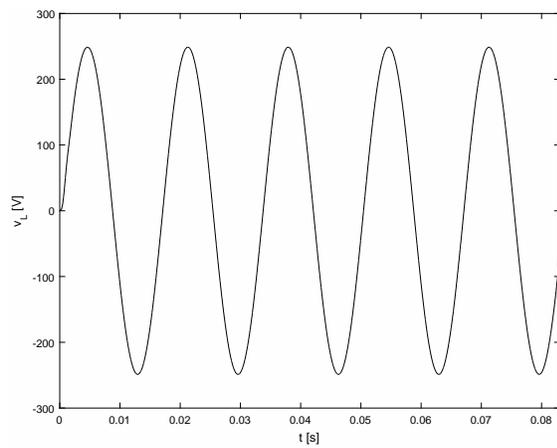
Figura 13. Señales de entrada y salida del filtro LCL



(a) detalle para v_{inv}



(b) detalle para v_L



(c) v_L

3.4. ANÁLISIS POR SIMULACIÓN DEL DESEMPEÑO DEL SISTEMA

Para verificar la operación del sistema fotovoltaico (aislado y sin almacenamiento de energía) ante cambios en su demanda, se desarrolló un protocolo de pruebas a través de simulación numérica en el entorno `Simulink` de MATLAB empleando modelos eléctricos de la librería *SimScape*.

Inicialmente se analizó la evolución temporal de las variables eléctricas del sistema sin perturbación, a través de un escenario para el cual el generador parte de condiciones en vacío (i.e. sin carga) para luego conectarse a una impedancia resistiva en $t = 2 \text{ s}$. Ante esta situación, se verificaron resultados para un regulador PI ante cargas de 500 W y 950 W, al igual que para reguladores MPPT y PPT ante una carga de 950 W. Posteriormente, el método PPT fue sometido a perturbaciones tanto de irradiancia como en su impedancia de carga, según explicado a continuación.

3.4.1. Operación bajo régimen de poca demanda Las Figs. 14 y 15 muestran los resultados de simulación para una regulación en el circuito convertidor elevador a través de una estrategia PI convencional, ante una irradiancia constante de 1 kW/m^2 y una demanda constante de $P_{AC} = 500 \text{ W}$. El controlador PI fue sintonizado empleando métodos empíricos de ensayo y error. Como se observa en la Fig. 15(c) la tensión a la salida del circuito convertidor elevador se posiciona en un valor $v_{DC} = 450 \text{ V}$, posterior al transitorio provocado por la conexión de la carga al sistema. De hecho este valor corresponde con la magnitud nominal deseada de voltaje en ese punto (acople entre la salida del elevador y la entrada del circuito inversor) a partir de consideraciones de diseño. También se observa una tendencia hacia condiciones de estado estacionario para los valores de voltaje v_{PV} , corriente i_{PV} y potencia P_{PV} suministrados por el arreglo fotovoltaico, según se evidencia de las Figs. 15(a), 15(b) y 15(e) respectivamente. Este hecho contrasta con la natura-

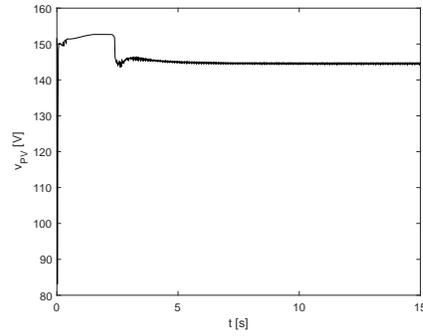
leza conmutada de la corriente i_{DC} a la salida del convertidor elevador y mostrada en la Fig. 15(d), situación que sin embargo no altera la uniformidad de una señal de control no saturada para el ciclo útil D en el PWM y visualizada en la Fig. 15(f).

Por otro lado, en términos de las magnitudes en corriente alterna (o aquellas del lado del inversor de potencia y la carga) se observa en las Figs. 16(a) y 16(b) la evolución para los valores eficaces instantáneos de voltaje y corriente a la salida del circuito inversor de potencia, permitiendo evidenciar magnitudes en régimen permanente consistentes con los parámetros de diseño del sistema monofásico. De manera puntual, es posible observar de la Fig. 16(c) que se satisface la demanda de potencia en la carga a través de la evolución temporal para la variable P_{AC} , que representa su valor eficaz instantáneo. Lo anterior, se ratifica por un comportamiento uniforme y no saturado mostrado en la Fig. 16(d) para la señal de control (valor eficaz M_{ae} para el índice de modulación de amplitud M_a entregado por el controlador resonante a manera de señal sinusoidal) que gobierna el SPWM del circuito inversor.

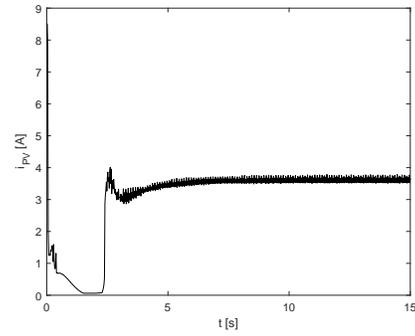
3.4.2. Colapso bajo régimen de alta demanda El escenario de operación apenas mostrado verifica la correcta operación del sistema de generación ante bajas demandas de potencia. Sin embargo, el mismo sistema sometido a una carga de 950 W experimenta el colapso de tensión ilustrado en las Figs. 16 y 17. Esta situación permite evidenciar una incapacidad del sistema de generación para proveer una alta demanda de energía en su salida, como consecuencia de una gestión inapropiada del punto de operación del arreglo fotovoltaico. En particular, la corriente del panel i_{PV} en la Fig. 17(b) alcanza su valor de cortocircuito mientras la tensión v_{PV} en la Fig. 17(a) tiende a cero.

En otras palabras, la operación del convertidor elevador debe estar condicionada a

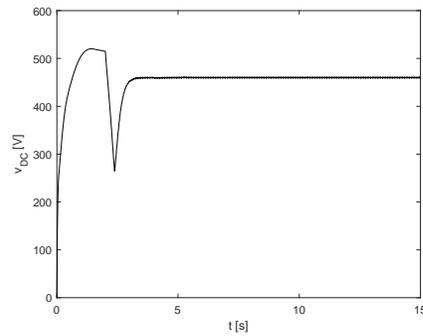
Figura 14. Magnitudes eléctricas en corriente continua para regulación PI convencional ante $P_{AC} = 500\text{ W}$



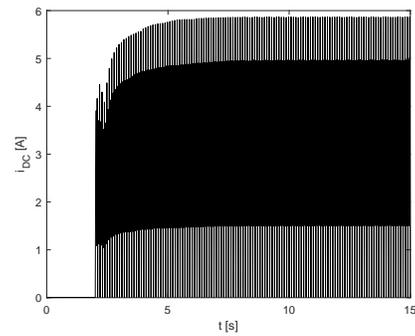
(a) v_{PV} vs. t



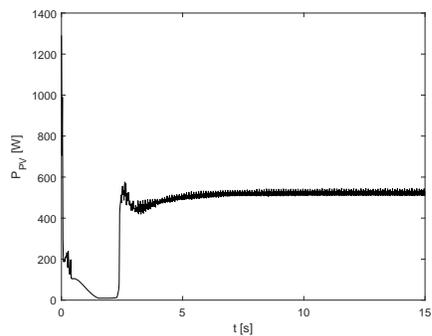
(b) i_{PV} vs. t



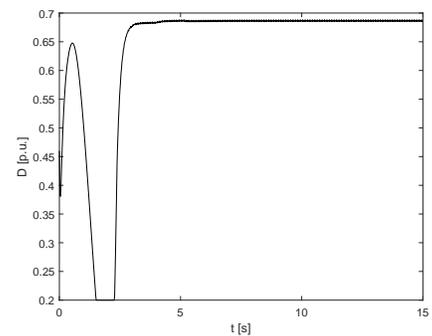
(c) v_{DC} vs. t



(d) i_{DC} vs. t

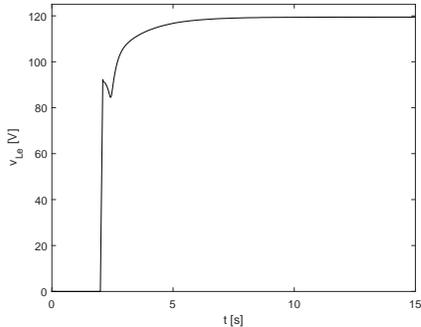


(e) P_{PV} vs. t

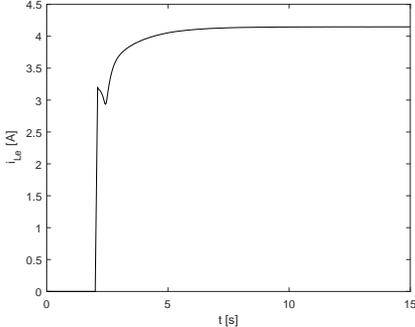


(f) D vs. t

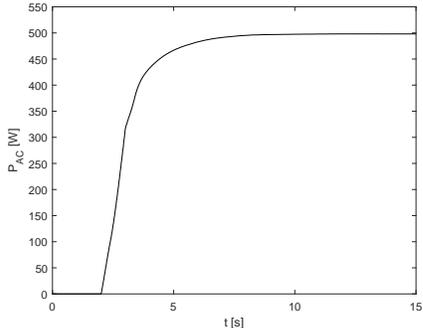
Figura 15. Magnitudes eléctricas en corriente alterna para regulación PI convencional ante $P_{AC} = 500 W$



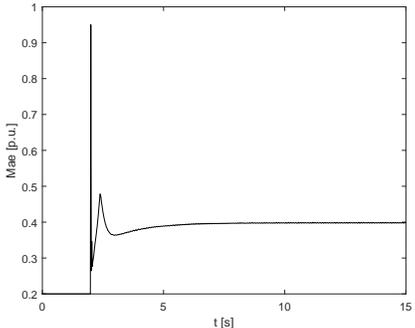
(a) v_{Le} vs. t



(b) i_{Le} vs. t



(c) P_{AC} vs. t



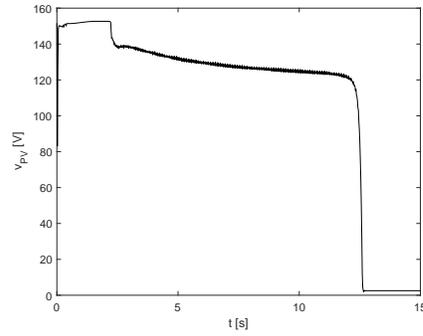
(d) M_{ae} vs. t

las características de disponibilidad energética en términos de las magnitudes del arreglo fotovoltaico v_{PV} , i_{PV} y P_{PV} a partir de un algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT). De hecho, se verifica la manera en la cual ante esta condición de operación extrema las señales de control (tanto del ciclo útil D en la Fig. 17(f) como del valor eficaz M_{ae} para el índice de modulación en la Fig. 18(d)) se saturan en un intento desesperado del esquema de regulación para llevar el sistema a las condiciones nominales deseadas.

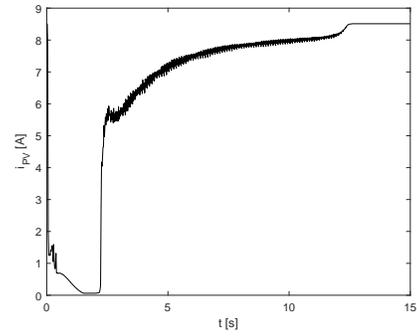
A partir de ello, se presentan resultados de regulación empleando el algoritmo P&O previamente descrito en la *Sección 3(a)* (más precisamente en la Fig. 2) a través de simulaciones ilustradas en las Figs. 18 y 19 que evidencian la recuperación de las tensiones tanto a nivel de suministro del arreglo fotovoltaico (Figs. 19(a)-19(b)-19(e)) como también a la salida del convertidor elevador (Figs. 19(c)-19(d)) y en la carga mediante sus correspondientes magnitudes eléctricas en corriente alterna (Figs. 20(a)-20(b)-20(c)). También es evidente la recuperación de la condición de no saturación en las señales de control para el convertidor elevador (D en la Fig. 19(f)) y el inversor de potencia (M_{ae} en la Fig. 20(d)).

Sin embargo, se observa un incremento indeseado en el valor de la tensión v_{DC} a la salida del convertidor elevador (punto de acople con la entrada del circuito inversor), superando ampliamente los valores nominales considerados en el diseño. Esta situación posibilita una serie de inconvenientes ligados no solamente a la alteración de la calidad en las formas de onda suministradas por el inversor de potencia a la carga (induciéndolo a la saturación), sino también ocasionando disipación excesiva de energía que compromete la vida útil de los dispositivos del sistema. Para una discusión más profunda el respecto de la importancia de conservar inalterado el valor de tensión en el punto de acople de entrada a un inversor de potencia, se

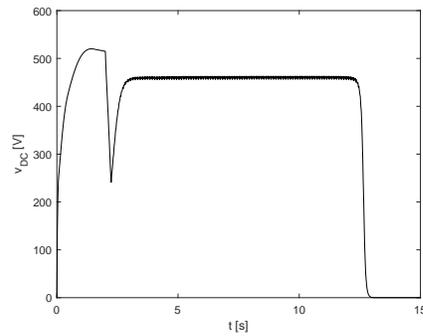
Figura 16. Magnitudes eléctricas en corriente continua para regulación PI convencional ante $P_{AC} = 950\text{ W}$



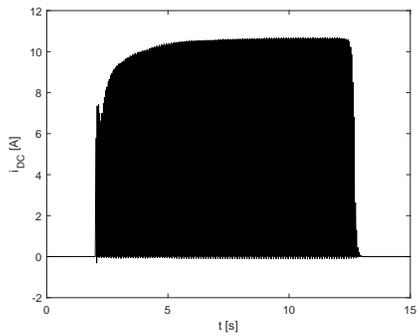
(a) v_{PV} vs. t



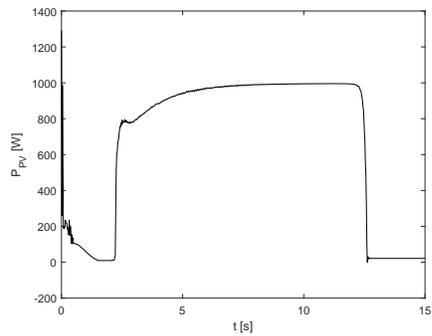
(b) i_{PV} vs. t



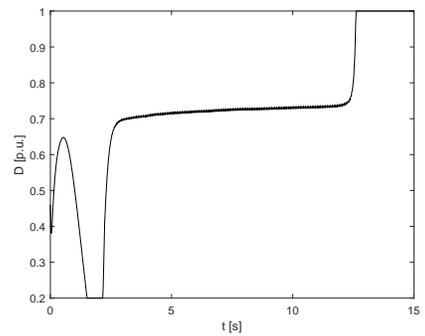
(c) v_{DC} vs. t



(d) i_{DC} vs. t

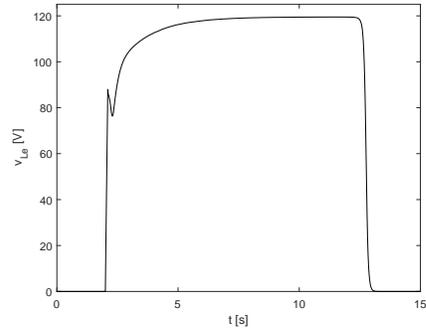


(e) P_{PV} vs. t

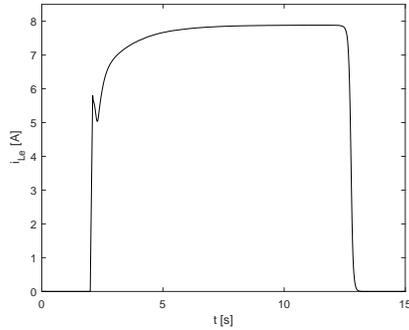


(f) D vs. t

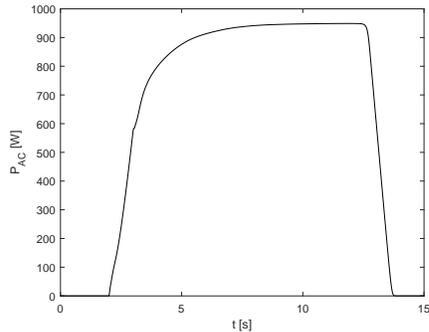
Figura 17. Magnitudes eléctricas en corriente alterna para regulación PI convencional ante $P_{AC} = 950 W$



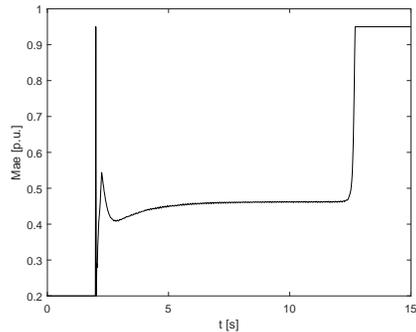
(a) v_{Le} vs. t



(b) i_{Le} vs. t

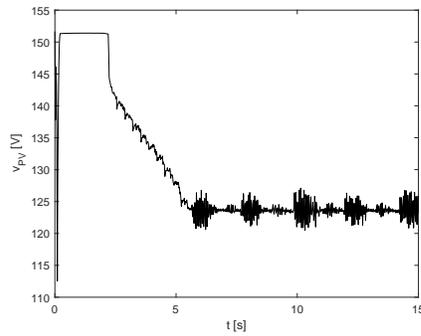


(c) P_{AC} vs. t

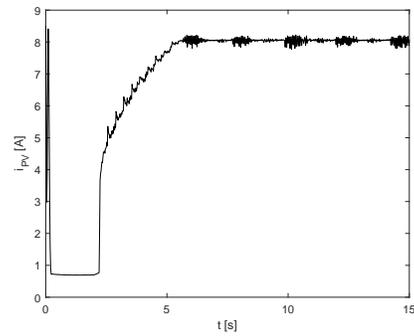


(d) M_{ae} vs. t

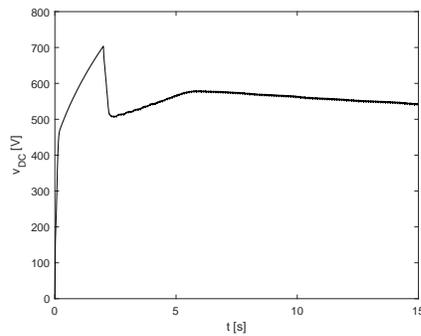
Figura 18. Magnitudes eléctricas en corriente continua para regulación MPPT ante $P_{AC} = 950\text{ W}$



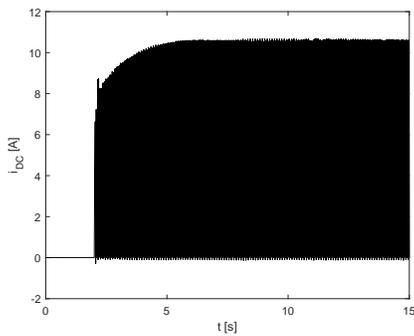
(a) v_{pv} vs. t



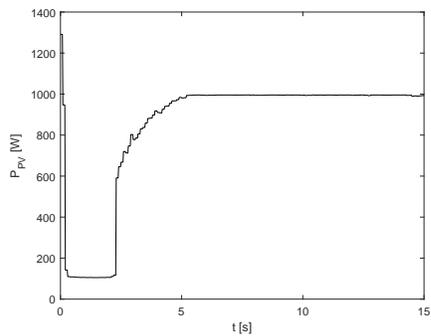
(b) i_{pv} vs. t



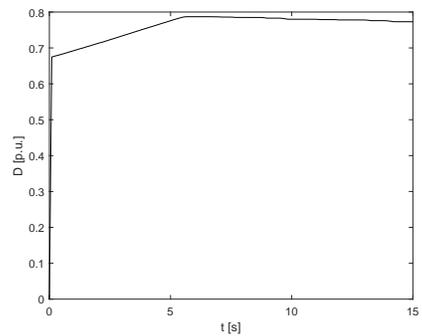
(c) v_{DC} vs. t



(d) i_{DC} vs. t

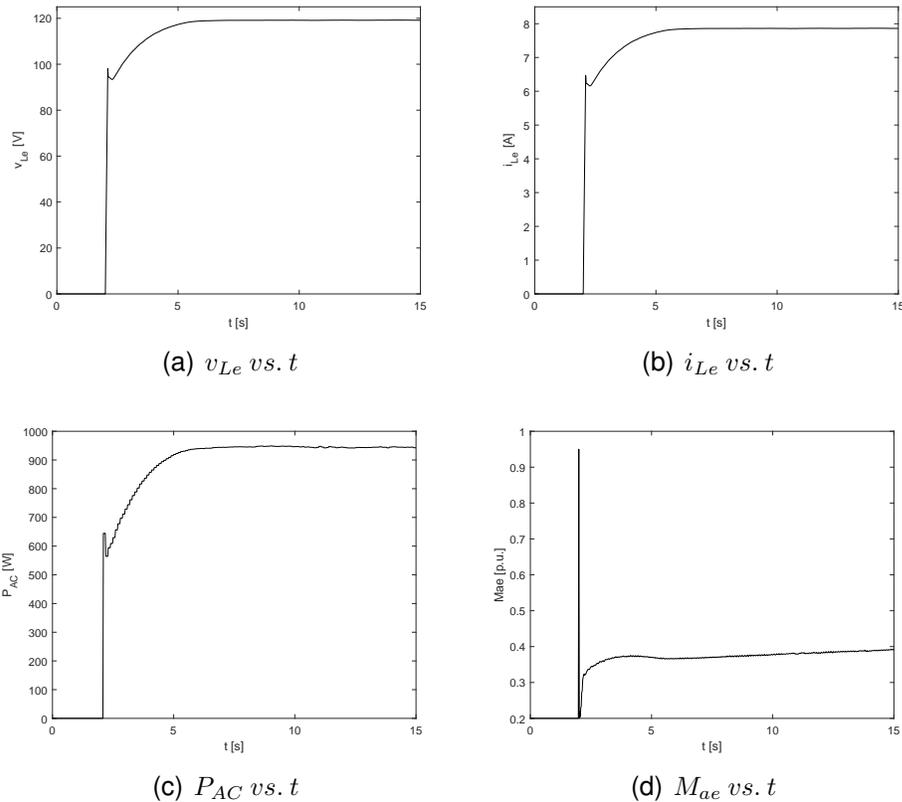


(e) P_{PV} vs. t



(f) D vs. t

Figura 19. Magnitudes eléctricas en corriente alterna para regulación MPPT ante $P_{AC} = 950 W$



recomienda al lector interesado consultar los trabajos et al HE Fanbo. “A DC-link voltage control scheme for single-phase grid-connected PV inverters”. En: *2011 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition*. 2011, págs. 3941-3945; et al ZAK-ZOUK Nahla. “PV Single-Phase Grid-Connected Converter: DC-Link Voltage Sensorless Prospective”. En: *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics* 5.1 (2017), págs. 526-546.

Así entonces, surge la necesidad de aplicar la corrección dada por el método combinado PPT para ajustar el seguimiento al punto de operación del sistema, según descrito en la *Sección 3.2* y más precisamente a través del diagrama funcional de la

Fig. 3.

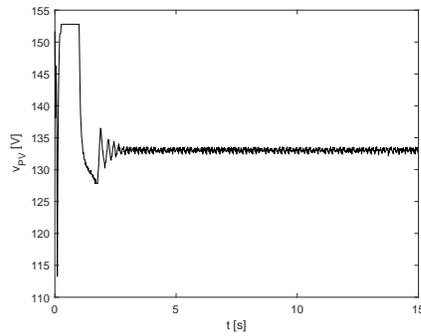
De esta manera, en las Figs. 20 y 21 se presentan resultados de simulación para este escenario corregido permitiendo verificar la recuperación de las magnitudes eléctricas bajo el régimen de alta demanda, aunque esta vez regulando de manera apropiada el valor de tensión v_{DC} a la salida del convertidor elevador.

3.4.3. Seguimiento al punto de operación del sistema ante perturbaciones La operación del algoritmo PPT se analiza ante un escenario más realista, a partir de variaciones en la irradiancia de entrada ocasionadas por la posible incidencia de nubes y sombras. Para este caso, la simulación incluye condiciones iniciales cero, conexión a la carga en $t = 1 s$, un cambio instantáneo en la demanda para $t = 8 s$ (pasando de $950 W$ a $450 W$) y una variación lineal de la radiación solar (entre $1000 \frac{W}{m^2}$ y $800 \frac{W}{m^2}$) a partir de $t = 12 s$.

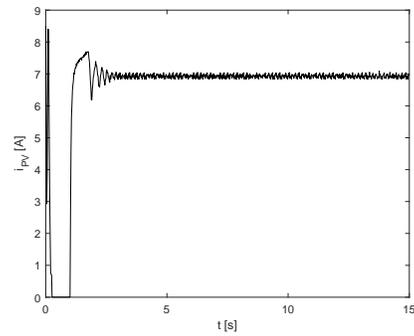
Los resultados de simulación correspondientes se presentan en las Figs. 22 y 23, confirmando un comportamiento favorable para las variables del sistema ante los cambios de carga y siendo prácticamente inmunes ante las alteraciones de irradiancia.

Lo anterior constituye un resultado interesante para el método PPT presentado, tomando en cuenta que favorece su implementación práctica en términos de robustez ante las incertidumbres del sistema y perturbaciones del entorno de operación.

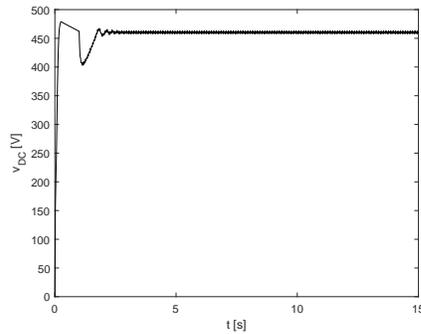
Figura 20. Magnitudes eléctricas en corriente continua para regulación PPT ante $P_{AC} = 950\text{ W}$



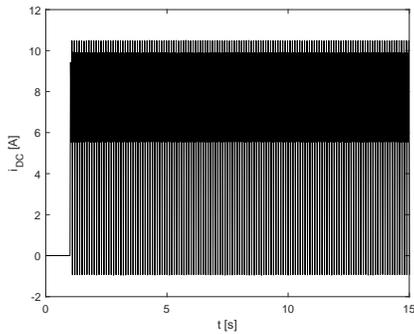
(a) v_{pv} vs. t



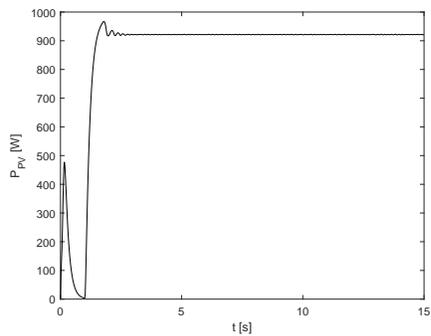
(b) i_{pv} vs. t



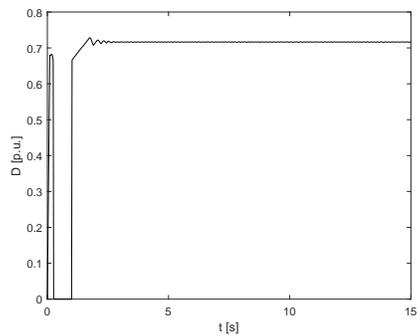
(c) v_{DC} vs. t



(d) i_{DC} vs. t

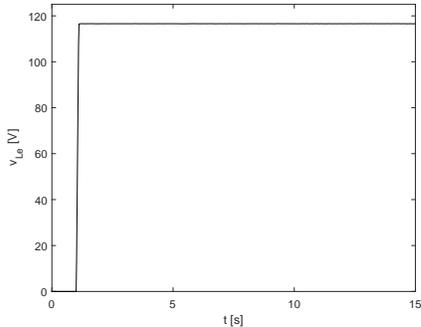


(e) P_{PV} vs. t

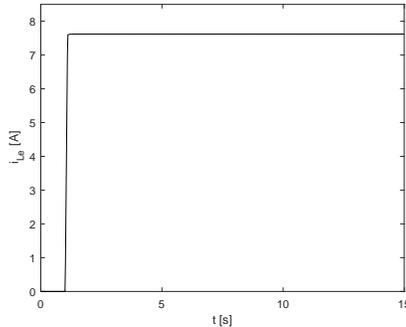


(f) D vs. t

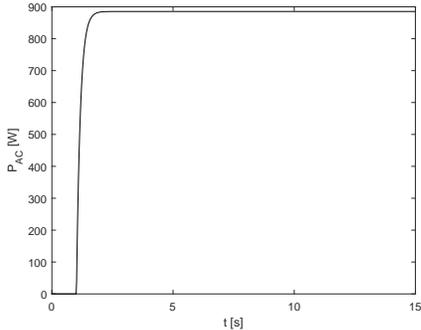
Figura 21. Magnitudes eléctricas en corriente alterna para regulación PPT ante $P_{AC} = 950 W$



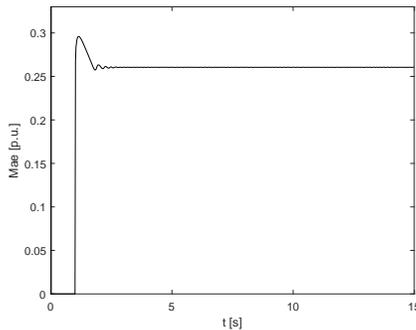
(a) v_{Le} vs. t



(b) i_{Le} vs. t

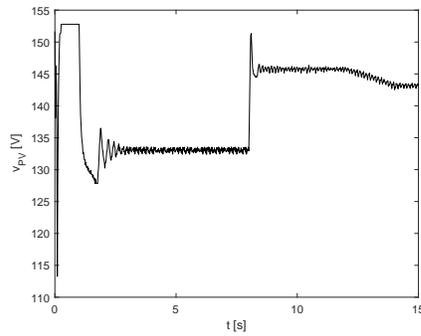


(c) P_{AC} vs. t

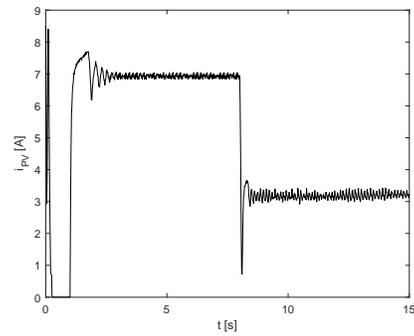


(d) M_{ae} vs. t

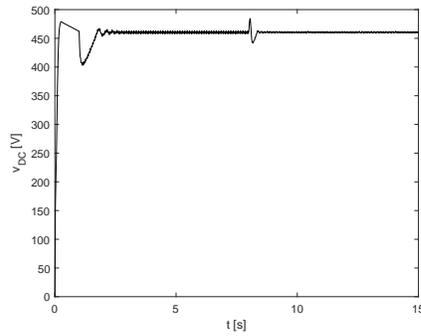
Figura 22. Magnitudes eléctricas en corriente continua para regulación PPT perturbada



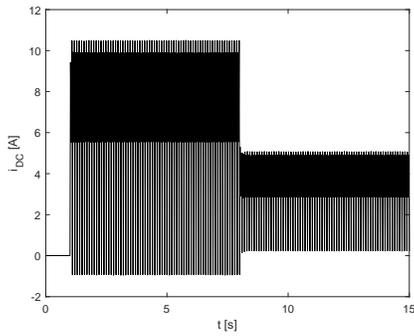
(a) v_{pV} vs. t



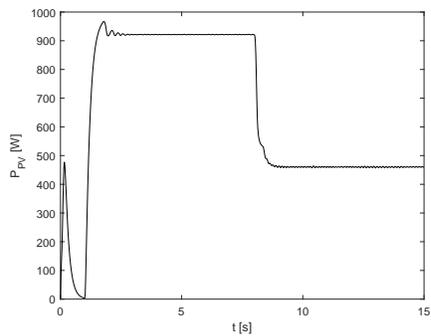
(b) i_{pV} vs. t



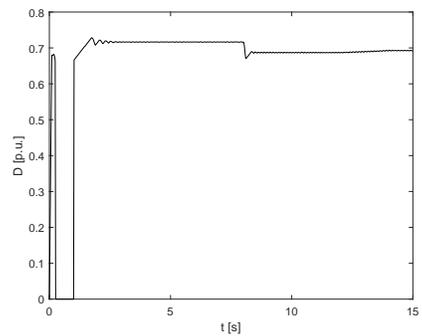
(c) v_{DC} vs. t



(d) i_{DC} vs. t

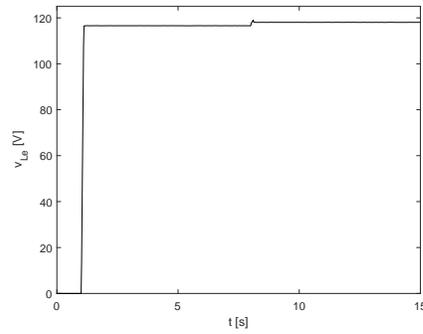


(e) P_{PV} vs. t

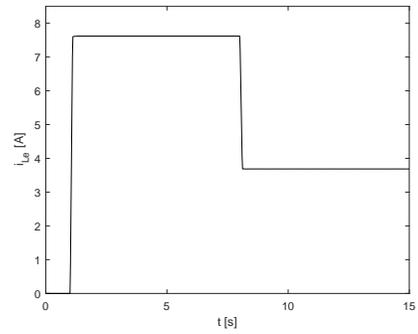


(f) D vs. t

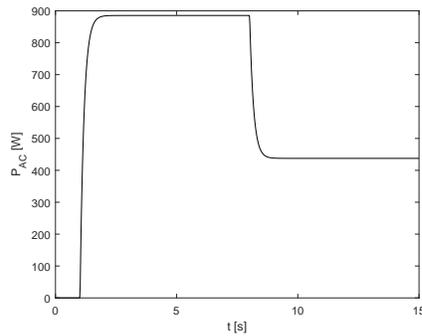
Figura 23. Magnitudes eléctricas en corriente alterna para regulación PPT perturbada



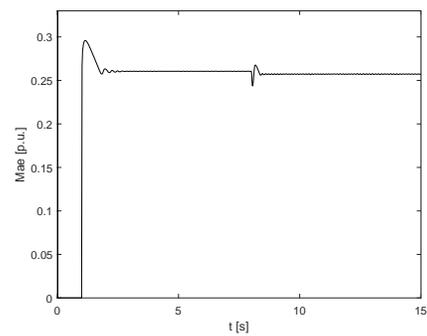
(a) v_{Le} vs. t



(b) i_{Le} vs. t



(c) P_{AC} vs. t



(d) M_{ae} vs. t

4. CONTROL DE GENERACIÓN PARA UNA MÁQUINA DE INDUCCIÓN AUTOEXCITADA

Colombia posee una amplia cantidad de recursos hídricos dispersos a lo largo y ancho de su geografía. Debido a esto, el país cuenta con grandes centrales de generación hidroeléctrica que constituyen la columna vertebral del sistema (eléctrico) interconectado nacional. Sin embargo, nuestro territorio presenta también un número importante de población en áreas rurales no interconectadas que justifican aprovechar ese potencial hídrico mediante soluciones de generación a baja escala, comúnmente denominadas *pequeñas centrales hidroeléctricas* (picohidráulicas, para potencias inferiores a 5 kW), como alternativa de energía no convencional FLÓREZ, *Pequeñas centrales hidroeléctricas*.

Para este propósito puede masificarse el uso de generadores rotativos asíncronos, representando una solución económica, de fácil mantenimiento y amplia disponibilidad en el mercado especialmente si se refiere al tipo jaula de ardilla. Este último se denomina *generador autoexcitado* (GAE) y requiere como condición para inyectar energía que la máquina opere por encima de su velocidad síncrona et al EL YAAKOUBI Ali. "A MPPT strategy based on fuzzy control for a wind energy conversion system". En: *Procedia Technology* 22 (2016), págs. 697-704.

De esta manera, combinando el potencial del recurso solar mediante sistemas fotovoltaicos autonomos como el explorado en el *Capítulo 3* y unidades de microgeneración que empleen máquinas rotativas como el GAE, pueden aliviarse las necesidades energéticas básicas de poblaciones rurales de Colombia a partir de soluciones operando en modo aislado (por tratarse de zonas no interconectadas) y evitando el uso de dispositivos de almacenamiento (para reducir impactos ambientales).

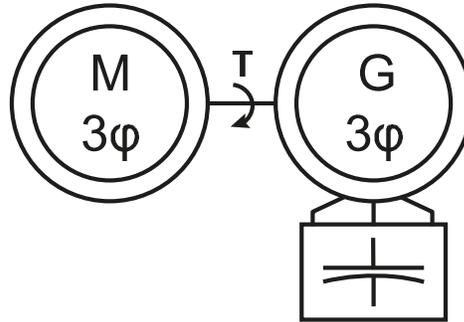
En particular, existe una amplia cantidad de trabajos reportados en la literatura donde la técnica de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) se aplica en máquinas rotativas en el contexto de generadores eólicos LI Fangxing HUANG Can y Zhiqiang JIN. "Maximum Power Point Tracking Strategy for Large-Scale Wind Generation Systems Considering Wind Turbine Dynamics". En: *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 62.4 (2015), págs. 2530-2539. Sin embargo, operar y controlar un GAE en modo aislado y sin almacenamiento energético representa un reto importante a nivel tecnológico y conceptual que motiva abordar en el presente *Capítulo* el detalle de la configuración autoexcitada, en favor de extender para el GAE la aplicación de la técnica de seguimiento del punto de potencia (PPT) ante variaciones de carga y suministro.

4.1. GENERADOR DE INDUCCIÓN AUTOEXCITADO

La Fig. 24 muestra la configuración circuital para una máquina de inducción actuando como GAE, en la cual se observa que además del par de entrada proporcionado por un motor primario se requiere de una fuente de reactivos a la salida del generador, constituida por un banco de capacitores FLÓREZ, *Pequeñas centrales hidroeléctricas*.

En el generador asíncrono así configurado, ocurre un proceso de autoexcitación en el cual al girar el rotor su flujo remanente induce en la bobina del estator una fuerza contra electromotriz que hace circular por los condensadores una corriente. Esta corriente al circular por las bobinas del estator hace que su campo magnético aumente e induzca una fuerza contra electromotriz FLÓREZ, *Pequeñas centrales hidroeléctricas*, que a su vez incrementa la corriente de los condensadores en un ciclo que termina sólo hasta alcanzarse la saturación magnética de la máquina. Por tanto, el

Figura 24. Generador de inducción autoexcitado

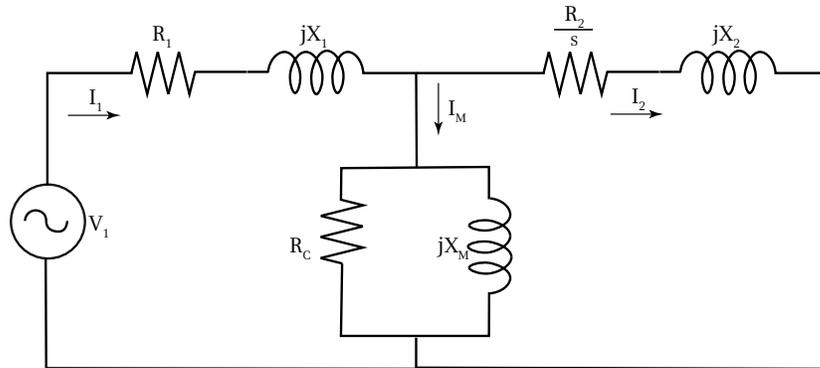


primer paso requerido para lograr el fenómeno de autoexcitación consiste en determinar la capacitancia mínima que debe ser conectada a la salida del generador. Este valor se determinó como $C = 90 [\mu F]$ a partir de procedimientos experimentales documentados en el trabajo de grado de *Machuca* en MACHUCA MAYORGA, *Control droop de un generador de inducción en una microrred simple*.

Asimismo, para efectos de análisis numérico del comportamiento del GAE se requiere determinar los parámetros del modelo circuital equivalente de la máquina de inducción según el esquema circuital mostrado en la Fig. 25. De esta manera, pruebas experimentales sobre un prototipo de laboratorio descritas por *Machuca* en MACHUCA MAYORGA, *Control droop de un generador de inducción en una microrred simple* permitieron determinar los siguientes valores: *resistencia de estator* $R_1 = 1.6 \Omega$; *reactancia de estator* $X_1 = 0.4984 \Omega$; *resistencia de pérdida en el núcleo* $R_C = 27.70 \Omega$; *reactancia de magnetización* $X_m = 46.30 \Omega$; *resistencia equivalente de rotor (vista desde el estator)* $R_2 = 1.01 \Omega$ y *reactancia equivalente de rotor (vista desde el estator)* $X_2 = 6.31 \Omega$.

Posteriormente, se realizó la configuración del bloque para una máquina asíncrona trifásica (Asynchronous Machine) de la caja de herramientas *SimScape* de MATLAB

Figura 25. Modelo simplificado para la máquina de inducción



Simulink, en el modo siguiente:

- Tipo de rotor: jaula de ardilla, sin parámetros de preselección (*No preset models*);
- Entrada mecánica: torque;
- Marco de referencia: rotor;
- Parámetros nominales: potencia 2 HP, voltaje 220 VAC y frecuencia 60 Hz;
- $[R_1, X_1, R_2, X_2]$: conforme calculados;
- Para la constante de inercia y el factor de fricción, se utilizaron valores típicos obtenidos del fabricante SIEMENS;
- Número de polos: 4;
- Como condición inicial se asume: $s = 0$; $\theta = 0$; $I_1 = 0.01 \sin(\theta)$; $I_2 = 0.01 \sin(\theta + 120)$; $I_3 = 0.01 \sin(\theta + 240)$, para asegurar condiciones que faciliten la autoexcitación de la máquina;

- El valor para L_m no se ingresa, sino que se estima activando el campo `Simulate saturation` a partir de los datos de la curva de saturación debidamente digitados;
- En el flujo de carga se configura la potencia de la máquina (-2 HP) con signo negativo para operación como generador.

A partir de ello, se implementó el esquema circuital de la Fig. 26 para analizar el desempeño del GAE por simulación. Inicialmente, se reconstruye la curva de magnetización de la máquina según mostrado en la Fig. 27. Luego, se aplicaron resistencias de carga (trifásica conectada en Y a los bornes de la máquina) permitiendo obtener los resultados de la Fig. 28. De lo anterior, se observa la pertinencia del modelo de la máquina y de los parámetros configurados para replicar numéricamente la operación del sistema experimental.

4.2. TURBINA HIDRÁULICA

Una *turbina* es un dispositivo que transforma la energía cinética de un fluido, en potencia mecánica para un eje de rotación en su salida.

De esta manera, el torque aplicado al GAE como entrada corresponde con la transformación que realiza la turbina sobre una fuente de energía primaria. En el presente trabajo se considerará a dicha fuente como la potencia mecánica provista por una fuente hídrica, correspondiente con el amplio potencial de recurso disponible en los ríos de la geografía colombiana.

A partir de ello, existen una serie de posibilidades para elegir el tipo de turbina a emplear en aplicaciones que involucren recurso hidráulico, entre las cuales se pueden

Figura 26. Esquema circuital en *SimScape* para GAE

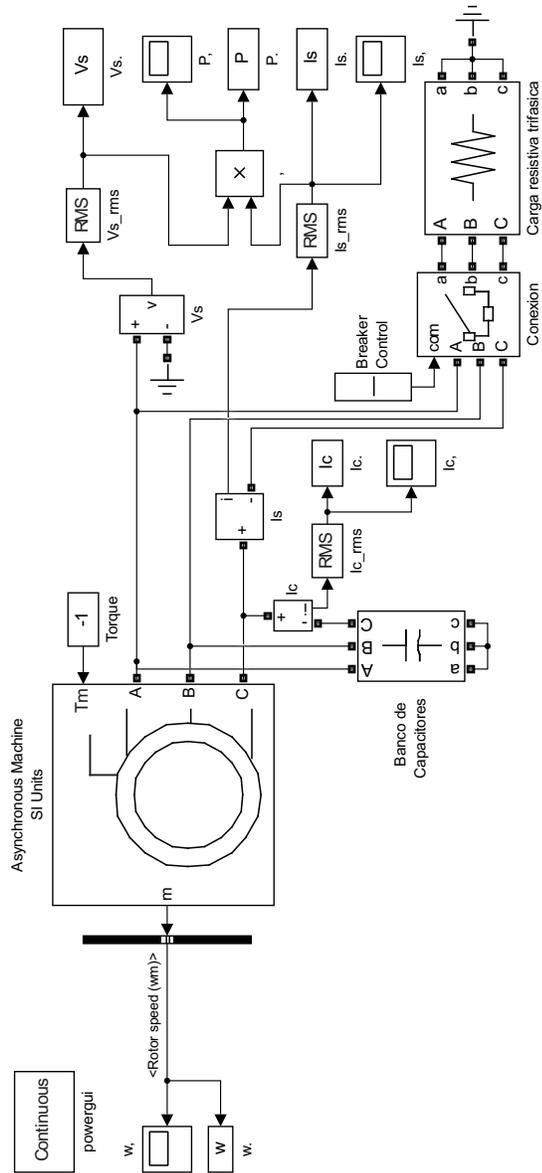
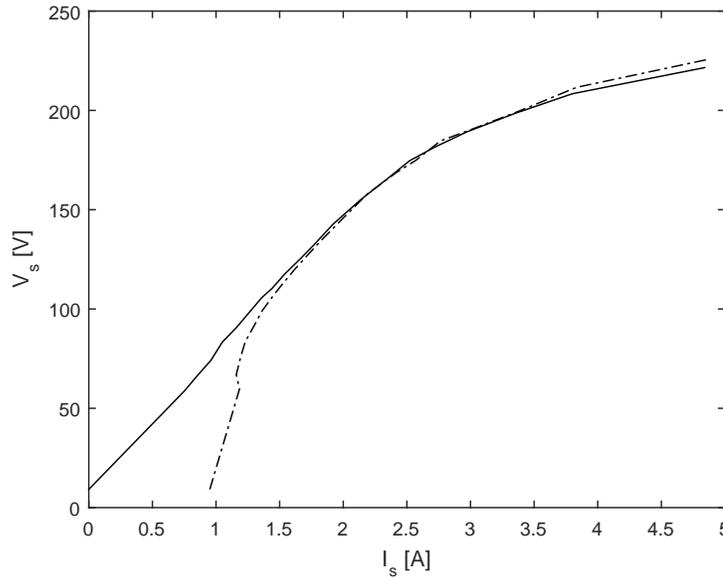


Figura 27. Curva de magnetización GAE: experimental (trazo continuo) y simulada (trazo punteado)



citar las del tipo Michell-Banki o de flujo de trasversal, Kaplan, Francis y Pelton José Carta. *Centrales de energías renovables*. Pearson Educación S.A., 2009. De estas, la Pelton es la más recomendada para empleo en aplicaciones a nivel de mini y microcentrales eléctricas (i.e. para potencias de entre 10 kW y 1 MW HIGUITA Edison Andrés Palacio y GUTIÉRREZ Cesar Alfonso Paredes GÓMEZ Jorge Iván Gómez. “La turbina Mochell-Banki y su presencia en Colombia”. En: *Avances en Recursos Hidráulicos* 17 (2008), págs. 33-42), e incluso menores. Una ilustración para la geometría de este tipo de turbina se muestra en la Fig. 29.

De otro lado, en términos energéticos la potencia hidráulica P_h en W de una turbina puede calcularse como:

$$P_h = H \times \rho \times g \times Q = f(Q), \tag{5}$$

Figura 28. Operación GAE bajo condiciones de carga: experimentos (trazo continuo) y simulaciones (trazo punteado)

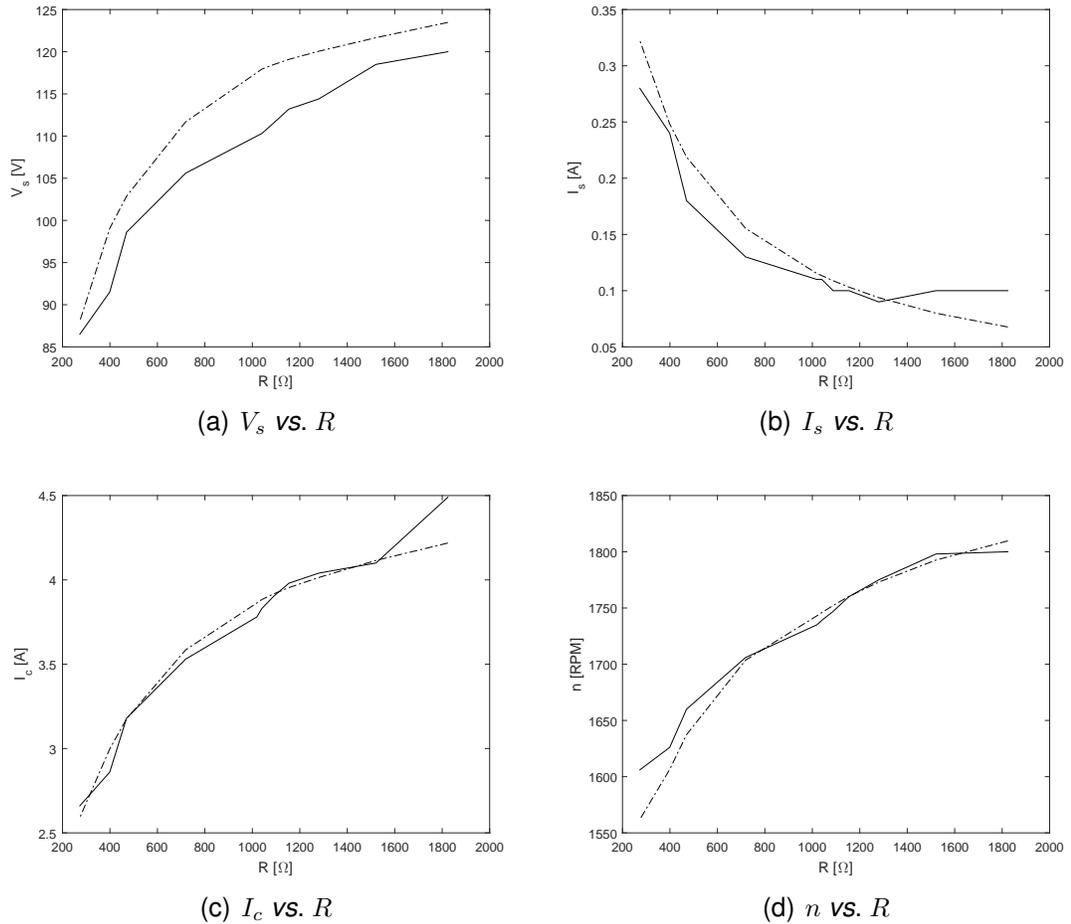
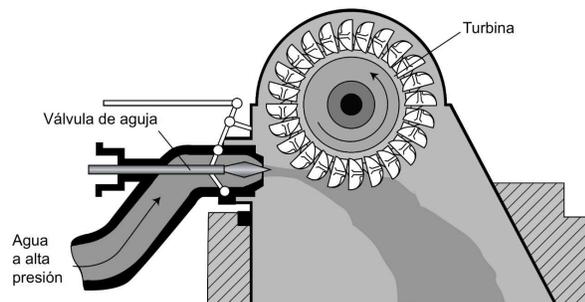


Figura 29. Ilustración para turbina hidráulica Pelton (tomado de José Carta. *Centrales de energías renovables*. Pearson Educación S.A., 2009)



siendo: H el diferencial de presión o altura en metros de columna de agua, $\rho = 1000 \frac{kg}{m^3}$ la densidad del agua, g la constante de gravitación universal y Q el caudal de entrada en $\frac{m^3}{s}$.

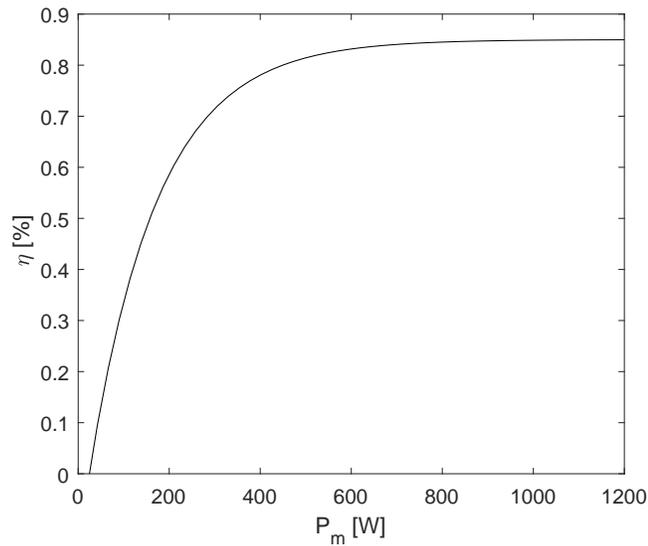
Por tanto, empleando información del estudio realizado por Galeano en Daniel Camilo GALEANO SUÁREZ. *Dimensionamiento eléctrico y estudio de un escenario de comercialización de energía para una Pequeña Central Hidroeléctrica (PCH) ubicada en la ciudad de Bucaramanga en la rivera del Río Tona*. Trabajo de grado (Ingeniero Electricista). Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones, 2019 para una *pequeña central hidroeléctrica* en la rivera del *Río Tona* en la ciudad de *Bucaramanga*, se asume un caudal en el rango $Q \in [0.6, 1.6] m^3/s$ y una cabeza estática $H = 0.1 m$. Con estos valores, la potencia hidráulica de la turbina será del orden de los 1200 W a partir de la expresión (5).

Adicionalmente, la forma habitual de funcionamiento de las turbinas industriales implica el suministro de potencia al generador a velocidad de rotación constante, haciendo interesante el análisis de rendimiento como función de la demanda o el caudal ante parámetros fijos FLÓREZ, *Pequeñas centrales hidroeléctricas*. A partir de ello, se asume a través de la expresión:

$$\eta = e^{\left(\frac{P_m}{P_{max}}\right)^{\times\kappa}} + \eta_0 = g(P_m), \quad (6)$$

que la eficiencia η de la turbina varía en función de la potencia mecánica P_m entregada en el eje del generador. De esta manera, ante $P_{max} = 3000 W$, $\kappa = -10$ y $\eta_0 = 0.9$ la Fig. 30 sugiere que la turbina Pelton entrega una potencia efectiva del orden del 85 % sobre un amplio rango de valores de demanda FLÓREZ, *Pequeñas centrales hidroeléctricas*.

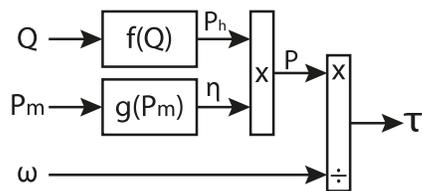
Figura 30. Relación η vs. P_m en una turbina Pelton



Ahora bien, considerando a la turbina como un sistema, su entrada corresponderá con el caudal Q de la fuente hídrica y su salida con el torque τ (o par mecánico) a ser aplicado en el eje del generador. Por tanto, el diagrama de bloques de la Fig. 31 ilustra la relación entre las ecuaciones (5)-(6), la potencia mecánica P_m , la potencia hidráulica P_h y la velocidad de rotación ω .

Es importante hacer notar que para calcular η se requiere P_m y así, esta última será

Figura 31. Modelo en diagrama de bloques para una turbina hidráulica Pelton



una entrada adicional para el sistema al igual que lo hace ω para el cálculo de τ . Asimismo, la diferencia entre la potencia efectiva P y la potencia mecánica P_m en el eje

del rotor la constituyen las pérdidas por fricción y por conversión electromagnética al interior del GAE.

4.3. ACOUPLE Y CARACTERIZACIÓN DEL CONJUNTO TURBINA-GAE

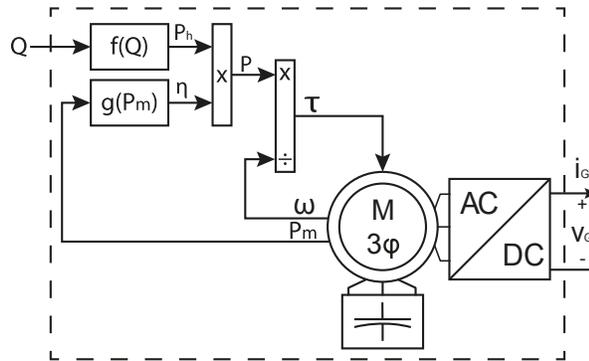
El GAE posee como entrada el par mecánico τ (o torque) proporcionado por la fuente de energía primaria y realiza una conversión a potencia eléctrica en su salida. De esta manera, caracterizar la operación del GAE en términos energéticos implica analizar las condiciones de potencia en su salida ante la variación de sus parámetros físicos de entrada. Por tanto, pensando en corriente continua, es posible verificar el comportamiento de las magnitudes de corriente y voltaje a la salida del GAE (realmente, de un circuito rectificador trifásico acoplado en su salida) ante variaciones de torque.

Sin embargo, es claro que la potencia mecánica se constituye del producto entre el torque y la velocidad angular, y por tanto, el análisis de variaciones de torque por sí mismo no da una clara información de la variación de la potencia desde un punto de vista mecánico. A diferencia de lo anterior, la turbina mecánica recibe como entrada al caudal Q de la fuente hídrica y entrega en el eje del rotor una potencia mecánica efectiva P , lo cual permite analizar las variaciones de potencia mecánica ante cambios en Q .

De esta manera, el acople entre la turbina y el GAE permite analizar las variaciones energéticas del conjunto, ante cambios proporcionados por el entorno de operación, siendo manifestados en este caso por la variación del recurso hídrico primario. El diagrama de bloques de la Fig. 32 ilustra de manera gráfica las ideas expuestas.

A partir de ello, se constituyó un experimento de simulación en el entorno *SimScape*

Figura 32. Modelo en diagrama de bloques para acople entre turbina y GAE



de *MATLAB Simulink* mediante el esquema circuital mostrado en la Fig. 33, correspondiente con la variación de la magnitud de una carga resistiva R_{IG} conectada a los terminales de salida en corriente continua, con magnitud modificada en pasos de 10Ω al interior del rango $[10, 1000] \Omega$, ante tres condiciones diferentes del caudal de entrada ($Q = 0.8, 1.34$ y $1.6 \text{ m}^3/\text{s}$).

Como resultado, fue posible realizar la caracterización del comportamiento del conjunto turbina-GAE a partir de los resultados presentados en las Figs. 35(a) y 35(b). A partir de ello, se observan detalles interesantes como por ejemplo que la potencia generada es directamente proporcional a la magnitud del caudal aplicado como entrada a la turbina, lo cual es consistente con el comportamiento esperado en un sistema real. En particular, podrán obtenerse hasta 1500 W a máximo caudal y hasta alrededor de 1000 W a caudal nominal (seleccionado como $Q = 1.34 \text{ m}^3/\text{s}$). De otro lado en términos de corrientes y voltajes en corriente continua, se observa que se realizarán excursiones de hasta 6 A y 600 V respectivamente.

Otro detalle interesante que sobresale en las curvas de generación obtenidas, es la presencia de un valor máximo (o punto de rodilla) que facilita la extracción de la máxima potencia, en modo similar a lo previamente discutido en la *Sección 3(a)* para

Figura 33. Modelo en *SimScape* para caracterización del conjunto turbina-GAE

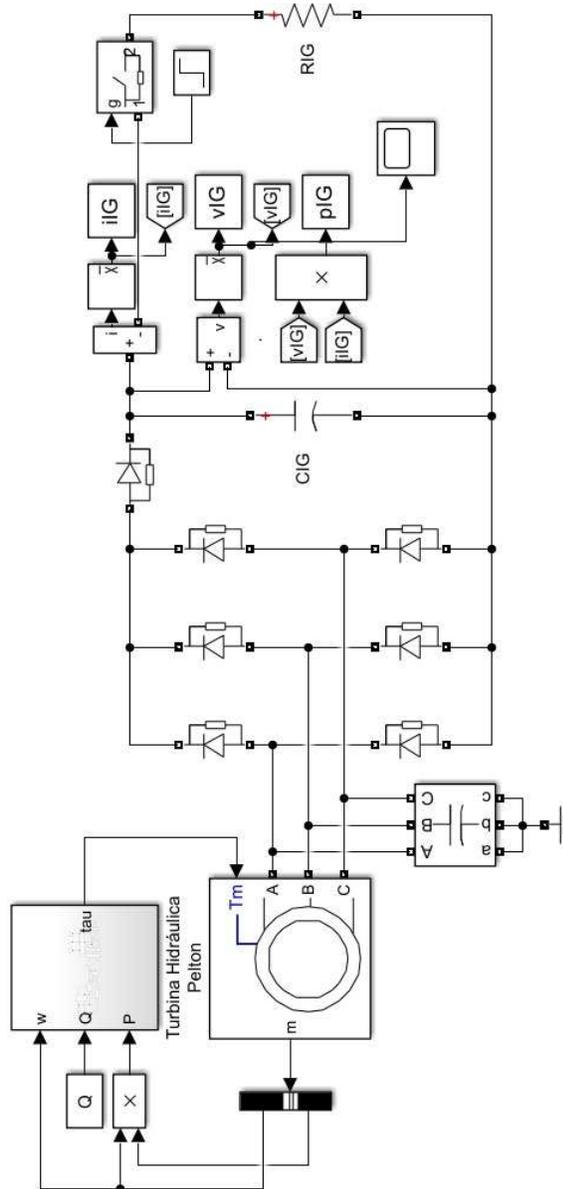
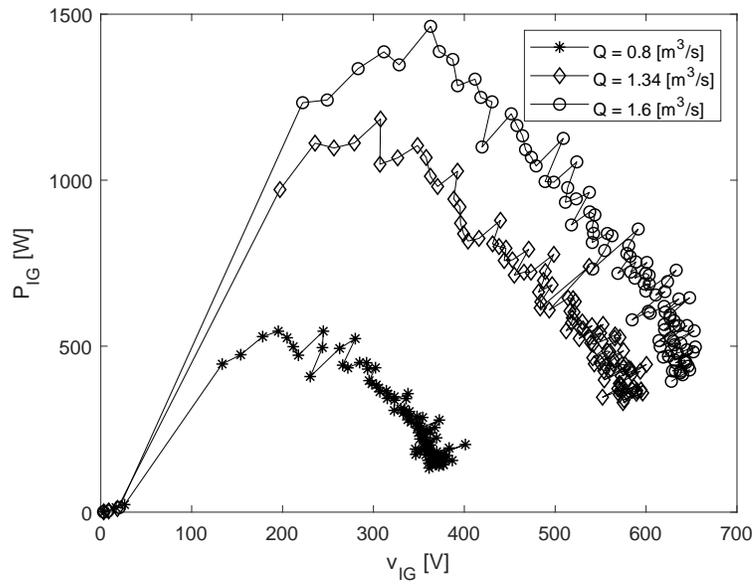
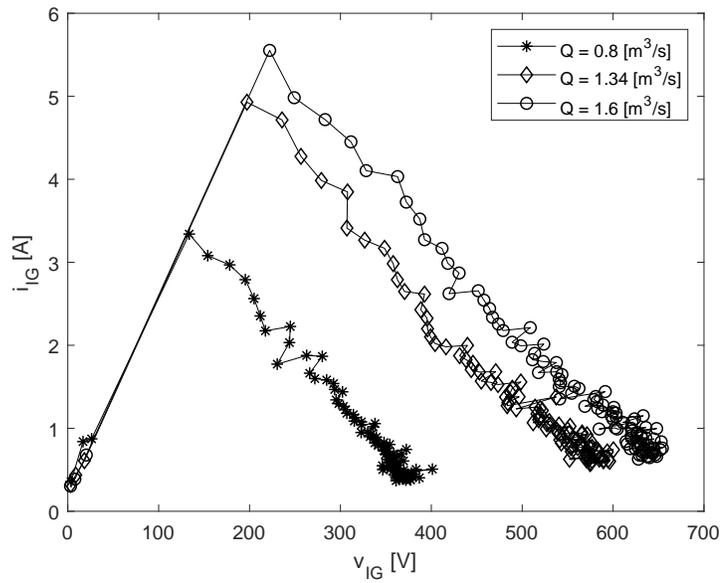


Figura 34. Curvas de generación para conjunto turbina-GAE ante diferentes valores de Q



(a) P_{IG} vs. v_{IG}



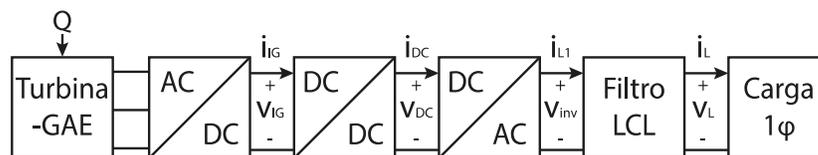
(b) i_{IG} vs. v_{IG}

el sistema de generación fotovoltaico. Más aún, será posible adaptar la operación del sistema ante una demanda variable considerando las modificaciones propuestas por el método de seguimiento del punto de potencia (PPT) sugerido en la *Sección 3.2*, según se presenta a continuación.

4.4. ANÁLISIS POR SIMULACIÓN DEL DESEMPEÑO DEL SISTEMA

En favor de analizar la operación del sistema de generación aislado, basado en el GAE, se propone el esquema ilustrado en la Fig. 35. Como se observa, la estructura es similar a la propuesta de manera previa en el *Capítulo 3* para el sistema fotovoltaico aislado. En otras palabras, el sistema consta de una unidad de captura energética (conjunto turbina-GAE), complementada por un convertidor de potencia DC/DC elevador, un inversor de potencia monofásico en configuración de puente completo y una etapa de filtrado de armónicos, acoplados a una carga resistiva.

Figura 35. Sistema de generación aislado basado en GAE



La configuración individual de cada una de las etapas del esquema en la Fig. 35, acoge las mismas consideraciones descritas en la *Sección 3.3* y por tanto no serán repetidas en el presente apartado. De hecho, tal y como pudo observarse en la Fig. 35(a), las condiciones de potencia para la unidad de captura energética se adecuan al valor nominal de 1000 W considerados para los cálculos del sistema fotovoltaico.

A partir de ello, es posible replicar el escenario de análisis por simulación propuesto en la *Sección 3.4*, particularmente en cuanto respecta al seguimiento del punto de

operación del sistema ante perturbaciones.

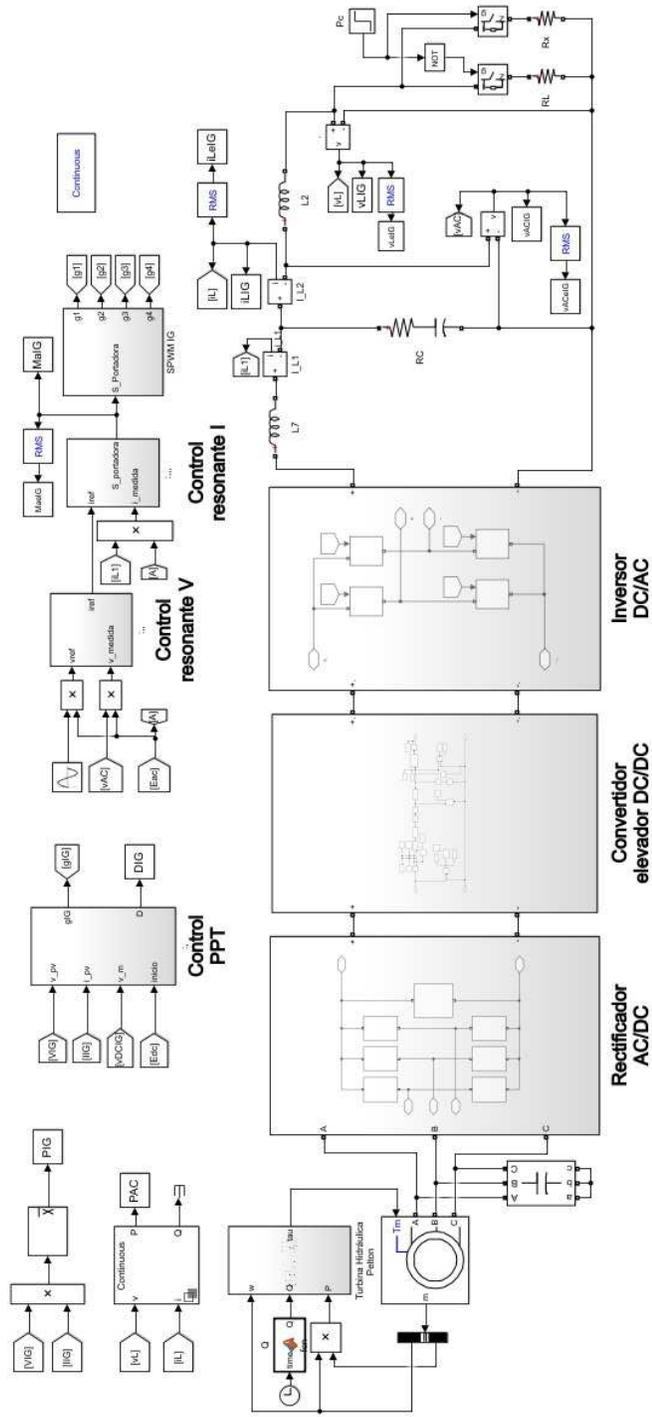
De esta manera, el esquema de la Fig. 33 se modifica agregando los equivalentes circuitales para las etapas de rectificación, inversión de potencia, filtrado de componentes armónicas y sus respectivos lazos de control (PPT y resonante), según indicado en el diagrama esquemático de la Fig. 36. Lo anterior, permite desarrollar un protocolo de pruebas de simulación numérica en el entorno *Simulink* de MATLAB empleando modelos eléctricos de la librería *SimScape* para analizar la operación del algoritmo PPT ante variaciones en el caudal proporcionado por la fuente hídrica y la carga que representa la demanda.

El escenario de simulación incluye: condiciones iniciales cero y operación del GAE en vacío, seguido de la conexión del convertidor elevador en $t = 1.2 s$, para posteriormente agregar el inversor de potencia en $t = 1.5 s$ junto con una carga resistiva en corriente alterna monofásica de 900 W. A partir de ello, el sistema adquiere condiciones de operación estacionarias que se modifican en $t = 8 s$ con un cambio instantáneo de demanda a 500 W, complementado posteriormente por una variación lineal en el caudal de entrada Q que pasa de ser $1.34 m^3/s$ (valor nominal) a $1.0 m^3/s$ a partir de $t = 12 s$.

Como resultado de este experimento numérico, se presenta la evolución temporal ilustrada en las Figs. 37 y 38, para las variables eléctricas del sistema.

Inicialmente, se observa en la Fig. 37 el comportamiento de las variables eléctricas en corriente continua, las cuales experimentan una transición desde las condiciones iniciales hacia el estado estacionario nominal, en alrededor de $t = 4 s$. A partir de dicho instante se observan valores estables en la tensión v_{IG} (Fig. 38(a)) y corriente

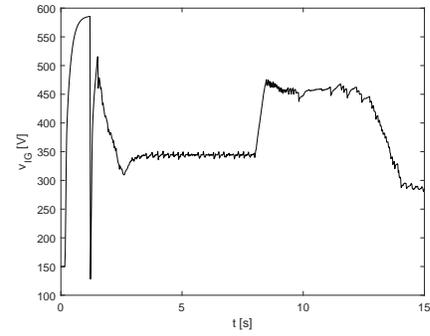
Figura 36. Implementación en *SimScape* para sistema de generación aislado basado en GAE



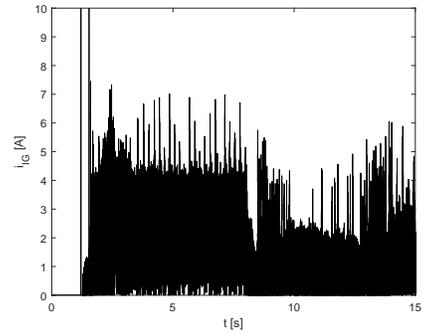
i_{IG} (Fig. 38(b)) suministrados por el GAE, que son alterados de manera evidente al momento de perturbarse la carga en $t = 8 \text{ s}$. El efecto de regulación en el convertidor elevador se manifiesta tras mantener invariante el valor de la tensión v_{DC} en su salida (Fig. 38(c)), a expensas de una variación en los valores de corriente i_{DC} (Fig. 38(d)) y potencia en corriente continua P_{IG} (Fig. 38(e)), entregados al circuito inversor. A pesar del esfuerzo realizado por el control PPT, la señal de control correspondiente con el ciclo útil D no se satura (Fig. 38(f)) y aún así, evita el fenómeno de colapso de tensión. Las mismas conclusiones pueden realizarse sobre los efectos de las alteraciones en el caudal de entrada, aunque con incidencia menor respecto a cambios en la dinámica de las variables del sistema.

De manera similar, la Fig. 38 presenta resultados para las variables eléctricas en corriente alterna, permitiendo verificar un comportamiento apropiado del doble lazo resonante para mantener invariante el valor de la tensión eficaz en la carga v_{Le} (Fig. 39(a)) ante las variaciones descritas en la demanda R_L y el suministro Q . Dicha regulación se corrobora por el comportamiento uniforme de la señal de control del lazo resonante, correspondiente con el valor eficaz M_{ae} para el índice de modulación (Fig. 39(d)). Por su parte, las variaciones de demanda se hacen perceptibles únicamente en los valores de corriente eficaz i_{Le} (Fig. 39(b)) y potencia activa instantánea P_{AC} (Fig. 39(c)) entregadas a la resistencia de carga.

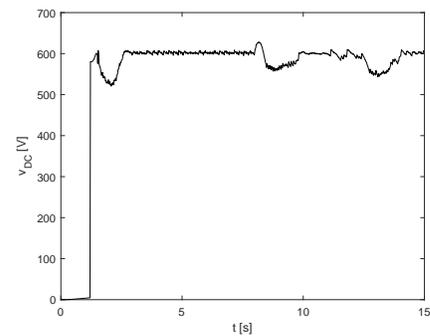
Figura 37. Magnitudes eléctricas en corriente continua para regulación PPT perturbada



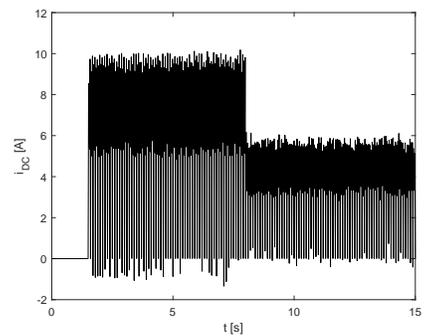
(a) v_{IG} vs. t



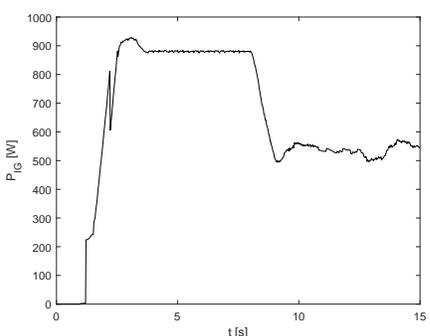
(b) i_{IG} vs. t



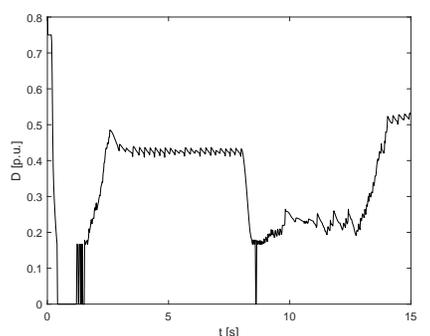
(c) v_{DC} vs. t



(d) i_{DC} vs. t

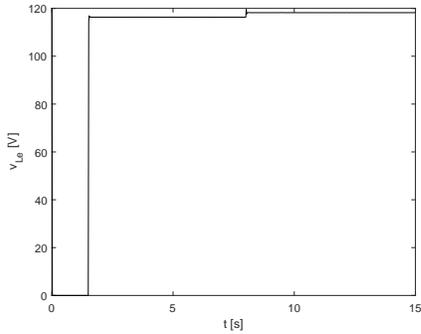


(e) P_{IG} vs. t

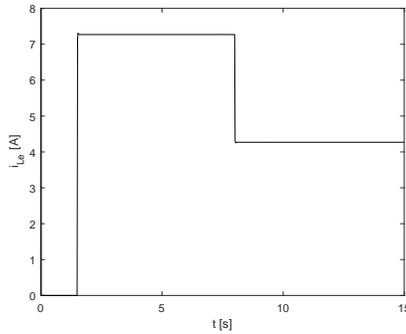


(f) D vs. t

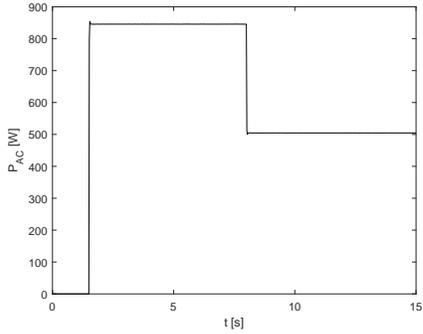
Figura 38. Magnitudes eléctricas en corriente alterna para regulación PPT perturbada



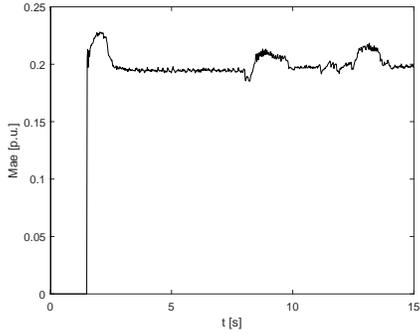
(a) v_{Le} vs. t



(b) i_{Le} vs. t



(c) P_{AC} vs. t



(d) M_{ae} vs. t

5. INTEGRACIÓN DE RECURSOS ENERGÉTICOS

Las sociedades latinoamericanas presentan problemáticas asociadas con la disposición de recursos energéticos para las poblaciones que habitan en zonas rurales aisladas, lo que es frecuente en economías agrícolas de países en desarrollo Raul JIMENEZ. “Rural electricity access penalty in Latin America: Income and Location”. En: *Policy Brief IDB-PB-253. Inter-American Development Bank* (2016). Esta situación se ha resuelto de forma parcial mediante la implementación de grupos electrógenos que emplean combustibles fósiles para su operación, estos sistemas traen consigo problemáticas asociadas con el transporte, almacenamiento y recarga de combustible; Además, de las graves afectaciones ambientales y riesgos para la salud que representa su operación

Por otro lado, las fuentes de generación que se discutieron en *Capítulos* previos aprovechan las energías renovables como la solar fotovoltaica, hidráulica e incluso eólica, estas energías son respetuosas con el medio ambiente y representan una solución para la electrificación de zonas rurales. Sin embargo, estos recursos se caracterizan por su volatilidad e intermitencia, generando así retos asociados con su operación en conjunto con dispositivos de almacenamiento energético y estrategias de gestión que consideren diversos escenarios.

Si se aprovecha el gran potencial de los recursos renovables en combinación con recursos tradicionales basados en combustibles fósiles, se pueden constituir esquemas de generación híbridos o microrredes eléctricas aisladas. Dicha combinación trae consigo el análisis de la interconexión de los generadores, lo que requiere el uso de algoritmos de sincronización y por otra parte la distribución de potencia entre los mismos. Adicionalmente, combinar generadores de baja potencia y baja inercia

que operan en configuraciones aisladas de la red, implica un reto para garantizar una operación estable que debe resolverse si se piensa en aplicaciones prácticas BORSCHÉ Theodor S. ULBIG Andreas y Göran ANDERSSON. “Impact of low rotational inertia on power system stability and operation”. En: *IFAC Proceedings Volumes* 47.3 (2014), págs. 7290-7297; et al SUN Yin. “The impact of PLL dynamics on the low inertia power grid: A case study of Bonaire Island power system”. En: *Energies* 12.7 (2019), pág. 1259; et al MARKOVIC Uros. “Understanding stability of low-inertia systems”. En: (2019).

Para la conexión en paralelo de generadores, estos deben compartir características similares, para fuentes de corriente alterna se debe tener una misma amplitud, frecuencia y fase, lo que se puede lograr mediante el algoritmo de enganche de fase mejorado *EPLL* (*Enhanced Phase-Locked Loop* por sus siglas en inglés). Además, los generadores a gasolina de bajo costo presentan un alto contenido armónico en la forma de onda de la tensión et al SILWAL Sushil. “An enhanced control system for single-phase inverters interfaced with weak and distorted grids”. En: *IEEE Transactions on Power Electronics* 34.12 (2019), págs. 12538-12551. Este hecho no es una preocupación en general, ya que dichos generadores se emplean para alimentar cargas simples. Sin embargo, si un grupo electrógeno se considera una fuente de referencia en una microrred aislada compuesta por recursos híbridos, todos los generadores restantes deben estar sincronizados con ella Masoud KARIMI-GHARTEMA. *Enhanced phase-locked loop structures for power and energy applications*. John Wiley & Sons, 2014.

Adicionalmente, al tener la conexión de dos o más generadores en paralelo, un nuevo paradigma toma relevancia en la operación de la microrredes eléctricas y es la gestión energética. Este problema por su parte ha sido resuelto tradicionalmente

mediante el uso de la técnica de control de caída (i.e. control *droop*) para el reparto de potencia entre las diversas unidades de generación et al PENG Zishun. “Droop control strategy incorporating coupling compensation and virtual impedance for microgrid application”. En: *IEEE Transactions on Energy Conversion* 34.1 (2019), págs. 277-291. Sin embargo, este control de nivel superior depende en gran proporción del comportamiento de la etapa de corriente continua regulada mediante el algoritmo *PPT* propuesto, debido a las problemáticas relacionadas con la regulación del bus DC ZAKZOUK, “PV Single-Phase Grid-Connected Converter: DC-Link Voltage Sensorless Prospective”.

Los contenidos presentados a continuación son la base del trabajo titulado “Off-Grid Renewable Generation Control without Energy Storage”, presentado como ponencia oral en el *Congresso Brasileiro de Automática (CBA 2020)* realizado en Porto Alegre (Brasil) en noviembre de 2020 y el artículo presentado a la revista *Ingeniería e Investigación* suscrita a la *Universidad Nacional de Colombia* titulado “Interconnection of sources with harmonic distortion in isolated microgrids”, que actualmente se encuentra en etapa de evaluación.

5.1. SINCRONIZACIÓN DE FUENTES DE TENSIÓN

Los principios fundamentales de circuitos eléctricos dictaminan que para poder conectar dos fuentes de tensión en paralelo estas deben compartir la misma diferencia de potencial, es decir las características de la señal sinusoidal de tensión (amplitud, frecuencia y fase) deben contener un alto grado de similitud. En caso contrario, estas competirían entre si operando como si una fuera carga de la otra.

En esta sección se hará una discusión sobre la importancia del algoritmo denominado *EPLL* para la sincronización de fuentes de tensión y su comparación en relación

al algoritmo tradicional *PLL* (*Phase-Locked Loop*) que aporta tan sólo algunas componentes de la señal de tensión bajo estudio.

5.1.1. Algoritmo de enganche de fase mejorado - EPLL La estructura general para un *PLL* se muestra en la componente interna de la Fig. 39, a partir de la cual se observa el resultado (z) del producto entre las señales de entrada que inicialmente se puede considerar como $u = U \sin(\phi_i)$ y salida intermedia $p = \cos(\phi_o)$, que obtienen así:

$$\begin{aligned}
 z(t) &= (u - y_1) \times p \\
 &= (U \sin(\phi_i) - (U_o \times y)) \cos(\phi_o) \\
 &= (U \sin(\phi_i) - U_o \sin(\phi_o)) \cos(\phi_o) \\
 &= U \sin(\phi_i) \cos(\phi_o) - U_o \sin(\phi_o) \cos(\phi_o) \\
 &= \frac{U}{2} \sin(\phi_i - \phi_o) + \frac{U}{2} \sin(\phi_i + \phi_o) - \frac{U_o}{2} \sin(2\phi_o)
 \end{aligned}$$

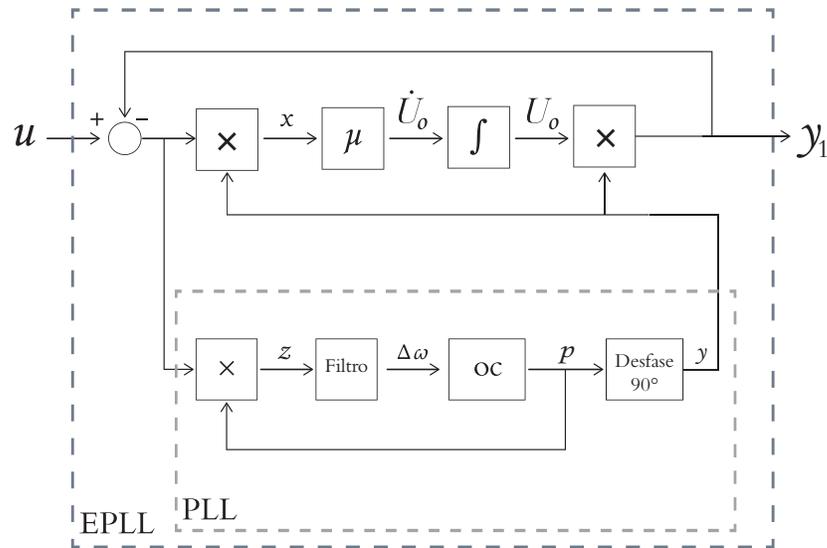
Tomando en consideración que $\phi_i \approx \phi_o$ y $U_o \approx U$ la expresión se simplifica como:

$$z(t) \approx \frac{U}{2} (\phi_i - \phi_o)$$

Posteriormente z entrará a una etapa de filtrado de paso bajo que produce la señal $\Delta\omega$, que alimenta a un oscilador controlado de tensión (OC) para obtener de esta manera la señal p . Dicha señal se modifica a partir de un desfase de 90 para producir la señal de salida del *PLL* denominada $y = \sin(\phi_o)$.

Por otro lado, la premisa de conocer la amplitud de la señal de entrada no es posible

Figura 39. Estructura general para EPLL



a través de dicho algoritmo y por tanto se debe realizar una modificación adicional para estimar no solamente la fase de la señal, sino también su amplitud. A esta nueva versión del PLL se le conoce como PLL mejorado o EPLL (Enhanced Phase-Locked Loop) Masoud KARIMI-GHARTEMA. “Enhanced Phase-Locked Loop”. En: Mississippi: IEEE Press, 2014. Cap. 2. Esta nueva etapa consiste en agregar una etapa en donde se aplica un producto entre las señales y y $u - y_1$ para obtener una señal x :

$$\begin{aligned}
 x(t) &= (u - y_1) \times y \\
 &= (U \sin(\phi_i) - U_o \sin(\phi_o)) \sin(\phi_o) \\
 &= U \sin(\phi_i) \sin(\phi_o) - U_o \sin(\phi_o) \sin(\phi_o) \\
 &= \frac{U}{2} \cos(\phi_i - \phi_o) - \frac{U_o}{2} + \frac{U_o}{2} \cos(2\phi_o) - \frac{U}{2} \cos(\phi_i + \phi_o)
 \end{aligned}$$

La señal será procesada por una etapa de filtrado compuesta por una ganancia y posteriormente un integrador, obteniendo así la amplitud de la señal de tensión U_o y

por tanto se conocerán todos los valores deseados de la señal de tensión.

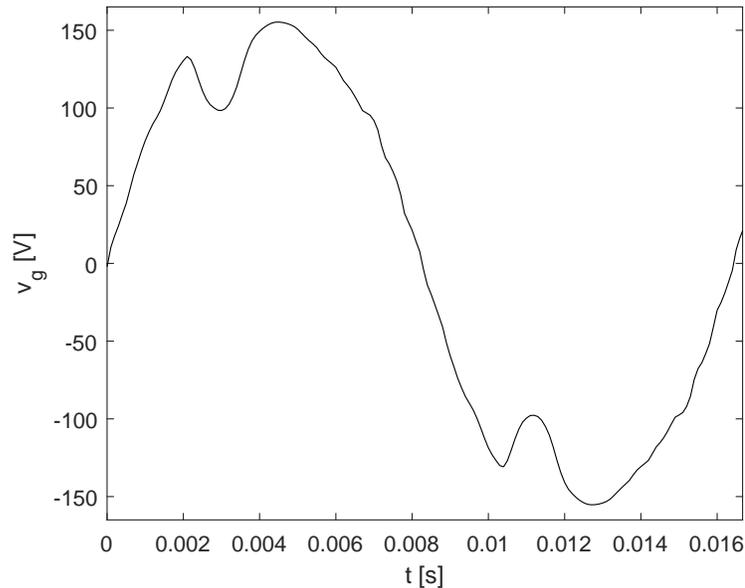
Se recomienda al lector interesado en profundizar en el desarrollo y análisis de este algoritmo consultar el trabajo de grado realizado por *Avendaño* en Nataly Andrea AVENDAÑO ORTÍZ. *Diseño e implementación de un sistema de generación híbrido de baja potencia*. Trabajo de grado (Ingeniera Electricista). Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones, 2020. Por otra parte, este algoritmo representa una estimación para señales sinusoidales sin componentes armónicos (i.e. que no presenta componentes sinusoidales a frecuencias diferentes de la fundamental). Sin embargo, al contemplar un escenario de una señal de entrada u como la tensión eléctrica de una planta a gasolina de bajo costo, se deben agregar componentes de filtrado que serán discutidas en la siguiente sección.

5.2. COMPONENTES ARMÓNICAS EN GRUPOS ELECTRÓGENOS

Existe en el mercado una amplia oferta de grupos electrógenos de baja potencia (principalmente operados a gasolina), que constituyen soluciones de generación a bajo costo. Sin embargo, debido precisamente a su simplicidad técnica, no presentan los mejores estándares en cuanto respecta a la calidad de la potencia entregada, manifestándose principalmente en distorsiones de forma de onda y variaciones de frecuencia ante cambios de carga. Considere por ejemplo la forma de onda mostrada en la Fig. 40 correspondiente a la señal de tensión entregada por un generador monofásico comercial obtenida experimentalmente a nivel de laboratorio, evidenciando la presencia de componentes armónicas.

En particular, los motores de combustión que corresponden al primotor para el generador de un grupo electrógeno, vienen optimizados para trabajar a valores de carga

Figura 40. Salida de tensión para un grupo electrógeno comercial evidenciando componentes armónicas



nominales. Por tanto, la operación a valores reducidos de carga ocasiona en estos tipos de generadores la emisión de agentes contaminantes al ambiente y el deterioro progresivo de sus partes por cuenta de acumulación de combustibles no aprovechados. Detalles para esta clase de inconvenientes técnicos pueden encontrarse en J. TORRES. *Low Load Profile How does it negatively affect a generator set*. HIMOINSA. 2018; B. JABECK. *The Impact of Generator Set Underloading*. Electric Power, Caterpillar Inc. 2014; *Adverse Effects of Low Load Operation on Diesel Generating Sets*. ASCO Power Technologies. Cleveland, OH, USA, 2018.

5.2.1. Estrategia de sincronización con un grupo electrógeno A partir del planteamiento anterior, es evidente que existen problemas abiertos (principalmente de tipo práctico) para la implementación de redes híbridas y aisladas compuestas por generadores que aprovechan fuentes renovables y no renovables. Por tanto, se requiere un tratamiento particular de señales reales como la presentada en la Fig.

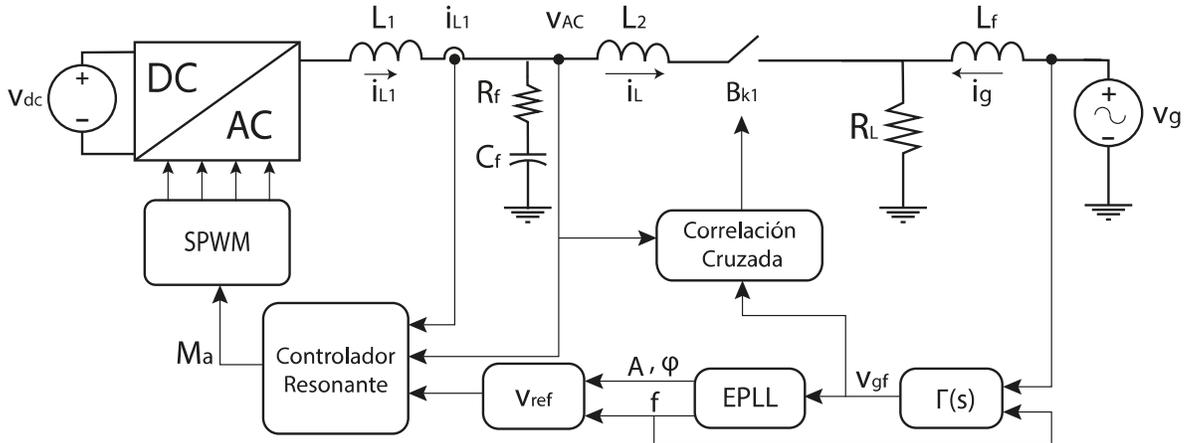
40 para efectuar la sincronización de fuentes en esquemas de generación eléctrica.

Para poder implementar dichas estrategias se requiere obtener la componente fundamental de la señal de tensión debido a que en caso contrario el algoritmo *EPLL* que está diseñado para la operación con señales sinusoidales no podría estimar el valor de la frecuencia de la señal bajo estudio. Es por esto, que la señal deberá ser filtrada para así poder sincronizar los inversores de potencia a la señal fundamental.

Retomando el método *EPLL* sugerido en la *Sección 5.1.1*, es claro que para realizar un cálculo apropiado de los parámetros (amplitud y fase) de la componente fundamental de la señal de tensión de interés, se quiere que la señal de entrada ($u(t)$) del *EPLL* sea sinusoidal. Por tal razón, al momento de implementar el *EPLL* en un esquema de generación para el cual la señal de referencia esté constituida por la salida de un grupo electrógeno real, se requerirá necesariamente realizar un filtrado de sus componentes armónicas. Hasta ese punto parecería un problema trivial, sabiendo que la frecuencia de línea (i.e. de sincronización) en un generador es de valor conocido. Sin embargo, ya se advirtieron las variaciones de frecuencia que pueden existir en generadores prácticos y por tanto, se requiere adecuar un esquema de filtrado que se adapte a estas desviaciones frecuenciales.

La Fig. 41 muestra el esquema propuesto para aplicar el *EPLL* en un sistema de generación bajo la influencia de componentes armónicas en la fuente de referencia. Como se observa, la señal del grupo electrógeno (denotada como v_g) es filtrada a través de un bloque denominado $\Gamma(s)$, obteniendo en su salida la componente fundamental v_{gf} . Dicha señal será la entrada al bloque *EPLL*, de cuya salida se realimenta el valor de frecuencia a $\Gamma(s)$, para hacerlo ajustable a las perturbaciones en frecuencia de v_g .

Figura 41. Estrategia de sincronización propuesta para fuentes con contenido armónico



Por su parte, la función de transferencia del filtro $\Gamma(s)$ se selecciona como:

$$\Gamma(s) = \frac{k\omega_n^2 s}{s^2 + 2\zeta\omega_n s + \omega_n^2},$$

siendo resonante a la frecuencia $\omega_n = 2\pi f$ y con coeficiente de amortiguamiento ζ definiendo la amplitud de su pico de amplificación.

Adicional a lo anterior, es también notable el control de conexión realizado por la función de correlación cruzada efectuada entre el voltaje v_{AC} a la salida del circuito inversor (señal de la fuente renovable) y la versión filtrada de la señal de la fuente convencional v_g . Como se sabe, la función de correlación cruzada permite calcular el índice de correlación entre dos señales, siendo de valor unitario en la medida que ambas señales sean iguales. En particular, el *coeficiente de correlación* o *coeficiente de Pearson* se define como et al WALPOLE Ronald E. *Probabilidad y estadística*

para ingeniería y ciencias. Pearson Education, 2012:

$$\rho_{v_{AC}v_{gf}} = \frac{\sigma_{v_{AC}v_{gf}}}{\sigma_{v_{AC}}\sigma_{v_{gf}}}, \quad (7)$$

siendo $\sigma_{v_{AC}v_{gf}}$ la covarianza de v_{AC} , v_{gf} , $\sigma_{v_{AC}}$ la desviación estándar de v_{AC} , y $\sigma_{v_{gf}}$ la desviación estándar de v_{gf} . De esta manera, mientras $\rho_{v_{AC}v_{gf}} \leq 0.995$ las fuentes no se acoplarán.

Finalmente, la salida del *EPLL* es la señal de referencia aplicada al control del circuito inversor de potencia. Este control está constituido por un doble lazo resonante cuyas particularidades de diseño son abordadas por Machuca en MACHUCA MAYORGA, *Control droop de un generador de inducción en una microrred simple*. Posterior a la conexión de generadores en paralelo que, en condiciones ideales de misma frecuencia y fase, garantizan un reparto de potencia igual para cada generador, surge el paradigma asociado con el reparto de potencia entre unidades de generación. Lo anterior se hace necesario debido a la volatilidad presente en los generadores que aprovechan recursos renovables, generando así intervalos de tiempo en que la carga debe ser suplida por los generadores que aprovechan recursos fósiles.

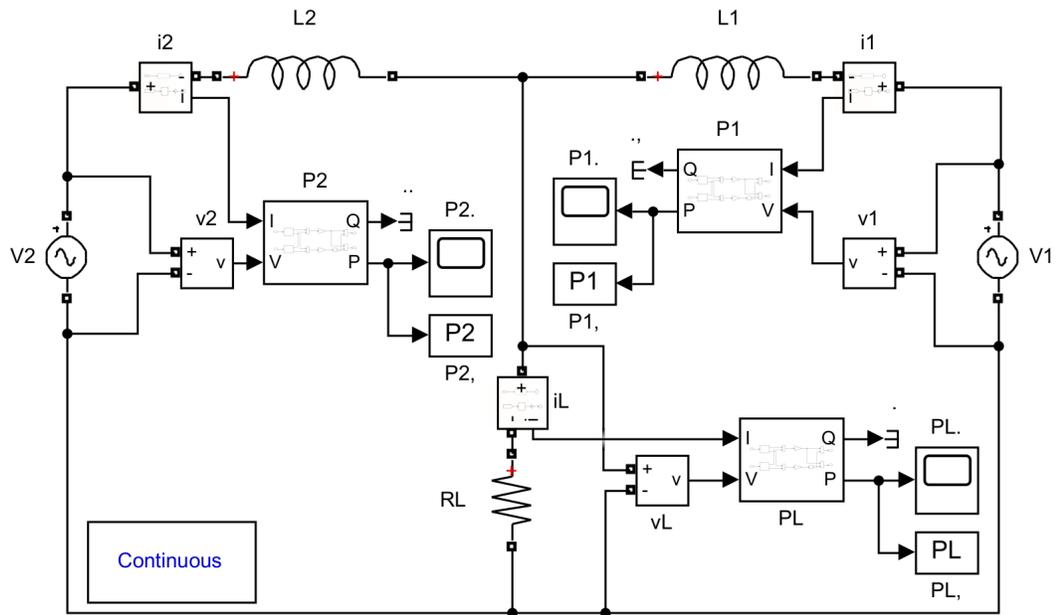
5.3. CONTROL DE POTENCIA ACTIVA EN UN GENERADOR

Posterior a la conexión en paralelo de las fuentes de generación se pueden plantear escenarios en donde se contemple el reparto de potencia entre las diferentes unidades de generación.

De forma ilustrativa en la Fig. 42 se presenta un esquema en SimScape de MATLAB para el caso de generadores ideales, conectados en paralelo, en donde se consi-

deran los siguientes parámetros de operación: $V_1 = V_2 = 117$ [V] / 60 [Hz], $R_L = 27.38$ [Ω]. Asimismo, se asumen dos inductores iguales dados por $L_1 = L_2 = 1$ [mH], que representan una red inductiva.

Figura 42. Esquema de dos generadores en paralelo implementado en *SimScape*



Basados en dicho esquema, la potencia aparente S entregada por el generador 1 a la carga puede calcularse mediante la expresión:

$$\begin{aligned}
 S &= V_1 \times I_1^* \\
 &= |V_1| e^{j\delta_1} \times \left(\frac{|V_1| e^{j\delta_1} - |V_2| e^{j\delta_2}}{|Z| e^{j\theta}} \right)^* \\
 &= \frac{|V_1|^2}{|Z|} e^{j\theta} - \frac{|V_1| |V_2|}{|Z|} e^{j(\delta_1 - \delta_2 + \theta)}.
 \end{aligned} \tag{8}$$

A partir de ello, la fórmula de Euler puede ser empleada para generar las siguientes

expresiones para las componentes activa (real P) y reactiva (imaginaria Q):

$$P = \frac{|V_1|^2}{|Z|} \cos(\theta) - \frac{|V_1||V_2|}{|Z|} \cos(\delta_1 - \delta_2 + \theta);$$

$$Q = \frac{|V_1|^2}{|Z|} \sin(\theta) - \frac{|V_1||V_2|}{|Z|} \sin(\delta_1 - \delta_2 + \theta).$$

De esta manera, asumiendo una línea de transmisión completamente inductiva ($Z = jX$) se tendrá $\theta = 90^\circ$ y por tanto, ante una variación de ángulo $\phi = \delta_1 - \delta_2 \approx 0$, es posible reescribir las expresiones en la forma:

$$P = \frac{|V_1|^2}{|Z|} \cos(90^\circ) - \frac{|V_1||V_2|}{|Z|} \cos(\phi + 90^\circ)$$

$$= \frac{|V_1||V_2|}{|Z|} \sin(\phi)$$

$$= \frac{|V_1||V_2|}{X} \phi; \tag{9}$$

$$Q = \frac{|V_1|^2}{|Z|} \sin(90^\circ) - \frac{|V_1||V_2|}{|Z|} \sin(\phi + 90^\circ)$$

$$= \frac{|V_1|^2}{|Z|} - \frac{|V_1||V_2|}{|Z|} \cos(\phi)$$

$$= \frac{|V_1|^2 - |V_1||V_2|}{X}, \tag{10}$$

tras considerar $\sin(\phi) \approx \phi$ y $\cos(\phi) \approx 1$, verificando la dependencia explícita de P en la diferencia angular ϕ y de Q en términos de las amplitudes de tensión. La dependencia de la potencia activa respecto al ángulo ϕ puede ser aprovechada para realizar un estudio sobre el reparto de potencia entre diferentes unidades de generación que componen una microrred. Basados en las ideas discutidas en Fabián Leonardo FORERO ORDÓÑEZ. *Simulación de efectos de bifurcación en sistemas eléctricos de potencia*. Trabajo de Grado (Ingeniero Electricista). Colombia: Universidad Industrial de Santander, 2018 se analizará el reparto de potencia a través de la

dependencia angular.

Por tanto, considerando la expresión para la potencia activa se realizaron simulaciones variando el ángulo de fase δ_2 ante un valor fijo $\delta_1 = 0$ (es decir, para $\phi = \delta_2 - \delta_1^0 \equiv \delta_2$), con el ánimo de verificar el cambio de la potencia transferida a la resistencia de carga por parte de los generadores conectados en paralelo. Como resultado, se obtuvieron los gráficos presentados en la Fig. 43, a partir de los cuales se observa la distribución de potencias en un rango amplio de variación del desfase ϕ , permitiendo obtener un máximo de alrededor 500 [W] en la carga y excursiones de potencia tanto negativas como positivas en los generadores.

Lo anterior, evidencia la dependencia explícita de la potencia activa P_2 (generada por V_2) en términos del ángulo de desfase $\Delta\phi$. Más aún, es posible aproximar esta dependencia mediante una relación lineal $P_2 = m\Delta\phi$ para valores pequeños del desfase, tal y como puede apreciarse a través del detalle presentado en la Fig. 45(a). Asimismo, tomando en cuenta la relación existente entre la fase y la frecuencia, se tiene:

$$\Delta\phi = (\Delta\omega) t$$

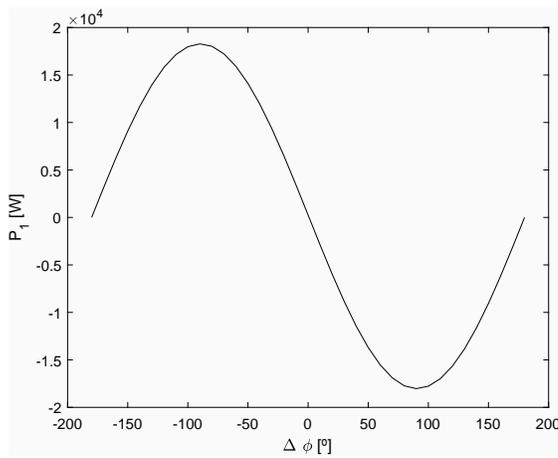
y, a partir de ello:

$$\Delta\phi = \frac{\Delta\omega}{T}$$

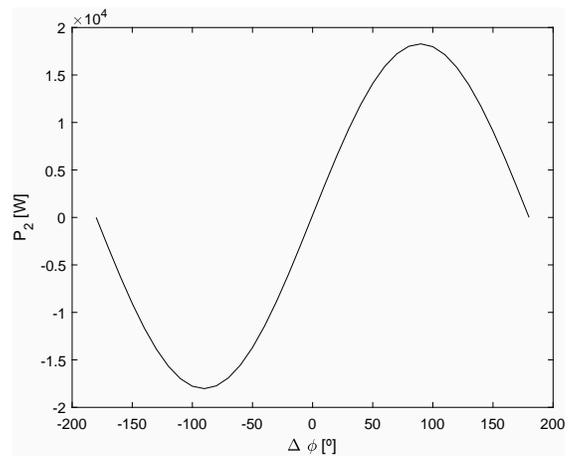
considerando el carácter periódico de las señales en corriente alterna. De esta manera, es posible expresar la relación lineal de la potencia P_2 en términos del cambio de frecuencia $\Delta\omega$, en el modo siguiente:

$$\begin{aligned} P_2 &= m\Delta\phi \\ &= m \left(\frac{\Delta\omega}{T} \right), \end{aligned} \quad (11)$$

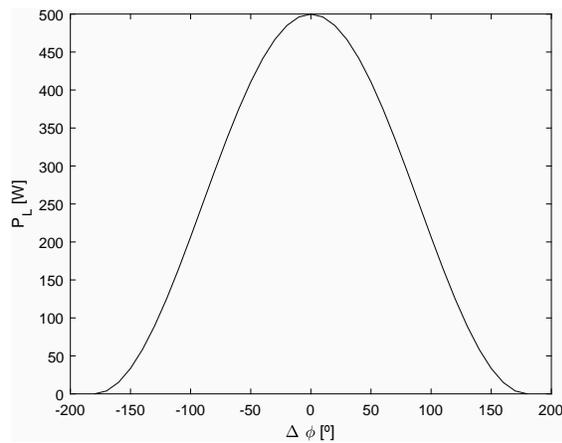
Figura 43. Potencia generada como función del desfase $\Delta\phi$ para el caso de una red con generadores ideales



(a) P_1 vs. $\Delta\phi$



(b) P_2 vs. $\Delta\phi$



(c) P_L vs. $\Delta\phi$

según ilustrado por las Figs. 45(b) (en un rango amplio) y 45(c) (para la aproximación lineal).

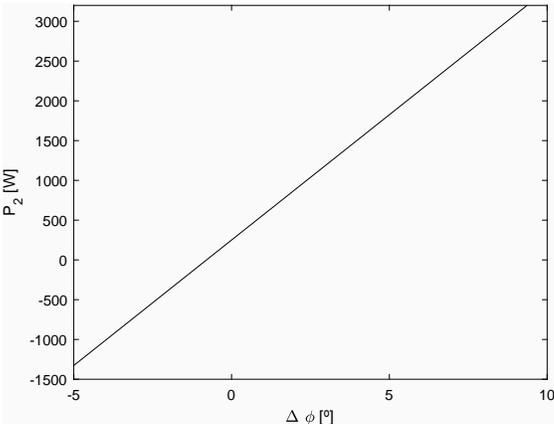
5.4. ANÁLISIS POR SIMULACIÓN

Habiendo discutido los conceptos de sincronización y reparto de potencia en un sistema híbrido se procederá a realizar análisis mediante simulación de su operación en red.

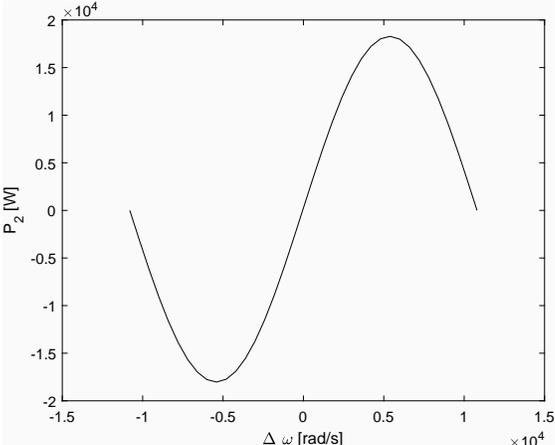
Basados en el esquema presentando en la Fig. 45 se plantea un escenario de análisis para una microrred de baja potencia, el sistema estará compuesto por un generador a gasolina representado mediante el bloque *Controlled Voltage Source* en donde su señal de tensión corresponde con la obtenida experimentalmente presentada en la Fig. 40, el sistema fotovoltaico será el expuesto en el *Capítulo 3* y el generador hidráulico corresponde con el presentado en el *Capítulo 4*.

El escenario de operación inicia con la entrada de una carga de 1.650 W que será asumida por el generador a gasolina (línea continua), posteriormente en $t = 1\text{ s}$ ingresa el sistema fotovoltaico (línea a trozos) y la carga se repartirá a la mitad ya que no existe diferencia angular entre esas dos unidades de generación, de la misma manera en $t = 2\text{ s}$ ingresa el generador de inducción auto excitado (línea punteada) aportando así, cada generador una potencia activa de alrededor de 550 W . Finalmente, en $t = 3\text{ s}$ se realiza una acción de control a través del movimiento de los ángulos de referencia obteniendo un reparto de potencia en donde el generador fotovoltaico asume alrededor de 650 W y el generador de inducción 750 W y la potencia restante es asumida por el generador a gasolina reduciendo así la potencia generada por esta unidad de 1.650 a 250 W , como se muestra en la Fig. 46.

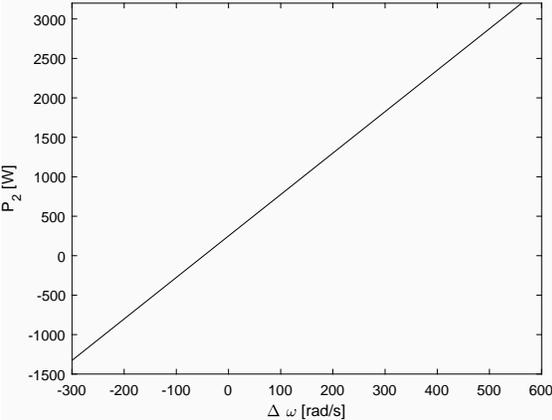
Figura 44. Aproximación lineal para la relación entre la potencia activa P_2 y las variables $\Delta\phi$ y $\Delta\omega$



(a) P_2 vs. $\Delta\phi$ (detalle)



(b) P_2 vs. $\Delta\omega$



(c) P_2 vs. $\Delta\omega$ (detalle)

Figura 45. Esquema de una red híbrida implementada en *SimScape*

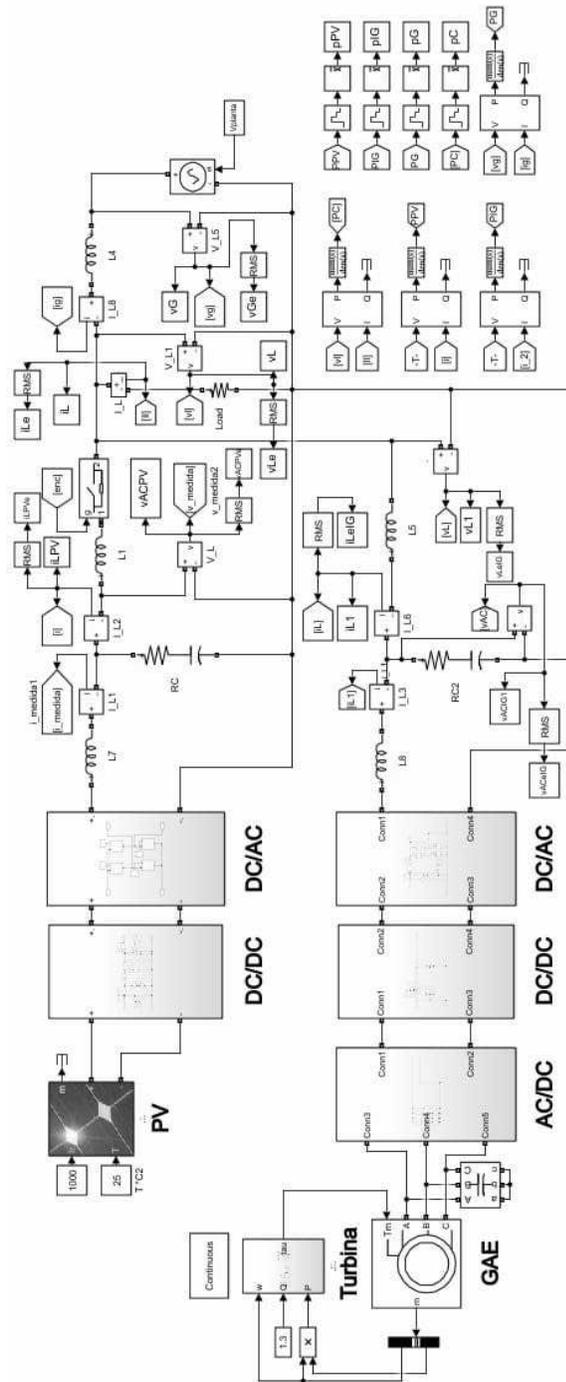
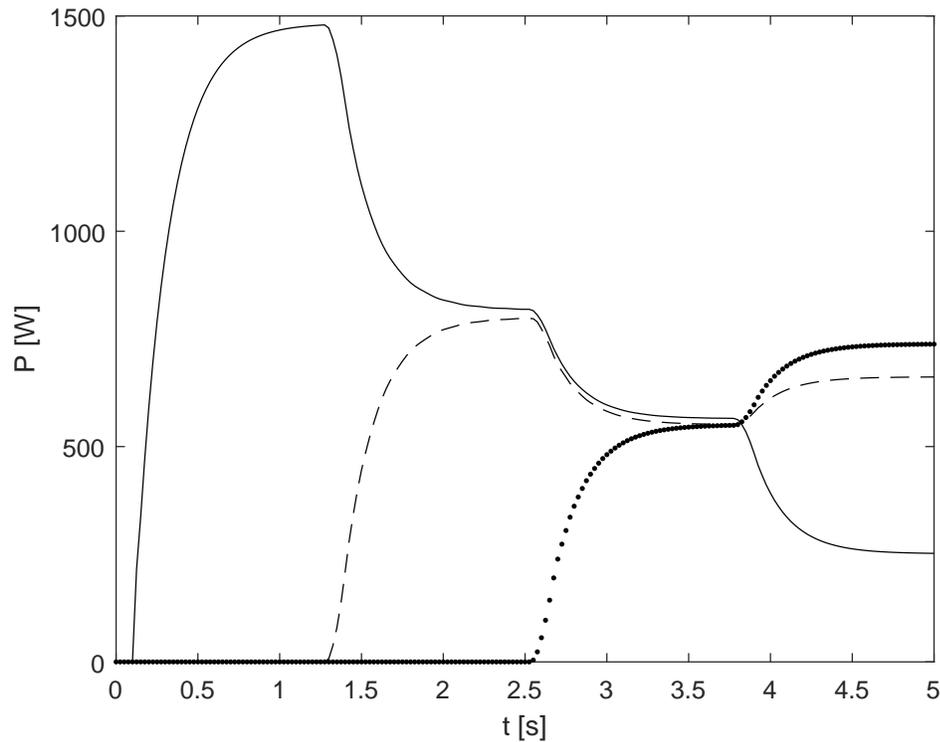
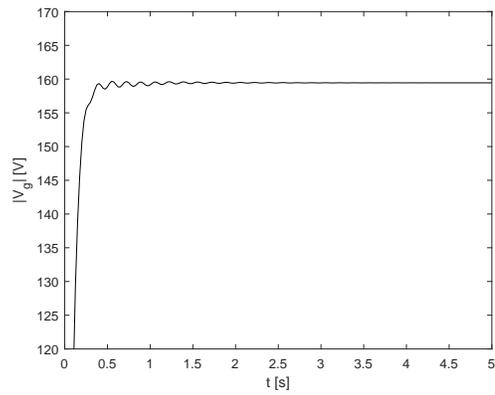


Figura 46. Sincronización y reparto de potencia entre unidades de generación

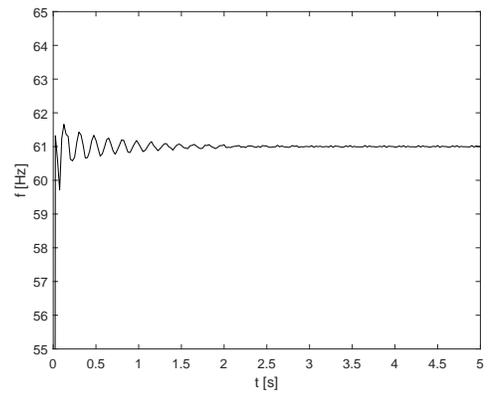


Por otro lado, en la Fig. 47 se presenta un compilado de figuras sobre la dinámica de diversas variables del sistema, en relación al algoritmo *EPPL* en las Figs. 48(a) y 48(b) se presenta la amplitud y frecuencia respectivamente de la señal de tensión de referencia correspondiente con la tensión de la planta a gasolina filtrada v_{gf} que son captadas de forma adecuada mediante la estructura propuesta, respecto a esta última señal se presenta la correlación entre las tensiones generadas en los capacitores de cada unidad de generación v_{ACPV} y v_{ACIG} en las Fis 48(c) y 48(d) respectivamente, dicha correlación a partir de $t = 2$ s debido a que es el instante en que el control del inversor comienza a operar luego de tener cargados los condensadores del bus DC, dichos valores representan un valor muy cercano 1 lo que representan una alta similitud entre dichas señales sinusoidales.

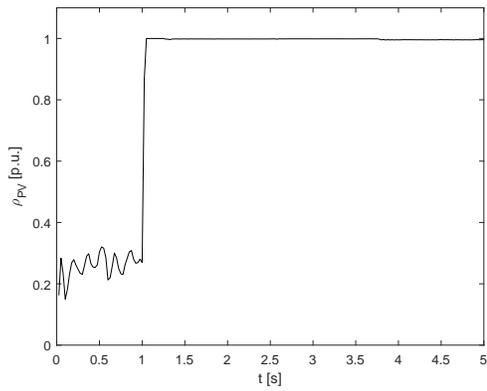
Figura 47. Salidas EPLL y correlaciones



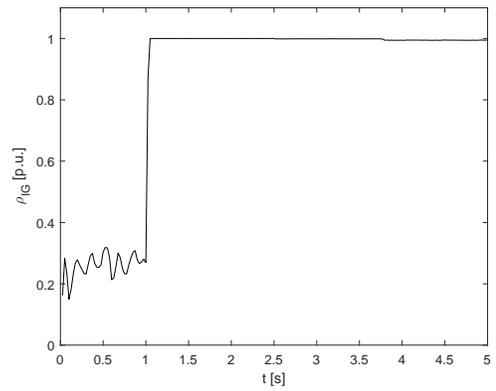
(a) Amplitud de la señal de tensión de referencia $|V_g|$



(b) Frecuencia señal de referencia



(c) Correlación v_{ACPV} y v_{gf}



(d) Correlación v_{ACIG} y v_{gf}

6. CONTROL CENTRALIZADO PARA LA GESTIÓN DE RECURSOS

Las microrredes eléctricas como se ha discutido en los *Capítulos* anteriores corresponden con sistemas de generación de energía a pequeña o mediana escala, compuestos por generadores distribuidos que principalmente aprovechan los recursos renovables a nivel local, cargas eléctricas, almacenamiento de energía o sistemas de respaldo Olubakinde OLAJUYIN E y ENIOLA. “Microgrid in power distribution system”. En: *International Journal of Research-GRANTHAALAYAH* 7.8 (2019), págs. 387-393. Al integrar estos componentes se requiere el uso de un sistema de gestión encargado de supervisar, controlar y generar referencias para la potencia que debe entregar cada generador en busca de suplir la demanda requerida de forma económica, confiable y eficiente et al KANCHEV Hristiyan. “Energy management and operational planning of a microgrid with a PV-based active generator for smart grid applications”. En: *IEEE transactions on industrial electronics* 58.10 (2011), págs. 4583-4592.

Para garantizar una operación adecuada de una microrred se debe abordar un amplio espectro de funcionalidades, que incluye controles que deben responder de forma rápida relacionados con la regulación de tensión y corriente en los convertidores e inversores de potencia. Además, un algoritmo de sincronización que aporta la amplitud y frecuencia que posteriormente serán la referencia para los lazos de control de tensión. Por otro lado, existen controladores más lentos asociados con el reparto de la potencia en donde se manejan escalas de tiempo más amplias dando lugar a la respuesta de cada unidad de generación para ajustarse a los flujos de potencia deseados.

En la Universidad Industrial de Santander se han desarrollados proyectos en el mar-

co de la temática relacionada la gestión de recursos, en Ricardo DOMÍNGUEZ. “Contribución al dimensionamiento y gestión de energía de sistemas eléctricos híbridos”. Trabajo de grado (Magister en Ingeniería Eléctrica). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones, 2019 se realizó la influencia de la gestión de flujos de potencia óptima en el proceso de diseño y planificación de un sistema híbrido, en Fabio Andrés CÁCERES MALDONADO Daniel Alfonso y ZULETA BENITES. *Revisión de estrategias de gestión de la demanda con la finalidad de aplanar la curva de demanda de energía eléctrica*. Trabajo de grado (Especialista en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica). Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones, 2019 se realizó un análisis de la gestión considerando la dinámica del operador y consumidor y en Yollmar Ivan GÓMEZ MONTAÑEZ Cristian Alberto y CORDOBA FRAGOZO. *Gestión y control de un sistema de almacenamiento de energía híbrido alimentado por paneles fotovoltaicos para la energización de un motor DC*. Trabajo de grado (Ingeniero Electricista). Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones, 2019 se simula un sistema compuesto por paneles fotovoltaicos y super condensadores con una estrategia de gestión que evita cambios bruscos de corriente para la alimentación de un motor DC. Por otro lado, se han desarrollado proyectos específicos en el área de control centralizado, por ejemplo Diana Hernandez en Diana Marcela HERNÁNDEZ VARGAS. *Despacho Económico y su aplicación en Microrredes Eléctricas*. Trabajo de grado (Ingeniera Electricista). Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones, 2020 analizó el despacho económico en microrred eléctrica aislada comparan-

do la teoría clásicas con funciones de minimización de las ecuaciones de flujo de potencia y *Sebastián Benjumea* en Sebastián BENJUMEA CERPA. *Control óptimo de una microrred a partir de un enfoque jerárquico*. Trabajo de grado (Ingeniero Electrónico). Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones, 2020 implementó una estrategia de control del flujo de potencia empleando un algoritmo Newton-Raphson para el despacho óptimo en una microrred DC.

Sin embargo, los proyectos discutidos anteriormente no han podido ser validados experimentalmente en vista de la ausencia de una estructura de laboratorio de microrredes eléctricas que como se ha venido discutiendo es el aporte principal de este proyecto de investigación. Por tanto, en este *Capítulo* se realizará el planteamiento de una estructura de control jerárquico centralizado realizando la gestión de recursos en una microrred eléctrica aislada basa en el aprovechamiento de recursos renovables.

6.1. CONTROL JERÁRQUICO CENTRALIZADO

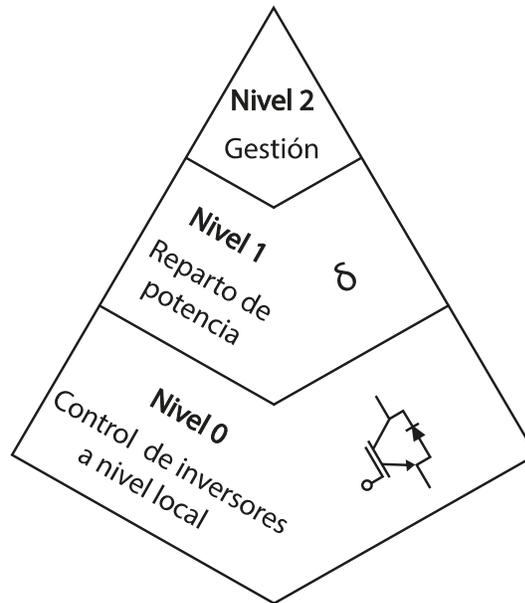
Los conceptos mencionados anteriormente se han integrado ampliamente en una estructura de control jerárquico compuesta generalmente por cuatro niveles de control, partiendo de un nivel cero asociado al control local de cada unidad de generación, seguido del control primario que es el encargado del reparto de potencia y aporta inercia virtual a los inversores de potencia pero que genera desviaciones de tensión y frecuencia, que posteriormente serán corregidas por el control secundario y finalmente un controlador terciario que es en donde se definen las referencias para los flujos de potencia deseados para cada unidad de generación y puede tomar consideraciones sobre la operación del sistema como decidir si una fuente podría

dejar de entregar potencia bajo escenarios específicos de operación et al GUERRE-RO Josep. "Hierarchical control of droop-controlled AC and DC microgrids A general approach toward standardization". En: *IEEE Transactions on industrial electronics* 58.1 (2010), págs. 158-172, bajo esta estructura se presentan dos modos de operación: centralizado y distribuido. La diferencia de estos radica en la manera en que se procesa la información, en el control distribuido cada unidad de generación toma decisiones de forma independiente mediante análisis como el consenso para mantener así una operación segura del sistema Wen-Di ZHENG y Jin-Ding CAI. "A multi-agent system for distributed energy resources control in microgrid". En: *2010 5th International Conference on Critical Infrastructure (CRIS)*. IEEE. 2010, págs. 1-5.

El control centralizado posee cualidades favorables entre las que se pueden resaltar su amplia supervisión del sistema garantizando así la precisión de los despachos ya que se consideran todas las unidades de generación al mismo tiempo y la recopilación de toda la información operativa se recopila en tiempo real en un mismo equipo de computo et al HATZIARGYRIOU N. "Management of microgrids in market environment". En: (2006). Por estas razones, el control centralizado fue seleccionado para el desarrollo de este trabajo ya que representa una solución adecuada para un primer acercamiento a una estrategia de control jerárquica implementada a nivel de prototipo de laboratorio.

En el presente trabajo se propone una estructura compuesta por tres niveles de control como se muestra en la Fig. 48, en la base de esta estructura o nivel 0 se encuentran los controladores a nivel local de las unidades de generación, es decir los controladores resonantes de los lazos de tensión y corriente para el inversor de potencia. Adicionalmente, se puede incluir el algoritmo *EPLL* con filtro de segundo orden re alimentado empleado para la sincronización con fuentes de tensión que

Figura 48. Estructura jerárquica de control



presenten armónicos. En un nivel superior se encuentra el control del reparto de potencia entendido como una variación ángulo que se relaciona linealmente con el reparto de potencia y finalmente nivel de gestión que es el encargado de establecer el reparto de potencia entre las unidades de generación.

6.2. ESTRATEGIA DE CONTROL CENTRALIZADO

Tomando en cuenta estos conceptos se planteó una estrategia de gestión, para el reparto de potencia entre dichas unidades de generación. Partiendo del concepto de variación de ángulo y su relación con la potencia entregada por los generadores discutido en el *Capítulo 5* se ilustra en la Fig. 49 un esquema que compone una estructura de control jerárquico centralizado, en dicho sistema se observa que a partir de la irradiancia el sistema tomará decisiones sobre las referencias de potencia para cada generador.

Las referencias de potencia establecen la relación entre las unidades en función de la capacidad de generación de los paneles fotovoltaicos y depende directamente de la irradiancia disponible en cada instante de tiempo. Para ello se establecieron las siguientes relaciones:

- Irradiancia = 700 W/m^2 : $P_{PV} = 700 \text{ W}$, $P_{IG} = 750 \text{ W}$.
- Irradiancia = 800 W/m^2 : $P_{PV} = 750 \text{ W}$, $P_{IG} = 600 \text{ W}$.
- Irradiancia = 900 W/m^2 : $P_{PV} = 850 \text{ W}$, $P_{IG} = 600 \text{ W}$.

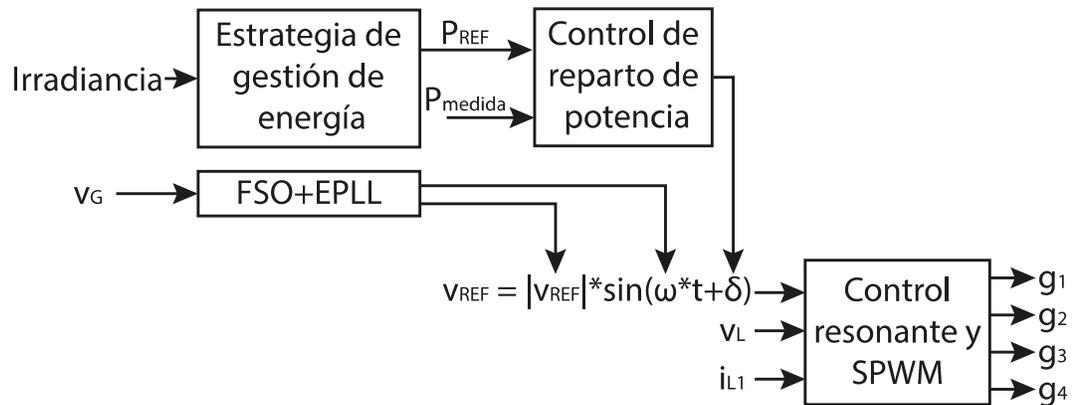
Por otro lado, la potencia del generador a gasolina se regulará supliendo la potencia necesaria para la carga, es decir $P_G = P_{AC} - P_{PV} - P_{IG} \text{ W}$. Habiendo definido algunas reglas de operación para la gestión de recursos, el control de reparto de potencia compuesto por un controlador PI estimará el ángulo necesario para garantizar el seguimiento de la referencia de potencia. Como se muestra en la Fig. 49 el ángulo es uno de los componentes de la señal de tensión de referencia v_{REF} , como ya fue discutido, la amplitud y frecuencia serán determinados por el algoritmo EPPL en función de la tensión del generador a gasolina v_G . Esta señal de referencia de tensión estará compuesta por elementos aportados de cada nivel de la estructura de control jerárquico centralizado y se ejecuta sobre el inversor de potencia.

6.3. ESCENARIO DE OPERACIÓN

Basados en la Fig 45 y habiendo definido un escenario de operación para algunas condiciones de irradiancia se procedió a realizar una simulación y observar de esta manera el comportamiento de los flujos de potencia, el escenario esta compuesto por las siguientes etapas:

- $t = 0 \text{ s}$: ingresa el generador a gasolina asumiendo una carga de 1800 W .

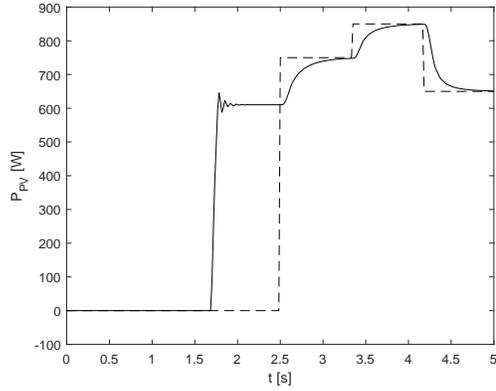
Figura 49. Estructura jerárquica de control



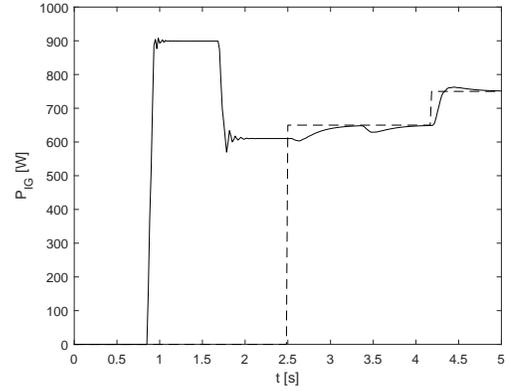
- $t = 1 \text{ s}$: el GAE comienza a operar a en paralelo con la planta a gasolina teniendo un reparto de potencia igualitario (sin control de reparto).
- $t = 1.5 \text{ s}$: el sistema PV comienza a aportar potencia reduciendo realizando nuevamente un reparto de potencia proporcional entre las tres unidades de generación.
- $t = 2.5 \text{ s}$: inicia el control de reparto ante una irradiancia de 700 W/m^2 .
- $t = 3.5 \text{ s}$: ocurre un cambio de irradiancia de 700 a 800 W/m^2 .
- $t = 4.5 \text{ s}$: Finalmente se presenta un nuevo cambio de irradiancia de 800 a 900 W/m^2 .

Las potencias resultantes de dicha simulación se presentan la Fig. 50, como se puede observar en las Figs. 51(a), 51(b) la potencia generada (línea continua) sigue la referencia (línea a trazos) para la distribución de potencia deseada que las reglas de gestión establecen, en las Figs. 52(a), 52(b) se observa el esfuerzo de control de los ángulos de potencia para lograr la adaptación de la potencia de cada unidad de generación. Adicionalmente, se puede observar el perfil de irradiancia que ingresó al sistema fotovoltaico en la Fig. 52(c) y como la planta a gasolina adapta el

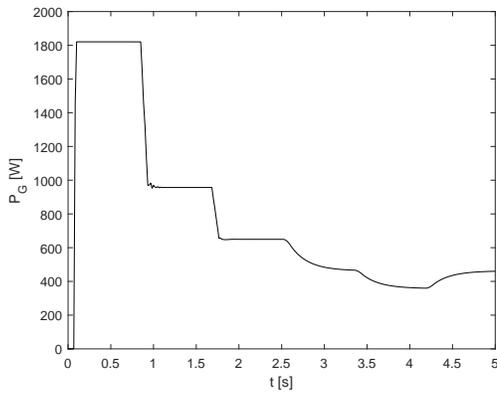
Figura 50. Potencias para la operación en red del sistema híbrido



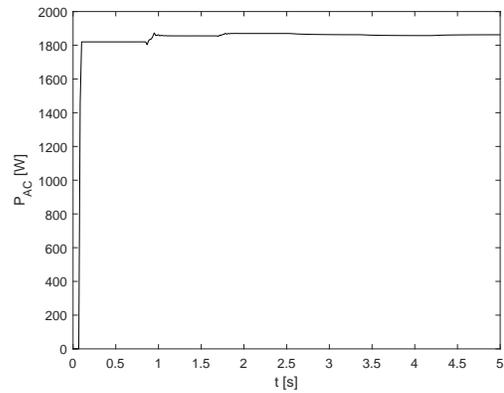
(a) potencia del sistema fotovoltaico P_{PV}



(b) potencia del GAE P_{IG}



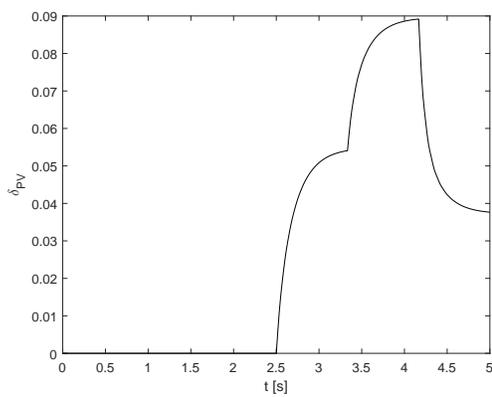
(c) potencia del grupo electrógeno P_G



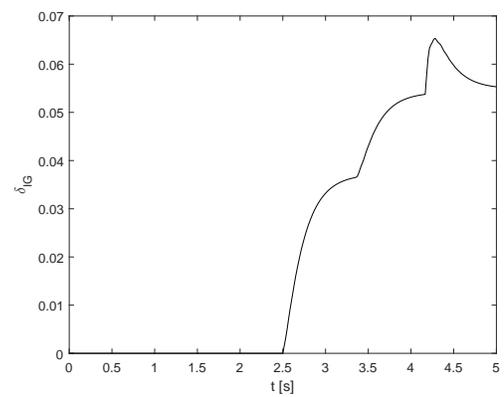
(d) potencia de la carga P_{AC}

despacho del flujo de potencia P_G ante las variaciones realizadas por los otros dos generadores para mantener la carga en corriente alterna P_{AC} al rededor en su valor nominal de 1800 W.

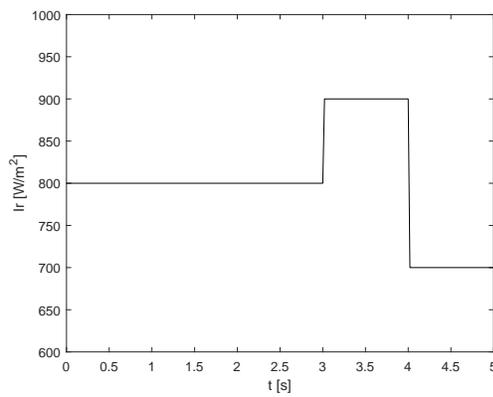
Figura 51. Ángulos para el reparto de potencias en la operación en red del sistema híbrido



(a) ángulo de potencia del sistema fotovoltaico P_{PV}



(b) ángulo de potencia del GAE P_{IG}



(c) perfil de irradiancia

7. PROTOTIPO EXPERIMENTAL DE MICRORRED ELÉCTRICA AISLADA

La microrred eléctrica aislada diseñada y simulada será validada en el presente *Capítulo* a partir de un prototipo experimental construido en el *Laboratorio de Integración Energética* del grupo *GISEL*, localizado en el *Edificio de Investigaciones* del *Parque Tecnológico UIS, Sede Guatiguará*.

En este *Capítulo* se presentará la implementación de los diversos componentes diseñados, las limitaciones físicas presentadas y la operación de la microrred mediante la integración de los recursos energéticos.

7.1. SISTEMA FOTOVOLTAICO AISLADO SIN ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

El prototipo de sistema fotovoltaico que será descrito a continuación fue desarrollado e implementado por Mantilla en MANTILLA, “Control de generadores fotovoltaicos con funciones de filtrado activo en sistemas trifásicos distorsionados y desequilibrados” y se adaptará a la operación monofásica discutida en el *Capítulo 3*.

7.1.1. Prototipo experimental Inicialmente, la configuración de paneles fotovoltaicos se presenta en la Fig. 52, dicho sistema se encuentra dispuesto en la terraza del *Edificio de Investigaciones* del *Parque Tecnológico UIS, Sede Guatiguará* y corresponde con un arreglo en serie de 4 paneles de la referencia UP-M250P (250 [W_p]) de *Upsolar Daves Instruments. Wireless Vantage Pro and Vantage Pro Plus Stations Datasheet*. 2015.

Partiendo de la propuesta realizada en la Fig. 4 para un sistema fotovoltaico aislado

Figura 52. Configuración de paneles fotovoltaicos



sin almacenamiento de energía se desarrolló un prototipo experimental a nivel de laboratorio, este prototipo está compuesto por las diversas etapas mencionadas en el esquema como se muestra en la Fig. 53 en donde cada componente corresponde (de izquierda a derecha) con:

- **Resistencias de carga suave:** Estas resistencias tienen como función garantizar una carga suave para la operación del inversor de potencia, la resistencia corresponde con un valor de $300 [\Omega]$.
- **Filtro LCL:** la estructura se conforma con dos bobinas de $5 [mH]$ y $20 [A]$ de la empresa *Hammond Manufacturing* como la mostrada en la Fig. 54, un capacitor cerámico de $10 [\mu F]$ y $120 [V]$ y una resistencia de $6 [\Omega]$.
- **Inversor:** El circuito inversor de potencia corresponde con un *SEMIKRON* Semiteach IGBT (www.semikron.com) con 6 transistores IGBT mostrado en la Fig. 55 fue configurado como un inversor monofásico en puente completo, este dispositivo soporta una corriente de $50 [A]$ y una tensión máxima de $1200 [V]$.

Figura 53. Sistema fotovoltaico aislado

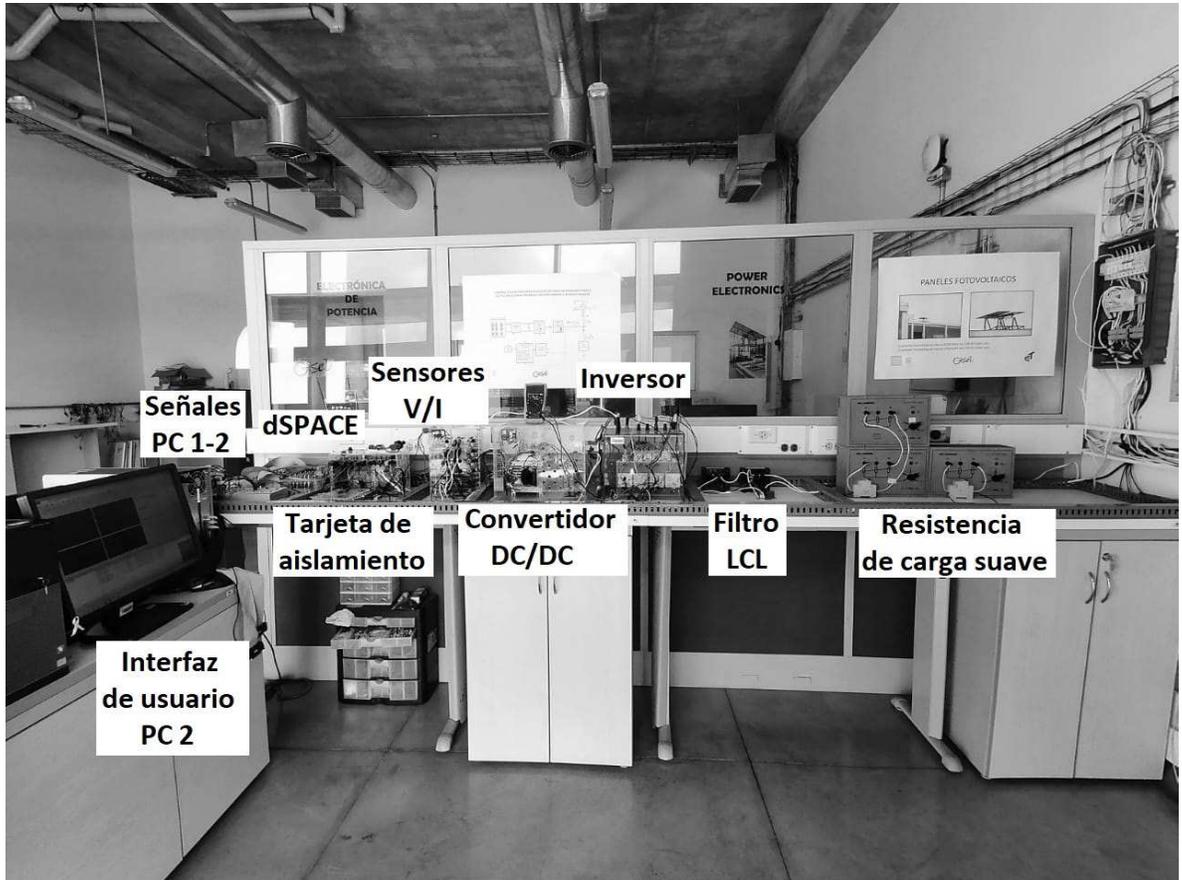
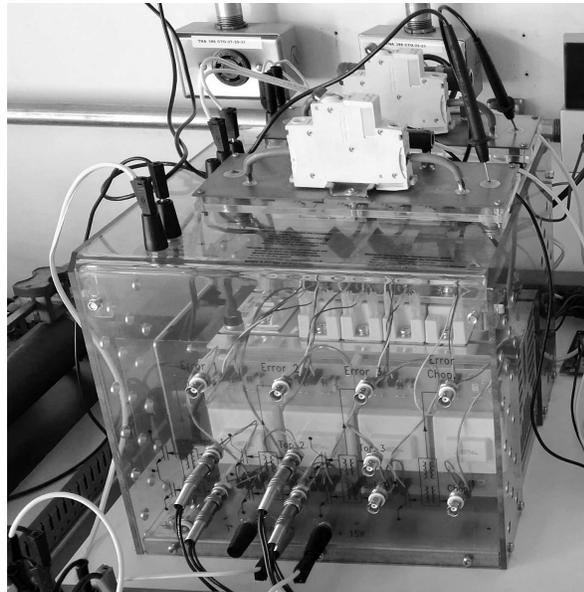


Figura 54. Inductor de filtrado

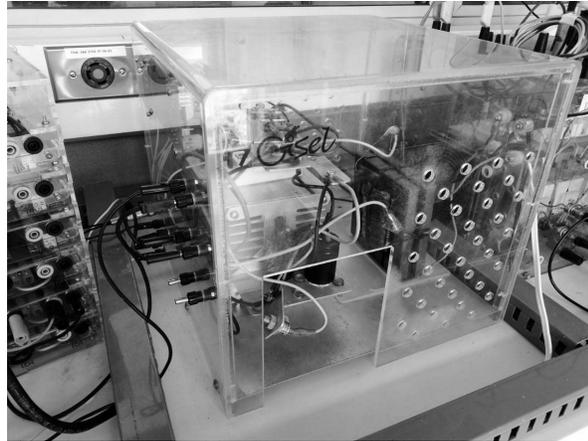


Figura 55. Inversor de potencia *SEMIKRON*



- **Convertidor DC/DC:** Este dispositivo fue adaptado como un convertidor elevador a partir de la configuración SEPIC empleada por Mantilla en MANTILLA, “Control de generadores fotovoltaicos con funciones de filtrado activo en sistemas trifásicos distorsionados y desequilibrados”. En donde los valores de los componentes corresponden con los simulados en el *Capítulo 3*, la apariencia física de este dispositivo es presentada en la Fig. 56.
- **Sensores V/I:** Para la captación de las señales de tensión y corriente se emplearon sensores de efecto hall marca *LEM*, los sensores de tensión corresponden con la referencia LV 25-P y para la medición de corriente son de la referencia LA 25-NP y se ilustran en la Fig. 57, en donde sus referencias técnicas más relevantes corresponde con: 10-500 V (LV 25-P) y ± 36 [A] (LA 25-NP). Cabe mencionar que el diseño de estas tarjetas de sensado se desarrollaron como un proyecto de grado Jaime Armando MENESES AGRESOTH Victor Elías y Almeyda Rueda. *Sistema de adquisición y adecuación de seña-*

Figura 56. Convertidor DC/DC elevador



les eléctricas para el control y monitorización del módulo SEMITEACH-IGBT de SEMIKRON. Trabajo de grado (Ingeniero Electricista). Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones, 2014.

- **Tarjeta de aislamiento:** La función de este dispositivo es crear un desacople eléctrico entre las señales de control y potencia para protección antes fallas como cortocircuitos o sobrecargas. Esta tarjeta fue diseñada en MENESES AGRESOTH, *Sistema de adquisición y adecuación de señales eléctricas para el control y monitorización del módulo SEMITEACH-IGBT de SEMIKRON* y transforma las señales de tensión de salida de la dSPACE de 0-5 V a un rango de 0-15V.
- **dSPACE:** Una de las características principales del desarrollo experimental de este proyecto es que se fundamenta en el uso de una tarjeta dSPACE 1104. El desarrollo de estrategias de control se realiza a través de programación de alto nivel en la plataforma Control Desk que permite realizar ajustes de los

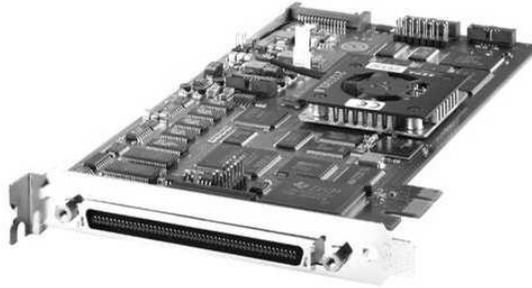
Figura 57. Sensores de tensión y corriente de efecto Hall



parámetros de los algoritmos en tiempo real a través de una interfaz gráfica de usuario. Dichos algoritmos, son programados a través de Matlab Simulink y con la herramienta Simulink Embedded Coder las diferentes etapas desarrolladas en diagramas de bloques son convertidas a lenguaje c++ y cargadas a la tarjeta para su procesamiento a través de Control Desk.

- **Señales PC 1-2:** Esta componente experimental hace parte de la estrategia de control centralizada, en donde las señales de las dos tarjetas dSPACE serán compartidas para llevar a cabo estrategias de control jerárquico centralizado, las variables compartidas entre estos sistemas serán discutidas posteriormente.
- **Interfaz de usuario:** En la Fig. 59 se muestra la interfaz gráfica de usuario desarrollada, esta interfaz permite al usuario la visualización de diversas variables del sistema de gran relevancia en este estudio, la inicialización de los controladores en el momento en que se cumplan condiciones de operación y

Figura 58. Tarjeta de control dSPACE 1104

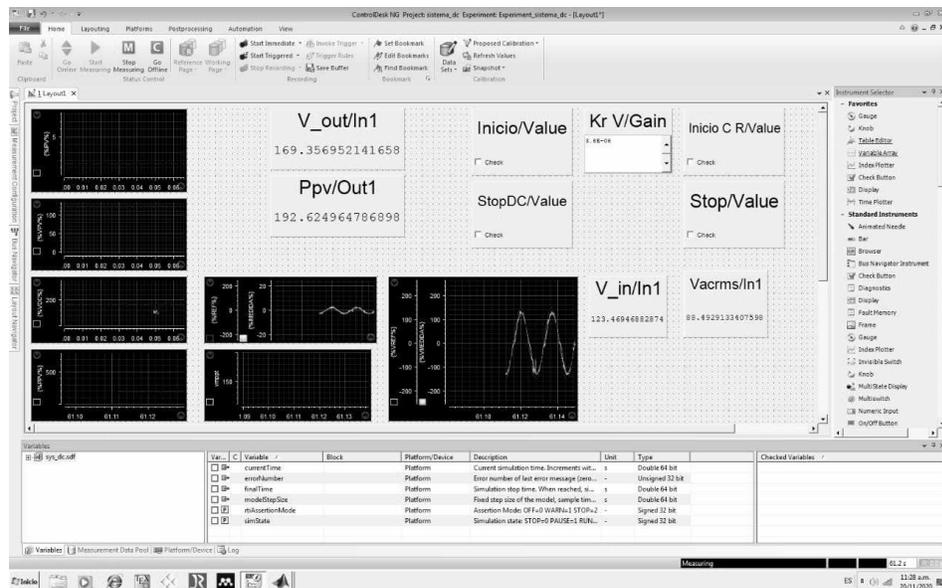


la modificación de parámetros operativos en tiempo real.

7.1.2. Operación bajo algoritmo PPT La Fig. 60 ilustra un diagrama GRAFCET desarrollado a nivel experimental para la operación del prototipo de sistema fotovoltaico aislado, presentando el proceso que se debe realizar para garantizar una operación adecuada bajo la acción del controlador PPT propuesto y la regulación de tensión en corriente alterna mediante controladores resonantes, cabe destacar que la verificación de disponibilidad de recurso solar y lectura de irradiancia se realizaron mediante el uso de una estación meteorológica Davis Vantage Pro2TM 6162 dInstruments, *Wireless Vantage Pro and Vantage Pro Plus Stations Datasheet* dispuesta por el grupo de investigación GISEL y ubicada en la terraza del edificio.

Para el desarrollo del escenario de perturbaciones se emplearon las cargas que se muestran en la Fig. 72 y corresponden con bombillas incandescentes de 200, 150 y 50 [W], el banco de cargas fue desarrollado en conjunto como parte del proyecto de grado de Andrea Avendaño en AVENDAÑO ORTÍZ, *Diseño e implementación de un sistema de generación híbrido de baja potencia*. Como se muestra en la Fig. 61

Figura 59. Interfaz gráfica de usuario



el sistema fotovoltaico presenta un comportamiento favorable que le permite operar adaptándose a los cambios de carga gracias al algoritmo PPT propuesto.

En la Fig. 62(b) se puede observar el cambio en la tensión de operación del sistema fotovoltaico desviándose del punto de máxima potencia, también se puede observar en la Fig. 62(d) como cambia la potencia entregada por el sistema fotovoltaico en función de la demanda del sistema. Por otro lado, se muestra en la Fig. 62 las variables del sistema asociadas en corriente alterna, se puede observar que la tensión v_{Le} opera en valores cercanos a los 120 rms de referencia y existen variaciones dinámicas en función de la carga del sistema según la Fig. 63(c). Sin embargo, se puede observar en la Fig. 63(a) que al rededor de los 4 [s] se presenta una caída abrupta en el nivel de tensión que corresponde con la máxima carga a la que fue sometida el sistema. Esto ocurre debido a variaciones climáticas en la que el sistema no podría suplir la carga.

Figura 60. Diagrama GRAFCET para la operación del prototipo experimental de sistema fotovoltaico

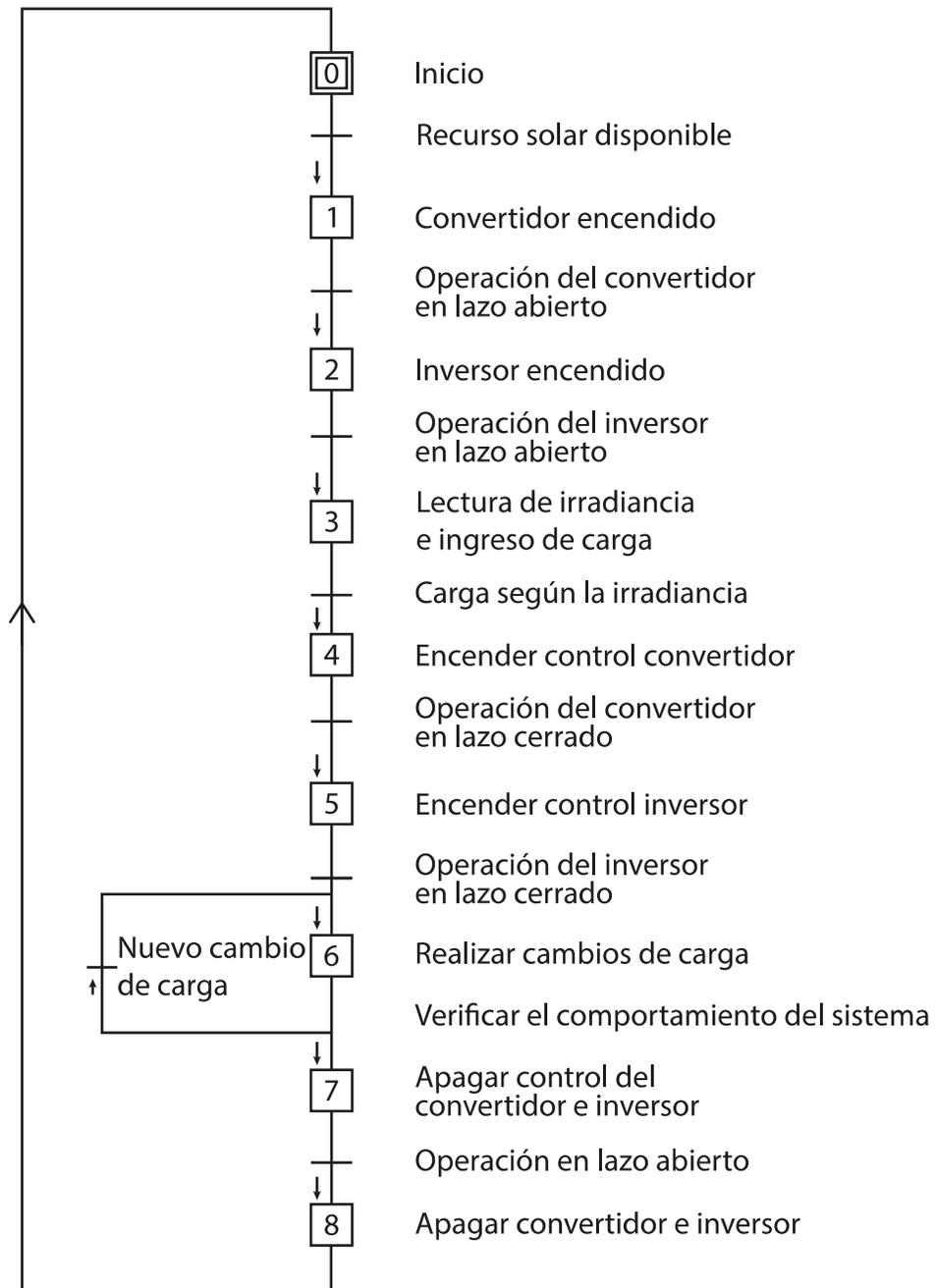
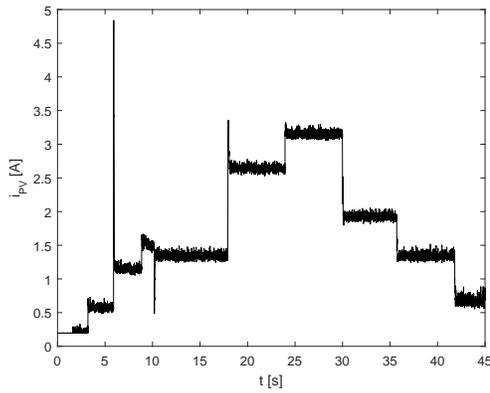
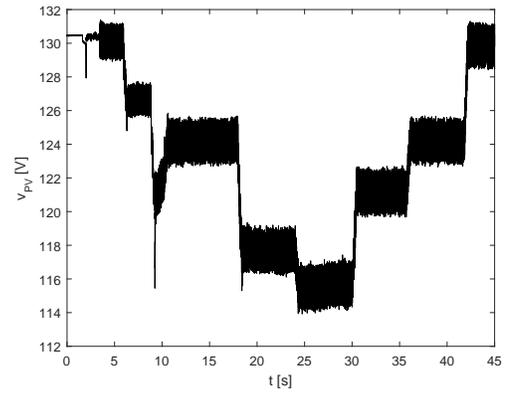


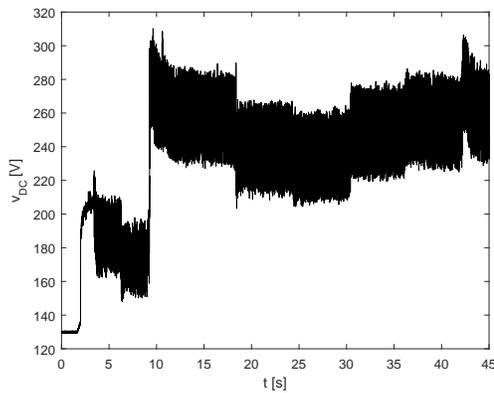
Figura 61. Magnitudes eléctricas para sistema PV bajo algoritmo PPT en corriente continua



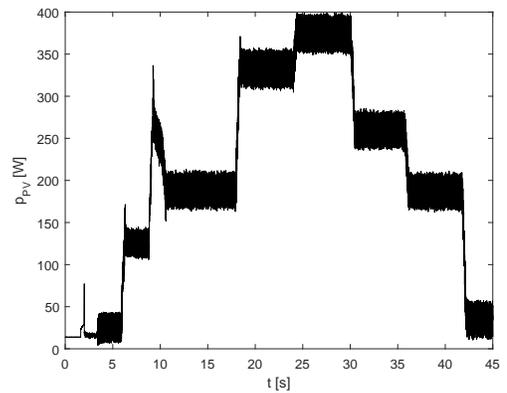
(a) corriente del sistema PV i_{PV}



(b) tensión del sistema PV v_{PV}



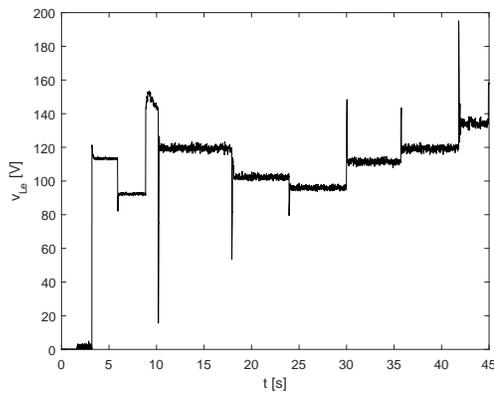
(c) tensión del bus DC v_{DC}



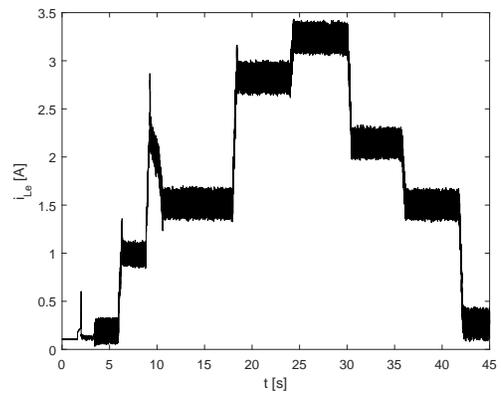
(d) potencia del sistema PV p_{PV}

De manera general se puede considerar que el sistema fotovoltaico aislado sin almacenamiento de energía responde de forma adecuada ante cambios en la carga en condiciones de operación reales bajo el algoritmo de extracción de máxima potencia modificado propuesto. Sin embargo, para las pruebas de configuración en red el sistema fotovoltaico será substituido por una fuente de corriente continua, dicha fuente se emulará a través de una conexión a un toma corriente y transformada a corriente continua mediante un rectificador que contiene el inversor de potencia *Semiteach*, es por ello que se incluirán resistencia de carga suave definidas anteriormente.

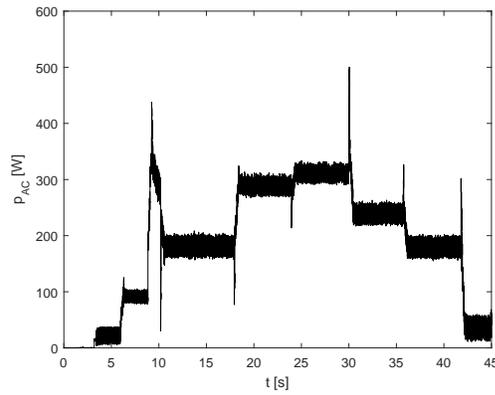
Figura 62. Magnitudes eléctricas para sistema PV bajo algoritmo PPT en corriente alterna



(a) corriente rms i_{Le}



(b) tensión rms v_{Le}

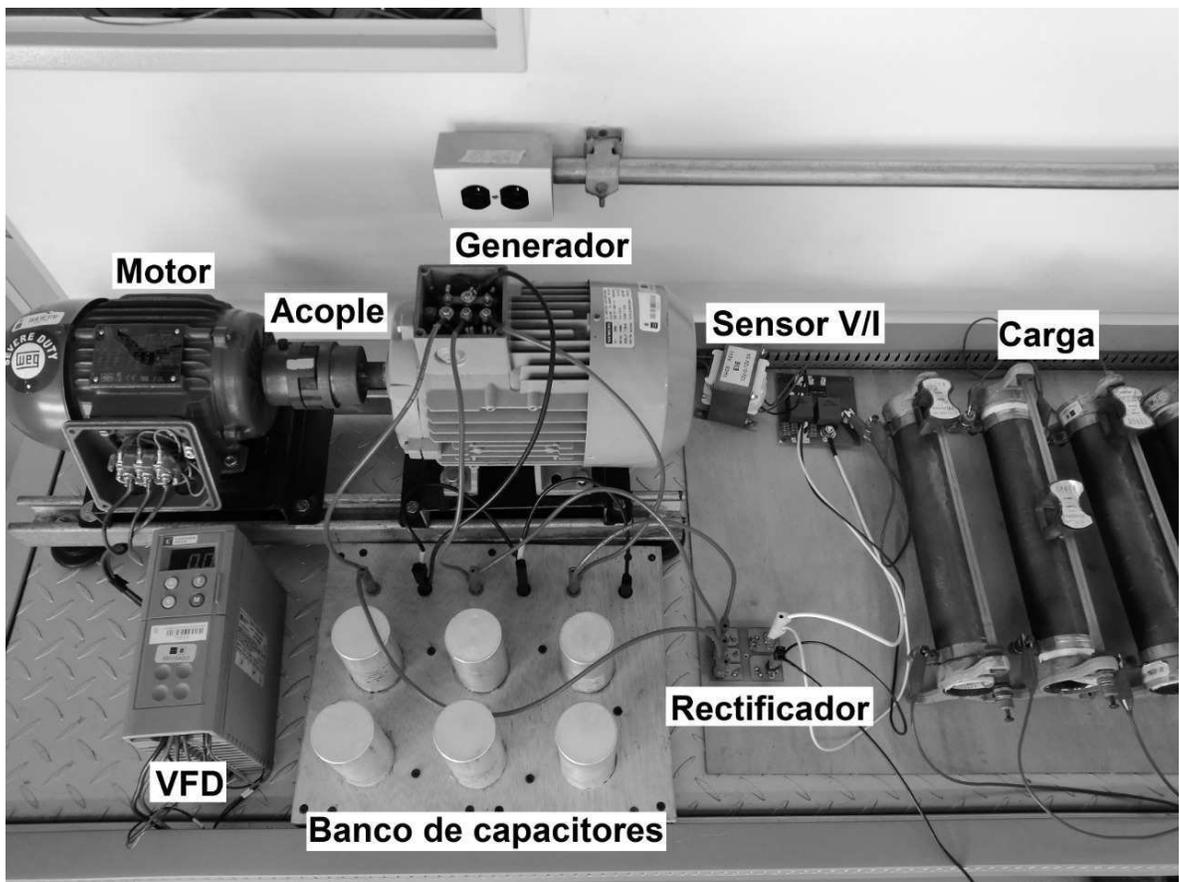


(c) potencia en la carga p_{AC}

7.2. GENERADOR DE INDUCCIÓN AUTO EXCITADO

Esta sección se presenta la configuración del generador de inducción auto excitado a nivel de prototipo de laboratorio, su caracterización como en operación bajo la emulación de una turbina eólica a través de un motor de inducción y las limitaciones físicas que no permitieron desarrollar la estrategia PPT propuesta sobre este sistema.

Figura 63. Implementación GIAE



7.2.1. Montaje experimental En la Fig. 63 se presenta la configuración de un GIAE compuesto por los siguientes componentes:

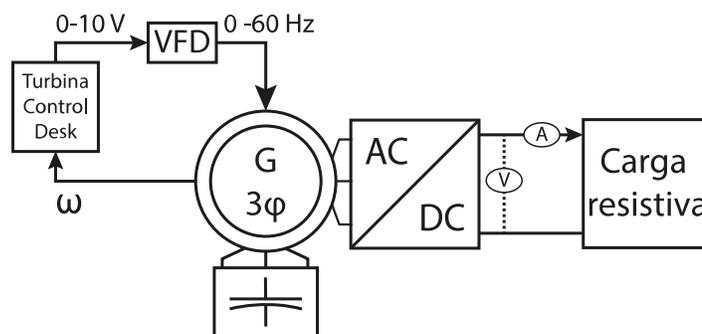
- **Motor-Generador:** Como generador se empleo una máquina Siemens de referencia 11a7 080-4ya60 con características: 2 HP, 1700 rpm, 220YY/440Y VAC, 7/3.5 A, 60 Hz y $\cos\phi = 0.8$. Adicionalmente, se decidio representar una turbina eólica a través de un motor de inducción jaula de ardilla de WEC de referencia W22, con los siguientes datos de placa: 1 HP, 3410 rpm, 220YY/440Y VAC, 3/1.5A, 60 Hz y $\cos\phi = 0.85$.
- **VFD:** El variador de frecuencia permite modificar la velocidad de rotación del motor de inducción de forma automática, dicho dispositivo será aprovechado y controlado mediante la acción de una señal analógica generada a través de dSPACE para llevar el motor a una velocidad de operación deseada.
- **Banco de capacitores:** El banco de capacitores fue conformado por un arreglo de condensadores de marcha en paralelo de 30 [μF] y 90 [μF] calculador por Machuca en MACHUCA MAYORGA, *Control droop de un generador de inducción en una microrred simple*.
- **Rectificador:** Para convertir la señal de corriente alterna en corriente continua para analizar el comportamiento de su curva de generación se empleó un rectificador estático de la marca SEMIKRON modelo SK95D12.
- **Carga:** Se emplearon reostatos de la marca GENCO con las siguientes características de resistencias y corriente máxima: 1) 42.8 Ω / 3.1 A; 2) 41.7 Ω / 3.1 A; 3) 42.5 Ω / 3.1 A y 4) 87.1 Ω / 2.2 A. Dichas cargas resistivas fueron escogidas gracias a que representan una aproximación simple a una carga eléctrica además que se pretende realizar un estudio sobre la generación de potencia activa del sistema.

7.2.2. Caracterización de la generación Para la operación del prototipo experimental fundamentado mediante la Fig 35, inicialmente se realiza una prueba me-

diante Control Desk bajo la acción de un modelo de turbina eólica como se muestra en la Fig. 64. A través de este sistema se realizó una variación en la resistencia de carga y los valores de tensión y potencia fueron medidos para reconstruir la curva PV del sistema. Basados en esta curva se puede observar que posee una curva similar a la del sistema fotovoltaico sobre la cual se puede aplicar el algoritmo PPT propuesto.

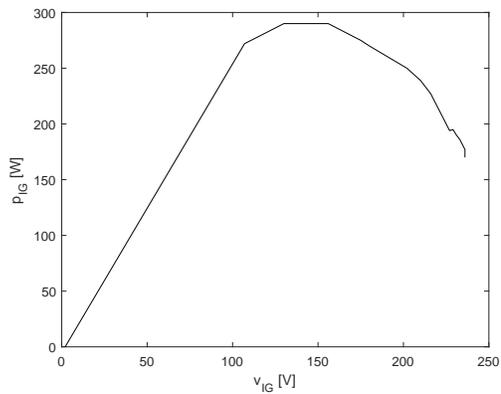
En la Fig. 64 se muestra el esquema implementado en donde es medida la velocidad de rotación de la máquina, con dicha rotación se calculará la tensión a la cual debe operar el variador de frecuencia en función de la carga resistiva empleada para la caracterización. La resistencia de carga corresponde con un conjunto de reostatos que permite variar la resistencia entre 30 y 310 Ω . Las curvas de caracterización obtenidas se muestran en la Fig. 65 mediante lo cual se pueden observar parámetros de importancia para la operación aislada como la potencia máxima (300 [W]), una tensión máxima en DC ante cargas muy pequeñas de aproximadamente 250 [V], y una corriente máxima de 2.3 [A].

Figura 64. Montaje para caracterización de curva potencia tensión

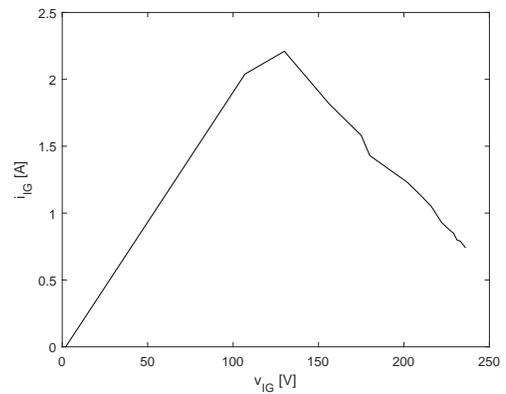


Sin embargo, al realizar las pruebas sobre el convertidor elevador este presenta condiciones indeseables que generan efectos de chispas en el rectificador y afectan gravemente el IGBT para la elevación de tensión, esta problemática representó el

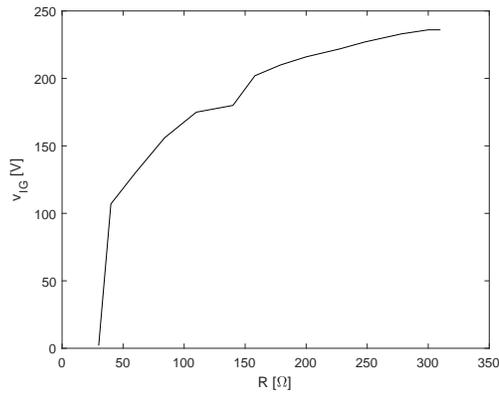
Figura 65. Magnitudes eléctricas para la caracterización de del GAE en corriente continua



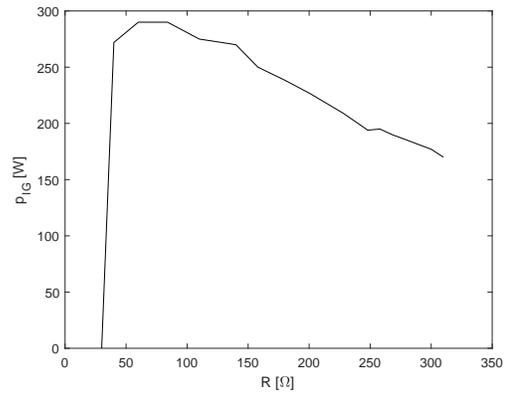
(a) curva potencia v_{IG} vs. tensión v_{IG}



(b) curva corriente v_{IG} vs. tensión v_{IG}



(c) relación de la tensión v_{IG} con la carga

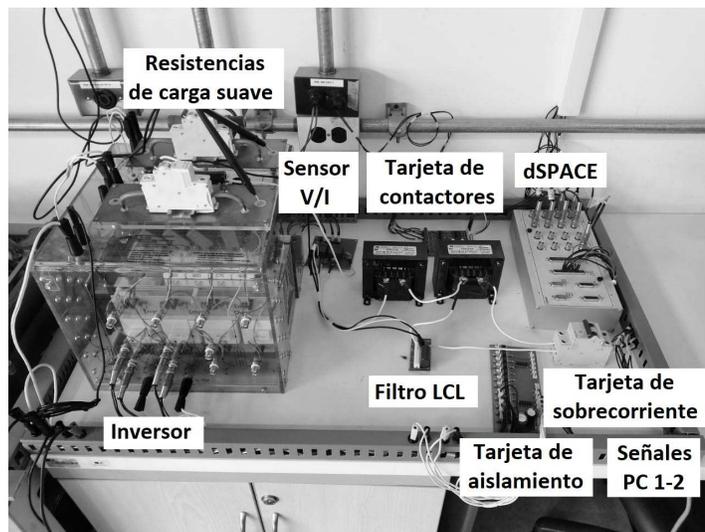


(d) relación de potencia p_{IG} con la carga

final de las pruebas debido a que no se contaba con más de estos dispositivos y los proveedores dieron plazos de entrega mayores a 4 meses debido a razones asociadas a la pandemia lo cual hizo imposible continuar con las pruebas de operación del sistema.

Como solución se planteó el uso de la red eléctrica para alimentar la tensión del bus DC del inversor de potencia y así poder continuar con el desarrollo del control jerárquico considerando el recurso renovable como una fuente DC controlada. Dicha estructura se muestra en la Fig 66 y cuenta con componente de las misma características descritas para el inversor de potencia del sistema PV.

Figura 66. Configuración inversor de potencia



7.3. GRUPO ELECTRÓGENO

En esta sección se realizará una descripción de la implementación de un grupo electrógeno de baja potencia, este fue instalado en la terraza del *Edificio de Investigaciones del Parque Tecnológico UIS, Sede Guatiguará*.

7.3.1. Implementación Como se muestra en la Fig. 67 se adquirió una planta que opera mediante el uso de combustibles fósiles, en este caso gasolina, de referencia comercial *EVANS G16MG0300TH* de 1.6 [kW], con una alimentación monofásica de 110 [V] a 60 [Hz], la generación de energía se realiza mediante un generador sin escobillas mediante el acople con un motor de combustión Tunder de 3 [HP] y 90 [cc] que opera con una velocidad de 3600 [rpm].

Este dispositivo fue instalado en la terraza del edificio y las señales de potencia fueron transportadas mediante un conductor calibre 14 hasta el laboratorio de integración energética. Una vez en el laboratorio dicha señal será conectada en serie con una bobina con las mismas características del filtro LCL descrito anteriormente, esto con el fin de crear un acople para la posterior conexión con las otras unidades de generación.

Figura 67. Generador a gasolina

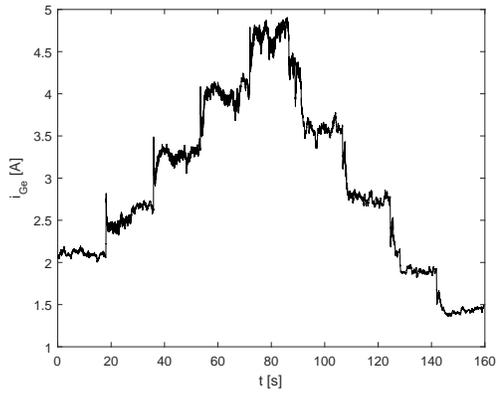


7.3.2. Pruebas de caracterización Para la caracterización del sistema se empleó el banco de cargas de bombillas incandescentes construido, la prueba consistió en realizar cambios de carga entre 150 y 500 [W] y medir diversas variables eléctricas asociadas al sistema. En las Figs. 69(a), 69(d) se evidencia una respuesta adecuada ante los cambios de carga lo que representa que el sistema tiene capacidad de adaptarse a cambios de carga sin mayor esfuerzo y en la Fig. 69(b) se observa que el sistema oscila al rededor de los 110 [V]. Sin embargo, al observar las variables como la amplitud en la Fig. 69(c) se observa que existen variaciones entre los 140 y 200 [V] lo que afecta la tensión rms, además los picos de tensión se hacen más abruptos y la frecuencia mostrada en 69(e) tiene excursiones al rededor de las 60 [Hz] al punto de oscilar entre 57 y 63 [Hz]. Dichas oscilaciones, muestran la necesidad de la implementación del filtro de segundo orden adaptativo para la eliminación de componente armónicas al momento de la sincronización.

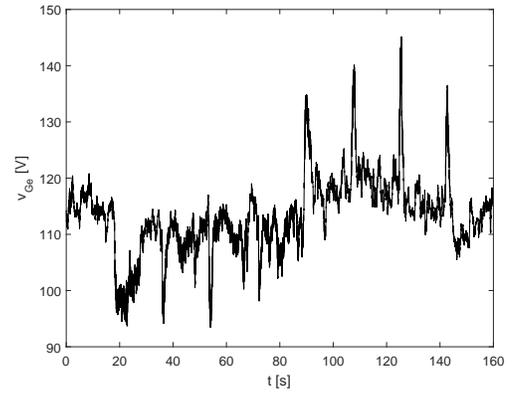
7.4. MICRORRED ELÉCTRICA AISLADA

En esta sección se describirá la integración de los tres recursos energéticos para conformar así una microrred eléctrica aislada bajo una estructura de control jerárquico centralizado. Para ello, en la Fig. 69 se presenta de forma simplificada la estructura del sistema implementado, la MR propuesta esta conformada principalmente por tres grandes componentes, el grupo de generadores con sus respectivas etapas de electrónica de potencia en donde los inversores representan los dos recursos renovables, las etapas de filtrado y control, el tablero de conexión en donde se disponen los accionamientos del sistema para realizar la conexión entre los generadores y la carga eléctrica. A continuación será descrito a detalle el tablero y posteriormente la estructura de control centralizado y un escenario de operación desarrollado bajo las limitaciones físicas impuestas por el sistema.

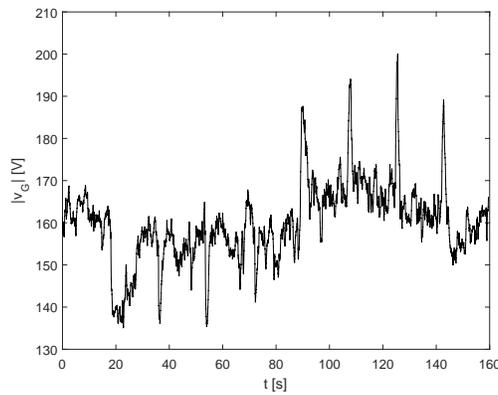
Figura 68. Variables eléctricas asociadas al generador a gasolina



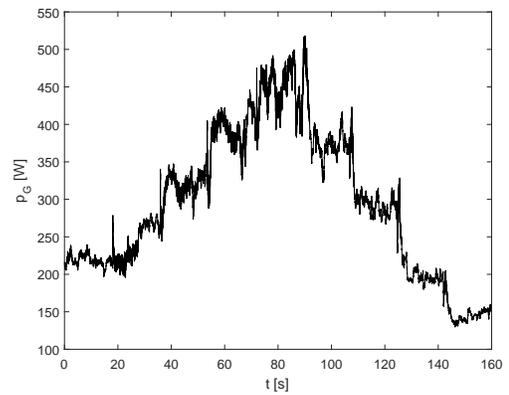
(a) corriente rms i_{Ge}



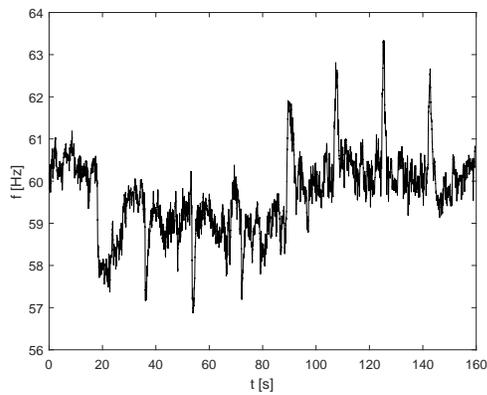
(b) tensión rms v_{Ge}



(c) amplitud de la señal de tensión $|v_G|$



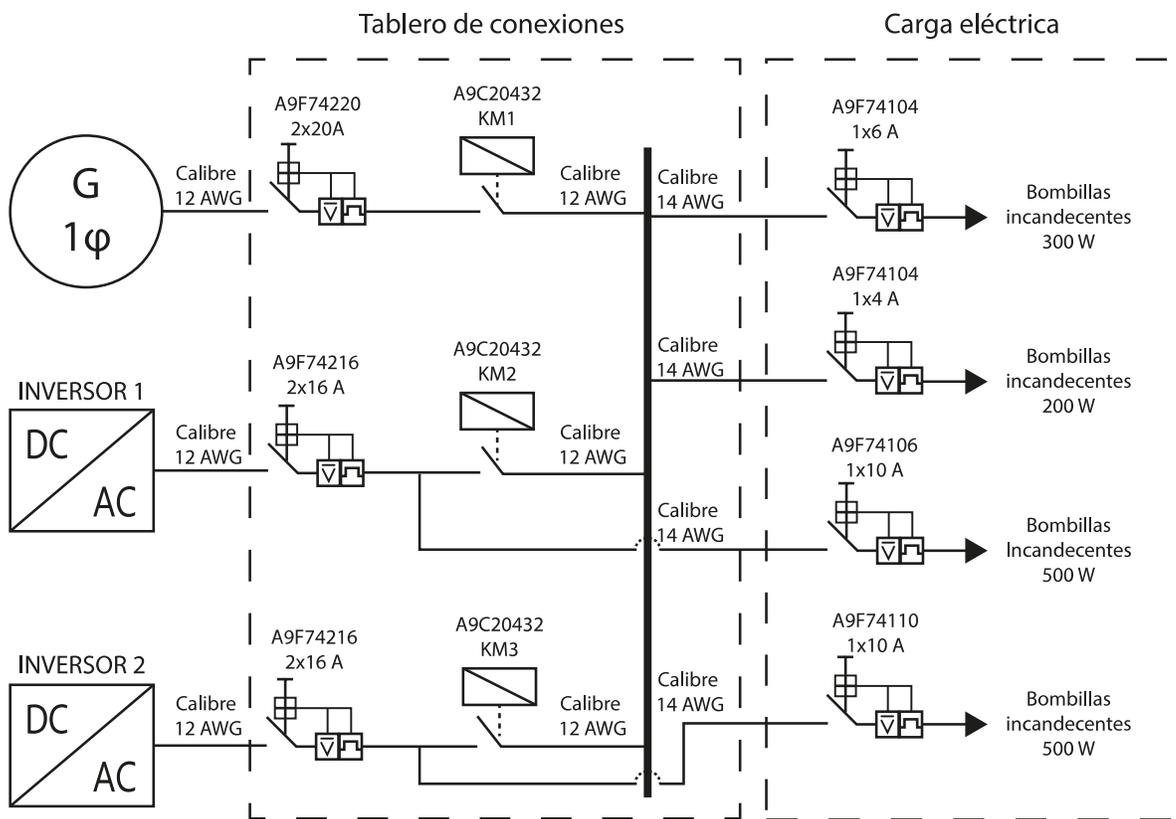
(d) potencia en la carga p_G



(e) frecuencia fundamental f

Cabe mencionar que debido a las variaciones en la irradiancia y las afectaciones causadas al convertidor elevador del GAE dichas fuentes serán reemplazadas en la operación en red por el rectificador disponible en el inversor SEMITEACH, que a su vez será alimentado por la red eléctrica tomando la potencia de dos tomacorrientes de un mismo circuito del laboratorio de integración energética y mediante la rectificación se garantizará una tensión en el bus DC de 180 [V].

Figura 69. Esquema de conexiones microrred



7.4.1. Tablero de conexiones Un componente de gran relevancia en la MR propuesta es el tablero de control, en este se realizará conexión entre los tres generadores desarrollados y descritos en las secciones anteriores, y como se muestra en la Fig. 70 consta de diversos componentes que serán descritos a continuación:

- **Barraje de conexión:** Este barraje esta conformado por dos laminas de cobre dispuestas en el laboratorio de integración energética, también es conocido como el punto de acople común o PCC (Por sus siglas en inglés Point of common coupling) y es el punto físico en donde se realiza la conexión entre las dos unidades de potencia para poder compartir la carga eléctrica.

- **Protección de sobre corriente:** Estos dispositivos son los encargados de proteger los conductores y los generadores limitando el flujo de corriente. Se adquirieron tres breakers la marca *Schneider Electric*, uno de referencia A9F74220 de $2 \times 20 A$ para la planta a gasolina y 2 de referencia A9F74216 de $2 \times 16 A$ para la protección de cada uno de los inversores.

- **Relé de estado sólido:** Se adquirieron 3 relés de estado sólido de la marca *Optek* de referencia TD24A02 que en su etapa de control soportan tensión de $4-32 V_{DC}$ y en su etapa de potencia soportan hasta $2A$ y $400 V_{AC}$.

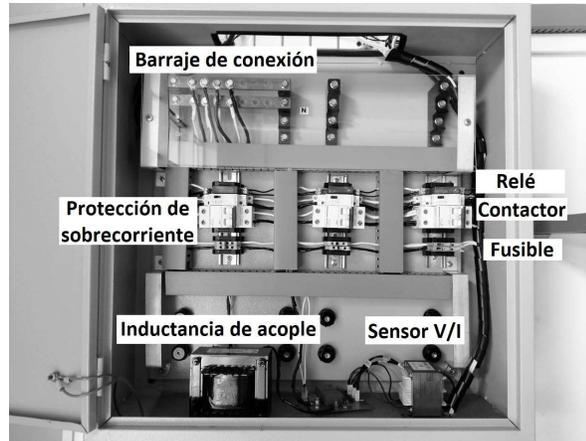
- **Contactador:** Este dispositivo corresponde con un relé de impulsos Acti 9 iTL de la marca *Schneider Electric* y tiene características de operación una tensión de $250V$ y una corriente de $16 A$.

- **Inductancia de acople:** Corresponde con una inductancia de la misma referencia y características de operación presentadas en el filtro LCL de los inversores de potencia.

- **Sensor V/I:** Corresponde un sensor de las mismas características técnicas a los presentados en las secciones anteriores.

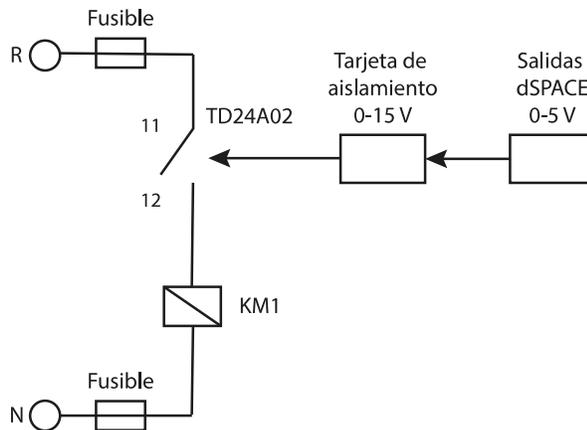
Adicionalmente, el proceso para encender los contactores es descrito en la Fig. 71, se envía una señal analógica a través de un DAC de la dSPACE 1104 como una tensión analógica de un valor entre $0-5 V$, esta señal pasa por una etapa de aislamiento mediante una tarjeta compuesta por opto acopladores que protege la

Figura 70. Tablero de conexiones



parte de control ante fallas ocurridas en la parte de potencia y amplifica la señal de 0-15V. Esta señal excita el circuito de continua del relé de estado sólido TD24A02 lo que cerrará el contacto correspondiente con la parte de corriente alterna permitiendo el flujo de corriente hacia la bobina del contactor, haciendo así que esta se cierre y de esta manera se realice a la conexión física entre los dos generadores.

Figura 71. Encendido de bobina del contactor KM1



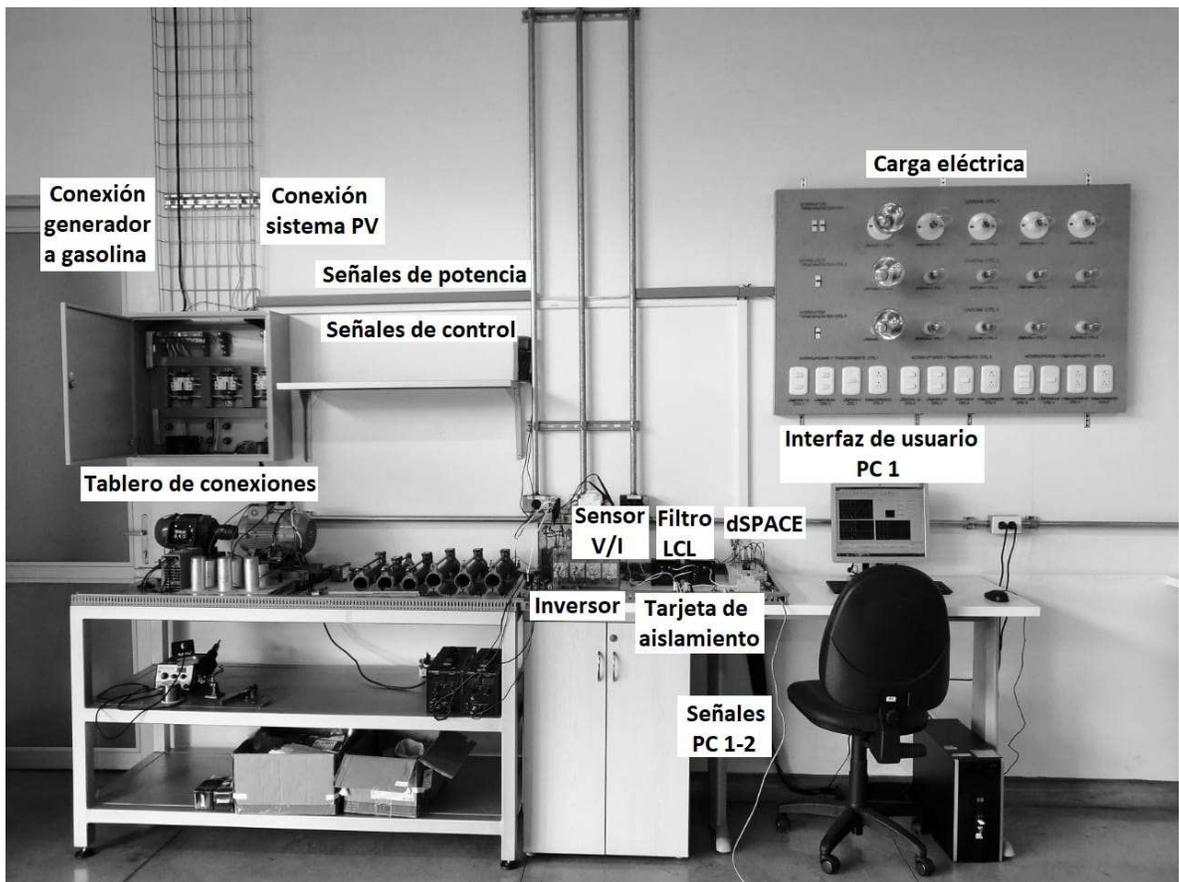
7.5. CONTROL JERÁRQUICO CENTRALIZADO

En la Fig. 72 se muestra una vista global de la microrred desde el computador que ejerce la acción de control centralizado, en este punto físico se reciben todas las señales relevantes del sistema para el control centralizado. Se observa que las señales de potencia de la planta a gasolina y el sistema fotovoltaico fueron transportadas hasta el tablero de conexiones y de este punto se realiza una conexión a la carga eléctrica por medio de canaletas, las señales de control para los contactores y las medidas de tensión v_G y corriente i_G de la planta a gasolina definidas en la Fig. 45 son transportadas mediante canaleta a la dSPACE correspondiente con el PC 1 en donde se procesarán para tomar decisiones sobre la operación del sistema.

Por un lado, recordando que el PC 1 que ejerce las acciones de control centralizado corresponde con el equipo que realiza las acciones de control sobre el inversor de potencia mostrado en la Fig. 66 tendrá las señales de potencia de este sistema, además envía los pulsos para encendido de los contactores y envía y recibe señales al PC2 por medio de un cable de datos para así obtener una comunicación con dicho equipo. Las señales recibidas del PC2 asociadas con las variables definidas en la Fig. 4 corresponden con la corriente entregada a la carga i_L en adelante i_{L2} , y la tensión del capacitor del filtro LCL v_{AC} en adelante v_{AC2} del sistema fotovoltaico aislado, las enviadas corresponden con la tensión de la planta a gasolina v_G y el ángulo para el control del reparto de potencia δ_2 .

7.5.1. Protocolo de inicio Teniendo una unidad de control centralizado que puede tomar acciones sobre diversas variables de importancia del sistema se procede a plantear un protocolo de inicio basados en las pruebas experimentales desarrolladas. Dicho protocolo es presentado en la Fig. 73 y consiste en un procedimiento que

Figura 72. Vista global de la microrred desde unidad centralizada



relaciona variables físicas y eléctricas en un conjunto de operaciones para garantizar una condición inicial de las unidades de generación operando de forma individual para luego realizar una operación conjunta entre las tres unidades de generación.

Inicialmente, se verifica la disponibilidad de gasolina de la planta a gasolina y se cuenta con los condensadores del link DC de las dos inversores cargados mediante la red eléctrica, la planta a gasolina es encendida inicialmente debido a que será esta quien establecerá la referencia de tensión para las demás unidades de generación, una vez disponible y en operación con carga se tendrá una referencia para las unidades de generación que pueden operar en lazo abierto (i.e. con una señal sinusoidal de referencia pero sin una acción de control definida) y la acción de control será quien garantice una alta similitud entre la señal de tensión fundamental de v_G y la señal de los capacitores de los filtros LCL de los inversores de potencia. Una vez encendido el control se tendrá una correlación ρ definida en la ecuación (7) entre los inversores de potencia y la tensión v_{GF} muy cercana a 1.

7.5.2. Escenario de operación desarrollado La estrategia de gestión de energía propuesta para la operación de microrred desarrollada fue propuesta en el *Capítulo 5*. Sin embargo, al realizar pruebas experimentales se presentaron las siguientes situaciones:

Operación grupo electrógeno con un inversor Al realizar pruebas experimentales sobre la operación la conexión entre la planta a gasolina y un inversor de potencia como se muestra en la Fig. 74 el sistema no responde de forma favorable, impidiendo un reparto de potencia ante los cambios de ángulo impuestos por el controlador central, estos cambios se realizaron aplicando pequeños pasos de 0.05 [rad] variando δ en un rango de 0 a 0.3 [rad] y posteriormente una reducción entre 0.3 y -0.2 [rad].

Figura 73. Protocolo de inicio de la MR

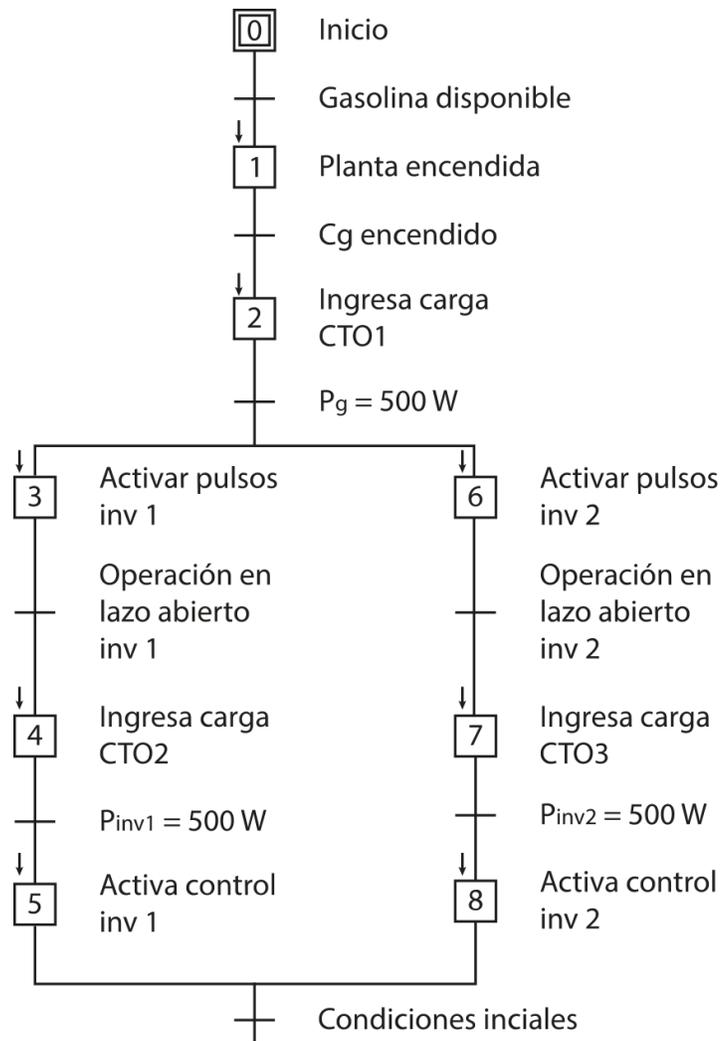
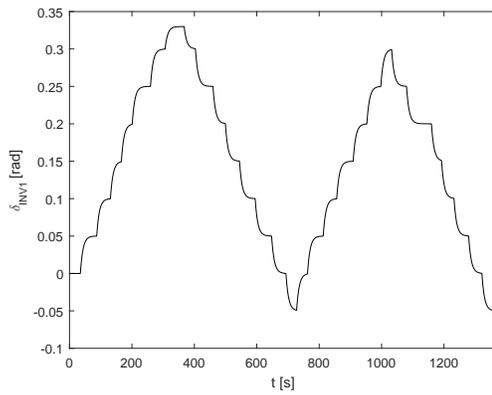
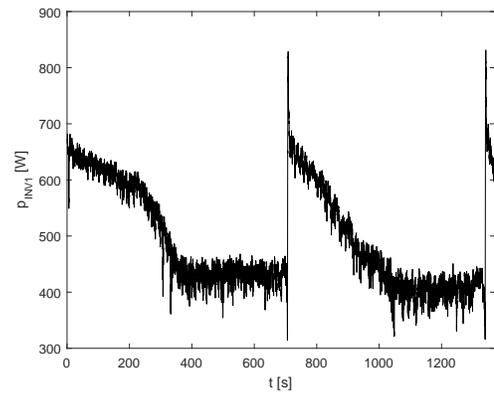


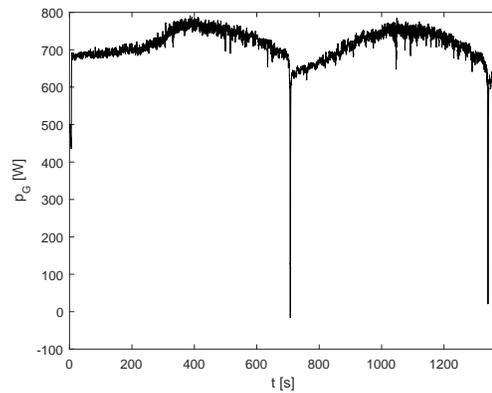
Figura 74. Potencia y ángulo para la operación en conjunto planta a gasolina e inversor de potencia 1



(a) ángulo de potencia δ



(b) potencia inversor 1 p_{INV1}

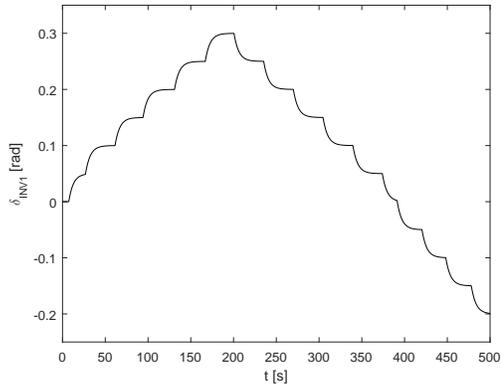


(c) potencia planta a gasolina p_G

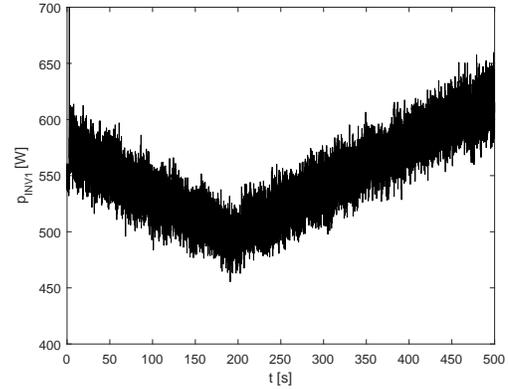
Operación entre dos inversores Posterior a realizar la prueba de operación entre el generador a gasolina y un inversor y no obtener resultados esperados sobre el reparto de potencia entre las unidades se procedió a sincronizar los dos inversores disponibles para realizar un análisis de su funcionamiento.

En este caso se obtuvo un comportamiento favorable que se presenta en la Fig. 75

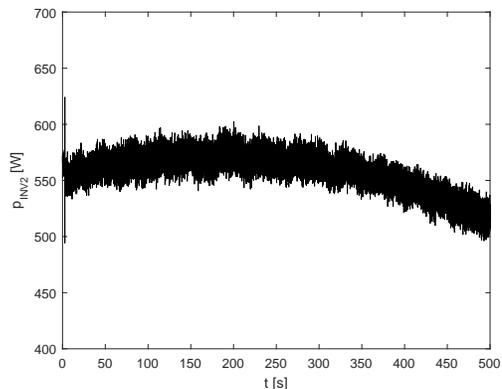
Figura 75. Potencia y ángulo para la operación entre dos inversores de potencia



(a) ángulo de potencia δ



(b) potencia inversor 1 p_{INV1}



(c) potencia inversor 2 p_{INV2}

en relación al reparto de potencia mostrando que el sistema presenta sensibilidad ante los cambios del ángulo de referencia de la potencia permitiendo realizar variaciones en donde los generadores asumen y se liberan de carga lo que puede ser aprovechado para condiciones climáticas volátiles.

Operación de los tres generadores En esta prueba se obtuvo una respuesta nula por parte del sistema impidiendo variaciones de potencia a través del cambio del ángulo de potencia, según lo ilustrado en la Fig. 76, dicho escenario muestra

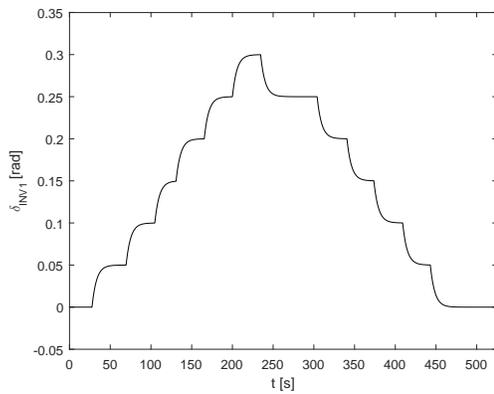
que no será posible realizar una operación controlada del sistema en conjunto para variaciones de ángulo. Sin embargo, basados en el comportamiento favorable entre los dos inversores de potencia se puede presumir que las limitaciones físicas impuestas por el sistema se asocian al control predeterminado de la planta a gasolina. Al tratarse de un grupo electrógeno comercial de bajo costo este garantiza un valor rms de 110 [V] lo que se cumple según la caracterización realizada de su operación individual pero el control sobre variables como la frecuencia y forma de onda es pobre lo cual no garantiza una operación deseada en el sistema, en vista de esto se planteó un escenario de gestión de energía descrito a continuación.

7.6. ESCENARIO DE GESTIÓN

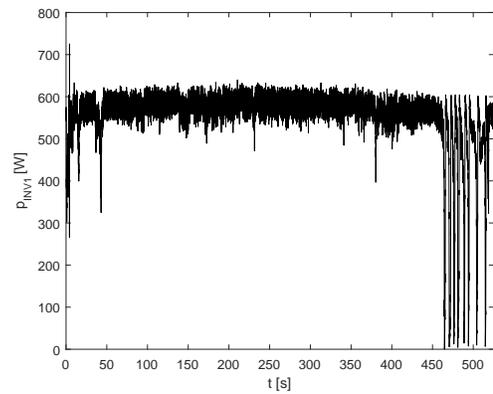
Fundamentados en las limitaciones físicas impuestas por el grupo electrógeno se desarrolló una estrategia de gestión presentada en la Fig. 77 que contempla diversas variaciones. Inicialmente, partiendo de las condiciones base de cada generador operando bajo la acción de control resonante sobre los inversores de potencia con una potencia de 500 W cada uno se considera la operación en paralelo entre el inversor 1 (GIAE) de potencia y el grupo electrógeno, basados en la filosofía de reducir el consumo de recursos fósiles se considera que el inversor tiene capacidad de asumir la carga y la planta a gasolina es desconectada del barraje de conexión, pero continua siendo la tensión de referencia de los generadores.

Posteriormente, el inversor 2 (PV) se conecta y realiza un reparto de potencia con el inversor 1 mostrando la capacidad de operación entre dos generadores renovables para alimentar la demanda del sistema, luego se considera el escenario de salida del inversor del sistema que puede ser ocasionado por condiciones de lluvia, sombreados o el final del día y la conexión de la planta a gasolina para respaldar el inversor 1. Finalmente, la desconexión del inversor 1 para volver a la condición

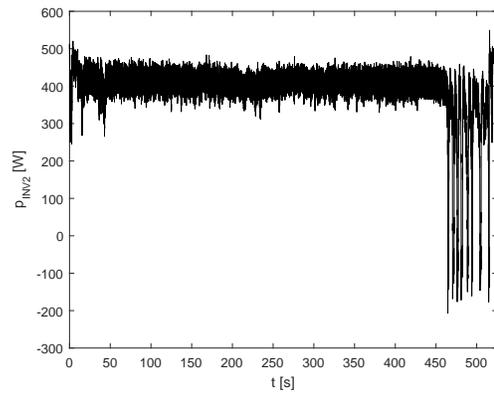
Figura 76. Potencia y ángulo para la operación en conjunto planta a gasolina e inversores de potencia



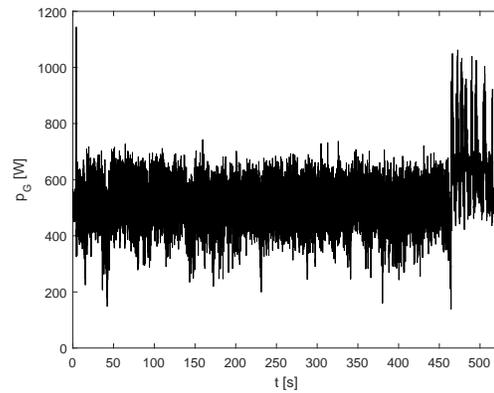
(a) ángulo de potencia δ



(b) potencia inductor 1 p_{INV1}



(c) potencia inductor 2 p_{INV2}



(d) potencia planta a gasolina p_G

inicial de operación mostrando así su capacidad de conexión y des-conexión entre unidades de generación.

En la Fig. 78 se presenta las medidas de potencia tomadas a partir de la ejecución del escenario de operación descrito, como se puede observar para $t < 29$ s las unidades de generación ejecutan las acciones para obtener las condiciones iniciales del sistema, en $t = 29$ s (primera línea punteada) el generador a gasolina y el inversor a gasolina operan en paralelo, es por esto que P_{INV1} mostrada en la Fig. 79(a) aumenta un poco su flujo de potencia mientras que P_G mostrada en la Fig. 79(c) disminuye en la misma proporción. En $t = 38$ s (segunda línea punteada) la planta a gasolina sale de operación y la potencia cae a cero y la demanda de 500 W que era asumida por la carga es retirada del sistema.

Posterior a esto, el inversor 2 es conectado en paralelo al inversor 1 y según es ilustrado en la Fig. 80(c) se realiza una variación angular sobre el inversor 1 a través del ángulo de potencia δ_{INV1} para que ocurra el reparto de potencia mostrado en las Figs. 79(a), 79(b) entre $t = 38$ y $t = 285$ s. Como se puede observar existe una contribución entre las dos unidades de generación para mantener la potencia de la carga P_{AC} constante en 1 kW en dicho intervalo de tiempo. Adicionalmente, se presenta la correlación calculada en el controlador central entre las señales de tensión de los inversores y la componente fundamental de la señal de referencia v_G .

Figura 77. GRAFCET escenario de operación desarrollado sobre la MR

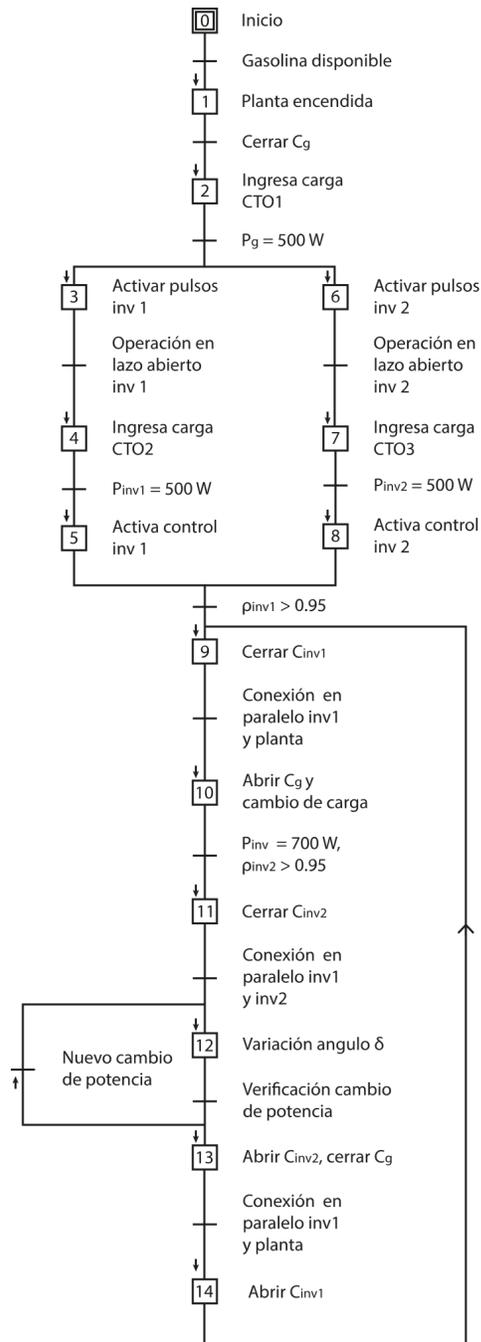
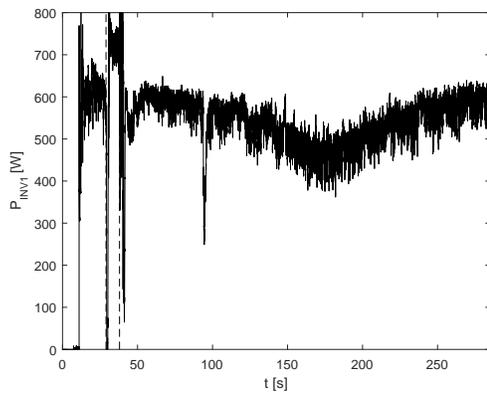
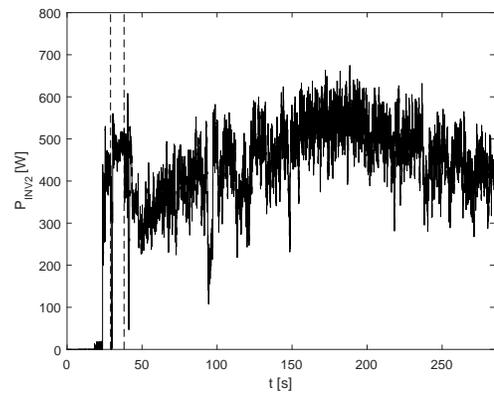


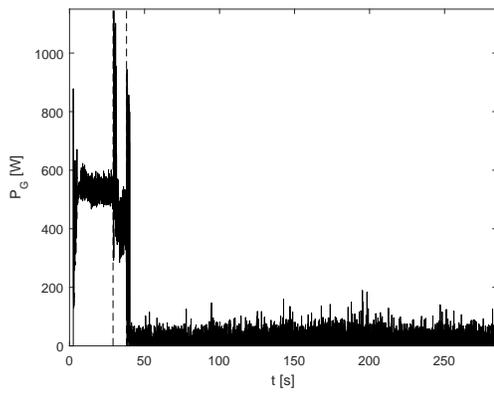
Figura 78. Medidas de potencia del prototipo experimental para el escenario de operación establecido



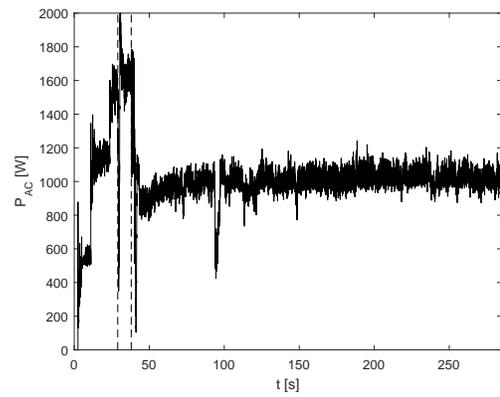
(a) potencia inversor 1 P_{INV1}



(b) potencia inversor 2 P_{INV2}

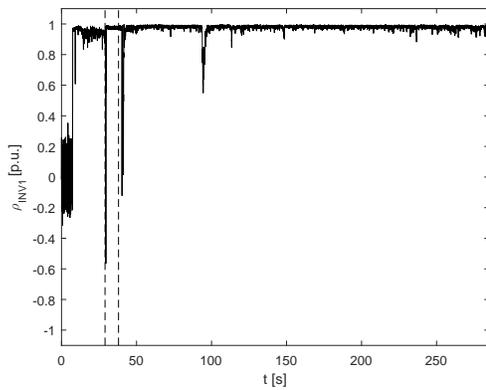


(c) potencia grupo electrógeno P_G

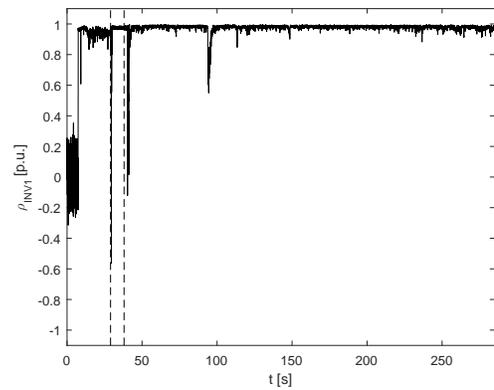


(d) potencia del sistema PV p_{PV}

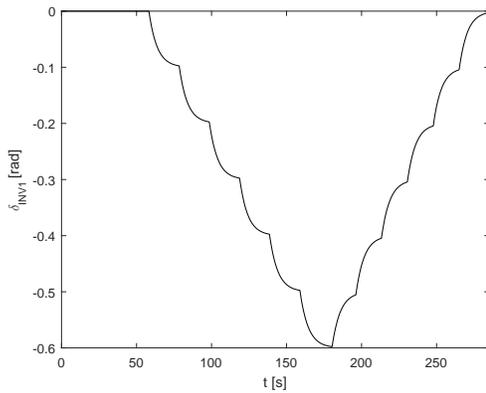
Figura 79. Variables de sincronización y reparto de potencia para el escenario de operación establecido



(a) correlación entre v_{INV1} y v_G



(b) correlación entre v_{INV2} y v_G



(c) ángulo de potencia inversor 1 δ_{INV1}

8. RECOMENDACIONES

Se recomienda realizar un análisis a profundidad sobre la dinámica del generador a gasolina adquirido para el proyecto, debido a que el controlador de tensión que este trae incluido generó diversas problemática que impidieron el desarrollo deseado del trabajo de investigación.

9. TRABAJO FUTURO

Actividades complementarias a los desarrollos presentados, incluyen el análisis de la operación posterior a la corrección y/o sustitución de la fuente a gasolina como referencia principal para realizar el estudio de diversas estrategias de gestión sobre un prototipo real.

Asimismo es importante realizar estudios sobre el generador de inducción auto excitado ya que finalizó como un problema abierto debido a los daños presentados en el prototipo implementado.

10. CONCLUSIONES

El presente trabajo de grado, fue desarrollado en el marco del proyecto de investigación denominado: “*Control centralizado para un sistema de generación de energía con potencial aplicación en zonas rurales del departamento de Santander*”, financiado por la Universidad Industrial de Santander a través del código VIE-UIS 2479.

A partir de resultados presentados del presente trabajo de investigación, es posible exponer las siguientes conclusiones:

- Se abordó el problema de gestionar la demanda energética de un sistema fotovoltaico aislado y sin almacenamiento de energía, sometido a variaciones en sus condiciones de demanda. Se presentó inicialmente una descripción respecto a cada una de las etapas que constituyen el sistema y la elección de los valores de sus principales componentes. Posteriormente se analizó la operación por simulación del sistema ante diversos escenarios mostrando que ante una baja demanda un simple regulador PI controlando la operación del convertidor elevador, permite obtener un desempeño favorable. Sin embargo, tras incrementar la demanda se observó una incapacidad de este último para suplir las necesidades de la carga manifestando un colapso de tensión. Dicha situación indeseada se resolvió a través de la incorporación de una técnica MPPT basada en el algoritmo P&O. Esta técnica permitió recuperar los niveles de tensión en las diferentes etapas del sistema y, por ende, recuperar los niveles de potencia requeridos en la carga. A pesar de ello, la técnica presentó el inconveniente de no limitar los valores de tensión en el punto de acople entre la salida del convertidor elevador y la entrada del inversor de potencia, poniendo

en riesgo la integridad de los dispositivos como consecuencia de una eventual disipación excesiva de energía no consumida. Para aliviar este inconveniente, se propuso un método modificado para seguimiento del punto de potencia del sistema (PPT) empleando la combinación del algoritmo P&O con un regulador PI activado condicionalmente a las características del voltaje v_{DC} a la salida del convertidor elevador. La técnica modificada permitió obtener un desempeño favorable del sistema de generación fotovoltaica ante el régimen de alta demanda, pero conservando los niveles de seguridad en la tensión para el punto de acople. Esta situación se verificó también ante variaciones en los valores de irradiancia solar en la entrada, sugiriendo el potencial del método propuesto para facilitar en la práctica la gestión de recursos renovables en zonas aisladas.

- Se explicaron las bases conceptuales para la topología de generación basada en una máquina de inducción en modo de operación auto excitado (GAE), para constituir un esquema aislado sin almacenamiento de energía. Lo anterior, se motiva y justifica en el amplio potencial energético disponible a través del recurso hidráulico colombiano, aprovechable no sólo a través de soluciones hidroeléctricas a larga escala sino también a partir de pequeñas centrales de picogeneración, representando soluciones de bajo costo aplicables en zonas aisladas. A partir de lo anterior, se desarrolló la extensión de las ideas presentadas previamente sobre el sistema de generación fotovoltaica para adaptar la operación del sistema basado en el GAE al punto de potencia requerido por las condiciones variantes de la demanda. Para ello, fue necesario introducir la variación de la potencia mecánica de entrada a través del efecto ocasionado por los cambios en el caudal proporcionado por una fuente hídrica (energía primaria), sobre una turbina hidráulica tipo Pelton, que permitió efectuar la caracterización de la curva de generación del sistema, identificando una

tendencia con valor máximo (punto de rodilla) enteramente compatible con el algoritmo de extracción del punto de potencia (algoritmo PPT). Lo anterior, permitió replicar comportamientos satisfactorios en la operación del sistema para satisfacer la demanda ante variaciones de carga y suministro, mediante análisis de modelos circuitales implementados en la herramienta *SimScape* de MATLAB, siguiendo una topología idéntica a la diseñada para el caso del sistema fotovoltaico aislado.

- Al realizar un análisis sobre la forma de onda de la señal sinusoidal de tensión de un grupo electrógeno de bajo costo se planteó un filtro de segundo orden re alimentado que en combinación con un algoritmo EPPL garantiza una operación segura de inversores de potencia con la componente fundamental de la señal de tensión distorsionada. Posteriormente, se realiza un análisis de la técnica de reparto de potencia a través de la desviación del ángulo de potencia para así garantizar realizar un reparto de potencia entre las unidades de generación que operan en paralelo, dichas estrategias fueron validadas mediante simulación obteniendo resultados satisfactorios y son consolidados como la base para un análisis de gestión energética.
- Se abordó una estrategia de gestión de recursos desde un enfoque de gestión centralizada para el reparto de potencia entre diferentes unidades de generación, dicha estrategia fue abordada basados en los conceptos discutidos sobre la relación de potencia y desviación angular. La estrategia fue validada a nivel de simulación en donde se evidencia un seguimiento apropiado de las referencias establecidas por la reglas de gestión para suplir una carga invariante en el tiempo.
- Basados en la fases de diseño y simulación se realizó la implementación de un prototipo experimental a nivel de laboratorio para cada unidad de generación,

sobre los prototipos se realizó la caracterización experimental de la operación de cada generador de manera individual en donde se detectaron limitaciones físicas y técnicas. Posterior a detectar estas limitaciones se integraron las unidades de generación para conformar así una microrred, que fue sometida a pruebas experimentales para la validación del escenario propuesto en donde se obtuvieron resultados favorables, mostrando así que la capacidad de operación de microrred para el escenario propuesto.

BIBLIOGRAFÍA

Adverse Effects of Low Load Operation on Diesel Generating Sets. ASCO Power Technologies. Cleveland, OH, USA, 2018 (vid. pág. 81).

ALZATE ARISTIZÁBAL, Raúl Esteban. *Diseño e implementación de un controlador resonante para sistemas de conversión DC/AC bidireccionales*. Trabajo de grado (Ingeniero Electrónico y de Telecomunicaciones). Santiago de Cali, Colombia: Universidad Autónoma de Occidente, 2017 (vid. pág. 31).

AVENDAÑO ORTÍZ, Nataly Andrea. *Diseño e implementación de un sistema de generación híbrido de baja potencia*. Trabajo de grado (Ingeniera Electricista). Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones, 2020 (vid. págs. 80, 109).

BENJUMEA CERPA, Sebastián. *Control óptimo de una microrred a partir de un enfoque jerárquico*. Trabajo de grado (Ingeniero Electrónico). Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones, 2020 (vid. pág. 96).

CALDERÓN Zully, et al. *Prospectiva Energética de Colombia*. Bucaramanga: Ediciones UIS, 2019 (vid. pág. 2).

Carta, José. *Centrales de energías renovables*. Pearson Educación S.A., 2009 (vid. págs. 61, 62).

CASTELLANOS IBARRA, Hermes Enrique. *Empleo del biodiesel como sustituto de los combustibles líquidos fósiles (diésel) y la disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero debido a su uso*. Monografía (Especialista en Ingeniería Ambiental). Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de ingeniería Química, 2009 (vid. págs. 1, 4).

CÁCERES MALDONADO Daniel Alfonso y ZULETA BENITES, Fabio Andrés. *Revisión de estrategias de gestión de la demanda con la finalidad de aplanar la curva de demanda de energía eléctrica*. Trabajo de grado (Especialista en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica). Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones, 2019 (vid. pág. 95).

CHANDORKAR Mukul C., DIVAN Deepakraj M. y ADAPA-Rambabu. "Control of parallel connected inverters in standalone AC supply systems". En: *IEEE Transactions on Industry Applications* 29.1 (1993), págs. 136-143 (vid. pág. 5).

Climate Change, IPCC Intergovernmental Panel on. *Global Warming of 1.5 °C*. 2019 (vid. pág. 1).

Colombia, Ministerio de minas y energía. *Reporte de reservas de gas y petróleo*. 2018 (vid. pág. 5).

Colombia, Superintendencia Delegada Para Energía y Gas Dirección Técnica De Gestión De Energía en. *Zonas no interconectadas (ZNI) diagnóstico de la prestación del servicio de energía eléctrica*. 2018 (vid. pág. 4).

- Colombia, Unidad Nacional para la Gestión del Riesgo de Desastres en. *Fenómeno del niño*. 2016 (vid. pág. 4).
- COSSOLI P., et al. “Proportional-Resonant Controller and LCL Filter Design For Single-Phase Grid-Connected PV Micro-Inverters”. En: *2018 IEEE PES Transmission Distribution Conference and Exhibition - Latin America (TDLA)*. 2018, págs. 1-5 (vid. pág. 37).
- CUK, Slobodan. “Modelling, analysis, and design of switching converters”. Tesis doct. Pasadena, California, USA: California Institute of Technology, 1977 (vid. pág. 23).
- DOMÍNGUEZ, Rircardo. “Contribución al dimensionamiento y gestión de energía de sistemas eléctricos híbridos”. Trabajo de grado (Magister en Ingeniería Eléctrica). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones, 2019 (vid. pág. 95).
- EL YAAKOUBI Ali, et al. “A MPPT strategy based on fuzzy control for a wind energy conversion system”. En: *Procedia Technology* 22 (2016), págs. 697-704 (vid. pág. 55).
- ELMITWALLY, A. y Mohamed RASHED. “Flexible Operation Strategy for an Isolated PV-Diesel Microgrid Without Energy Storage”. En: *IEEE Transactions on Energy Conversion* 26.1 (2011), págs. 235-244 (vid. pág. 14).
- ELTAMALY, Ali M. y Almoataz Y. ABDELAZIZ. *Modern maximum power point tracking techniques for photovoltaic energy systems*. Springer, 2020 (vid. pág. 13).

ESPITIA REY, Claudia M. “Guía metodológica para el implementación de sistemas fotovoltaicos a pequeña escala en Colombia”. Maestría en Sistemas Energéticos Avanzados. Bucaramanga, Colombia: Universidad de Santander, 2017 (vid. pág. 21).

Europea, Comisión. *Informe sobre el mercado europeo del carbono*. 2018 (vid. pág. 1).

FLÓREZ, Ramiro. *Pequeñas centrales hidroeléctricas*. Ediciones de la U, 2011 (vid. págs. 3, 55, 56, 63).

FORERO ORDÓÑEZ, Fabián Leonardo. *Simulación de efectos de bifurcación en sistemas eléctricos de potencia*. Trabajo de Grado (Ingeniero Electricista). Colombia: Universidad Industrial de Santander, 2018 (vid. pág. 86).

GALEANO SUÁREZ, Daniel Camilo. *Dimensionamiento eléctrico y estudio de un escenario de comercialización de energía para una Pequeña Central Hidroeléctrica (PCH) ubicada en la ciudad de Bucaramanga en la rivera del Río Tona*. Trabajo de grado (Ingeniero Electricista). Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones, 2019 (vid. pág. 63).

GÓMEZ Jorge Iván Gómez, HIGUITA Edison Andrés Palacio y GUTIÉRREZ Cesar Alfonso Paredes. “La turbina Mochell-Banki y su presencia en Colombia”. En: *Avances en Recursos Hidráulicos* 17 (2008), págs. 33-42 (vid. pág. 61).

GÓMEZ MONTAÑEZ Cristian Alberto y CORDOBA FRAGOZO, Yollmar Ivan. *Gestión y control de un sistema de almacenamiento de energía híbrido alimentado por paneles fotovoltaicos para la energización de un motor DC*. Trabajo de grado (Ingeniero Electricista). Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de San-

- tander. Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones, 2019 (vid. pág. 95).
- GUERRERO Josep, et al. "Hierarchical control of droop-controlled AC and DC microgrids A general approach toward standardization". En: *IEEE Transactions on industrial electronics* 58.1 (2010), págs. 158-172 (vid. pág. 97).
- HATZIARGYRIOU N, et al. "Management of microgrids in market environment". En: (2006) (vid. pág. 97).
- HATZIARGYRIOU, Nikos. *Microgrids architectures and control*. Greece: John Wiley y Sons, 2014 (vid. pág. 3).
- HE Fanbo, et al. "A DC-link voltage control scheme for single-phase grid-connected PV inverters". En: *2011 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition*. 2011, págs. 3941-3945 (vid. pág. 45).
- HERNÁNDEZ VARGAS, Diana Marcela. *Despacho Económico y su aplicación en Microrredes Eléctricas*. Trabajo de grado (Ingeniera Electricista). Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones, 2020 (vid. pág. 95).
- Hidrología Meteorología y Estudios Ambientales, IDEAM Instituto de. *Análisis del impacto del fenómeno la niña 2010-2011 en la hidroclimatología colombiana*. 2011 (vid. págs. 3, 4).
- Hidrología Meteorología y Estudios Ambientales, IDEAM Instituto de. *Atlas de radiación solar de Colombia, year = 2018*, (vid. pág. 3).

HUANG Can, LI Fangxing y Zhiqiang JIN. “Maximum Power Point Tracking Strategy for Large-Scale Wind Generation Systems Considering Wind Turbine Dynamics”. En: *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 62.4 (2015), págs. 2530-2539 (vid. pág. 56).

Instruments, Daves. *Wireless Vantage Pro and Vantage Pro Plus Stations Datasheet*. 2015 (vid. págs. 103, 109).

JABECK, B. *The Impact of Generator Set Underloading*. Electric Power, Caterpillar Inc. 2014 (vid. pág. 81).

JIMENEZ, Raul. “Rural electricity access penalty in Latin America: Income and Location”. En: *Policy Brief IDB-PB-253. Inter-American Development Bank* (2016) (vid. pág. 75).

JOHNSON Brian, et al. “Synchronization of Parallel Single-Phase Inverters With Virtual Oscillator Control”. En: *IEEE Transactions on Power Electronics* 29.11 (2014), págs. 6124-6138 (vid. pág. 8).

KANCHEV Hristiyan, et al. “Energy management and operational planning of a microgrid with a PV-based active generator for smart grid applications”. En: *IEEE transactions on industrial electronics* 58.10 (2011), págs. 4583-4592 (vid. pág. 94).

KARIMI-GHARTEMA, Masoud. “Enhanced Phase-Locked Loop”. En: Mississippi: IEEE Press, 2014. Cap. 2 (vid. pág. 79).

— *Enhanced phase-locked loop structures for power and energy applications*. John Wiley & Sons, 2014 (vid. pág. 76).

KUNDUR, Prabha. *Power system stability*. New York: McGraw-Hill, 1994 (vid. pág. 8).

LASSETER, Bob. "Microgrids [distributed power generation]". En: *2001 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.01CH37194)*. Vol. 1. 2001, 146-149 vol.1 (vid. pág. 3).

LASSETER, Robert. "MicroGrids". En: *2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.02CH37309)*. Vol. 1. 2002, 305-308 vol.1 (vid. pág. 3).

MACHUCA MAYORGA, Jaime Andrés. *Control droop de un generador de inducción en una microrred simple*. Trabajo de grado (Ingeniero Electricista). Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones, 2020 (vid. págs. 35, 57, 84, 115).

MANTILLA, María. "Control de generadores fotovoltaicos con funciones de filtrado activo en sistemas trifásicos distorsionados y desequilibrados". Tesis doct. Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander, 2016 (vid. págs. 19, 20, 24, 103, 106).

MARKOVIC Uros, et al. "Understanding stability of low-inertia systems". En: (2019) (vid. pág. 76).

MENESES AGRESOTH Victor Elías y Almeyda Rueda, Jaime Armando. *Sistema de adquisición y adecuación de señales eléctricas para el control y monitorización del módulo SEMITEACH-IGBT de SEMIKRON*. Trabajo de grado (Ingeniero Electricista). Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones, 2014 (vid. págs. 106, 107).

- MENG Lexuan, et al. "Microgrid central controller development and hierarchical control implementation in the intelligent microgrid lab of Aalborg University". En: *2015 IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)*. 2015, págs. 2585-2592 (vid. pág. 8).
- NADEMI Hamed, SOGHOMONIAN Zareh y Lars NORUM. "A robust predictive MPPT strategy: An enabler for improving the photovoltaic conversion source". En: *2017 IEEE 6th International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*. 2017, págs. 1086-1091 (vid. pág. 13).
- OGATA, Katsuhiko. *Ingeniería de control Moderna*. Pearson Education, 2010 (vid. págs. 32, 38).
- OLAJUYIN E y ENIOLA, Olubakinde. "Microgrid in power distribution system". En: *International Journal of Research-GRANTHAALAYAH* 7.8 (2019), págs. 387-393 (vid. pág. 94).
- OSORIO VERA, Katerin y Daniel Fernando Palacios Barreto. *Revisión de implementaciones internacionales de la integración de generación fotovoltaica al sistema eléctrico y sus posibles aplicaciones al caso colombiano*. Monografía (Especialista en Ingeniería Eléctrica). Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones, 2017 (vid. pág. 6).
- PENG Zishun, et al. "Droop control strategy incorporating coupling compensation and virtual impedance for microgrid application". En: *IEEE Transactions on Energy Conversion* 34.1 (2019), págs. 277-291 (vid. pág. 77).

- PIZARRO PÉREZ, Sergio Andrés. *Identificación del ajuste de parámetros del control de caída en los inversores utilizados para la respuesta transitoria en una micro red*. Tesis de Maestría (Magister en Ingeniería eléctrica). Medellín, Colombia: Universidad Nacional de Colombia Facultad de Minas, Departamento de Energía Eléctrica y Automática, 2018 (vid. pág. 8).
- PUSHPRAJ Nandikesh, et al. "Solar energy harvesting for irrigation water pumping system". En: *2017 IEEE International Conference on Power, Control, Signals and Instrumentation Engineering (ICPCSI)*. 2017, págs. 1398-1402 (vid. pág. 14).
- RASHID, Muhammad H. *Electrónica de potencia, circuitos, dispositivos y aplicaciones*. Vol. 2. Prentice Hall Inc., 2001 (vid. págs. 23-25, 28, 30).
- RIFKIN, Jeremy. *The end of work: The decline of the global labor force and the dawn of the post-market era*. New York: GP Putnam's Sons, 1995 (vid. pág. 2).
- SERBAN I., et al. "Modeling of an autonomous microgrid for renewable energy sources integration". En: *2009 35th Annual Conference of IEEE Industrial Electronics*. 2009, págs. 4311-4316 (vid. pág. 7).
- SILWAL Sushil, et al. "An enhanced control system for single-phase inverters interfaced with weak and distorted grids". En: *IEEE Transactions on Power Electronics* 34.12 (2019), págs. 12538-12551 (vid. pág. 76).
- SINGH, S. Sanajaoba y Eugene FERNANDEZ. "Reliability evaluation of a solar photovoltaic system with and without battery storage". En: *2015 Annual IEEE India Conference (INDICON)*. 2015, págs. 1-6 (vid. pág. 14).
- SRENSEN, B. *Renewable Energy*. Elsevier: Academic Press, 2017 (vid. pág. 2).

- SUN Yin, et al. "The impact of PLL dynamics on the low inertia power grid: A case study of Bonaire Island power system". En: *Energies* 12.7 (2019), pág. 1259 (vid. pág. 76).
- TORRES, J. *Low Load Profile How does it negatively affect a generator set*. HIMOINSA. 2018 (vid. pág. 81).
- ULBIG Andreas, BORSCHE Theodor S. y Göran ANDERSSON. "Impact of low rotational inertia on power system stability and operation". En: *IFAC Proceedings Volumes* 47.3 (2014), págs. 7290-7297 (vid. pág. 76).
- VALENCIA, Andrés. "Crisis energética en Colombia". En: *Tecnología, Investigación y Academia* 4.2 (2016), págs. 74-81 (vid. pág. 5).
- VILLA MANRIQUE, Alberto. *Estudio del filtro LCL aplicado a inversores fotovoltaicos*. Trabajo de grado (Ingeniero Electricista). Madrid, España: Universidad Carlos III, 2011 (vid. pág. 37).
- WALPOLE Ronald E., et al. *Probabilidad y estadística para ingeniería y ciencias*. Pearson Education, 2012 (vid. pág. 83).
- XIA Yanghong, et al. "Power Management for a Hybrid AC/DC Microgrid With Multiple Subgrids". En: *IEEE Transactions on Power Electronics* 33.4 (2018), págs. 3520-3533 (vid. pág. 8).
- XU Libin, CHENG Ruofa y Jiajing YANG. "A New MPPT Technique for Fast and Efficient Tracking under Fast Varying Solar Irradiation and Load Resistance". En: *International Journal of Photoenergy* 2020 (2020), págs. 1-18 (vid. pág. 13).

ZAKZOUK Nahla, et al. "PV Single-Phase Grid-Connected Converter: DC-Link Voltage Sensorless Prospective". En: *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics* 5.1 (2017), págs. 526-546 (vid. págs. 49, 77).

ZHENG, Wen-Di y Jin-Ding CAI. "A multi-agent system for distributed energy resources control in microgrid". En: *2010 5th International Conference on Critical Infrastructure (CRIS)*. IEEE. 2010, págs. 1-5 (vid. pág. 97).