

**CONTROL DE INVERSORES TRIFÁSICOS TIPO FUENTE Z EN SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED.**

**JAIRO ANDRÉS HOYOS CELIS
JHONNY ANDRÉS TURIZO GARIZADO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA**

2018

**CONTROL DE INVERSORES TRIFÁSICOS TIPO FUENTE Z EN SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED.**

**JAIRO ANDRÉS HOYOS CELIS
JHONNY ANDRÉS TURIZO GARIZADO**

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero Electricista.

Director:

MARÍA ALEJANDRA MANTILLA VILLALOBOS

Dra. en Ingeniería

Codirector:

DANIEL FELIPE ALMEIDA ARGÜELLO

Magister (c) en Ingeniería Eléctrica

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA**

2018

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	13
1. OBJETIVOS.....	16
1.1 OBJETIVO GENERAL	16
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	16
2. INVERSOR TIPO FUENTE Z (Z-SOURCE INVERTER – ZSI).....	17
2.1 FUNCIONAMIENTO	19
2.2 OBTENCIÓN DE LA RED DE IMPEDANCIA Z	26
3. ESTRATEGIAS DE MODULACIÓN.....	28
3.1 CONTROL DE AMPLIFICACIÓN SIMPLE (SIMPLE BOOST CONTROL, SBC)	28
3.2 CONTROL DE AMPLIFICACIÓN MÁXIMA (MAXIMUM BOOST CONTROL, MBC).....	30
3.3 CONTROL DE AMPLIFICACIÓN CONSTANTE MÁXIMA (MAXIMUM CONSTANT BOOST CONTROL, MCBC)	31
3.4 COMPARACIÓN DE RENDIMIENTO ENTRE TRES DE LAS ESTRATEGIAS DE MODULACIÓN PARA UN ZSI	35
4. ESTRATEGIAS DE CONTROL DEL INVERSOR FUENTE Z CONECTADO A LA RED.	38
4.1 CONTROL DE TIEMPO DE ESTABLECIMIENTO FINITO (<i>DEADBEAT</i>).....	39
4.2 ALGORITMO DE SEGUIMIENTO DEL PUNTO MÁXIMO DE POTENCIA (<i>MPPT</i>) PERTURBAR Y OBSERVAR (<i>P&O</i>)	41
5. RESULTADOS.....	45
5.1 ESTRATEGIA SBC	46
5.2 ESTRATEGIA MBC	52
5.3 ESTRATEGIA MCBC.....	57

5.4 ANÁLISIS ENTRE ESTRATEGIAS.....	61
6. CONCLUSIONES	66
BIBLIOGRAFÍA.....	68

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Sistema fotovoltaico conectado a la red.	14
Figura 2. Estructura general de un convertidor tipo fuente Z.	18
Figura 3. Topología del inversor trifásico tipo fuente Z.	19
Figura 4. Circuito equivalente del inversor fuente Z visto desde la fuente de entrada.....	21
Figura 5. Circuito equivalente del inversor fuente Z visto desde la fuente de entrada, operando en el estado de cortocircuito en la carga.	22
Figura 6. Circuito equivalente del inversor fuente Z visto desde la fuente de entrada en el estado de cortocircuito.	23
Figura 7. Estrategia control de amplificación simple.	29
Figura 8. Estrategia control de amplificación máxima.....	33
Figura 9. Estrategia control de amplificación máxima constante.	34
Figura 10. Ciclo de trabajo shoot-through máximo versus índice de modulación. .	36
Figura 11. Ganancia de voltaje máximo versus índice de modulación.	36
Figura 12. Factor de amplificación versus ganancia de voltaje.....	37
Figura 13. Esquema general de los sistemas de control del ZSI	38
Figura 14. Equivalente monofásico visto desde la salida del ZSI conectado a la red.....	39
Figura 15. (a) Curva I-V y (b) Curva P-V.....	42
Figura 16. Diagrama de flujo del algoritmo P&O.....	44
Figura 17. (a) Tensión del bus de continua V_{cd} del SBC, (b) Tensión de continua V_{cd} del SBC durante 1 [mS].....	48
Figura 18. Potencia del panel fotovoltaico en SBC, P_{pv}	49
Figura 19. Tensión del panel fotovoltaico en SBC, V_{pv}	49
Figura 20. Corriente del panel fotovoltaico en SBC, I_{pv}	50

Figura 21. Seguimiento de la corriente inyectada con respecto a la corriente de referencia por fase en SBC.....	51
Figura 22. Rizo de la señal de corriente inyectada en SBC.....	51
Figura 23. (a) Tensión del bus de continua Vcd del MBC, (b) Tensión de continua Vcd del MBC durante 2 [mS]	53
Figura 24. Potencia del panel fotovoltaico en MBC, Ppv.	54
Figura 25. Tensión del panel fotovoltaico en MBC, Vpv.	54
Figura 26. Corriente del panel fotovoltaico en MBC, Ipv.....	55
Figura 27. Seguimiento de la corriente inyectada con respecto a la corriente de referencia por fase en MBC	56
Figura 28: Rizo de la señal de corriente inyectada en MBC.	56
Figura 29. (a) Tensión del bus de continua Vcd del MCBC, (b) Tensión de continua Vcd del MCBC durante 2 [mS]	58
Figura 30. Potencia del panel fotovoltaico en MCBC, Ppv.....	59
Figura 31. Tensión del panel fotovoltaico en MCBC, Vpv.....	59
Figura 32. Corriente del panel fotovoltaico en MCBC, Ipv.	60
Figura 33. Seguimiento de la corriente inyectada con respecto a la corriente de referencia por fase en MCBC.....	60
Figura 34. Rizo de la señal de corriente inyectada en MCBC.....	61
Figura 35. (a) Tensión del bus de continua Vcd del SBC a 800 [W/m ²], (b) Tensión de continua Vcd del SBC durante 1 [mS] a 800 [W/m ²].	63
Figura 36. Potencia del panel fotovoltaico en SBC a 800 [W/m ²], Ppv.	64
Figura 37. Tensión del panel fotovoltaico en SBC a 800 [W/m ²], Vpv.	64
Figura 38. Corriente del panel fotovoltaico en SBC a 800 [W/m ²], Ipv.....	65
Figura 39. Seguimiento de la corriente inyectada con respecto a la corriente de referencia por fase en SBC a 800 [W/m ²].	65

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1: Estados de conmutación del ZSI Trifásico.	20
Tabla 2: Comparación de diferentes estrategias para un ZSI.	35
Tabla 3: Parámetros de operación y diseño.	45
Tabla 4: Parámetros de simulación SBC.	47
Tabla 5: Parámetros de simulación MBC.	52
Tabla 6: Parámetros de simulación MCBC.	57

RESUMEN

TITULO: CONTROL DE INVERSORES TRIFÁSICOS TIPO FUENTE Z EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED*.

AUTORES: JAIRO ANDRÉS HOYOS CELIS.
JHONNY ANDRÉS TURIZO GARIZADO**

PALABRAS CLAVE: Inversor tipo fuente Z, Estrategias de modulación, Sistemas fotovoltaicos, Punto máximo de potencia, Control *Deadbeat*.

DESCRIPCIÓN:

Este trabajo se fundamenta en el estudio y simulación de diferentes estrategias de modulación para inversores trifásicos tipo fuente Z en sistemas fotovoltaicos, buscando establecer las características y comportamiento entre estrategias cuando se controla e inyecta potencia a la red. Para ello se hace uso del software PSIM con el que se evidencia el resultado de las estrategias aplicadas en dichos inversores, así identificando ventajas y desventajas de cada estrategia y concluyendo cuál de estas se desempeña mejor cuando se conectan paneles solares a la red. Los principales elementos incluidos en la simulación son: el diseño de la red de impedancia Z acoplada a un modelo de panel fotovoltaico el cual da la libertad de asignar diferentes niveles de irradiancia y temperatura, un algoritmo de control *Deadbeat* con el cual se sigue la corriente de referencia y se logra obtener la señal moduladora (señal de tensión de referencia) esencial para generar los pulsos de conmutación en el puente inversor; y un algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia (*MPPT*), en este caso perturbar y observar (*P&O*). El análisis del comportamiento de las estrategias se realiza bajo las mismas pautas de simulación, es decir, considerando el mismo arreglo fotovoltaico, igual diseño de la red de impedancia y nivel de tensión a la que se conecta, a partir de allí, se identifica la estrategia que mejor se desempeña en la aplicación de la topología fuente Z para la extracción e inyección de potencia a la red eléctrica.

* Trabajo de Grado.

** Facultad de Ingenierías Físico – Mecánicas. Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Director Dra. María Alejandra Mantilla Villalobos. Codirector M.Sc. (c) Daniel Felipe Almeida Arguello.

ABSTRACT

TITLE: CONTROL OF THREE-PHASE Z-SOURCE INVERTERS IN PHOTOVOLTAIC SYSTEMS CONNECTED TO THE GRID*

AUTHORS: JAIRO ANDRÉS HOYOS CELIS.
JHONNY ANDRÉS TURIZO GARIZADO**

KEYWORDS: Z-Source Inverter, Modulation strategies, Photovoltaic systems, Maximum power point tracking, Deadbeat control.

DESCRIPTION:

This paper is based on the study and simulation of different strategies of modulation for Z-source inverters in photovoltaic systems, seeking to establish the characteristics and behavior between strategies when power is controlled and injected to the grid. To do this, makes use of the PSIM software with the evidence the results of the strategies applied at those inverters, as well identifying advantages and disadvantages of each strategy and concluding which of these works best when connecting solar panels to the grid. The main elements included in the simulation are: the design of the Z-impedance grid coupled to a model of photovoltaic panel which gives the freedom to assign different levels of irradiance and temperature, A Deadbeat control algorithm which follows the reference current and it is possible to obtain the modulating signal (reference voltage signal) essential to generate the switching pulses in the bridge inverter; and an algorithm of Maximum Power Point Tracking (MPPT), in this case disturb and observe. The analysis of the behavior of the strategies are carried out under the same patterns of simulation, that is, considering the same photovoltaic array, same design of the impedance grid and voltage level to which it is connected, from there, identify the best strategy performance in the application of the topology Z-source for the extraction and injection of power to the grid.

* Degree Paper.

** Faculty of Physics and Mechanical Engineering. Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Director Dra. María Alejandra Mantilla Villalobos. Codirector M.Sc. (c) Daniel Felipe Almeida Arguello.

INTRODUCCIÓN

La tecnología fotovoltaica ha experimentado un crecimiento sin precedentes en las últimas dos décadas, pasando de la generación de nichos principalmente fuera de la red a una importante tecnología de energía renovable, alcanzando aproximadamente 303 GW de capacidad en todo el mundo a finales de 2016¹. Las grandes plantas fotovoltaicas que se conectan a la red a través de convertidores electrónicos de potencia en su mayoría trifásicos están ahora en camino de convertirse en un actor importante en el sistema eléctrico en muchos países².

La generación de energía fotovoltaica, a raíz del aprovechamiento de una fuente inagotable y gratuita como lo es el sol, se ha convertido en un tema de gran importancia mundial como fuente de energía alternativa para suplir las preocupaciones y daños ambientales causados por la generación convencional derivadas del petróleo, el carbón etc.

Los principales costos de un sistema de generación fotovoltaico conectado a la red, sin considerar sistemas de almacenamiento de energía de respaldo como los bancos de baterías, supercapacitores, entre otros, recaen en los paneles solares y en el convertidor electrónico de potencia. Sin embargo, en los últimos años los precios de los módulos fotovoltaicos han disminuido por la fuerte demanda, mientras que el precio de los convertidores de potencia se ha mantenido casi en el mismo rango, por lo que es necesario reducir los costos de la generación de energía en

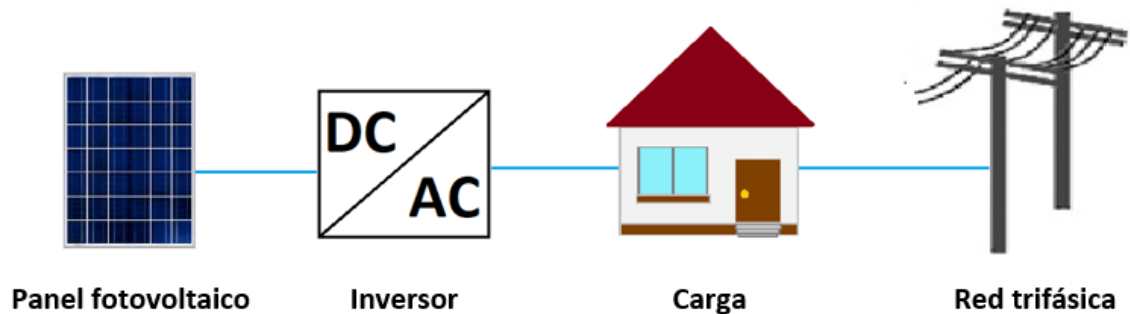
¹ REN21. “Renewables 2017 Global Status Report”, Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, 2017

² TAMÁS KEREKES; DEZSŐ SÉRA; LÁSZLÓ MÁTHÉ, “Three-phase Photovoltaic Systems: Structures, Topologies, and Control: Electric Power Components and Systems”, Volume 43, Número 12, Julio 21 del 2015, pág 1364-1375

aplicaciones fotovoltaicas para que los sistemas fotovoltaicos se vuelvan comercialmente más competitivos³.

La composición de un sistema fotovoltaico conectado a una red de distribución trifásica, presentado en la figura 1, consta principalmente del generador fotovoltaico comprendido por las células o módulos conectados eléctricamente entre sí, ya sea en paralelo y/o en serie. Estos paneles transforman la energía lumínica recibida por el sol en energía eléctrica. El sistema consta también de un inversor encargado de transformar la energía (corriente continua) proveniente del generador y ajustarla a las condiciones que exija la carga y/o la red eléctrica. Los inversores vienen caracterizados principalmente por la tensión de entrada, que se debe adaptar al generador, la potencia máxima que puede proporcionar y la eficiencia⁴.

Figura 1. Sistema fotovoltaico conectado a la red.



Así mismo, con el avance tecnológico de la electrónica de potencia, la utilización de un proceso para la inversión de energía proveniente de los paneles fotovoltaicos ha dado un cambio radical entre aquellos convertidores de líneas conmutadas y los de conmutación de alta frecuencia totalmente controlados, donde la selección de semiconductores, elementos de componentes eléctricos, las pérdidas, el tamaño y

³ DUGAN R.C. and McDERMOTT T.E., "Distributed Generation", IEEE Industry Application Magazine, volumen 8 no. 2, pág. 19 – 25. 2002

⁴ GENEVIEVE C. NGO, JUDD KRISTIAN I. FLORIZA, CHRISTINE MAY C. CREAMYLA, FELAN CARLO C. GARCIA, AND EREES QUEEN B. MACABEBE, "Real-time energy monitoring system for grid-tied Photovoltaic installations", TECON 2015- 2015 IEEE.

el precio del inversor, dependen del desempeño que tiene la corriente al pasar de forma continua a alterna y de potenciar la tensión de entrada cuando sea menor al voltaje de la red. Por esta razón, las nuevas topologías y estructuras de inversores DC/AC trifásicos adquiere importancia en la búsqueda de mejores alternativas para la transformación de energía proveniente de los paneles fotovoltaicos y la inyección de potencia a la red⁵.

Partiendo de lo anterior, este trabajo se fundamenta en una topología de inversor trifásico denominada inversor fuente Z (Z-source inverter, ZSI)⁶, la cual permite no solo la conversión DC/AC, sino también realizar la operación de elevación de tensión de entrada mediante una red de impedancias propia de la topología. En este trabajo se realiza un contraste de tres técnicas de modulación para esta topología: SBC (Simple Boost Control, Control de amplificación simple), MBC (Maximun Boost Control, Control de amplificación máxima) y MCBC (Maximum Constant Boost Control, Control de amplificación constante máxima). Estas tres estrategias generan el estado de cortocircuito (*shoot-through*) esencial en las conmutaciones del puente inversor trifásico para la amplificación de la tensión de entrada, tensión proveniente del arreglo fotovoltaico.

Además, con el fin de aprovechar toda la potencia que el arreglo fotovoltaico genera, se considera el seguimiento del punto máximo de potencia (*MPPT*) de los paneles fotovoltaicos mediante el algoritmo P&O clásico y a su vez se controla la inyección de corriente a la red mediante el algoritmo predictivo *Deadbeat*.

De acuerdo a lo anterior, a continuación, se presentan los objetivos de este trabajo de grado.

⁵ Ibíd.

⁶ PENG, FANG ZHENG, "Z-Source Inverter", IEEE transactions on industry Applications, Vol. 39, No. 2, Marzo/Abril 2003 pág. 504-510

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Identificar el funcionamiento de inversores trifásicos tipo fuente Z en sistemas fotovoltaicos conectados a la red bajo diferentes estrategias de modulación, considerando a su vez el seguimiento del punto de máxima potencia del generador fotovoltaico y el control de la potencia inyectada a la red.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Identificar las características de operación de estrategias de modulación para inversores trifásicos tipo fuente Z y analizar su aplicación en sistemas fotovoltaicos conectados a la red.
- Simular las estrategias de modulación para el inversor trifásico tipo fuente Z con el algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia P&O, y el control de la potencia inyectada a la red mediante el software PSIM.
- Definir ventajas y desventajas entre las estrategias de modulación.

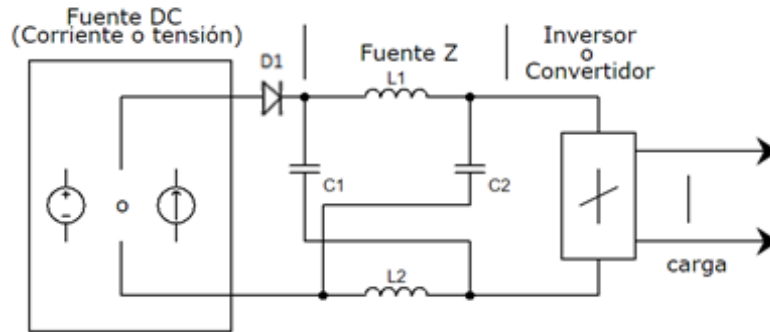
2. INVERSOR TIPO FUENTE Z (Z-SOURCE INVERTER – ZSI)

La tensión de los paneles fotovoltaicos varía ampliamente con la temperatura y la radiación, por lo que si se utiliza un inversor tradicional tipo fuente de tensión para conectar un arreglo de paneles solares a la red, normalmente se requiere de un transformador y/o un convertidor de DC/DC para garantizar un nivel de tensión adecuado al momento de realizar la conexión del inversor a la red y/o carga⁷. En términos generales, la entrada de tensión DC del inversor tradicional debe ser siempre mayor que la salida pico AC en el punto de conexión de éste a la red eléctrica, con el fin de no perder la controlabilidad del sistema. Además, los inversores tradicionales deben presentar un tiempo muerto entre la conmutación de los interruptores superiores e inferiores de una rama del puente para evitar cortocircuitos, siendo estos los inconvenientes más usuales en estas topologías.

Para superar los problemas que presentan los convertidores tipo fuente de tensión y de corriente, se presenta un convertidor impedancia-alimentación abreviado como CONVERTIDOR TIPO FUENTE Z (Z-source converter, ZSC), figura 2. Su método de control para la implementación DC/AC, AC/DC, AC/AC, y DC/DC en conversión de la energía, emplea una única red de impedancia para acoplar el circuito principal del convertidor a la fuente de alimentación, carga u otro convertidor. Como resultado, el ZSC proporciona características únicas que no pueden ser observadas en los tradicionales convertidores tipo fuente de tensión y corriente, en los que se usan un capacitor y un inductor, respectivamente, y tan solo constan de una sola etapa.

⁷ VIDHYARUBINI, N., ROHINI, G., “Z-Source Inverter Based Photovoltaic Power Generation System: Emerging Trends in Electrical and Computer Technology” ICETECT, 2011

Figura 2. Estructura general de un convertidor tipo fuente Z.



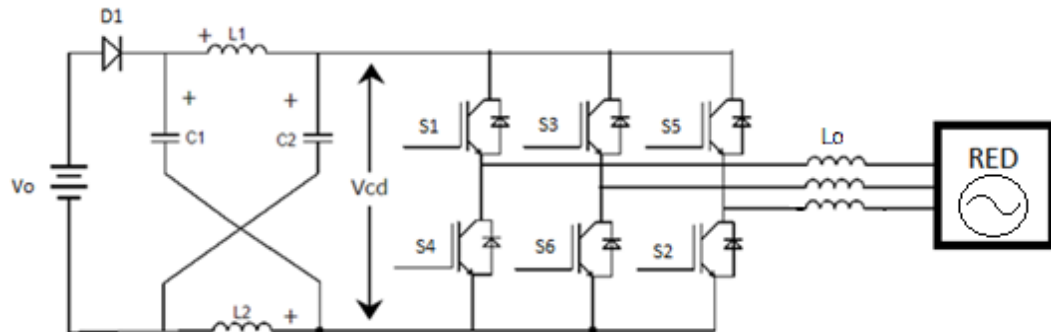
El Inversor tipo fuente Z (Z-source inverter, ZSI) es atractivo por tres razones principales: en primer lugar, el ZSI tiene dos controles independientes, el PWM tradicional y el ciclo de trabajo (*shoot-through* o estados de cortocircuito), proporcionando la habilidad de producir cualquier salida de tensión AC deseada, mayor o menor a la tensión de entrada. Segundo, el ZSI proporciona las mismas características de un inversor en conjunto con un convertidor DC/DC elevador, y aun así su sola etapa es menos compleja y más rentable. Tercero, el ZSI tiene la ventaja de una mejor fiabilidad debido al hecho que al momento del *shoot-through* o estados de cortocircuito, no se daña el inversor gracias al diodo *D1* (ver figura 3) que opera en polarización inversa y protege la entrada de tensión cuando se cortocircuitan las ramas del inversor⁸.

El ZSI es usado principalmente como un convertidor DC/AC, como se mencionó anteriormente, consta de una sola etapa, ya que una de sus principales ventajas es la de invertir y elevar la tensión DC del sistema fotovoltaico. El ZSI emplea una red de impedancia integrada por dos inductores y dos capacitores conectados diagonalmente y posteriormente la etapa del inversor, en este caso trifásico, con sus característicos seis interruptores ordenados en tres pares denominados ramas

⁸ Ibíd.

del inversor. A diferencia de un inversor de dos etapas, el ZSI no requiere de un transformador de línea, ver figura 3.

Figura 3. Topología del inversor trifásico tipo fuente Z.



2.1 FUNCIONAMIENTO

El principio de operación del ZSI se analiza en función de la etapa de inversión de salida. Dicha etapa se compone de las tres ramas del inversor, figura 3, que es igual a la etapa inversora de salida de un convertidor convencional. El inversor tipo fuente de tensión tradicional consta de ocho posibles estados, seis de los cuales son estados de conmutación activa, debido a que la conmutación de los interruptores depende de las características de la carga para establecer una diferencia de potencial y por ende haya una corriente a través de ella. Los otros dos estados del inversor de salida corresponden a estados denominados de conmutación cero, acá la carga es cortocircuitada, ya sea por la conmutación de los tres interruptores inferiores o superiores, estableciéndose al mismo nivel de potencial. Sin embargo, el ZSI, como se muestra en la Tabla 1, contiene los mismos ocho estados de conmutación del inversor tradicional, más siete estados adicionales de cortocircuito (*shoot-through*) que se logran conmutando ya sea una rama, dos o las tres ramas del Z-source. Cuando los estados de cortocircuito ocurren, la tensión en la carga es cero y la tensión de alimentación se ve protegida por la impedancia de entrada en

la red, contraria y prohibida en la topología fuente de tensión convencional, donde la fuente de tensión de alimentación entra en cortocircuito destruyendo el inversor⁹.

Tabla 1. Estados de conmutación del ZSI Trifásico.

Estados de conmutación	S1	S4	S3	S6	S5	S2
Activo 1	1	0	0	1	0	1
Activo 2	1	0	1	0	0	1
Activo 3	1	0	0	1	1	0
Activo 4	0	1	1	0	0	1
Activo 5	0	1	1	0	1	0
Activo 6	0	1	0	1	1	0
Estado cero 1	0	1	0	1	0	1
Estado cero 2	1	0	1	0	1	0
Shoot-Through 1	1	1	S3	S3'	S5	S5'
Shoot-Through 2	S1	S1'	1	1	S5	S5'
Shoot-Through 3	S1	S1'	S3	S3'	1	1
Shoot-Through 4	1	1	1	1	S5	S5'
Shoot-Through 5	1	1	S3	S3'	1	1
Shoot-Through 6	S1	S1'	1	1	1	1
Shoot-Through 7	1	1	1	1	1	1

Dependiendo de los estados de conmutación del inversor fuente Z se pueden obtener tres modos de operación¹⁰:

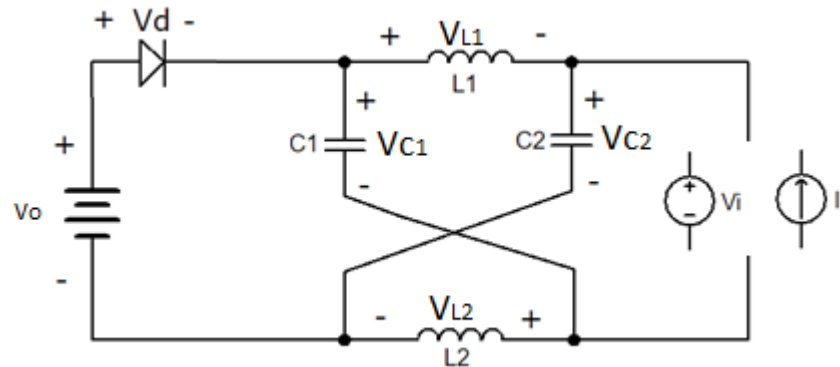
- Modo 1: El inversor está operando en uno de los seis estados activos posibles, se analiza desde la fuente de entrada y se aprecia en la salida como una fuente de corriente o tensión equivalente, como se muestra en la figura 4. Durante esta etapa, el voltaje de la fuente de DC aparece a través de los inductores y de los

⁹ SÁNCHEZ, Victor M., CHAN PUE, Freddy, RAMÍREZ, Juan M, ROSAS CARO, Julio C, “Convertidor fuente z para aplicaciones fotovoltaicas”, Universidad de Quintana Roo, División de Ciencias e Ingenierías, Disponible en línea: https://www.researchgate.net/profile/Chan_Freddy/publication/272507034_CONVERTIDOR_FUENTE_Z_PARA_APLICACIONES_FOTOVOLTAICAS/links/54e78db40cf27a6de10a7a6f.pdf

¹⁰ HANIF, M., BASU, M., GAUGHAN, K., “Understanding the operation of a Z-source inverter for photovoltaic application with a design example”, IET Power Electronics, Volume: 4, Issue: 3, Marzo 2011

condensadores. Los condensadores se cargan (permanecen cargados en estado estacionario) y la energía fluye a la carga a través de los inductores. Los inductores se descargan en esta etapa.

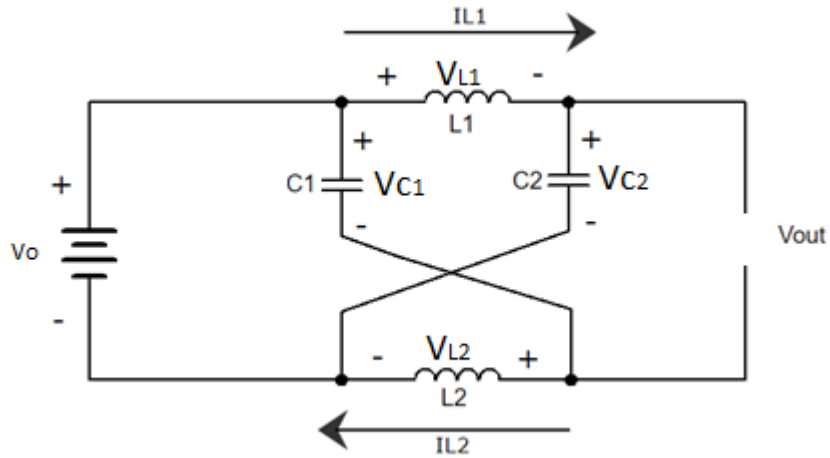
Figura 4. Circuito equivalente del inversor fuente Z visto desde la fuente de entrada.



- Modo 2: El inversor está funcionando en uno de los dos estados cero, acá la conexión se establece en la activación de los tres interruptores superiores o en la activación de los tres interruptores inferiores, cortocircuitando la carga. Durante este estado, visto desde la fuente de entrada, se observa un circuito abierto en el lado de la carga, al igual que el flujo de corriente se hace cero (figura 5), entonces V_0 :

$$V_0 = V_{C2} + V_{L1} \quad \text{ó} \quad V_0 = V_{C1} + V_{L2} \quad (1.1)$$

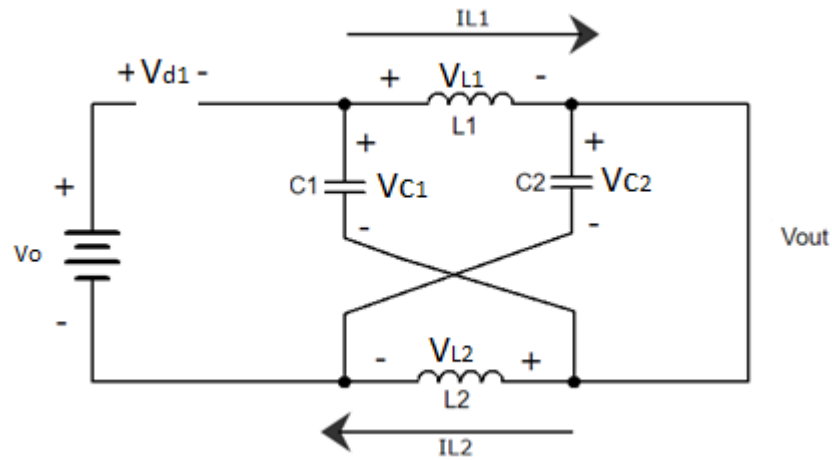
Figura 5. Circuito equivalente del inversor fuente Z visto desde la fuente de entrada, operando en el estado de cortocircuito en la carga.



- Modo 3: Acá el estado del inversor fuente Z corresponde al estado de conmutación cero adicional y característicos del Z-source, denominado estado de cortocircuito (*shoot-through*) del inversor de salida, el cual se establece mediante la conmutación de los dos interruptores de una, dos o de las tres ramas del inversor. La figura 6, muestra el circuito equivalente del inversor fuente Z visto desde la fuente de entrada. Durante este estado de corto, los capacitores quedan conectados en serie y polarizan de forma inversa el diodo por lo que este no conduce. Durante este estado de cortocircuito el voltaje visto a la salida de la red de impedancia es cero. En este modo el panel queda separado del puente inversor por el diodo, y la tensión del diodo V_{d1} es mayor que la tensión de entrada V_0 , entonces:

$$V_{d1} = 2V_C \quad (1.2)$$

Figura 6. Circuito equivalente del inversor fuente Z visto desde la fuente de entrada en el estado de cortocircuito.



Bajo el análisis de los modos de operación se puede establecer que una red de impedancia Z , protege el cortocircuito de la fuente de alimentación principal cuando aparece el estado de conmutación adicional. Esta red de impedancia está conformada por elementos de almacenamiento de energía lineales tales como condensadores e inductancias. Estas topologías han servido para mejorar el rendimiento y solventar muchos de los principales problemas de los inversores de corriente o de tensión¹¹.

Asumiendo que los inductores L_1 y L_2 y los capacitores C_1 y C_2 de la figura 3, tienen el mismo valor ($L_1=L_2=L$ y $C_1=C_2=C$), respectivamente, entonces:

$$\left. \begin{array}{l} V_{L1} = V_{L2} = V_L \\ V_{C1} = V_{C2} = V_C \end{array} \right\} \quad (1.3)$$

Durante el modo 3 o modo de *shoot-through*, mencionado en el capítulo anterior, en un tiempo T_0 se obtiene que:

$$\left. \begin{array}{l} V_L = V_C \\ V_{d1} = 2V_C \\ V_{out} = 0 \end{array} \right\} \quad (1.4)$$

¹¹ FERNÁNDEZ, E., PAREDES, A., ROMERAL, L., SALA, V., "Técnicas de control y modulación aplicadas a convertidores con redes de impedancia para sistemas de tracción.", IEEE, 2016

Y durante los modos 1 y 2 en un intervalo T_1 se obtiene:

$$\left. \begin{aligned} V_L &\neq V_C, V_{d1} = V_0 = V_L + V_C \\ V_L &= V_0 - V_C = V_C - V_{out} \\ V_{out} &= V_C - V_L = 2V_C - V_0 \end{aligned} \right\} \quad (1.5)$$

Durante el estado estacionario, el voltaje promedio a través de $V_{L1} = 0$, en un periodo de conmutación T .

$$\overline{V_L} = V_C T_0 + (V_0 - V_C) T_1 = 0$$

$$\frac{V_C}{V_0} = \frac{T_1}{T_1 - T_0} \quad (1.6)$$

En donde T_1 es el periodo sin *shoot-through* o *estado activo* con tensión de salida V_{out} expresada en (1.5) y T_0 es el periodo de *shoot-through*, con $V_{out} = 0$. Entonces la tensión de salida del bus de continua V_{out} o V_{CD} , del puente inversor quedaría expresado de la siguiente manera:

$$V_{out} = \frac{0 \cdot T_0 + T_1(2V_C - V_0)}{T} = \frac{T_1(2V_C - V_0)}{T} = \frac{T_1}{T_1 - T_0} V_0 \quad (1.7)$$

Entonces de la ecuación (1.6) y (1.7) se obtiene:

$$V_{out} = \frac{T_1}{T_1 - T_0} V_0 = V_C \quad (1.8)$$

La tensión del bus de continua durante el estado activo de conmutación

$$V_{out} = V_C - V_L = 2V_C - V_0 \quad (1.9)$$

Y sustituyendo V_C de (1.6) en (1.9) se obtiene que

$$V_{out} = \frac{T}{T_1 - T_0} V_0 = B V_0 \quad (1.10)$$

Donde B es el factor de elevación y se expresa como

$$B = \frac{T}{T_1 - T_0} = \frac{1}{1 - (2\frac{T_0}{T})} \geq 1 \quad (1.11)$$

Donde $T_0 + T_1 = T$ y T expresado mediante (1.12), siendo f_{sh} la frecuencia de conmutación.

$$T = \frac{1}{f_{sh}} \quad (1.12)$$

Del mismo modo el factor de elevación B puede ser expresado directamente como la ecuación (1.13), donde D_{sh} es el ciclo de trabajo para el inversor y se define en (1.14) como el tiempo de corto T_0 entre el periodo de conmutación T .

$$B = \frac{V_{out}}{V_0} = \frac{1}{1 - (2D_{sh})} \quad (1.13)$$

$$D_{sh} = \frac{T_0}{T} \quad (1.14)$$

La tensión de salida de fase pico del inversor se expresa como:

$$v_{ref} = \frac{M V_{out}}{2} = \frac{M B V_0}{2} \quad (1.15)$$

Siendo M el índice de modulación del PWM del inversor tradicional. Este se define generalmente como la amplitud de la señal moduladora o de referencia (V_{ref}), con

respecto al valor pico-pico de la señal portadora o triangular (V_{pp}). La variación de índice de modulación estará entre 0 y 1¹²:

$$M = \frac{v_{ref}}{V_{pp}} \quad (1.16)$$

El índice de modulación M , producto de la modulación PWM en el inversor, en función de la ganancia de tensión del inversor se puede expresar por (1.17)

$$G = MB \quad (1.17)$$

2.2 OBTENCIÓN DE LA RED DE IMPEDANCIA Z

La red de impedancia Z es un circuito extra del ZSI en el lado de DC del inversor, esta permite aumentar la tensión a comparación de la obtenida por el arreglo de paneles solares. Para el diseño de los capacitores de la red se considera que la corriente de los inductores es constante y se asume la constante K_c como el factor de rizo de tensión, con esto, la capacitancia puede expresarse como se muestra en (1.18)¹³.

$$C = \frac{P_{pv} D_{sh} (1 - D_{sh})}{K_C f_{sh} V_o^2 (1 - 2D_{sh})} \quad (1.18)$$

Donde P_{pv} es la potencia obtenida del panel fotovoltaico.

¹² LÓPEZ, D., CAMACHO, G., DÍAZ, O., GAVIRIA, C., "Modulación PWM aplicada a inversores trifásicos dentro del esquema de accionamientos eléctrico AC", Universidad del Cauca, 2007

¹³ CHENG, T.H., ZULKIFLI, S. A., BADRUL, N. M., "Applying of MPPT algorithm in Z-Source Inverter for PV Solar Generation", IEEE, 2017

Para el diseño de los inductores se considera que la tensión del capacitor es constante y el factor del rizo de corriente es K_L , entonces la inductancia se puede calcular de la siguiente manera¹⁴:

$$L = \frac{V_o^2 D_{sh}(1-D_{sh})}{K_L f_{sh} P_{pv}(1-2D_{sh})} \quad (1.19)$$

¹⁴ Ibíd.

3. ESTRATEGIAS DE MODULACIÓN

Para el control de ganancia en la elevación de la tensión y del aprovechamiento en la máxima potencia extraída en la entrada de los paneles fotovoltaicos, se emplea en el inversor fuente Z, tres técnicas o estrategias existentes de modulación propias de él¹⁵. Este control del inversor tipo Z se realiza mediante las siguientes técnicas tradicionales de modulación por ancho de pulso (Pulse Width Modulation, PWM):

- Control de amplificación simple (Simple Boost Control, SBC).
- Control de amplificación máxima (Maximum Boost Control, MBC).
- Control de amplificación constante máxima (Maximum Constant Boost Control, MCBC).

3.1 CONTROL DE AMPLIFICACIÓN SIMPLE (SIMPLE BOOST CONTROL, SBC)

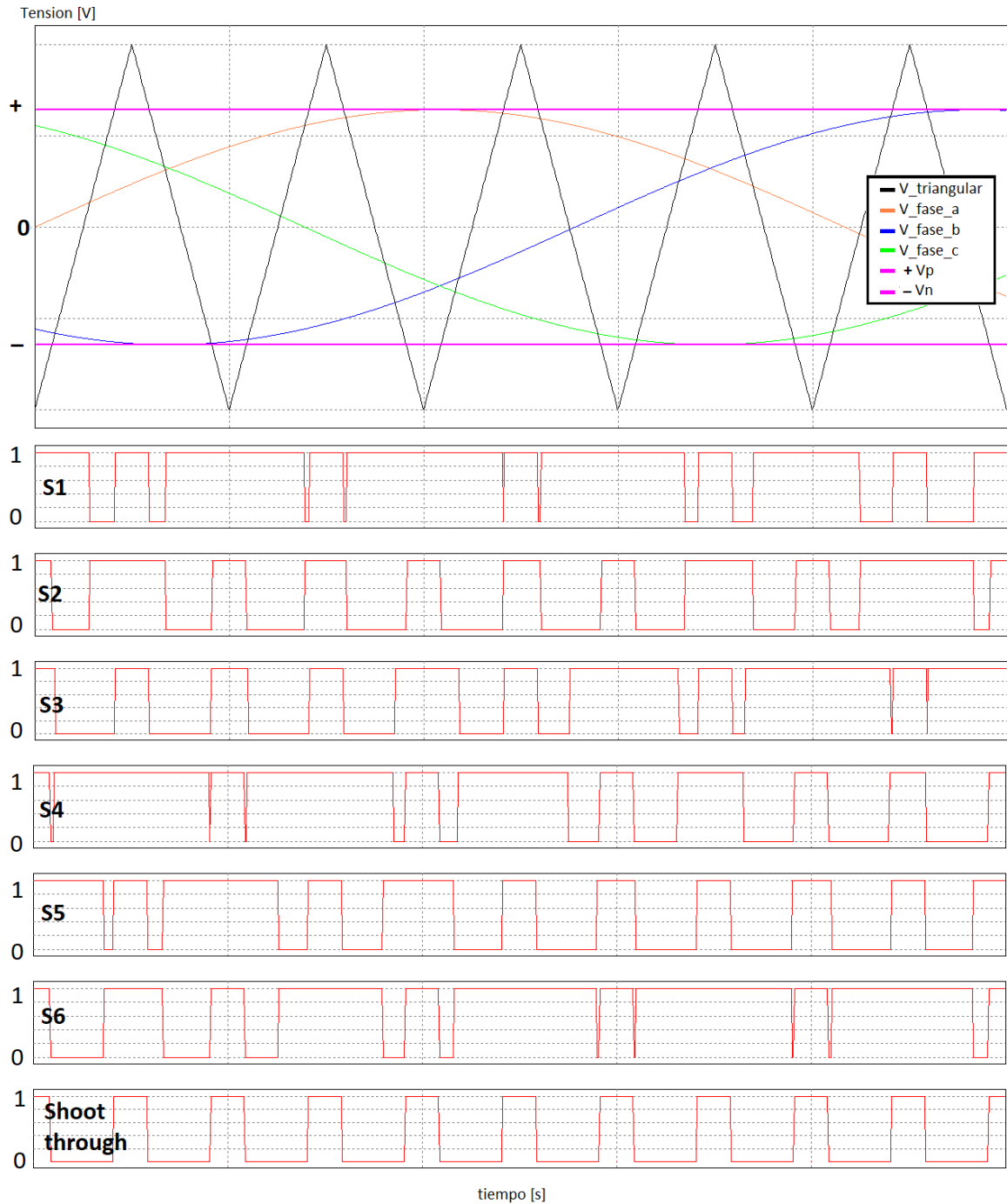
En este control, dos líneas rectas son usadas como límites de referencia del estado de cortocircuito, V_p y V_n , superior e inferior, respectivamente, como se muestra en la figura 7. Cuando la forma de onda triangular es mayor que V_p o menor que V_n , todos los interruptores del inversor (ver figura 3) cambian a estado activo, ocasionando un estado de cortocircuito (*shoot-through*). En este método de control, el ciclo de trabajo (D_{sh}) disminuye cuando aumenta el índice de modulación (M) siendo estos inversamente proporcionales.

Como ya es conocida la técnica PWM sinusoidal, compara dos señales de tensión, una triangular (señal de tensión portadora pico-pico, V_{pp}) y una sinusoidal (señal

¹⁵ PENG, FANG ZHENG, Op. Cit.

moduladora, V_a , V_b , V_c , ó V_{ref}), esta debe contener las características de la señal de tensión por fase de la red a la cual el inversor debe conectarse.

Figura 7. Estrategia control de amplificación simple.



Se debe considerar que para la elección del ciclo de trabajo Dsh , debe cumplir con la restricción de la ecuación (2.1):

$$Dsh = 1 - M \quad (2.1)$$

Con esto se asegura que la señal $+Vp$ esté siempre por encima de las tensiones sinusoidales de referencia $Vref$, y $-Vn$ por debajo de las mismas señales de tensión, siendo posible obtener los estados de *shoot-through* sin afectar la operación del PWM del inversor.

El valor de las tensiones sinusoidales de referencia $Vref$, para cumplir con determinado Dsh se obtiene de la ecuación (2.2).

$$Vref = \frac{Vpp}{2} (1 - Dsh) \quad (2.2)$$

3.2 CONTROL DE AMPLIFICACIÓN MÁXIMA (MAXIMUM BOOST CONTROL, MBC)

Esta estrategia es usada para obtener la amplificación máxima de tensión de entrada, donde reducir la tensión del bus de continua bajo una ganancia de tensión deseada se vuelve importante para el control del inversor fuente Z. Como se analizó anteriormente, la ganancia de tensión se define con la ecuación (1.17) y el bus de continua con la ecuación (1.10), por lo tanto, para minimizar la tensión de este bus para cualquier ganancia (G) dada, se debe minimizar B y maximizar M . Por otra parte, se debe maximizar B para cualquier índice de modulación dado y lograr la máxima ganancia de tensión. En consecuencia, se debe hacer el ciclo de trabajo de

shoot-through tan grande como sea posible¹⁶. Este modo de control pone en estado de cortocircuito todos los estados cero en un ciclo de conmutación. En la figura 8 se puede apreciar el control de máxima amplificación, donde el contorno superior de las tres ondas sinusoidales juntas (+Vp), y el contorno inferior de las tres ondas sinusoidales juntas (-Vn), actúan como las referencias del estado de cortocircuito superior e inferior respectivamente, estos niveles son comparadas con la onda triangular para realizar el estado de cortocircuito (*shoot-through*)¹⁷.

Como el objetivo es maximizar el ciclo de trabajo del *shoot-through* respecto al límite impuesto por la estrategia SBC, en este método se propone usar la totalidad de los estados de corto del PWM, teniendo como límites los rizados de las tensiones sinusoidales de referencia, V_{ref} . Con el cambio de los límites, la señal de D_{sh} se maximiza y está dado por la ecuación (3.3):

$$D_{sh} = \frac{2\pi - 3\sqrt{3}M}{2\pi} \quad (2.3)$$

3.3 CONTROL DE AMPLIFICACIÓN CONSTANTE MÁXIMA (MAXIMUM CONSTANT BOOST CONTROL, MCBC)

Este método de control alcanza la amplificación máxima al igual que la estrategia MBC y al mismo tiempo mantiene constante el ciclo de trabajo del *shoot-through* a lo largo de un periodo de modulación¹⁸. Como se representa en la figura 9, el principio de funcionamiento es similar a la estrategia SBC, sin embargo, los niveles límites de los estados de corto V_p y V_n , tienen forma sinusoidal, tal como se

¹⁶ PENG, F.Z., SHEN, M., QIAN, Z., “Maximum boost control of the Z-source inverter”, IEEE Trans. Power Electron., 2005, 20, (4), pág. 833–838

¹⁷ HANIF, M., BASU, M., GAUGHAN, K., Op. Cit

¹⁸ *Ibíd.*

presentan en¹⁹. Por el hecho de que las distancias entre los niveles V_p y V_n son constantes a lo largo del periodo de modulación, el valor del ciclo de trabajo se mantendrá constante y a la vez estará maximizado²⁰. El valor de los niveles del ciclo de trabajo se representan mediante la ecuación (2.4):

$$D_{sh} = 1 - \frac{\sqrt{3}M}{2} \quad (2.4)$$

¹⁹ SHEN M., WANG J., JOSEPH A., PENG F.Z., TOLBERT L.M., ADAMS D.J., "Constant boost control of the Z-Source inverter to minimize current ripple and voltage stress", IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRY APPLICATIONS, VOL. 42, No. 3, May/June 2006 pág. 770-778

²⁰ SANTANA, Ricardo J., "Inversor de fonte de impedancia para aplicações em fontes de energia renovável", IST Técnico Lisboa, 2013

Figura 8. Estrategia control de amplificación máxima.

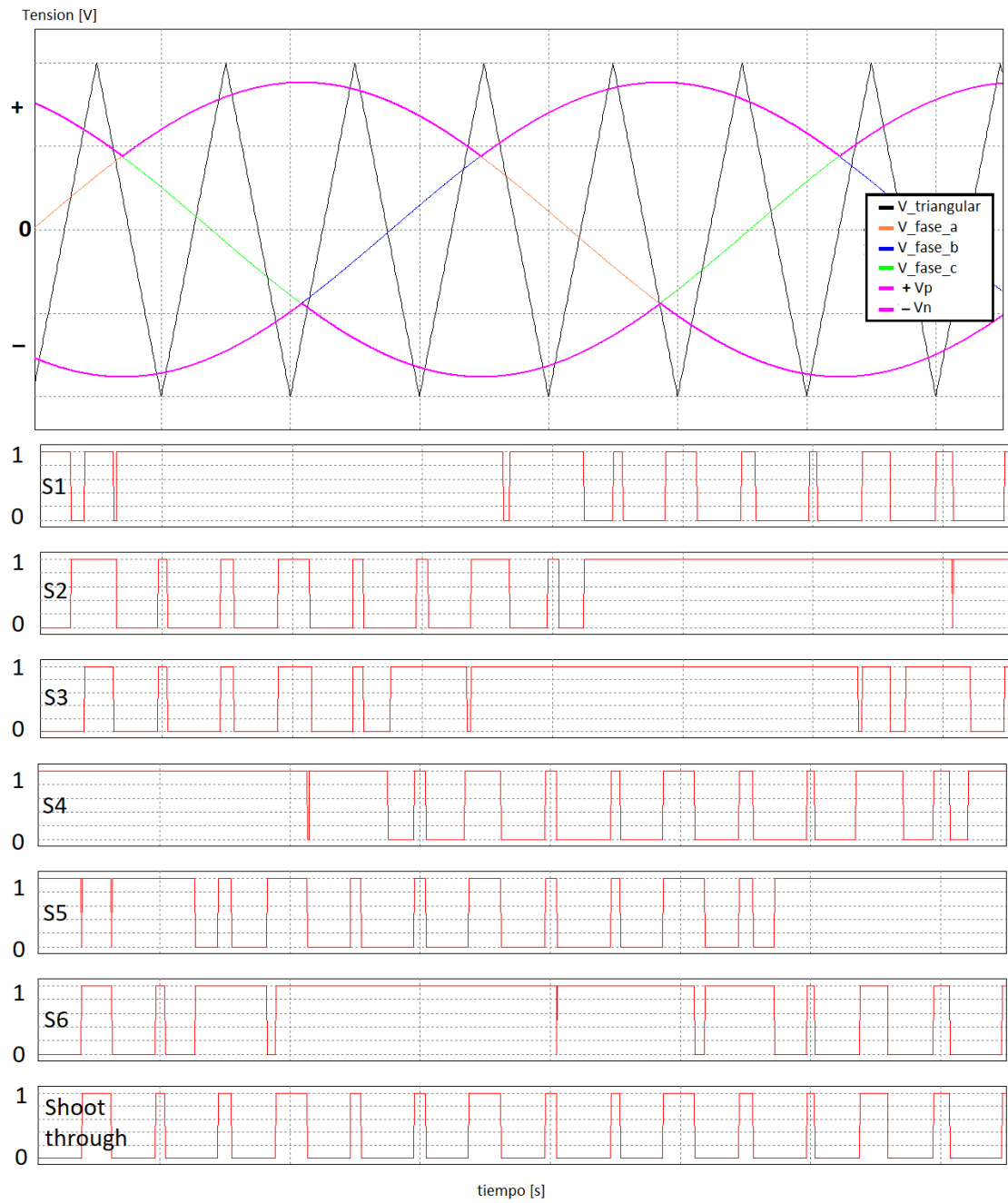
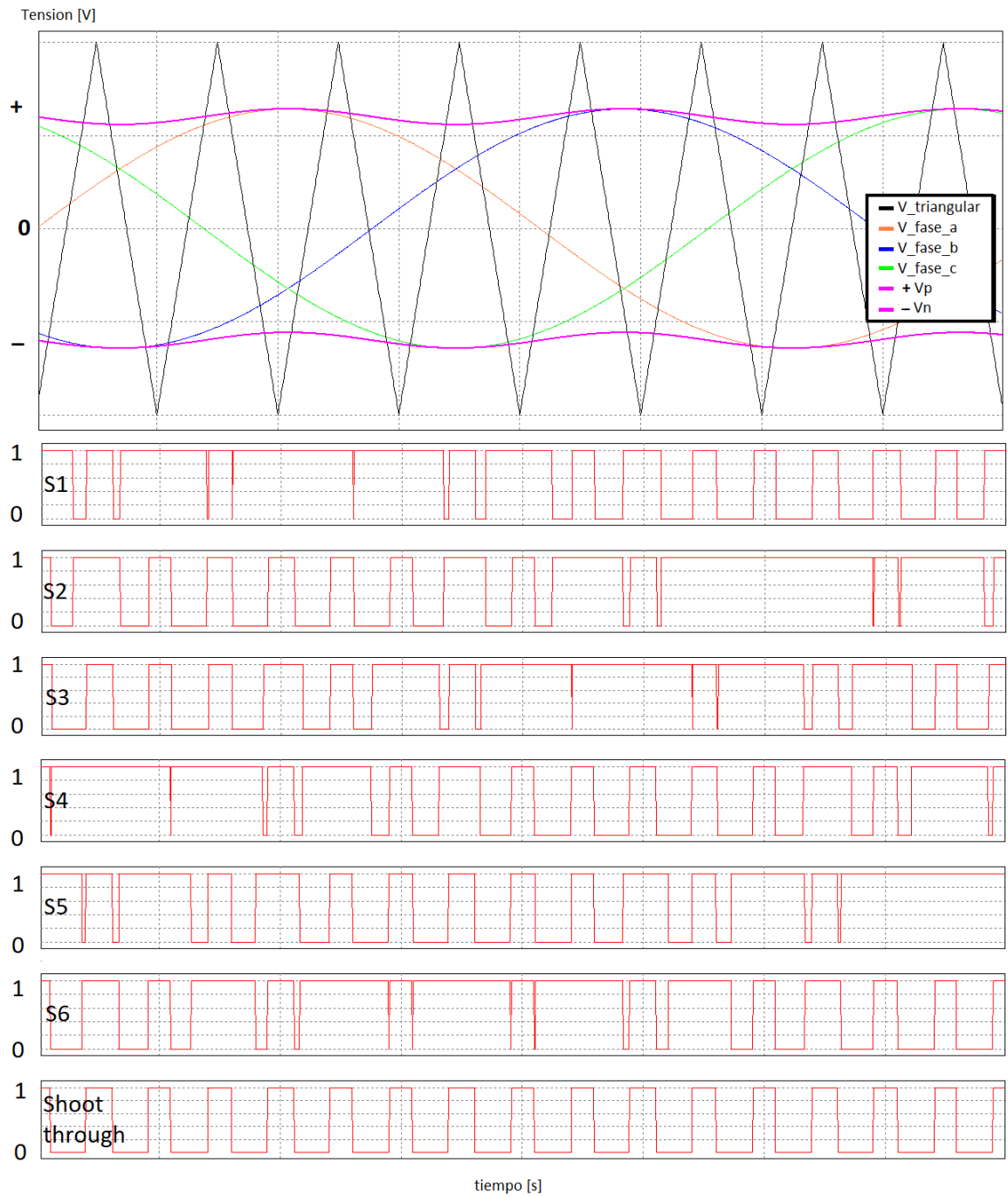


Figura 9. Estrategia control de amplificación máxima constante.



3.4 COMPARACIÓN DE RENDIMIENTO ENTRE TRES DE LAS ESTRATEGIAS DE MODULACIÓN PARA UN ZSI

La ganancia de voltaje del ZSI, como ya se había mostrado anteriormente en (1.17), es $G = MB$ y el voltaje de salida máximo a través del inversor debe ser igual al voltaje pico del bus de continua $V_{CD} = BV_0$. De este modo, la relación entre el ciclo de trabajo *shoot-through* máximo (D_{shmax}) y la ganancia máxima de voltaje (G_{max}) versus el índice de modulación (M); y entre el factor de amplificación (B) versus la ganancia de voltaje (G), para las estrategias SBC, MBC y MCBC, se obtienen de la Tabla 2 y se muestran en la Figura 10, 11 y 12²¹.

Tabla 2. Comparación de diferentes estrategias para un ZSI.

	SBC	MBC	MCBC
Dshmax	$1 - M$	$\frac{2\pi - 3\sqrt{3}M}{2\pi}$	$1 - \frac{\sqrt{3}M}{2}$
Gmax	$\frac{M}{2M - 1}$	$\frac{\pi M}{3\sqrt{3}M - \pi}$	$\frac{M}{\sqrt{3}M - 1}$
B	$2G - 1$	$\frac{3\sqrt{3}G}{\pi} - 1$	$\sqrt{3}G - 1$

²¹ YUSHAN, LIU, HAITHAM, ABU-RUB, BAOMING, GE, "Z-source/Quasi-Z-source Inverters: Derived Networks, Modulations, Controls, and Emerging Applications to Photovoltaic Conversion", IEEE Industrial Electronics Magazine, pág. 32 – 42, 2014

Figura 10. Ciclo de trabajo shoot-through máximo versus índice de modulación.

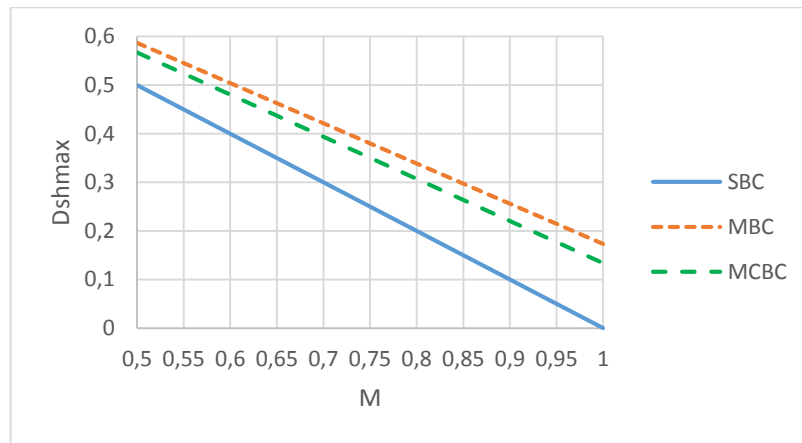
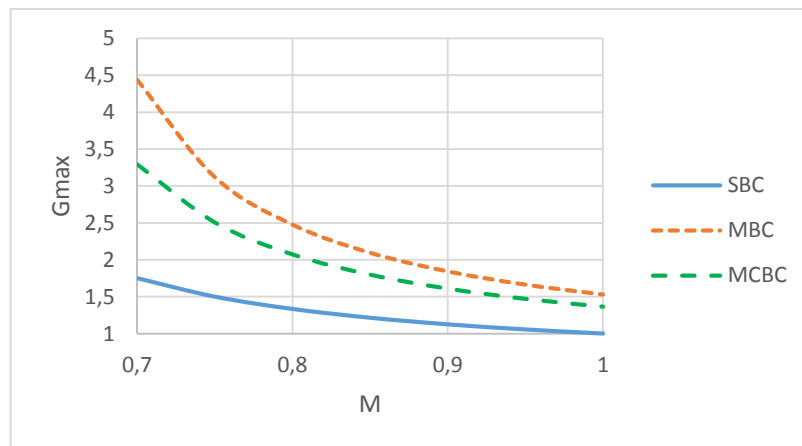


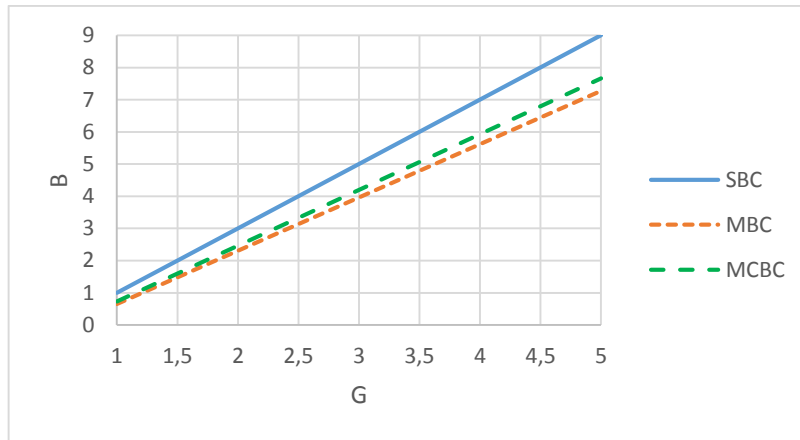
Figura 11. Ganancia de voltaje máximo versus índice de modulación.



Las figuras 10 y 11 muestran como el ZSI presenta un ciclo de trabajo *shoot-through* más grande y una ganancia de voltaje más alta en las estrategias MBC y MCBC en comparación a la estrategia SBC para los índices de modulación dados, al mismo tiempo el factor de amplificación del ZSI son más pequeños en MBC y MCBC, con respecto a SBC, especialmente cuando la ganancia de voltaje es más alta que la unidad. Esto se evidencia en la figura 12²².

²² Ibíd.

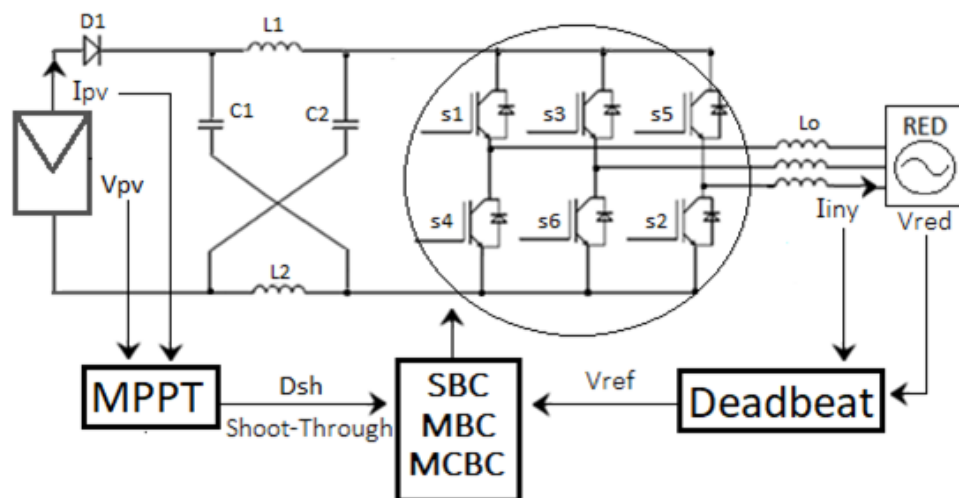
Figura 12. Factor de amplificación versus ganancia de voltaje.



4. ESTRATEGIAS DE CONTROL DEL INVERSOR FUENTE Z CONECTADO A LA RED.

Del esquema general de los sistemas de control del inversor ZSI vistos en la figura 13, se busca, partiendo de las estrategias de control, el cálculo de las señales de conmutación de los dispositivos del convertidor de potencia, con el fin de que las señales generadas por este sigan con el menor error posible las señales de referencia deseadas, para fines de este trabajo se emplea el control de tiempo de establecimiento finito, *Deadbeat*²³. Del mismo modo se debe buscar el máximo aprovechamiento de la potencia suministrada por el panel fotovoltaico acoplado al dispositivo, este tiene un punto de operación único (Maximum power point, *MPP*) en el que puede suministrar la máxima potencia a la carga. Para esto se hace uso de un control donde se siga el punto de máxima potencia (Maximum Power Point Tracker, *MPPT*), con el algoritmo Perturbar y Observar (P&O).

Figura 13. Esquema general de los sistemas de control del ZSI



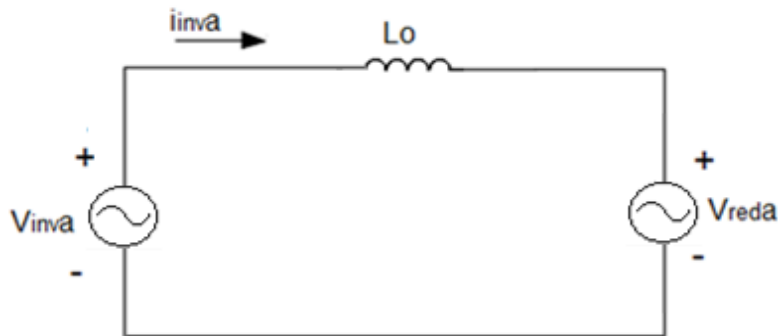
²³ MANTILLA VILLALOBOS, María A., "Modelado y simulación en tiempo real de un compensador estático de potencia para sistemas de distribución", Universidad Industrial de Santander, 2011

4.1 CONTROL DE TIEMPO DE ESTABLECIMIENTO FINITO (*DEADBEAT*)

El control predictivo basado en *Deadbeat* busca calcular o generar el valor que debe tener la tensión a la salida del inversor, de tal manera que la corriente de referencia sea alcanzada en el menor número de periodos de muestreo. Para alcanzar este propósito, el controlador necesita conocer información adicional sobre el sistema a controlar, por eso esta estrategia presenta un mejor comportamiento con relación a otras técnicas de control²⁴.

Para determinar una ecuación del algoritmo *Deadbeat*, se parte del equivalente monofásico de cualquier fase visto desde la salida de la topología del ZSI conectado a la red, como se ve en la figura 14.

Figura 14. Equivalente monofásico visto desde la salida del ZSI conectado a la red



Como se debe generar una tensión de salida con la cual se pueda alcanzar la corriente de referencia en el menor número de periodos de muestreo, se calcula la ecuación de la malla de la figura 14, con los parámetros del circuito en el dominio del tiempo²⁵:

²⁴ Ibid.

²⁵ Ibid.

$$V_{inv}a(t) - V_{red}a(t) = L_o \frac{di_{inv}a(t)}{dt} \quad (3.1)$$

Donde $V_{inv}a(t)$ corresponde a la tensión por fase en la salida del inversor, L_o una inductancia de acople con la red, e $i_{inv}a(t)$ que es la corriente de inyección a la red. Para determinar una ecuación en tiempo discreto n , se aplica la transformada de Laplace a la ecuación (3.1):

$$V_{inv}a(s) - V_{red}a(s) = s L_o i_{inv}a(s) \quad (3.2)$$

Luego la transformada Z a (3.2):

$$V_{inv}a(z) - V_{red}a(z) = \frac{2(z-1)}{T_{db}(z+1)} L_o i_{inv}a(z) \quad (3.3)$$

Por último, se obtiene la señal en el dominio discreto n representada como:

$$V_{inv}a(n) = \frac{L_o}{T_{db}} \left(\frac{i_{inv}a(n+1)}{i_{ref}} - \frac{i_{inv}a(n)}{i_{inv}a} \right) + V_{red}a(n) \quad (3.4)$$

Teniendo en cuenta que la i_{ref} por fase se obtiene como:

$$i_{ref}a = \frac{P_{pv} V_{red}a(t)}{3 V_{red}r_{ms}a^2} \quad (3.5)$$

$$i_{ref}b = \frac{P_{pv} V_{red}b(t)}{3 V_{red}r_{ms}b^2} \quad (3.6)$$

$$i_{ref}c = \frac{P_{pv} V_{red}c(t)}{3 V_{red}r_{ms}c^2} \quad (3.7)$$

Se observa que el controlador depende de parámetros iniciales como la tensión de la red (V_{reda}) y el periodo de muestreo (T_{db}) del algoritmo *Deadbeat*.

De la misma manera que el modelo monofásico, se puede obtener las ecuaciones de las tensiones de un ZSI partiendo del circuito trifásico conectado a la red²⁶:

$$V_{inva}(t) - V_{invb}(t) + V_{redb}(t) - V_{reda}(t) = L_o \frac{di_{inva}(t)}{dt} - L_o \frac{di_{invb}(t)}{dt} \quad (3.8)$$

$$V_{invb}(t) - V_{invc}(t) + V_{redc}(t) - V_{redb}(t) = L_o \frac{di_{invb}(t)}{dt} - L_o \frac{di_{invc}(t)}{dt} \quad (3.9)$$

A partir de (3.8) y (3.9) se determinan las tensiones en el tiempo discreto n del ZSI trifásico:

$$\begin{pmatrix} V_{inva}(n) \\ V_{invb}(n) \\ V_{invc}(n) \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{2}{3} & -\frac{1}{3} & -\frac{1}{3} \\ -\frac{1}{3} & \frac{2}{3} & -\frac{1}{3} \\ -\frac{1}{3} & -\frac{1}{3} & \frac{2}{3} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \frac{L_o}{T_{db}} (i_{refa}(n) - i_{inva}(n)) + V_{reda}(n) \\ \frac{L_o}{T_{db}} (i_{refb}(n) - i_{invb}(n)) + V_{redb}(n) \\ \frac{L_o}{T_{db}} (i_{refc}(n) - i_{invc}(n)) + V_{redc}(n) \end{pmatrix} \quad (3.10)$$

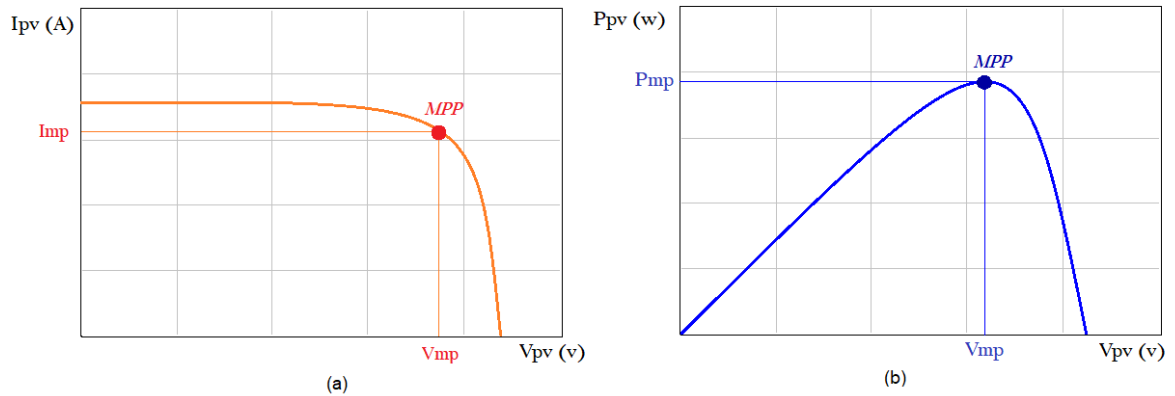
4.2 ALGORITMO DE SEGUIMIENTO DEL PUNTO MÁXIMO DE POTENCIA (MPPT) PERTURBAR Y OBSERVAR (P&O)

Como se había mencionado al principio de este capítulo, un panel fotovoltaico tiene un punto de operación en el que suministra la máxima potencia a la carga, como lo muestra la figura 15. Este punto tiene una variación no lineal debido a la irradiancia solar y a la temperatura de la celda solar. Entonces con el fin de operar en

²⁶ Ibíd.

mencionado punto de máxima potencia, se debe diseñar un controlador o algoritmo de seguimiento de máxima potencia (*MPPT*)²⁷.

Figura 15. (a) Curva I-V y (b) Curva P-V



Los algoritmos de seguimiento del punto de máxima potencia realizan dicho seguimiento básicamente variando el valor del ciclo útil del inversor. Existen varios tipos de algoritmos de seguimiento de máxima potencia, pero para efectos de este trabajo, se estudia y se emplea el algoritmo Perturbar y Observar (*P&O*), el cual es muy utilizado debido a su simplicidad de funcionamiento²⁸. Al modificar el ciclo de trabajo Dsh , en función de la variación de tensión y potencia entregada por el arreglo fotovoltaico, cambiará la manera de conmutación en el inversor, de tal manera se modificará la corriente que se extrae del panel, y por tanto la potencia de este.

El algoritmo *P&O* consiste básicamente en hacer una perturbación en la carga y observar cómo cambia el valor de tensión y de potencia del panel fotovoltaico, y a partir de esas variaciones estimar donde se encuentra el punto máximo de potencia. Si la tensión de operación V_o (salida del panel) se perturba en cierta dirección y la

²⁷ BOTINA, Oscar A., JURADO, Oscar A., “Desarrollo de un controlador electrónico con MPPT para sistemas fotovoltaicos”, Universidad de Nariño, 2015

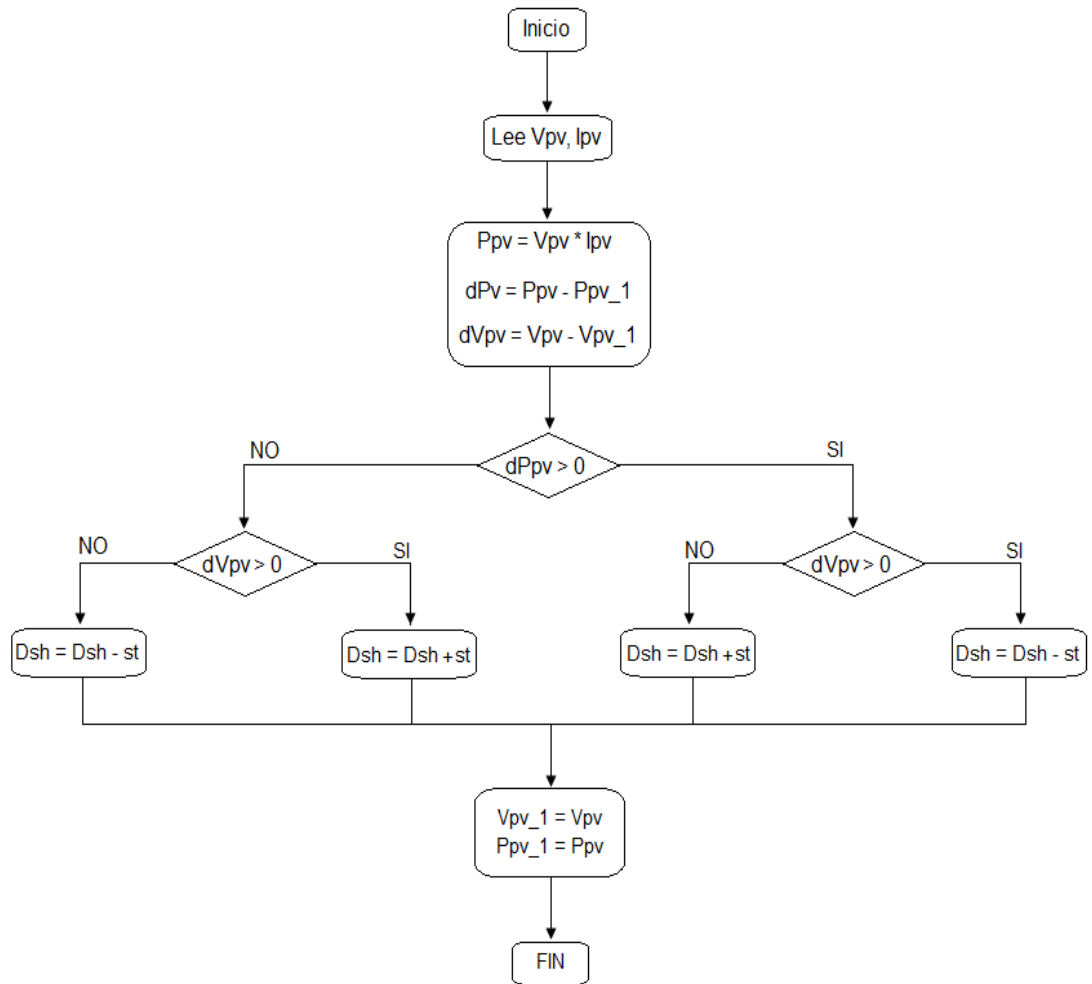
²⁸ RUIZ C., Luis J., BERISTÁIN J., José A., SOSA T., Ian M., HERNÁNDEZ L., Jesús H., “Estudio del algoritmo de seguimiento de punto de máxima potencia Perturbar y Observar”, Revista de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Computación, Vol. 8 No. 1, 2010

potencia del mismo incrementa, significa que este punto de operación se acerca al *MPP*, por lo que el voltaje de operación deberá perturbarse en la misma dirección, de otra forma si la potencia extraída del arreglo fotovoltaico disminuye, el punto de operación se ha movido en dirección opuesta de la ubicación del *MPP*, por lo tanto, deberá ser perturbado en dirección contraria a la que tenía²⁹.

En la figura 16, se muestra el diagrama de flujo del algoritmo de control P&O tradicional, el algoritmo toma como variables de entrada la corriente y voltaje del arreglo fotovoltaico, por otra parte, existe una variable (*step*, *st*) que representa el paso para realizar la perturbación. El algoritmo lee los datos de voltaje (V_{pv}) y de corriente (I_{pv}), extraídos del arreglo fotovoltaico, con estos valores calcula la potencia instantánea (P_{pv}), y se realiza una comparación con el nivel de potencia de muestreo anterior (P_{pv_1}), del mismo modo se hace para los valores de tensión comparando, el valor de tensión inicial (V_{pv}) con el valor anterior (V_{pv_1}) y de acuerdo a los valores se determina si crece o decrece la salida del ciclo de trabajo *Dsh*.

²⁹ BOTINA, Oscar A., JURADO, Oscar A., Op. Cit.

Figura 16. Diagrama de flujo del algoritmo P&O.



5. RESULTADOS

Estos resultados se obtuvieron a partir de la utilización de la herramienta de simulación PowerSim (PSIM) para las diferentes etapas simuladas que componen este trabajo de grado. Este estudio se inició con los parámetros de operación propuestos que se muestran en la Tabla 3.

Tabla 3. Parámetros de operación y diseño.

Parámetro	Valor
V red	208 [Vrms]
Frecuencia red	60 [Hz]
Irradiancia	1000 [W/m ²]
Temperatura ambiente	25 °C
Pmax panel	1000 [W]
Vmax panel	150 [V]
Imax panel	6.667 [A]
Frecuencia ZSI	10 [kHz]
Frecuencia Deadbeat	10 [kHz]
L1, L2	2 [mH]
Lo	10 [mH]
C1, C2 teórico	4.5 [μf]
C1, C2 simulación	1500 [μf]

Se seleccionaron valores de operación de red teniendo en cuenta la conexión de la topología del inversor al sistema eléctrico colombiano. De igual manera se consideraron valores estándar de potencia, tensión, irradiancia y temperatura ambiente en el arreglo fotovoltaico. En la Tabla 3 también se observa el valor de frecuencia de la señal portadora del ZSI, la frecuencia de muestreo del algoritmo *Deadbeat* para el seguimiento de la corriente de referencia, el filtro de acople *Lo* a la red trifásica que determina el rizado de la corriente de seguimiento en el algoritmo *Deadbeat* y finalmente se calcularon los valores de los elementos de la red de

impedancia aplicando las ecuaciones de diseño (1.18) y (1.19) de las estrategias del ZSI del capítulo 2.

Los valores de los capacitores calculados teóricamente no permitían un correcto funcionamiento de las estrategias al realizar las simulaciones, por tanto, se tomó un valor de capacitancia determinado por medio de simulaciones el cual permitió un mejor funcionamiento del inversor. En términos generales, mediante las simulaciones se determinó que valores de capacitancia entre $1000 [\mu f]$ y $1800 [\mu f]$ proporcionaban un comportamiento adecuado, por lo que se seleccionó un valor de $1500 [\mu f]$.

Para determinar la potencia inyectada a la red por el inversor se usó la ecuación (4.1).

$$P_{iny} = 3V_{red}I_{inv} \quad (4.1)$$

Donde V_{red} es la tensión eficaz de fase de la red e I_{inv} es la corriente eficaz inyectada por fase a la red, considerando que las corrientes inyectadas a la red son sinusoidales puras balanceadas de secuencia positiva.

Estos parámetros fueron iguales para cada una de las estrategias con el fin de que el análisis entre estas se hiciera bajo las mismas condiciones, sin necesidad de cambiar el inversor, en cuanto al nivel de tensión que se conecta, red de impedancia y arreglo fotovoltaico.

5.1 ESTRATEGIA SBC

El primer análisis se hace sobre la estrategia SBC, esta estrategia obedece a las ecuaciones ya presentadas en capítulo 1 y sección 2.1 (Funcionamiento y Control

de Amplificación simple, respectivamente). Con el cálculo entre las ecuaciones (1.13), (1.15) y (2.1) se obtienen los parámetros de simulación presentados en la tabla 4.

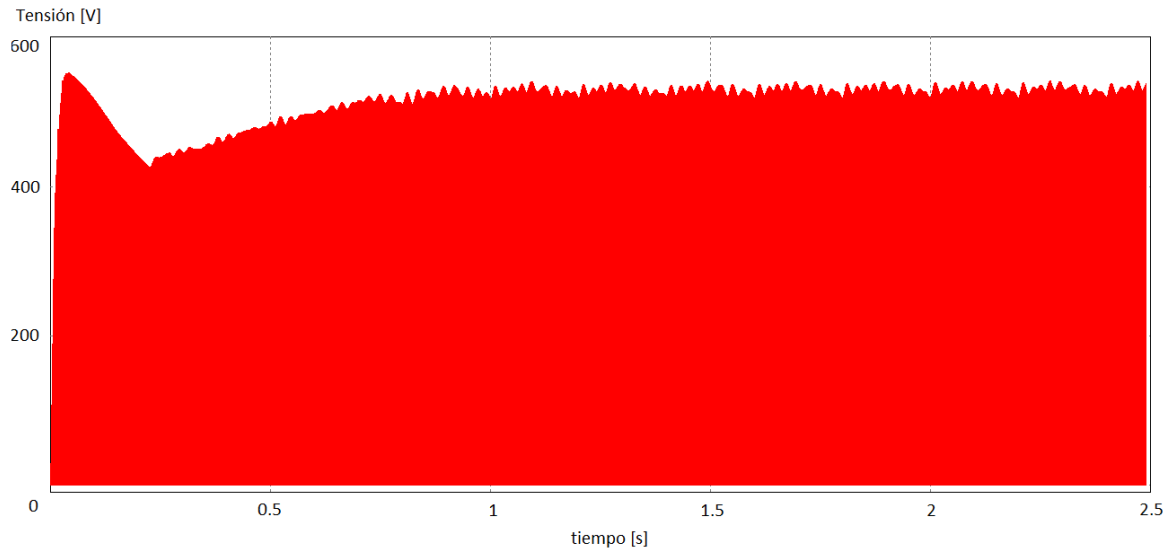
Tabla 4. Parámetros de simulación SBC.

Parámetro	Valor
Dsh	0.358
M	0.642
B	3.521
G	2.261
Vcd	530 [V]

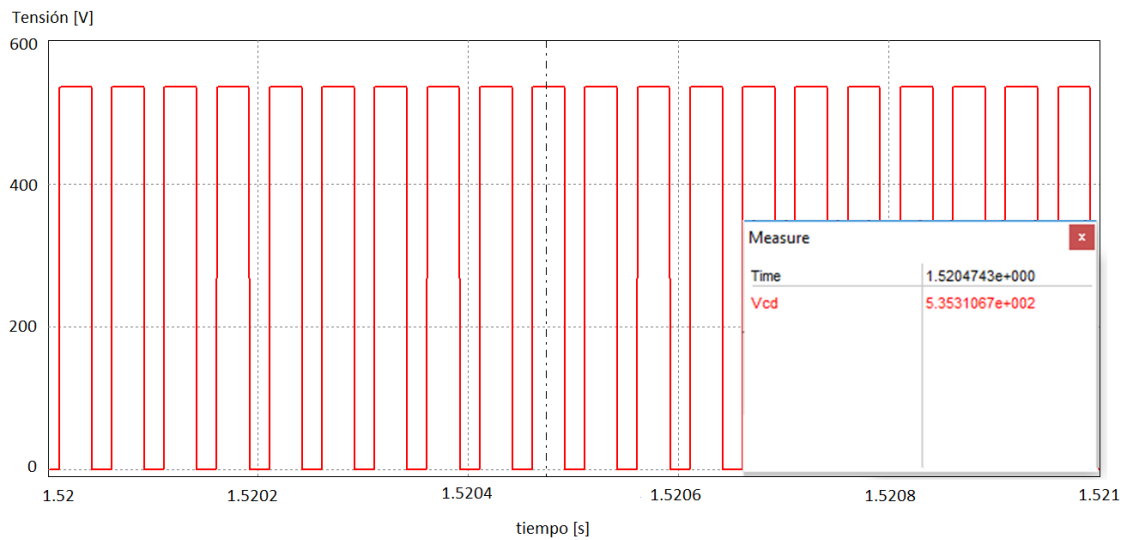
Esta estrategia se controló modificando el ciclo útil (Dsh), haciendo uso del algoritmo P&O para el seguimiento del punto máximo de potencia.

En la figura 17 (a) se puede observar el bus de continua Vcd durante 2.5 segundos. Teóricamente este nivel de tensión debe ser de 530 [V] (nivel de tensión cuando no ocurre el modo *shoot-through*), y en la figura 17 (b) se evidencia que el nivel de tensión obtenido en la simulación es de 535 [V] aproximadamente, una vez se alcanza régimen permanente.

Figura 17. (a) Tensión del bus de continua Vcd del SBC, (b) Tensión de continua Vcd del SBC durante 1 [mS].



(a)



(b)

La figura 18, representa el comportamiento de la potencia del arreglo fotovoltaico (P_{pv}). La figura 19 y la figura 20, muestran la tensión (V_{pv}) y la corriente (I_{pv}) extraída del panel fotovoltaico respectivamente, sabiendo que el producto entre V_{pv} e I_{pv} es igual a P_{pv} . Se observa en la figura 18 que esta potencia es

aproximadamente de $1000 [W]$, el MPPT actúa para mantener la potencia regulada alrededor de la potencia máxima durante todo el funcionamiento del inversor.

Figura 18. Potencia del panel fotovoltaico en SBC, Ppv.

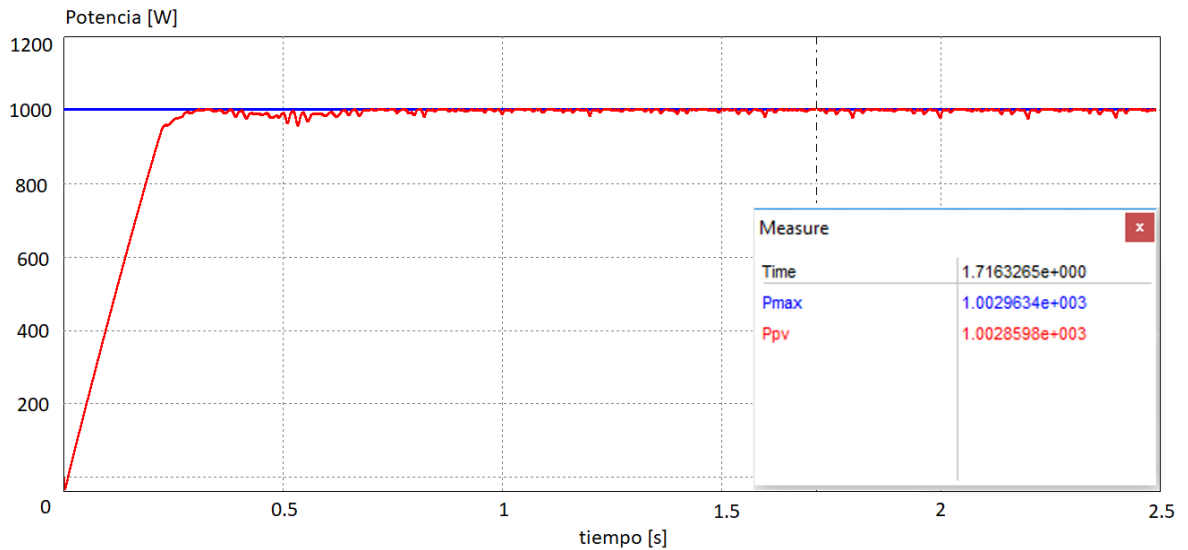


Figura 19. Tensión del panel fotovoltaico en SBC, Vpv.

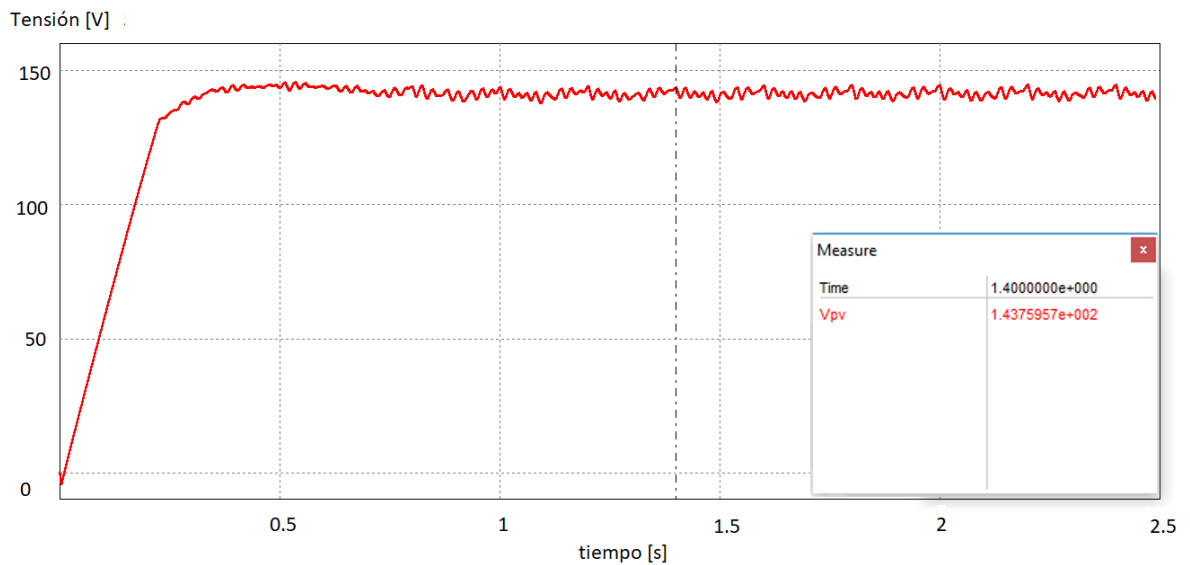
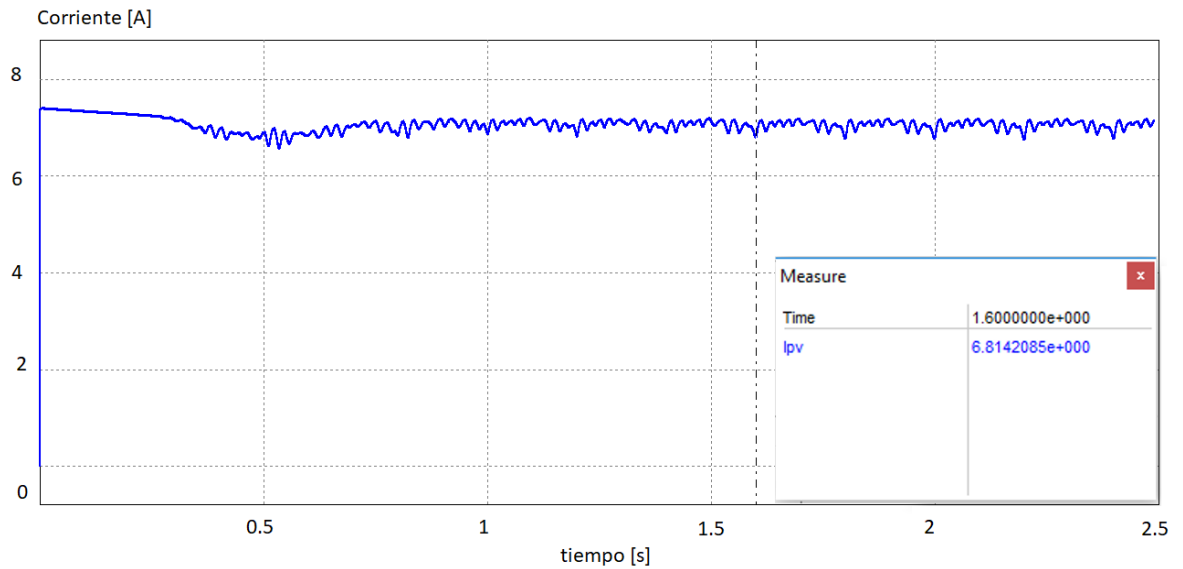


Figura 20. Corriente del panel fotovoltaico en SBC, I_{pv}



La corriente de referencia y la corriente inyectada a la red por fase se aprecian en la figura 21. Es claro notar que la corriente inyectada sigue a la corriente de referencia tratando estas de mantenerse en un nivel pico promedio de 3.92 [A]. La figura 22 muestra el rizo de alta frecuencia debido a la conmutación del inversor de potencia.

Figura 21. Seguimiento de la corriente inyectada con respecto a la corriente de referencia por fase en SBC.

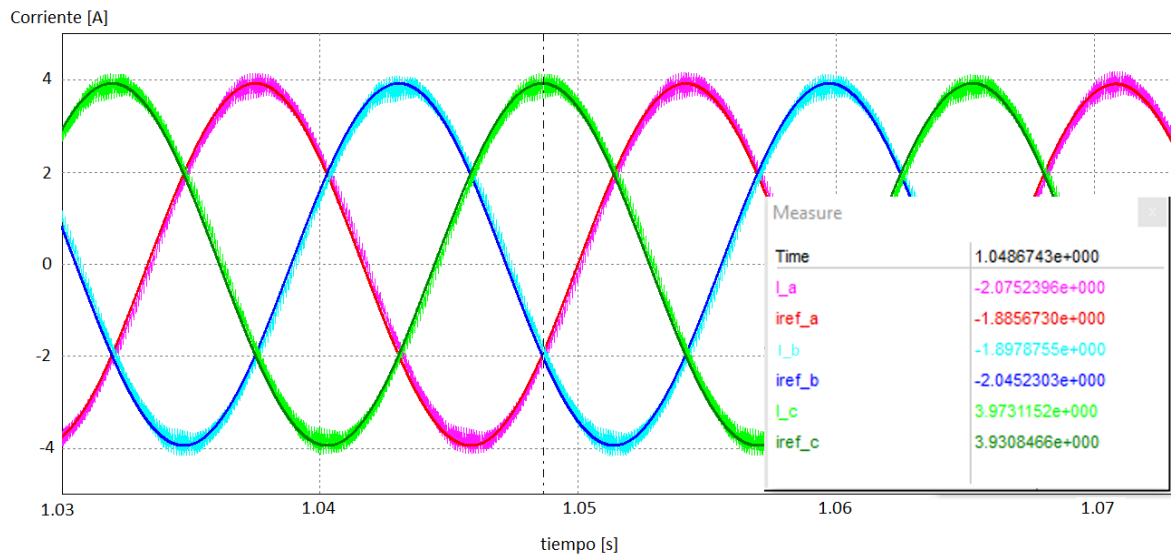
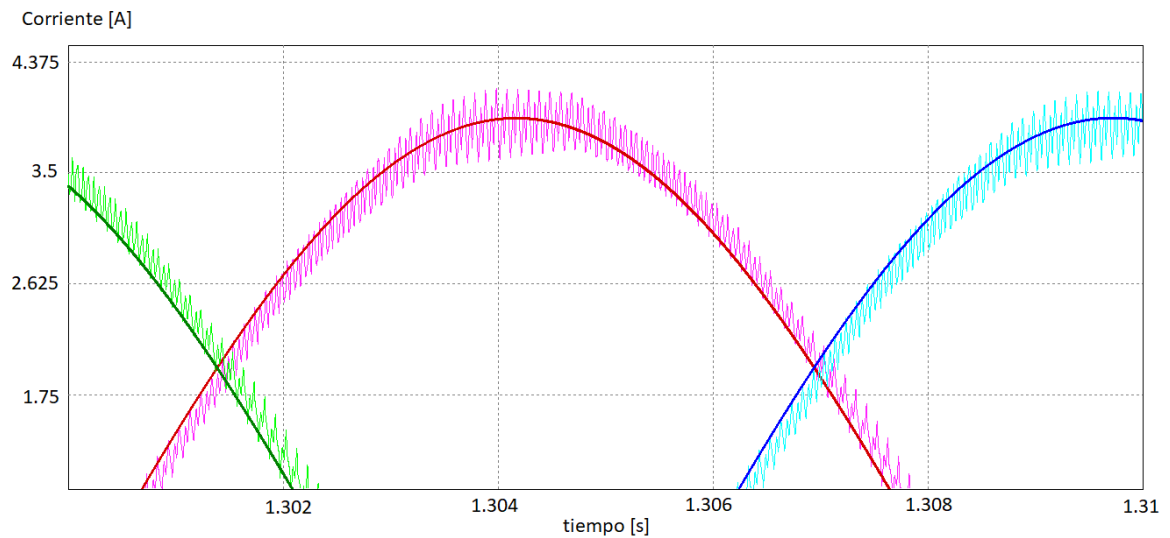


Figura 22. Rizo de la señal de corriente inyectada en SBC.



De la ecuación (4.1) se obtiene que la potencia inyectada a la red para esta estrategia es de $998.608 [W]$.

5.2 ESTRATEGIA MBC

Como se mencionó en el apartado anterior, estas estrategias obedecen a las ecuaciones descritas en el capítulo 1, los parámetros para la estrategia MBC presentados en la tabla 5 se obtuvieron a partir de las ecuaciones (1.13), (1.15) y (2.3).

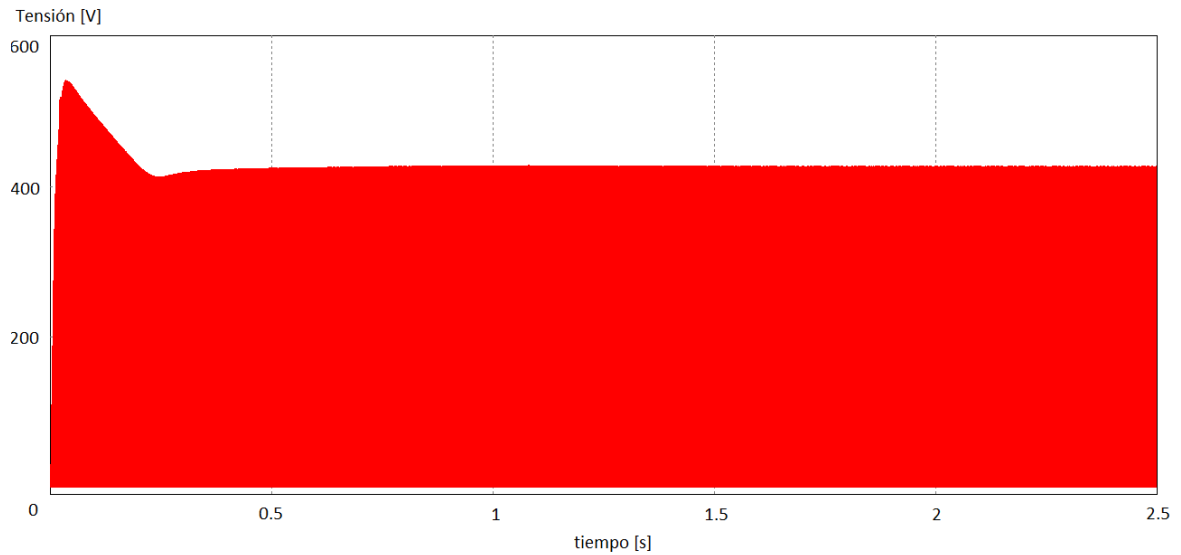
Tabla 5. Parámetros de simulación MBC.

Parámetro	Valor
Dsh	0.3181
M	0.8245
B	2.7494
G	2.2668
Vcd	413 [V]

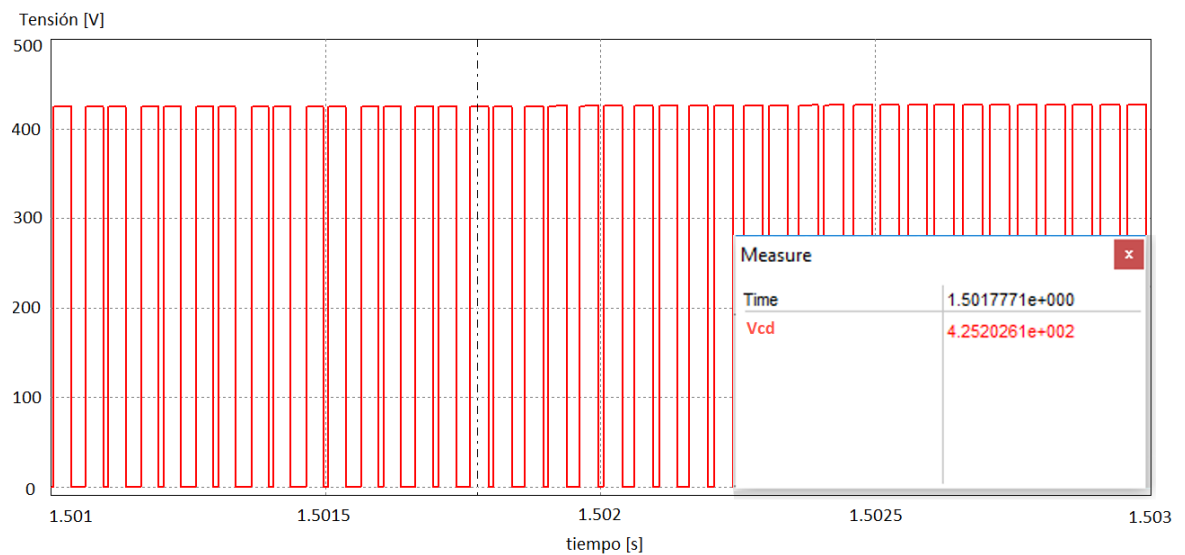
A diferencia que la estrategia SBC, la estrategia MBC no permite modificar su ciclo útil por medio del seguimiento del punto de máxima potencia (*MPPT*), por tanto, este control se realizó sin seguir dicho punto y se controló por el índice de modulación (*M*).

En la figura 23 (a) se puede observar el bus de continua *Vcd* durante 2.5 segundos. Teóricamente este nivel de tensión debe ser de 413 [V] (nivel de tensión cuando no ocurre el modo *shoot-through*), y en la figura 23 (b) se evidencia que el nivel de tensión obtenido en la simulación es de 425 [V] aproximadamente.

Figura 23. (a) Tensión del bus de continua Vcd del MBC, (b) Tensión de continua Vcd del MBC durante 2 [mS]



(a)



(b)

En la figura 24, se muestra la potencia del arreglo fotovoltaico (P_{pv}). La figura 25 y la figura 26, muestran la tensión (V_{pv}) y la corriente (I_{pv}) extraída del panel fotovoltaico respectivamente, sabiendo que el producto entre V_{pv} e I_{pv} es igual a P_{pv} , de la figura 24 se puede notar que la potencia es en promedio 825 [W].

Figura 24. Potencia del panel fotovoltaico en MBC, Ppv.

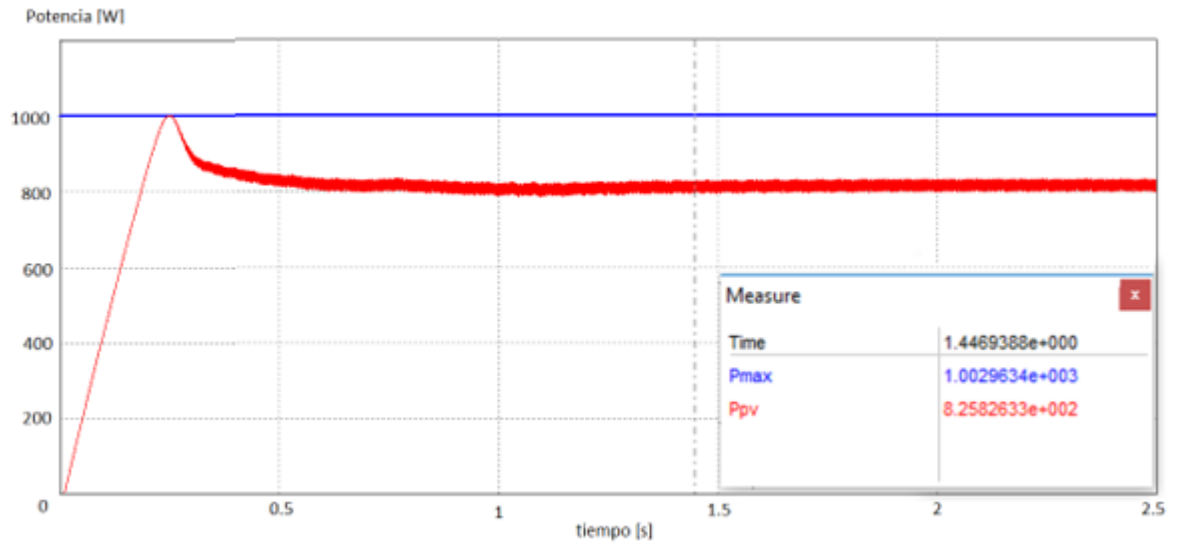


Figura 25. Tensión del panel fotovoltaico en MBC, Vpv.

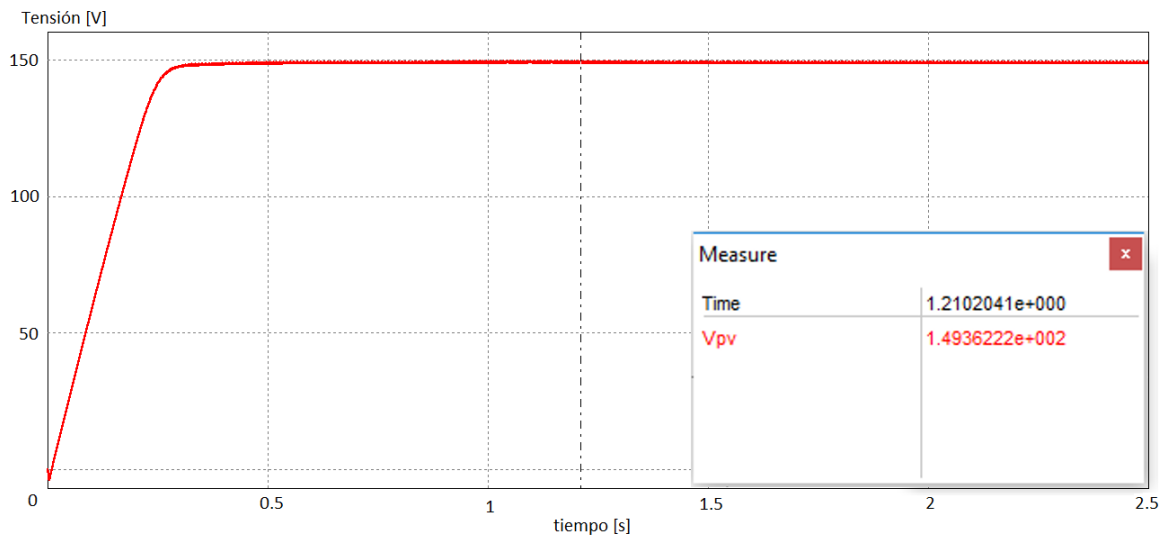
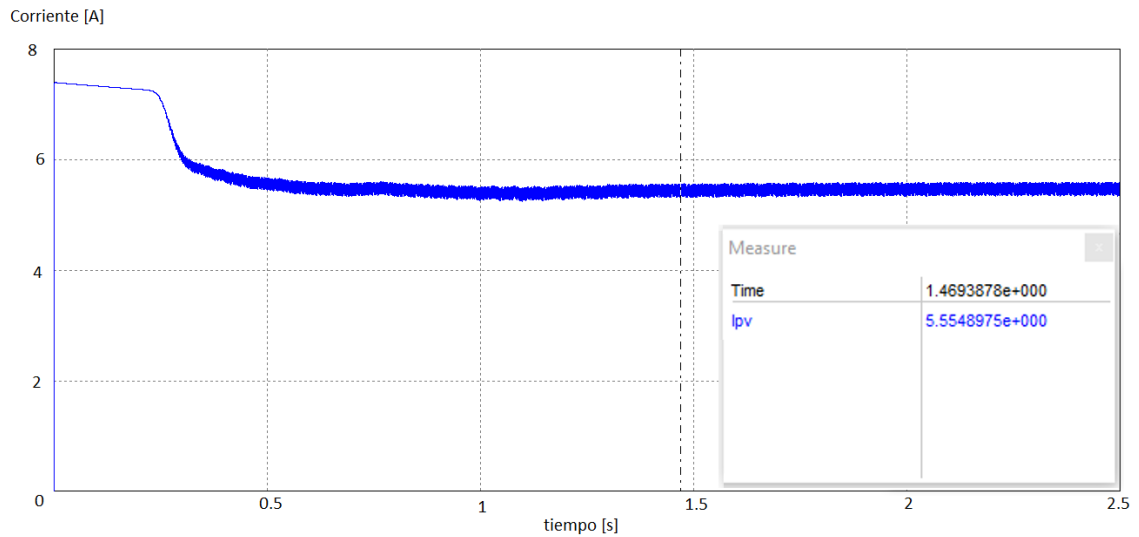


Figura 26. Corriente del panel fotovoltaico en MBC, I_{pv} .



La figura 27, representa las corrientes de referencia e inyectadas por fase a la red las cuales se mantienen en un valor pico de 3.2 [A] y la figura 28, el acercamiento a un lóbulo de la señal de corriente inyectada que muestra el rizo por conmutación. Similarmente que en la estrategia SBC, la tensión de referencia se obtuvo a partir del error entre las corrientes de referencia y las corrientes inyectadas, demostrando el correcto funcionamiento del algoritmo *Deadbeat*.

Figura 27. Seguimiento de la corriente inyectada con respecto a la corriente de referencia por fase en MBC

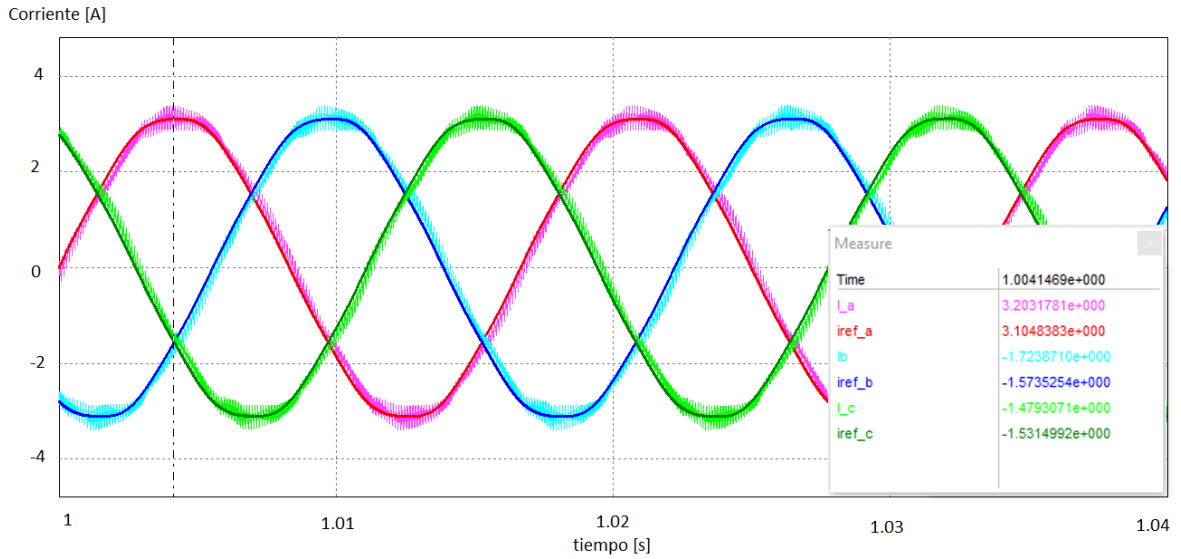
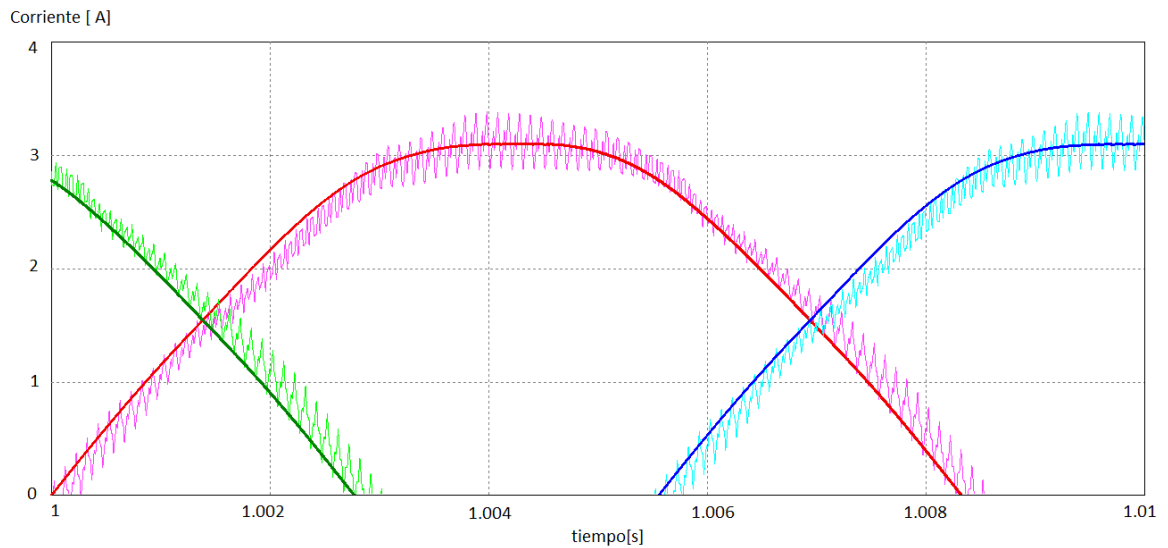


Figura 28: Rizo de la señal de corriente inyectada en MBC.



De la ecuación (4.1) se obtiene que la potencia inyectada a la red es de $815.19 [W]$.

5.3 ESTRATEGIA MCBC

Así como las estrategias anteriores SBC y MBC, los parámetros para la estrategia MCBC se obtuvieron a partir de las ecuaciones (1.13), (1.15) y (2.4) y se muestran en la tabla 6.

Tabla 6. Parámetros de simulación MCBC.

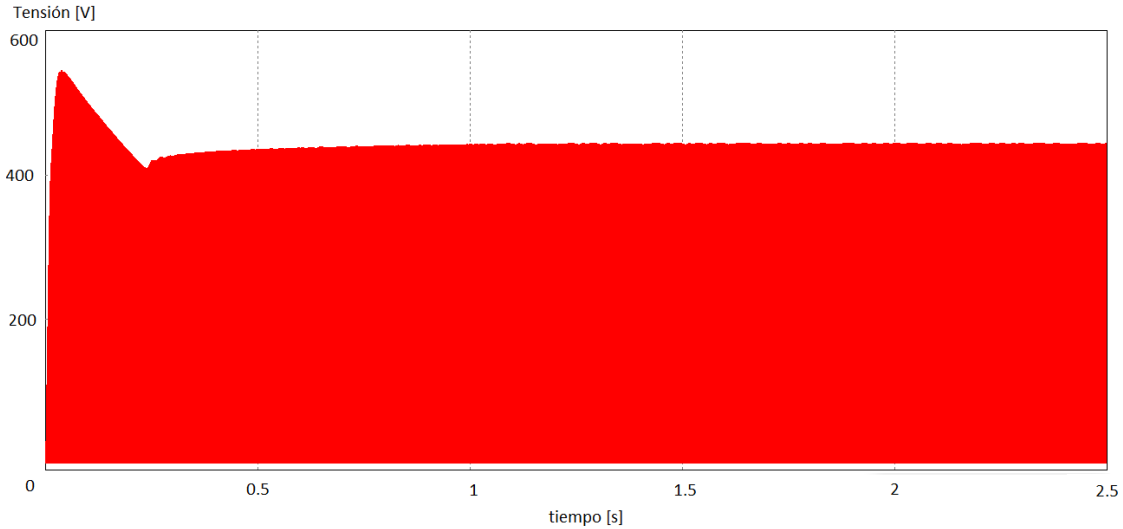
Parámetro	Valor
Dsh	0.3291
M	0.7746
B	2.9257
G	2.2662
Vcd	439 [V]

Esta estrategia tampoco permite modificar su ciclo útil (D_{sh}) para el seguimiento del punto de máxima potencia, de este modo se controló por el índice de modulación (M), igual que la estrategia anterior.

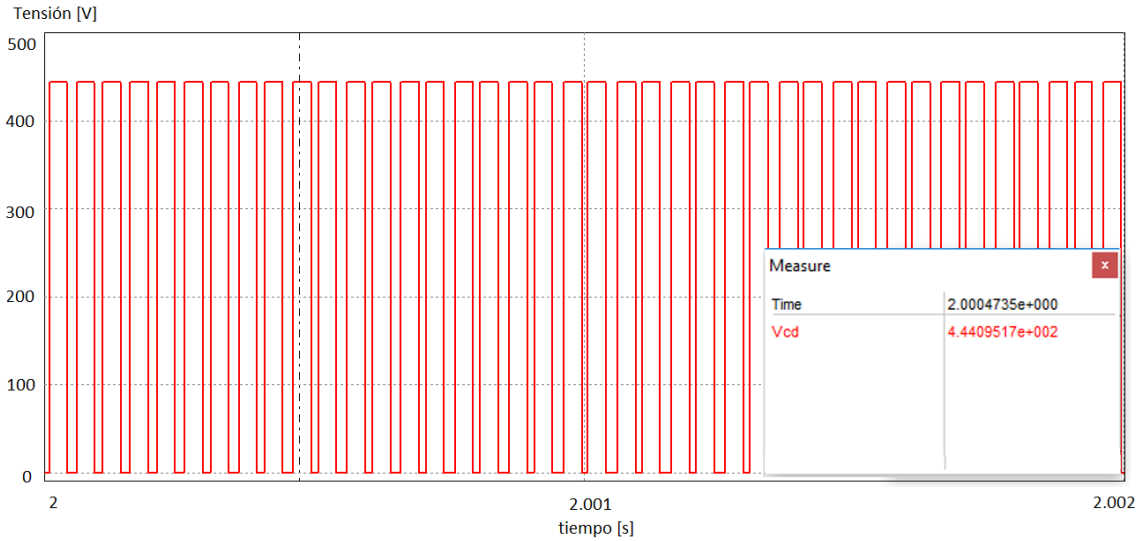
En la figura 29 (a) se observa el bus de continua V_{cd} durante 2.5 segundos, en su acercamiento representado por la figura 29 (b). Se nota que el nivel de tensión V_{cd} es alrededor de 444 [V] (nivel de tensión cuando no ocurre el modo *shoot-through*), este valor es muy cercano al valor teórico especificado en la tabla 6.

En la figura 30, la figura 31 y la figura 32, representan la potencia, la tensión y la corriente del panel fotovoltaico, respectivamente, se puede notar que la potencia en promedio es de 707 [W], y como en esta estrategia no permite el algoritmo *MPPT*, por ende, la potencia no tiende a ser la máxima.

Figura 29. (a) Tensión del bus de continua Vcd del MCBC, (b) Tensión de continua Vcd del MCBC durante 2 [mS]



(a)



(b)

Figura 30. Potencia del panel fotovoltaico en MCBC, Ppv

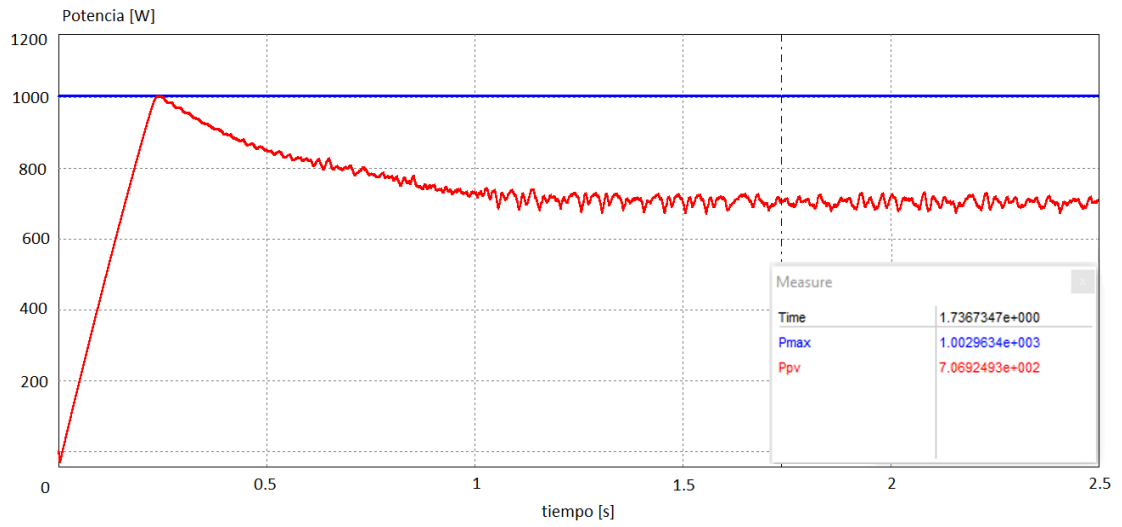


Figura 31. Tensión del panel fotovoltaico en MCBC, Vpv.

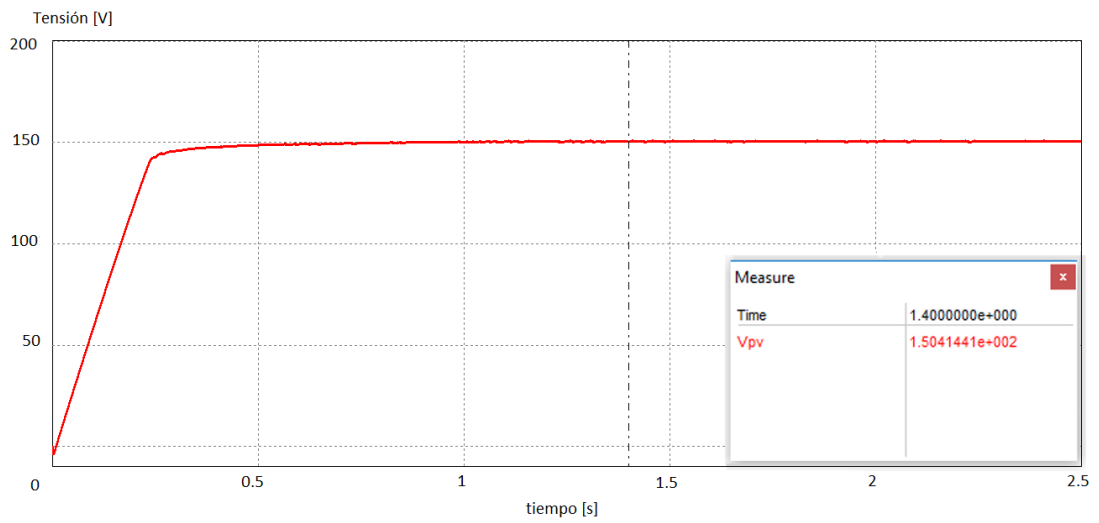
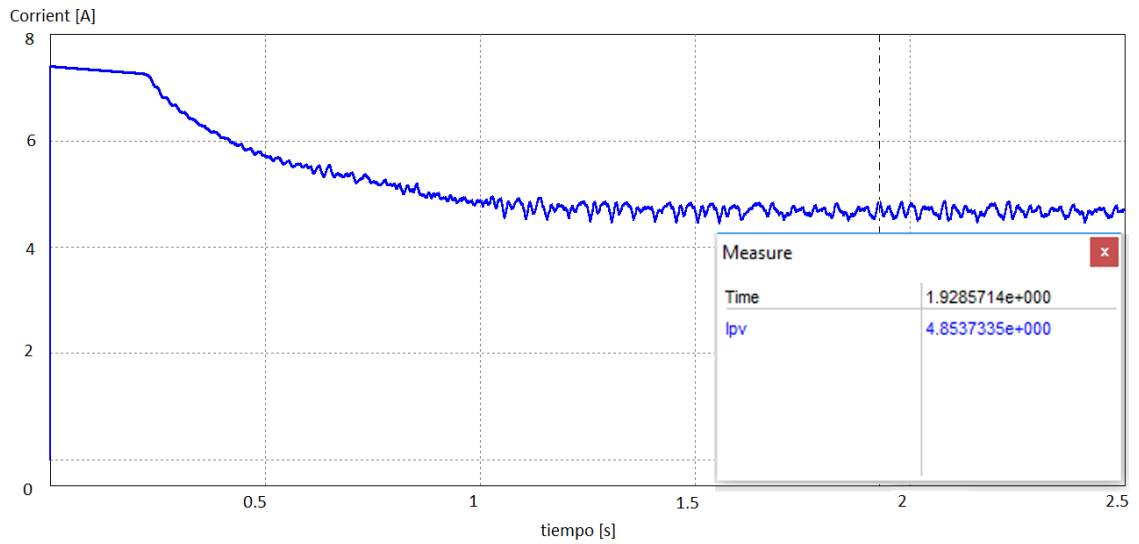


Figura 32. Corriente del panel fotovoltaico en MCBC, I_{pv} .



Las corrientes de referencia e inyectadas por fase de la figura 33, se mantienen en un valor pico de $2.68 [A]$ y la figura 34, reafirma el adecuado seguimiento de la señal de corriente inyectada respecto a la de referencia.

Figura 33. Seguimiento de la corriente inyectada con respecto a la corriente de referencia por fase en MCBC

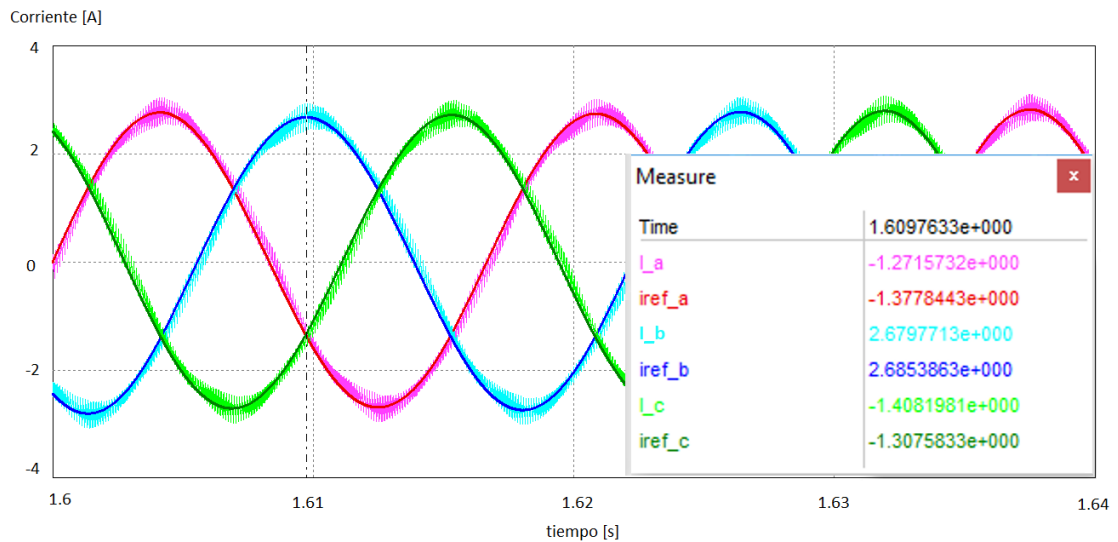
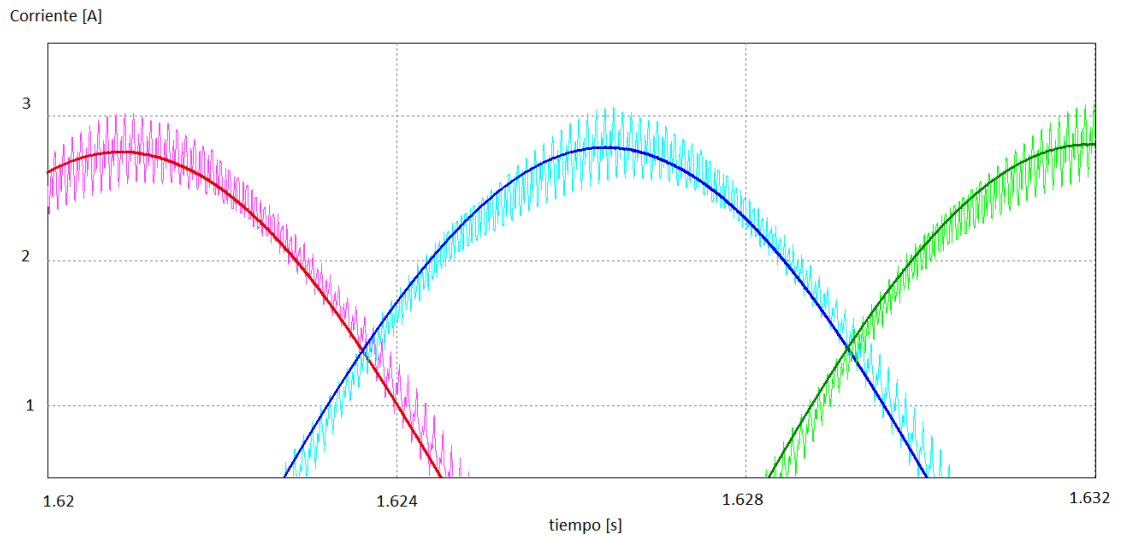


Figura 34. Rizo de la señal de corriente inyectada en MCBC



De la ecuación (4.1) se obtiene que la potencia inyectada a la red es de $682.72 [W]$.

5.4 ANÁLISIS ENTRE ESTRATEGIAS

La estrategia SBC, por permitir la implementación del algoritmo *MPPT* y un control por medio de su ciclo de trabajo *Dsh*, presenta como ventaja principal el aprovechamiento eficiente obteniéndose un error del 0.02% entre la potencia máxima que puede entregar el arreglo fotovoltaico y la potencia promedio que se extrae de él una vez alcanzado el punto de máxima potencia. Como otra ventaja, se presenta la facilidad de implementación de la estrategia al establecer límites de señales continuas y constantes de *shoot-through*, por esta razón es más fácil modificar su ciclo útil. Una desventaja de SBC es el nivel de rizo que se presenta en el bus de continua *Vcd* en estado estable, el cual oscila alrededor de $24 [V]$.

Por otra parte, la estrategia MBC al no permitir la aplicación del algoritmo *MPPT* y por tener un control de potencia establecido por el índice de modulación *M*, presenta como primordial desventaja la baja utilización de la potencia máxima con relación a

la extraída del panel (82.34%). Una ventaja de este algoritmo es el valor mínimo de rizo en estado estable del V_{cd} el cual es de 2 [V], esto gracias al aprovechamiento máximo de los estados de *shoot-through*.

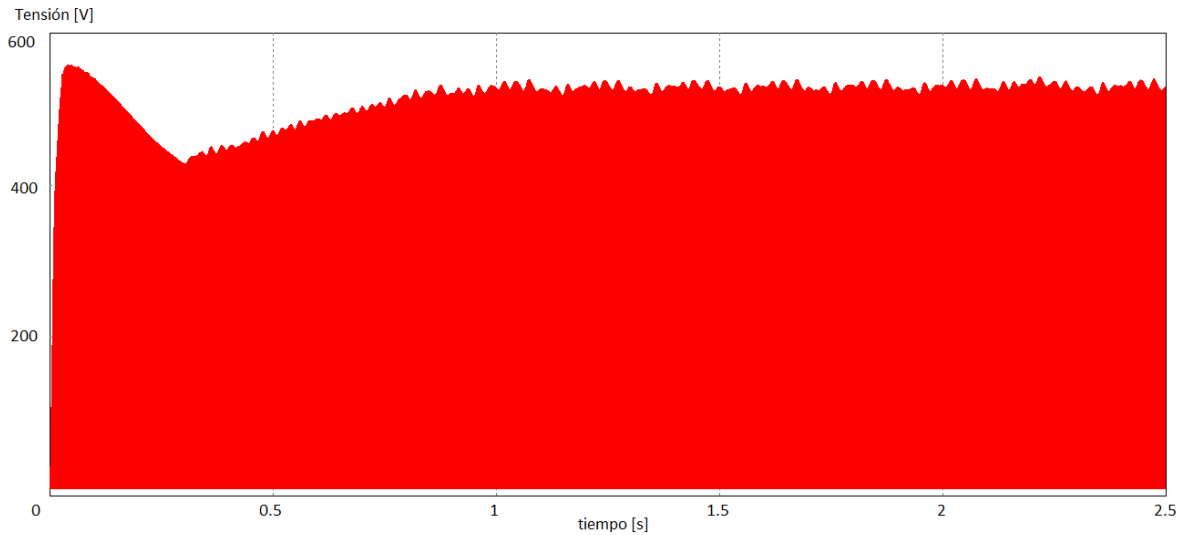
Por último, al igual que la estrategia MBC, en la MCBC también se controla con un índice de modulación M fijo y no se emplea el algoritmo *MPPT*, como consecuencia, se presenta la desventaja de tener un rendimiento en potencia de 70.48% en el panel fotovoltaico, pero se obtiene un rizo de V_{cd} en estado estable no mayor a 3 [V].

Teniendo en cuenta lo anterior, se recomienda el uso de la estrategia SBC en sistemas fotovoltaicos conectados a la red donde se busque el seguimiento del punto de máxima potencia del arreglo fotovoltaico.

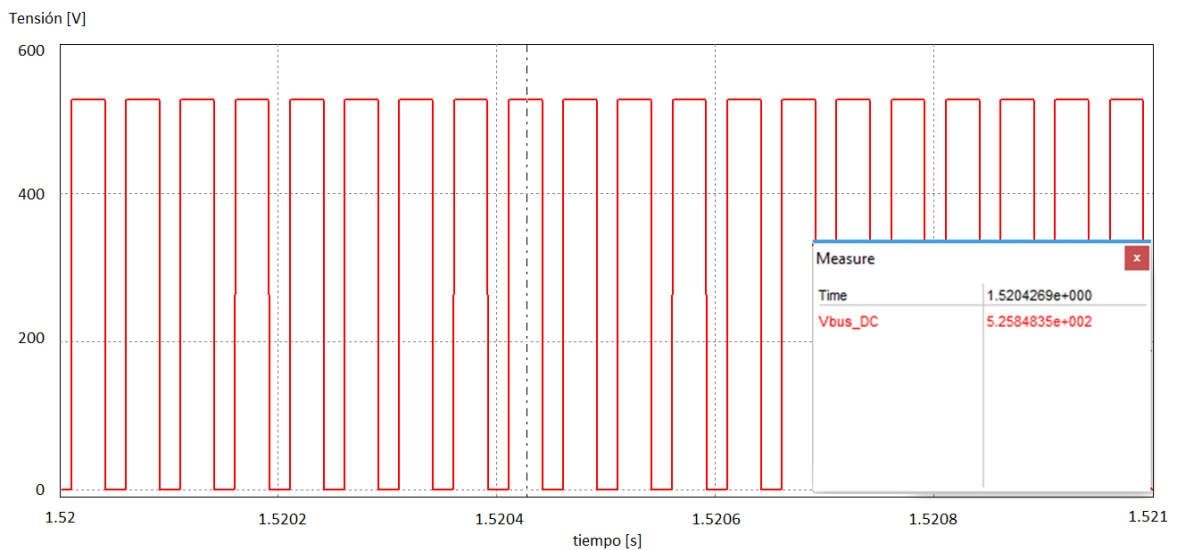
A continuación se presentan los resultados para la estrategia SBC cambiando el valor de irradiancia planteada inicialmente (ver Tabla 3), y tomando un valor de 800 [W/m²].

Como se observa en la figura 35 (a), la forma del bus de continua es similar al que se muestra en la figura 17 (a), de igual manera en la figura 35 (b) el valor de tensión del bus de continua es cercano al valor teórico mostrado en la Tabla 4. Lo que demuestra que aunque exista una variación de la irradiancia en el arreglo fotovoltaico, la tensión V_{cd} tenderá a ser cercano al valor calculado teóricamente cuando no está en modo de *shoot-through* y una vez alcanza el régimen permanente.

Figura 35. (a) Tensión del bus de continua Vcd del SBC a 800 [W/m²], (b) Tensión de continua Vcd del SBC durante 1 [mS] a 800 [W/m²].



(a)



(b)

La figura 36, 37 y 38, representan el comportamiento de la potencia (P_{pv}), la tensión (V_{pv}) y la corriente (I_{pv}) del arreglo fotovoltaico, respectivamente. Se observa en la figura 36 que la potencia es aproximadamente de 800 [W] en régimen permanente. Una vez más el *MPPT* actúa para mantener la potencia regulada alrededor de la potencia máxima durante todo el funcionamiento del inversor.

Figura 36. Potencia del panel fotovoltaico en SBC a 800 [W/m²], Ppv.

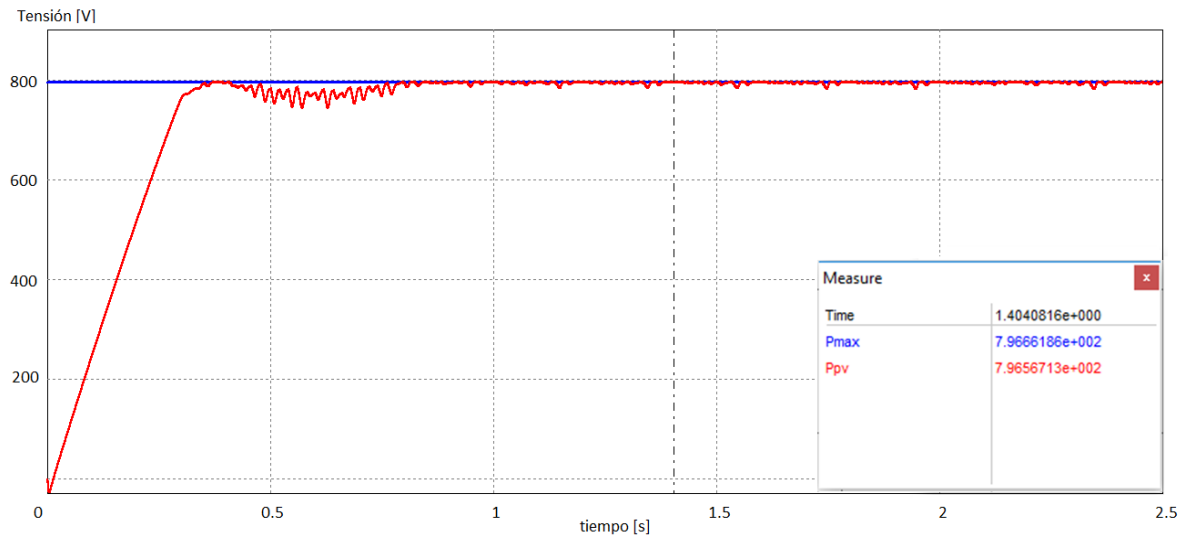


Figura 37. Tensión del panel fotovoltaico en SBC a 800 [W/m²], Vpv.

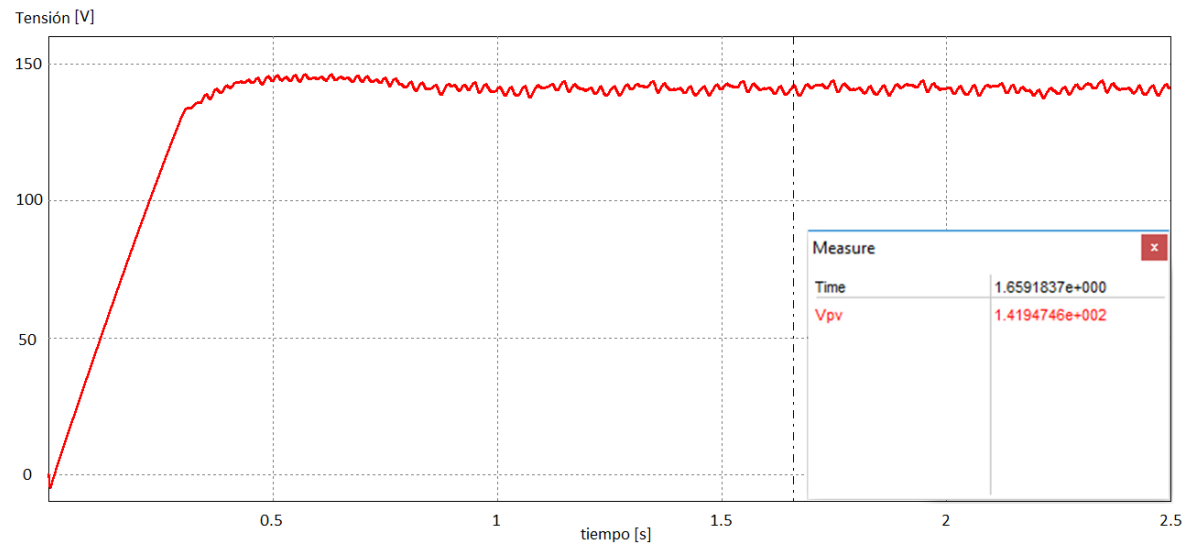
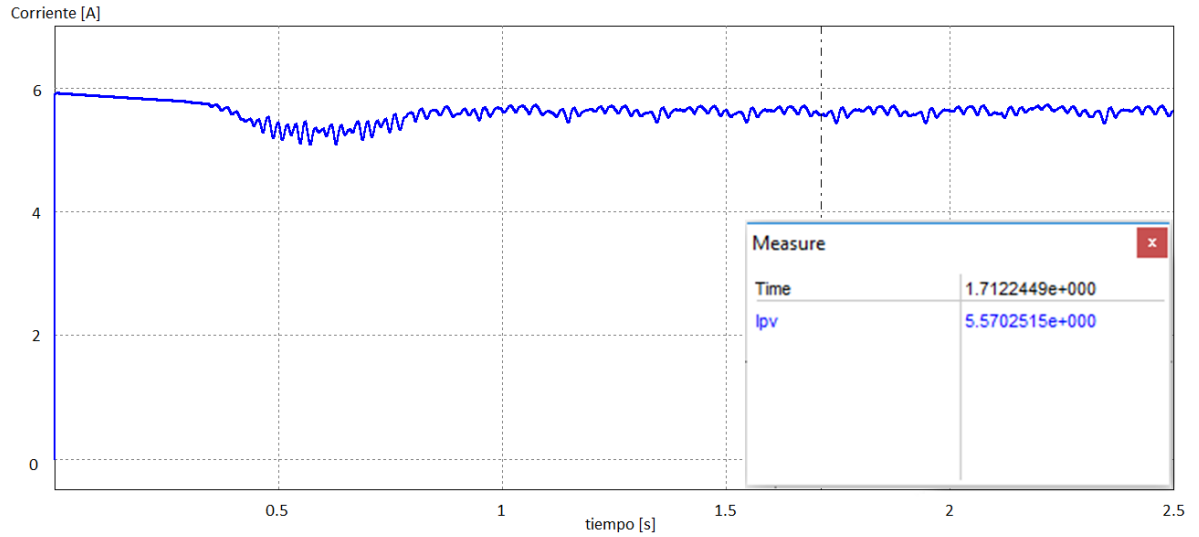
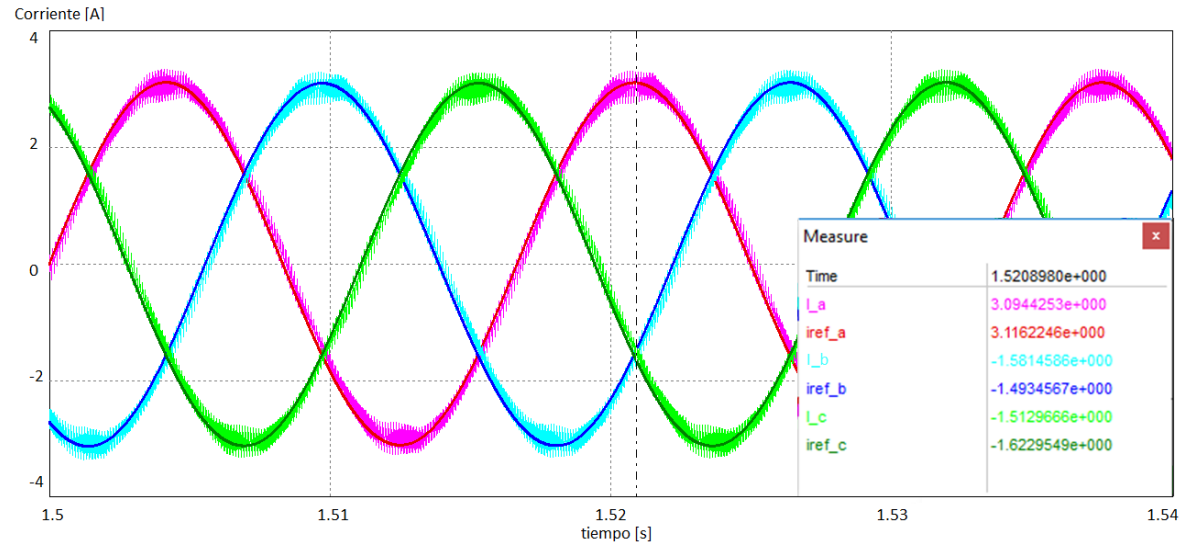


Figura 38. Corriente del panel fotovoltaico en SBC a 800 [W/m²], I_{pv}.



La corriente de referencia y la corriente inyectada a la red por fase a una irradiancia 800 [W/m²] se aprecian en la figura 39. La corriente inyectada máxima por fase en esta condición de operación es promedio 3.1 [A]. De la ecuación (4.1) la potencia inyectada a la red es 789.71 [W].

Figura 39. Seguimiento de la corriente inyectada con respecto a la corriente de referencia por fase en SBC a 800 [W/m²].



6. CONCLUSIONES

- La realización de las estrategias de control mediante la herramienta de simulación (PSIM) permitieron el análisis y el desarrollo del funcionamiento de las topologías ZSI. Con los resultados obtenidos a partir de esta herramienta se tiene un conocimiento previo del comportamiento de las estrategias, que servirán de referencia en la implementación de sistemas fotovoltaicos conectados a la red mediante el uso de esta topología de inversores.
- Las estrategias de modulación se presentaron como las técnicas utilizadas para la conversión DC/AC en inversores de topología fuente Z. De estas estrategias se buscó el máximo aprovechamiento de potencia en el acople entre sistemas de generación solar y un sistema interconectado eléctrico, gestando una base para la implementación a futuro de estas estrategias de control para inversores Z-source.
- A partir de la investigación y análisis de las tres estrategias, se concluyó que el algoritmo MPPT se puede aplicar al utilizar la estrategia SBC y no en las otras dos estrategias analizadas, lo que conlleva a que no se recomienda el uso de las estrategias MBC y MCBC en sistemas fotovoltaicos conectados a la red. De este modo se tomó como primer indicio que la estrategia SBC sería considerada la de mejores resultados respecto a la extracción e inyección de potencia.
- En la estrategia SBC, se demostró que se pudo extraer e inyectar casi la totalidad de la potencia máxima que se puede aprovechar del arreglo fotovoltaico, es decir, tuvo una eficiencia cercana al 100%. Además, el resultado de la simulación para el bus de continua (V_{cd}) fue en promedio muy similar al

valor calculado teóricamente, a pesar de que se generó un rizo considerable en estado estable, debido al uso del algoritmo MPPT.

- Las estrategias MBC y MCBC al contrario de la SBC, no permitieron el aprovechamiento máximo de la potencia, debido a que en estas estrategias no existe un algoritmo que permita seguir el punto máximo de potencia y su control se realiza exclusivamente por modulación, por lo tanto, la eficiencia de extracción de potencia del panel está muy por debajo del nivel máximo de potencia considerado. Así mismo al no usar el algoritmo MPPT se reduce el rizo del bus de continua en estado estable.
- Los resultados que se obtuvieron de la estrategia SBC, aun siendo la más simple, demuestran una clara superioridad con respecto a las otras dos estrategias, ya sea por el aprovechamiento máximo de potencia que se genera en el panel solar o por el rendimiento elevado de la inyección de potencia a la red. Estos resultados de simulación permiten manifestar que la estrategia SBC es la mejor para aplicaciones de la topología Z-source en sistemas fotovoltaicos conectados a la red.

BIBLIOGRAFÍA

BOTINA, Oscar A., JURADO, Oscar A., “Desarrollo de un controlador electrónico con MPPT para sistemas fotovoltaicos”, Universidad de Nariño, 2015.

CHENG, T.H., ZULKIFLI, S. A., BADRUL, N. M., “Applying of MPPT algorithm in Z-Source Inverter for PV Solar Generation”, IEEE, 2017.

FERNÁNDEZ, E., PAREDES, A., ROMERAL, L., SALA, V., “Técnicas de control y modulación aplicadas a convertidores con redes de impedancia para sistemas de tracción.”, IEEE, 2016.

HANIF, M., BASU M., GAUGHAN, K., “Understanding the operation of a Z-source inverter for photovoltaic application with a design example”, IET Power Electronics, Volume: 4, Issue: 3, Marzo 2011.

LÓPEZ, D., CAMACHO, G., DÍAZ, O., GAVIRIA, C., “Modulación PWM aplicada a inversores trifásicos dentro del esquema de accionamientos eléctrico AC”, Universidad del Cauca, 2007

MANTILLA VILLALOBOS, María A., “Modelado y simulación en tiempo real de un compensador estático de potencia para sistemas de distribución”, Universidad Industrial de Santander, 2011.

PENG, FANG ZHENG, “Z-Source Inverter”, IEEE Transactions on industry applications, Vol. 39, No. 2, Marzo/Abril 2003 pág. 504-510.

PENG, F.Z., SHEN, M., QIAN, Z., “Maximum boost control of the Z-source inverter”, IEEE Trans. Power Electron., 2005, 20, (4), pág. 833–838.

REN21. “Renewables 2017 Global Status Report”, Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, 2017

RUIZ C., Luis J., BERISTÁIN J., José A., SOSA T., Ian M., HERNÁNDEZ L., Jesús H., “Estudio del algoritmo de seguimiento de punto de máxima potencia Perturbar y Observar”, Revista de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Computación, Vol. 8 No. 1, 2010.

SÁNCHEZ, Victor M., Chan Pue, Freddy, Ramírez, Juan M, Rosas Caro, Julio C, “CONVERTIDOR FUENTE Z PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS”, Universidad de Quintana Roo, División de Ciencias e Ingenierías.

SANTANA, Ricardo J., “Inversor de fonte de impedancia para aplicações em fontes de energia renovável”, IST Técnico Lisboa, 2013.

SHEN M., WANG J., JOSEPH A., PENG F.Z., TOLBERT L.M., ADAMS D.J., “Constant boost control of the Z-Source inverter to minimize current ripple and voltage stress”, IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRY APPLICATIONS, VOL. 42, No. 3, May/June 2006 pág. 770-778.

VIDHYARUBINI, N., ROHINI, G., “Z-Source Inverter Based Photovoltaic Power Generation System: Emerging Trends in Electrical and Computer Technology” ICETECT, 2011

YUSHAN, LIU, HAITHAM, ABU-RUB, BAOMING, GE, “Z-source/Quasi-Z-source Inverters: Derived Networks, Modulations, Controls, and Emerging Applications to Photovoltaic Conversion”, IEEE Industrial Electronics Magazine, pág. 32 – 42, 2014.