

INTEGRACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS A LA RED: TÉCNICAS DE CONTROL PARA EL SEGUIMIENTO DEL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA

CAROL ESTEFANÍA CASTELLANOS MARTÍNEZ
GIOVANNI ALEXANDER QUIÑONES GONZÁLEZ



UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES BUCARAMANGA
2013

INTEGRACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS A LA RED: TÉCNICAS DE CONTROL PARA EL SEGUIMIENTO DEL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA

CAROL ESTEFANÍA CASTELLANOS MARTÍNEZ
GIOVANNI ALEXANDER QUIÑONES GONZÁLEZ

Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de
ingeniero electricista

Director:
PhD. JOHHAN FARITH PETIT

CO DIRECTORES:
MSc. MARÍA ALEJANDRA MANTILLA VILLALOBOS
PhD. GABRIEL ORDOÑEZ PLATA



UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES BUCARAMANGA
2013

Al finalizar una nueva etapa en mi vida, culminando mis estudios en pregrado y obteniendo el título como ingeniera electricista, quiero agradecer a Dios y a la virgen María por brindarme esta oportunidad de formarme como profesional.

El agradecimiento a mi familia es inmenso ya que siempre me han acompañado y han creído en mí, a mis padres por toda su colaboración, a mis hermanas, por acompañarme y motivarme siempre.

Quisiera agradecer a mi compañero de trabajo de grado, a nuestro director y los codirectores por su acompañamiento, haciendo una mención especial a la profesora María Alejandra Mantilla Villalobos, quien nos dedicó su tiempo, su paciencia, y sus conocimientos para realizar este proyecto de grado.

A lo largo de estos años transitando este camino con dificultades y con muchas alegrías, tuve la oportunidad de conocer mucha gente, algunas de las cuales llegaron y se fueron, otras pasaron dejando una huella en mi vida, y muchas que siguen formándome como persona y viviendo este momento conmigo, los cuales empezaron siendo mis compañeros y terminaron ganándose un lugar especial en mi vida.

Carol Estefanía Castellanos Martínez.

A mis padres, hermanos, tíos, primos y a mi abuela les dedico este gran logro. A ustedes que fueron el motor que siempre me dio la fuerza necesaria para seguir adelante y así lograr hacer realidad nuestro sueño.

Al dueño de la vida, por mostrarme todo su amor a través de miles y miles de bendiciones recibidas en toda mi vida.

Aprovecho para agradecer a muchas personas que siempre me abrieron las puertas de su amistad a lo largo de todo este tiempo, logrando con esto hacer más fácil mi transitar por la UIS, Veleño, Don Toño, Juancho, Leito, Pache, Lesjo, Cesar, Javier, Nasser, Eve y muchas personas que siempre estuvieron ahí, para darme una palabra de apoyo cuando más lo necesite. A todos ustedes mil y mil gracias.

A la estudiante de doctorado María Alejandra Mantilla Villalobos, por apoyo incondicional en el desarrollo del presente trabajo de grado. Al profe Gabriel Ordoñez por su ejemplo de vida y todas sus enseñanzas recibidas.

A todas las personas que hacen parte de los grupos estudiantiles que conforme durante mi estadía en la UIS, a PAMRA, la rama estudiantil del IEEE-UIS, al CIEE, les deseo lo mejor para que sigan creciendo y dejando el alto el nombre de esta gran universidad.

De ustedes:

Giovanni Alexander Quiñones González

Índice

1	Introducción	13
2	Sistema fotovoltaico conectado a la red	14
2.1	Paneles solares fotovoltaicos	14
2.2	Convertidor DC/DC	15
2.3	Inversor	15
2.4	Otros elementos de un sistema fotovoltaico	16
2.4.1	Baterías	16
2.4.2	Reguladores de carga	16
3	Algoritmo de búsqueda del punto de máxima potencia	16
3.1	Perturbación y observación	16
3.2	Tensión constante	17
3.3	Conductancia incremental	18
3.4	Técnica de perturbación y observación mejorada.	18
4	Generación de la corriente de referencia	20
5	Estrategias de control del inversor	20
5.1	Lazo abierto	20
5.1.1	Modulación por ancho de pulso (PWM, <i>Pulse Width Modulation</i>)	20
5.1.2	Modulación vectorial (SVM, <i>Space Vector Modulation</i>)	20
5.2	Lazo cerrado	20
5.2.1	Controladores no lineales	21
5.2.2	Controladores lineales	21
6	Resultados	22
6.1	Cambio de irradiancia y temperatura constante.	23
6.2	Irradiancia constante y cambio de temperatura	24
6.3	Datos reales de irradiancia y temperatura.	25
6.4	Análisis comparativo de los algoritmos utilizados	26
7	Conclusiones	27
8	Observaciones	27
	Referencias	27
	Anexos	28

Índice de figuras

Figura 1	Curvas características I y P vs V	13
Figura 2	Sistema fotovoltaico conectado a la red	14
Figura 3	Modelo de la celda sola fotovoltaica	14
Figura 4	Modelo convertidor DC/DC elevador	15
Figura 5	Modelo inversor monofásico puente completo	16
Figura 6	Principio de funcionamiento del algoritmo perturbación y observación	17
Figura 7	Algoritmo perturbación y observación	17
Figura 8	Principio de funcionamiento del método de conductancia incremental	18
Figura 9	Algoritmo Conductancia incremental	18
Figura 10	Ubicación del controlador en el sistema fotovoltaico	19
Figura 11	Algoritmo de perturbación y observación mejorado	19
Figura 12	Equivalente monofásico inversor conectado a la red	21
Figura 13	Características paneles E3T A) Corriente vs Tensión B) Potencia vs Tensión	22
Figura 14	Seguimiento del punto de máxima potencia para cambio de irradiancia. A) CI B) PyO C) PyOM D) TC	23
Figura 15	Acercamiento del seguimiento del punto de máxima potencia para cambio de irradiancia. A) CI B) PyO C) PyOM D) TC	23
Figura 16	Eficiencia de los algoritmos de seguimiento del punto de máxima potencia para cambio de irradiancia. A) CI B) PyO C) PyOM D) TC	24
Figura 17	A) Carga del condensador de salida del convertidor B) Corriente inyectada por el sistema fotovoltaico y la tensión de la red	24
Figura 18	Seguimiento de la corriente del inversor con la corriente de referencia A) control PI . B) control histeresis. C)control Deadbeat	24
Figura 19	Seguimiento del punto de máxima potencia para cambio de temperatura. A) CI B) PyO C) PyOM D) TC	25
Figura 20	Eficiencia de los algoritmos de seguimiento del punto de máxima potencia para cambio de temperatura. A) CI B) PyO C) PyOM D) TC	25
Figura 21	A) Comportamiento de la irradiancia en función del tiempo B) Comportamiento de la temperatura en función del tiempo	25
Figura 22	Seguimiento del punto de máxima potencia para datos reales de irradiancia y temperatura. A) CI B) PyM C) PyOM D) TC	26
Figura 23	Acercamiento del seguimiento del punto de máxima potencia para datos reales de irradiancia y temperatura. A) CI B) PyO C) PyOM D) TC	26

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1	Descripción variables de los algoritmos MPPT	17
Tabla 2	Características de los elementos del sistema fotovoltaico conectado a la red.	22
Tabla 3	Tiempo de establecimiento	23
Tabla 4	THD en la corriente inyectada por el inversor	24
Tabla 5	Resumen características de los algoritmos	26

RESUMEN

Título: INTEGRACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS A LA RED: TÉCNICAS DE CONTROL PARA EL SEGUIMIENTO DEL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA.^{1 2}

Autores:

CAROL ESTEFANÍA CASTELLANOS MARTÍNEZ³
GIOVANNI ALEXANDER QUIÑONES GONZÁLEZ^{4 5}

Palabras claves:

Electrónica de potencia, eficiencia, seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT), red inteligente, sistemas fotovoltaicos conectados a la red.

Descripción:

Los paneles fotovoltaicos son elementos electrónicos capaces de aprovechar la energía proveniente de los rayos del sol para generar electricidad. Con esto, los sistemas fotovoltaicos son una buena alternativa de generación de electricidad de forma limpia, segura y renovable. Esta generación va ligada a parámetros externos como la radiación solar y la temperatura de los paneles solares fotovoltaicos, parámetros que varían según las características ambientales. Estas características ambientales a su vez determinan la potencia que puede generar el panel solar. Por esta razón, se hace necesario un seguimiento del punto de máxima potencia para obtener un mejoramiento en la eficiencia de estos sistemas fotovoltaicos. El presente trabajo de grado muestra un análisis comparativo de cuatro técnicas de seguimiento del punto de máxima potencia, implementado en el convertidor elevador de un sistema fotovoltaico centralizado conectado a la red, con el fin de analizar el comportamiento de cada una de las técnicas seleccionadas. Para ésto se realizaron simulaciones en PSIM con las cuales se realizó un estudio comparativo basado en criterios como la eficiencia, la rapidez de convergencia, entre otros. De igual forma se simularon estrategias de generación de la corriente de referencia y control del inversor, para con esto controlar la potencia activa entregada por el sistema fotovoltaico y generar los pulsos de conmutación del inversor de potencia y entregar una corriente a la red lo más senoidal posible y en fase con la tensión de la red.

¹Tesis de grado en modalidad de investigación.

²Facultad de Ingenierías Físico Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director: Dr Johann Farith Petit Suárez-jfpetit@uis.edu.co. Codirectores: M.Sc. María Alejandra Mantilla Villalobos-mmantilla@ieee.org, Dr Gabriel Ordoñez Plata-gaby@uis.edu.co.

³kritocaste_90@hotmail.com

⁴IEEE Student Member giovaqui@hotmail.com

⁵El presente trabajo de grado hace parte de la tesis de doctorado de la estudiante y co-directora María Alejandra Mantilla Villalobos. Los autores otorgan todo el permiso necesario para que todo el contenido y las simulaciones presentadas a continuación sea usado en buen uso por la estudiante de doctorado María Alejandra Mantilla Villalobos en la elaboración de su tesis doctoral.

ABSTRACT

Title: GRID-TIED PHOTOVOLTAIC SYSTEMS: MAXIMUM POWER POINT TRACKING CONTROL TECHNIQUES.^{6 7}

Authors:

CAROL ESTEFANÍA CASTELLANOS MARTÍNEZ
GIOVANNI ALEXANDER QUIÑONES GONZÁLEZ

Keywords

Power electronics, efficiency, maximum power point tracking (MPPT), smart grid, grid-tied photovoltaic systems.

Description:

Photovoltaic panels are electronics devices used to capture and convert solar radiation into electricity. In this way, photovoltaic systems are a good alternative for electricity generation in a clean, reliable, safe and renewable way. The generation features of these systems depend on external parameters such as solar radiation and temperature in the photovoltaic panels. Furthermore, these parameters change with environmental conditions and determine the power delivered by the solar generator. Accordingly, there is the need to implement a Maximum Power Point Tracking (MPPT) in the photovoltaic system in order to improve the system efficiency. Consequently, this paper shows a comparative analysis between four MPPT techniques. These techniques are used to control the DC/DC boost converter in a centralized grid-tied photovoltaic system. The analysis was performed by simulations in PSIM and the comparison criteria were the efficiency, the convergence rate, between others. Similarly, some strategies to generate the current reference and to control the power inverter were simulated, in order to control the active power delivered by the photovoltaic system, generate the power inverter pulses and supply a sinusoidal current in phase with the grid voltage.

⁶Final undergraduate Project.

⁷Physics Mechanical Engineering Faculty. Electric, Electronic and Telecommunications School. Director: Dr Johann Farith Petit Suárez-jfpetit@uis.edu.co. Subdirector: M.Sc. María Alejandra Mantilla Villalobos-mmantilla@ieec.org, Dr Gabriel Ordoñez Plata-gaby@uis.edu.co

1. INTRODUCCIÓN

El actual crecimiento de las energías renovables se debe por un lado al agotamiento de las fuentes tradicionales para la obtención de electricidad. Así mismo la gran mayoría de dichas fuentes tradicionales son combustibles fósiles y energía nuclear, las cuales tienen un impacto negativo sobre el medio ambiente[4]. Por su lado, las energías renovables son en su mayoría limpias e inagotables[9]. Entre estas energías renovables se encuentra la solar fotovoltaica, la cual es el tema de interés de este trabajo. El sol cuenta con todas las características para ser considerado como la fuente más importante de energía, ya que es renovable, limpia y económica. Además, esta energía es la fuente de las demás energías conocidas, como la eólica e incluso los hidrocarburos[1]. Los sistemas fotovoltaicos son tecnologías que actualmente tienen un gran impacto y crecimiento ya que ellas transforman directamente la energía proveniente del sol en electricidad [11]. El desarrollo e implementación de estos sistemas va a depender en gran medida de la eficiencia que éste puede ofrecer y del costo de los elementos que conforman este sistema [9]. Entre los otros elementos utilizados por estos sistemas está el generador fotovoltaico, conformado por la conexión serie/paralelo de celdas fotovoltaicas. Estas celdas presentan relaciones no lineales de corriente-tensión y potencia- tensión, presentando un único punto de máxima potencia para determinadas condiciones de irradiancia y temperatura. Este punto de máxima potencia (*MPP, Maximum Power Point*) es el producto de la tensión en el punto máximo de potencia (V_{mpp}) por la corriente en el punto de máxima potencia (I_{mpp}).

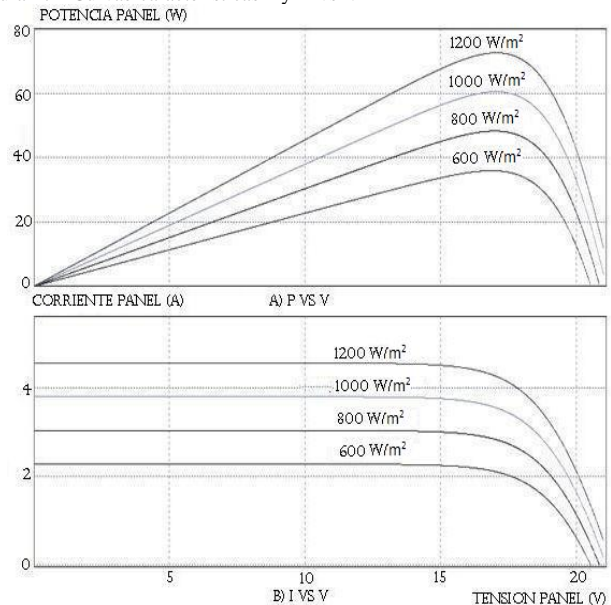
Al tener condiciones variantes de irradiancia y de temperatura se tendrán diferentes puntos de máxima potencia, razón por la cual se hace necesario la implementación de algoritmos de búsqueda de máxima potencia, para aprovechar al máximo la potencia que pueden brindar las celdas fotovoltaicas a ciertas condiciones ambientales.

En la Figura 1 se muestra un ejemplo de las curvas de potencia vs tensión y corriente vs tensión para diferentes niveles de irradiancia. Aquí se puede apreciar que para cada irradiancia existe un punto de máxima potencia diferente. También se puede ver que la tensión máxima ocurre cuando la corriente es igual a cero, es decir la máxima tensión ocurre

cuando están los terminales de la celda en circuito abierto al igual que la máxima corriente ocurre cuando la tensión es igual a cero, en otras palabras cuando se está en corto circuito. Por tal razón la máxima potencia no ocurre cuando la tensión y la corriente son máximas.

Para extraer la máxima potencia que puede dar la celda solar, según la irradiancia y la temperatura a la cual este se encuentre expuesto, se utilizan los algoritmos de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT, *Maximum Power Point Tracking*), los cuales pueden ser implementados en el convertidor DC/DC o en el inversor, según la configuración elegida para el sistema fotovoltaico [9]. Estos algoritmos varían según su rapidez de convergencia al punto de máxima potencia, los sensores utilizados, su costo, su efectividad, entre otros parámetros. La variedad de estos algoritmos es amplia, los más utilizados son [9]: Perturbación y observación [9], [1], [11], [7], RCC (*Ripple Correlation Control*) [6], basados en lógica difusa [4], conductancia incremental [9], [1], [5], [14], basados en redes neuronales [15], entre otros.

Figura 1. Curvas características I y P vs V



Fuente: Autores

Partiendo de lo anterior, en este trabajo se realizó un estudio comparativo entre diferentes técnicas de control utilizadas para el seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT), en un sistema de interconexión de sistemas de generación de energía

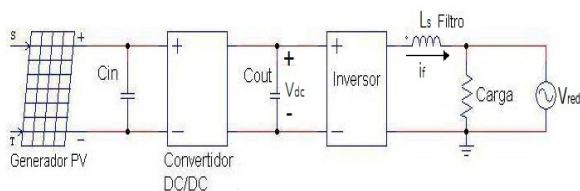
fotovoltaica a la red. También se simuló una técnica de generación de la referencia de corriente a inyectar y diferentes estrategias utilizadas para calcular los pulsos de conmutación del inversor de potencia.

En este sentido este trabajo de grado es presentado en 5 secciones. La sección 2 presenta los elementos de un sistema fotovoltaico conectado a la red y sus principales características. En la sección 3 se describe el funcionamiento de las cuatro técnicas de MPPT utilizadas en el presente trabajo. De igual forma en la sección 4 se muestra la obtención de la corriente de referencia, la cual es utilizada en las técnicas de control del inversor explicadas en la sección 5. En la sección 6 se encuentran los resultados y el análisis de las simulaciones de los algoritmos MPPT y de las técnicas de control del inversor, para con esto realizar el estudio comparativo propuesto. Finalmente, se presentan las conclusiones y observaciones más relevantes del trabajo.

2. SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED

Un sistema fotovoltaico conectado a la red típica como se muestra en la Figura 2, consta de paneles solares fotovoltaicos, un convertidor DC/DC, un inversor DC/AC, la red de distribución local y un filtro de conexión a la red.

Figura 2. Sistema fotovoltaico conectado a la red



Fuente: Autores

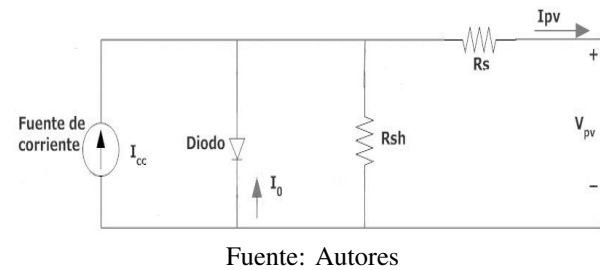
2.1. Paneles solares fotovoltaicos

El principal elemento del generador fotovoltaico es la célula fotovoltaica, compuesta por un material semiconductor, típicamente de silicio cristalino el cual es tratado para crear dos capas diferentes dopadas (una tipo p y otra tipo n) para producir en la unión de estas dos capas una separación de cargas.

El efecto fotovoltaico (que viene de las palabras griegas *phos* que significa luz y *voltaico* que proviene del campo de la electricidad), consiste en que, cuando la luz solar incide sobre la célula, los fotones que la constituyen son absorbidos por ésta, suministran la cantidad de energía necesaria a los electrones del último nivel de valencia para romper el enlace que mantenía unidos sus átomos respectivos, luego estos electrones son atrapados por el campo eléctrico de la unión permitiendo que fluya corriente eléctrica [11].

Para saber cómo interpretar el funcionamiento de una celda fotovoltaica es necesario conocer el modelo de esta. Uno de los modelos más usados de celdas fotovoltaicas se muestra en la Figura 3:

Figura 3. Modelo de la celda sola fotovoltaica



Fuente: Autores

En este modelo, la fuente de corriente continua representa la corriente generada por la radiación solar, R_s es una resistencia en serie que representa las pérdidas en las conexiones y la corriente de fuga del diodo es representada por R_{sh} la cual es una resistencia en paralelo [11]. En el anexo A se detallan las características de las celdas fotovoltaicas.

El panel solar está conformado por la conexión serie-paralelo de celdas solares fotovoltaicas, a su vez un generador solar es un conjunto de paneles solares con conexión serie-paralelo. Estas conexiones de paneles y de celdas sirven para elevar la corriente y la tensión del conjunto[9]. El generador fotovoltaico tiene características de operación similares a las de las celdas fotovoltaicas.

Esta energía entregada por el generador fotovoltaico se puede aprovechar de muchas formas: En grandes campos fotovoltaicos, en pequeñas cargas residenciales, cargas comerciales, estaciones de bombeo de agua, cargas alejadas de la red de distribución pública, estaciones de telecomunicaciones, entre otros usos.

2.2. Convertidor DC/DC

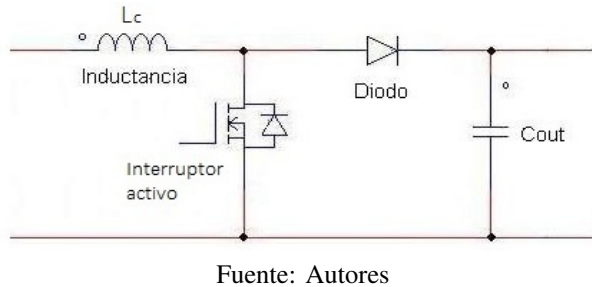
Los convertidores DC/DC son dispositivos de electrónica de potencia, utilizados para adecuar los niveles de tensión que proporcionan los módulos fotovoltaicos a niveles de tensión requeridos según la topología del sistema. Pueden elevar o reducir la tensión para alimentar la batería y/o para adecuar la señal de tensión para los inversores como es el caso del presente trabajo de grado [1].

Los convertidores se pueden clasificar según su función y si tienen o no existencia de aislamiento galvánico en su configuración, tal y como se detalla en [1]. Éstas y otras características de los convertidores, así como la elección de los valores de sus elementos en el convertidor elevador del presente trabajo de grado se describen en el anexo A. El número de convertidores y sus topologías pueden variar según la necesidad y la potencia que requiera el sistema, estas configuraciones se encuentran en [9].

La topología del sistema fotovoltaico conectado a la red que se expone requiere de este elemento para elevar la tensión a niveles necesarios para que luego, esta señal de tensión se transforme de continua a alterna con ayuda del inversor. Si la topología del sistema fotovoltaico requiere de un convertidor DC/DC, a la salida de los paneles fotovoltaicos (como es el presente caso), éste podrá ser controlado para que extraiga la máxima potencia de los paneles. En otras palabras, el algoritmo MPPT estará implementado en el convertidor DC/DC para estos casos.

En este trabajo se considera un convertidor elevador como el presentado en la Figura 4.

Figura 4. Modelo convertidor DC/DC elevador



En este convertidor elevador la inductancia es la encargada de que no exista sobre picos en la corriente, de igual forma el condensador de salida

se encarga de mantener la tensión de salida lo más constante posible. El diodo se comporta como interruptor pasivo. El interruptor activo puede ser un MOSFET, un IGBT o un GTO estos se controlarán a través del ciclo de trabajo el cual es una función que relaciona la tensión de salida y la tensión de entrada e indicaran el tiempo de conducción y de no conducción de los interruptores. El interruptor activo que se utilizó en este trabajo fue el MOSFET, ya que es el más utilizado para niveles medios de potencia.

En el presente artículo se modificará el ciclo de trabajo del convertidor a través de los algoritmos de MPPT, para que se eleve la tensión a los niveles necesarios y para que el panel trabaje en el punto de tensión donde la potencia es máxima. Este ciclo de trabajo debe ser variante, ya que como se muestra en la Figura 1, para cada nivel de irradiancia hay una tensión diferente a la cual la potencia es máxima. Si el ciclo de trabajo permanece constante no se garantiza la extracción de la potencia máxima que puede dar el panel [11].

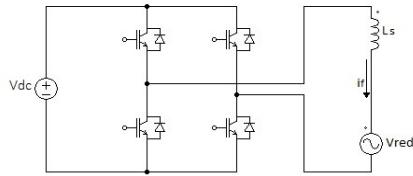
2.3. Inversor

El inversor es un dispositivo usado en aplicaciones donde se dispone de una señal en corriente continua y en el uso final se requiere que sea de corriente alterna. En esta aplicación monofásica el inversor está diseñado con un circuito en puente de semiconductores de potencia, los cuales tienen un ciclo de apertura y cierre que se controlan a través de pulsos de disparos. En este sistema fotovoltaico el inversor es utilizado para transformar las señales de continua entregadas por el panel, en corriente alterna con las mismas características de la red a la cual el sistema está conectado.

Los inversores deben cumplir con especificaciones básicas como, entregar potencia con baja distorsión armónica, trabajar con un rendimiento alto y entregar potencia con un factor de potencia elevado según lo requiera la carga [14]. Los inversores pueden tener diferentes topologías y formas de conexión. Este diseño dependerá también si la conexión a la red es trifásica o monofásica [9]. Para este proyecto se utilizó un inversor con configuración centralizada monofásica, en el cual se controlan todas las ramas en serie de los módulos fotovoltaicos. Es una configuración sencilla, con buen rendimiento y de bajo costo.

Los elementos que conforman un inversor de puente completo, como el que utiliza el presente trabajo de grado es detallado en la Figura 5.

Figura 5. Modelo inversor monofásico puente completo



Fuente: Autores

En este circuito la inductancia hará las veces de filtro de primer orden, el cual tiene como objetivo reducir el rizado que entrega el inversor al eliminar los armónicos que se presentan por la alta frecuencia de conmutación y ayudar a que no se genere un cortocircuito entre la tensión del inversor y la red. Los semiconductores de potencia pueden ser IGBT o MOSFET, con un diodo en anti paralelo cada uno. Este conjunto de elementos trabajarán como interruptores controlados ideales. La elección de la bobina se detalla en el anexo A.

2.4. Otros elementos de un sistema fotovoltaico

2.4.1. Baterías: La potencia entregada por el panel fotovoltaico depende de parámetros que varían constantemente como la irradiancia. Por tal razón, en algunas aplicaciones, se hace necesario tener elementos almacenadores de energía, los cuales puedan proporcionar la energía almacenada en momentos que la carga la necesite y los paneles no la puedan brindar. Las baterías garantizan un suministro de energía estable ya que guardan la energía brindada por los paneles solares, actuando de reserva cuando la generación de los paneles es poca o nula [17]. En el presente trabajo de grado no se hace necesario el uso de estos elementos ya que toda la potencia generada será entregada a la carga o a la red de distribución.

2.4.2. Reguladores de carga: Estos elementos tienen como objetivo controlar la corriente que absorben las baterías con el fin de evitar sobre cargas peligrosas y extender la vida útil de estos elementos. Los reguladores de cargas miden constantemente la tensión de las baterías e indican el nivel de carga de

estas, evitando o disminuyendo el paso de corriente a las baterías cuando estas estén cargadas totalmente o estén cerca a cargarse [1].

3. ALGORITMO DE BÚSQUEDA DEL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA

Como se detalló en la Figura 1, un panel fotovoltaico tiene una familia característica de curvas que relacionan la tensión, la corriente y la potencia, las cuales dependen de factores externos como la irradiancia y la temperatura. Para extraer la máxima potencia que pueden entregar los paneles se utilizan los seguidores del punto de máxima potencia (MPPT), los cuales modifican el punto de operación del sistema fotovoltaico para que en todo momento se pueda extraer la máxima potencia que pueden dar los paneles [9], [6].

Estos algoritmos se pueden clasificar en métodos indirectos, los cuales se basan en datos externos al sistema como la irradiancia y la temperatura, y en métodos directos, los cuales utilizan datos directamente del sistema, como la tensión o la corriente, para buscar el punto de trabajo al cual se halla la máxima potencia [13]. La eficiencia de estos algoritmos influye directamente en la eficiencia del sistema, tal y como se aprecia en la ecuación (1)[9].

$$n_{total} = n_{pv}n_{mppt}n_{sist\ fot} \quad (1)$$

Donde:

n_{pv} : Eficiencia panel solar fotovoltaico

$n_{sist\ fot}$: Eficiencia del sistema fotovoltaico

n_{mppt} : Eficiencia del algoritmo MPPT

n_{total} : Eficiencia total del sistema fotovoltaico

En este trabajo de grado se analizaron los algoritmos de perturbación y observación, conductancia incremental, tensión constante y perturbación y observación mejorado.

3.1. Perturbación y observación

El algoritmo de perturbación y observación (PyO) es el algoritmo más usado debido a su estructura simple y a las pocas variables que usa [4], [9], [1], [7]. Este método consiste en pequeñas variaciones iterativas en la tensión [13]. Si la tensión de operación del sistema fotovoltaico se perturba en cierta dirección y la potencia entregada por el panel aumenta quiere decir que el punto de operación se ha movido hacia el punto de máxima potencia, por lo que la tensión de los paneles deberá perturbarse

en la misma dirección. Por otro lado, si la potencia extraída por el panel disminuye, el punto de operación se ha movido en dirección contraria al punto de máxima potencia, por lo que la tensión deberá ser perturbada en dirección contraria a la que se tenía anteriormente [9], [11], [14], [13].

La descripción de las variables utilizadas en este algoritmo se resumen en la Tabla 1.

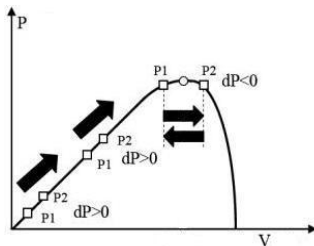
Cuadro 1
DESCRIPCIÓN VARIABLES DE LOS ALGORITMOS MPPT

Variable	Descripción
k	Instante de tiempo
Cp	Constante del algoritmo
Vdcref	Tensión de referencia del capacitor Cout
V(k)	Tensión en el generador en el instante k
V(k-1)	Tensión en el generador en el instante k-1
I(k)	Corriente entregada por el generador en el instante k
I(k-1)	Corriente entregada por el generador en el instante k-1
P(k)	Potencia entregada por el generador en el instante k
P(k-1)	Potencia entregada por el generador en el instante k-1
ΔV	Cambio en la tensión del panel entre los instantes k y k-1
ΔP	Cambio en la potencia entregada por el panel entre los instantes k y k-1
D(k)	Ciclo de trabajo en el instante k
D(k+1)	Ciclo de trabajo en el instante k+1
Vr(k)	Tensión de referencia del generador en el instante k
Vr(k+1)	Tensión de referencia del generador en el instante k+1

Fuente: Autores

La operación de búsqueda de la máxima potencia de este algoritmo se puede apreciar en la Figura 6.

Figura 6. Principio de funcionamiento del algoritmo perturbación y observación

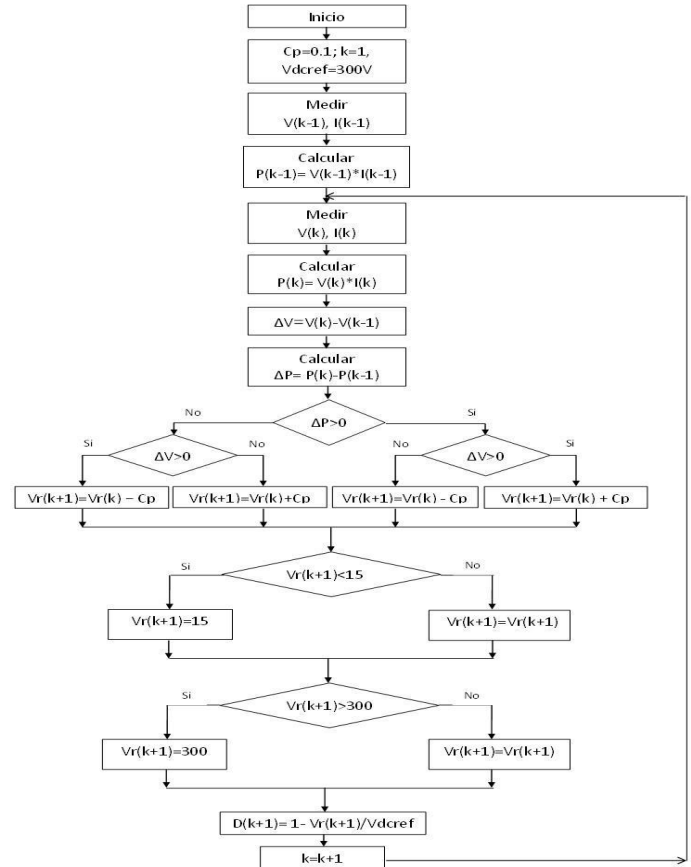


Fuente: Modificado de [9]

A continuación se muestra en la Figura 7, el diagrama de flujo del algoritmo de perturbación y

observación implementado en este trabajo.

Figura 7. Algoritmo perturbación y observación



Fuente: Autores

Se limito los valores de la tensión de salida para que el ciclo de trabajo del controlador no de mayor que uno ni un valor por debajo de cero. Por tal razón los valores limites fueron de 15 y 300 Volts.

3.2. Tensión constante

El algoritmo de tensión constante (TC) es muy sencillo y utiliza el hecho de que la tensión de punto de máxima potencia (V_{mpp}) y la tensión de circuito abierto (V_{oc}) tienen una relación aproximadamente constante tal y como se muestra en la ecuación (5)

$$\frac{V_{mpp}}{V_{oc}} = K < 1 \quad (2)$$

De este modo el generador se aísla temporalmente para medir el valor de la tensión de circuito abierto y con el valor de la constante K, se calcula la tensión

a la cual ocurre la máxima potencia. El valor de la constante K varía entre 0,72 y 0,8 [9], [13]. En esta aplicación se utilizó un valor de 0,76 ya que con este valor se observó un buen seguimiento del algoritmo.

3.3. Conductancia incremental

El método de conductancia incremental (CI) consta de una complejidad computacional mayor y se basa en que la derivada de la potencia generada con respecto a la derivada de la tensión es igual a cero en el punto de máxima potencia [9], [1], [14], [13], según la ecuación (2)

$$\frac{dp}{dv} = 0 \quad (3)$$

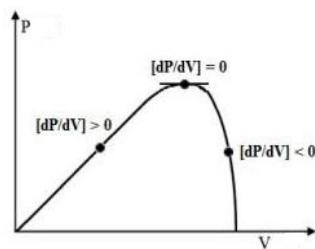
Si se reemplaza el valor de la potencia ($p := vi$) en la ecuación (2) se obtiene la ecuación (3) la cual es el desarrollo del valor de la derivada de la potencia en función de la tensión. Igualando la ecuación (3) a cero se obtiene la ecuación (4), ecuación en la que se basa el principio de funcionamiento del algoritmo de conductancia incremental, el cual indica el punto de máxima potencia.

$$\frac{dp}{dv} = \frac{d(iv)}{dv} = i + v \frac{di}{dv} \quad (4)$$

$$\frac{di}{dv} = -\frac{i}{v} \quad (5)$$

Por lo tanto, si dp/dv es igual a cero el algoritmo se encuentra en el MPP y no hará ningún incremento en la tensión del panel, si dp/dv es negativo el algoritmo se encuentra a la derecha del MPP y deberá perturbar el punto de funcionamiento al igual que si dp/dv es positivo, tal y como se puede observar en la Figura 8 [9], [1], [14].

Figura 8. Principio de funcionamiento del método de conductancia incremental



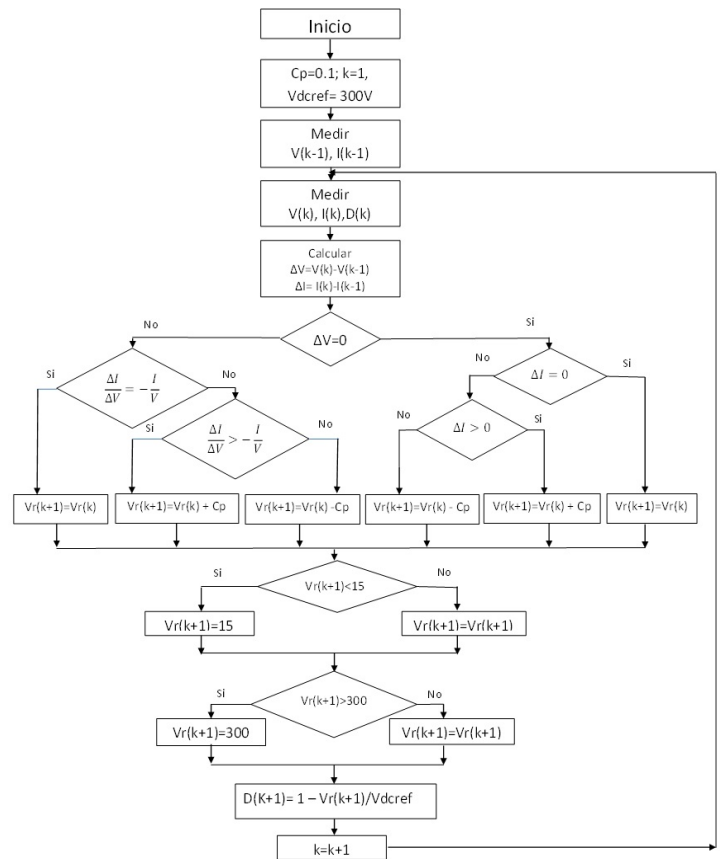
Fuente: Modificado de [9]

Las variables utilizadas en este algoritmo son las mismas que en el de perturbación y observación, las cuales están resumidas en la Tabla 1.

Es importante limitar el ciclo de trabajo, ya que el algoritmo en su esfuerzo por buscar la tensión de potencia máxima puede hallar una tensión en la cual el ciclo de trabajo es mayor que uno, o valores negativos, valores que no son permitidos en los convertidores elevadores.

Este algoritmo de control se resume en el diagrama de flujo de la Figura 9.

Figura 9. Algoritmo Conductancia incremental



Fuente: Autores

De igual forma se limitó los valores de la tensión de salida para que el ciclo de trabajo del controlador no sea mayor que uno ni un valor por debajo de cero. Por tal razón los valores límites fueron de 15 y 300 Volts.

3.4. Técnica de perturbación y observación mejorada

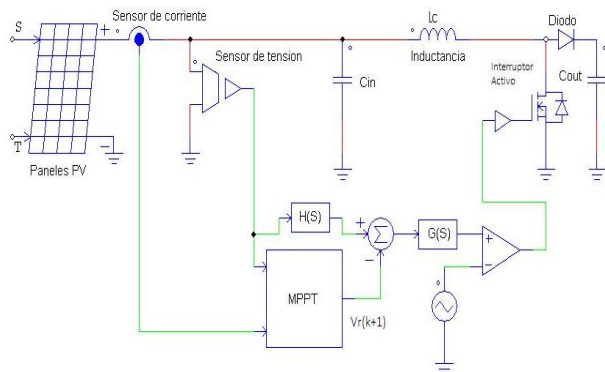
Este algoritmo de perturbación y observación mejorada (PyOM) consiste en mejorar la técnica de perturbación y observación mediante un controlador,

el cual es propuesto en [8]. En este artículo se plantea la necesidad de implementar un controlador que mejore las deficiencias que tiene este algoritmo cuando existen perturbaciones en el condensador de salida del convertidor (Vdc) en sistemas fotovoltaicos conectados a la red de distribución (ver Figura 2). Estas deficiencias se dan especialmente por la oscilación del segundo armónico en la potencia instantánea entregada a la red por parte del sistema fotovoltaico. En aplicaciones monofásicas ésta oscilación puede generar oscilaciones en la tensión del condensador de salida del convertidor DC/DC y puede afectar considerablemente la eficiencia del algoritmo.

Para la elaboración de este controlador, se partió del modelo en pequeña señal del elevador DC/DC, para con esto hallar la función de transferencia que relaciona la tensión del panel respecto la tensión del condensador de salida, en el cual se presentan las oscilaciones de doble frecuencia. Dicho controlador atenuará las oscilaciones de segundo orden. Además, hará que el algoritmo tenga una velocidad de convergencia mayor.

El controlador propuesto en [8], [7], [12] fue modificado para que cumpliera con los objetivos propuestos para el sistema expuesto en este trabajo. La elaboración del controlador corregido y la descripción de como los autores diseñaron el controlador se encuentran en el anexo A.

Figura 10. Ubicación del controlador en el sistema fotovoltaico



Fuente: Autores

En la Figura 10 se muestra la ubicación del controlador dentro del sistema fotovoltaico donde $G(s)$ es la función de transferencia del controlador dada en la ecuación (6)

$$G(s) = \frac{S(1 + \frac{S}{2\pi S_1})}{(1 + \frac{S}{2\pi S_2})} \quad (6)$$

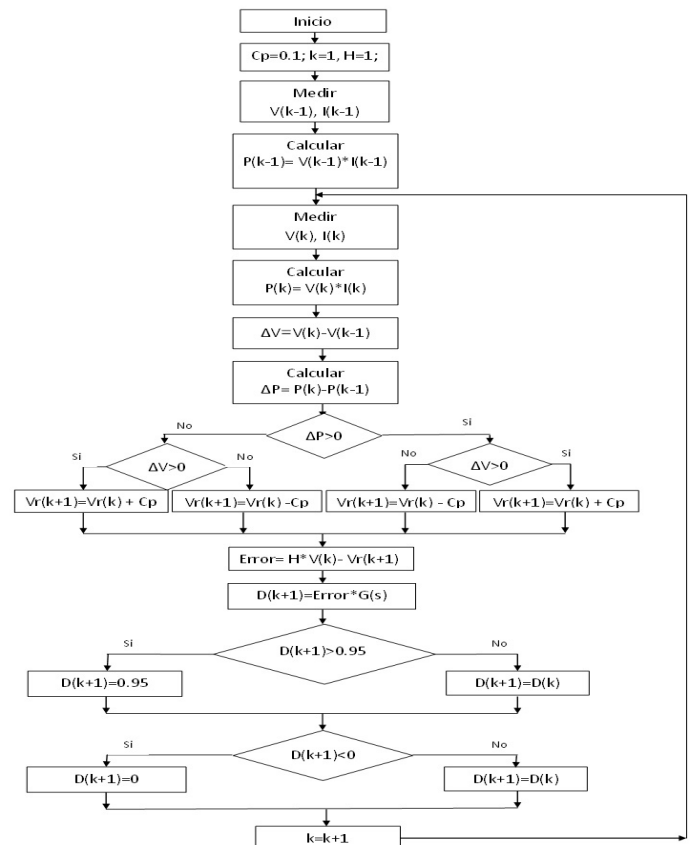
Ésta función de transferencia es de primer orden y tiene los siguientes valores:

$$S_1 = 268Hz \quad S_2 = 100000Hz.$$

Además $H(s)$ es la ganancia de tensión de salida del panel, la cual tiene un valor unitario. Con esta función y con la señal de tensión de referencia que arroja el algoritmo MPPT se tiene la señal de error, la cual entra al controlador para calcular el ciclo de trabajo. La señal de onda triangular se compara con la señal que arroja el convertidor para con esta diferencia enviar las señales de apertura y cierre al interruptor de potencia del convertidor.

El diagrama de flujo de este algoritmo se resume en la Figura 11, donde se puede apreciar que el cálculo del ciclo de trabajo se hace en el controlador, ciclo que está limitado para que no exceda los valores permitidos para los convertidores elevadores.

Figura 11. Algoritmo de perturbación y observación mejorado



Fuente: Autores

4. GENERACIÓN DE LA CORRIENTE DE REFERENCIA

Para realizar la conexión a la red eléctrica del sistema fotovoltaico, se debe garantizar la inyección de una corriente sinusoidal, en fase con la tensión de la red, con el fin de entregar solo potencia activa es decir que trabaje con un factor de potencia unitario [10]. Este control se basa en tener la potencia justa para producir la corriente necesaria en cualquier instante [18]. Para hallar la corriente de referencia se usa la siguiente ecuación (7).

$$i_{ref}(t) = \frac{P_{activa} V_{red}(t)}{V_{redrms}^2} \quad (7)$$

Dónde la potencia activa se muestra en la ecuación (8) :

$$P_{activa} = P_{MPPT} - P_{dc} \quad (8)$$

En la cual:

$V_{red}(t)$: Es la tensión que entrega la red.

V_{redrms} : Valor rms de la tensión de red.

P_{MPPT} : Potencia instantánea que entrega el generador fotovoltaico.

P_{dc} : Potencia requerida para mantener la tensión del condensador del lado de continua en el valor de referencia V_{dcref} .

Para determinar esta potencia se usó un control PI según la ecuación (9).

$$P_{dc} = K_p e(t) + \frac{K_p}{T_i} \int e(t) dt \quad (9)$$

Donde :

$$e(t) = V_{dcref} - V_{dc} \quad (10)$$

Adicionalmente:

$e(t)$: Es la diferencia entre la tensión ideal que se quiere en el condensador del lado de continua y la tensión real que se presenta en el condensador.

V_{dcref} :300V

V_{dc} : Tensión en el condensador del lado de continua del inversor.

K_p : Ganancia proporcional

T_i : Tiempo integral que representa la cantidad de veces que se esta repitiendo la acción proporcional Para la elección de K_p , se escogen un T_i según el diseño que se desee y el sistema que se tenga [3],

[19]. Para este trabajo se diseñó con los siguientes valores.

$$K_p = 15$$

$$T_i = 1$$

5. ESTRATEGIAS DE CONTROL DEL INVERSOR

En los inversores conectados a la red se usa un control de corriente o de tensión para generar los pulsos de conmutación del inversor. En este proyecto se usó el control de corriente ya que va a seguir la corriente de referencia con el menor error posible. Las técnicas de control más usadas se pueden dividir en dos tipos: de lazo abierto y de lazo cerrado [18], [21]. A continuación se realizará una breve explicación de varias técnicas y se compararán tres de lazo cerrado, ya que estas son las que se usan en el control de corriente del inversor, buscando la técnica con la cual se tenga el menor rizado en la señal de corriente y un seguimiento de la señal de corriente de referencia.

5.1. Lazo abierto

En estas técnicas la variable de salida no tiene efecto sobre la acción de control que se realiza, es decir no existe una realimentación en la entrada respecto a la salida. Entre las técnicas de lazo abierto se tienen:

5.1.1. Modulación por ancho de pulso (PWM, Pulse Width Modulation): Se basa en generar el ancho de los pulsos por cada ciclo de trabajo. Su funcionamiento consiste en comparar dos señales, para con esto generar la conmutación de los semiconductores de potencia. En este caso se compara una señal de referencia y una triangular que es la señal portadora[18].

5.1.2. Modulación vectorial (SVM,Space Vector Modulation): En este control se representa el sistema con un vector, el cual se crea a partir de los tiempos de trabajo de los estados de conmutación del inversor[19]. Para ello se determina el tiempo de conmutación de los interruptores de potencia, y así se obtiene la salida deseada, además permite mejorar las secuencias de conmutación en las ramas del inversor [18].

5.2. Lazo cerrado

En estas técnicas la variable de salida tiene efecto sobre la acción de control, es decir se tiene una señal de error que depende de la señal de

entrada y de salida, llamada realimentación. Estas técnicas de control de lazo cerrado se dividen en dos grupos. Según su funcionamiento pueden ser lineales o no lineales, teniendo como característica importante que los lineales necesitan el uso de una técnica de control de lazo abierto, de las que ya se mencionaron anteriormente, para generar los pulsos [20].

5.2.1. Controladores no lineales: En este control se obtienen las señales de conmutación directamente del inversor de potencia a partir de la señal de error. Entre las metodologías más conocidas están la de histéresis y la modulación delta.

Control de histéresis: El funcionamiento de este control está basado en definir una banda fija, y en calcular el error entre la corriente inyectada a la red y la corriente de referencia; si el error sobrepasa los límites de la banda establecida $\pm h$, se conmuta el inversor, logrando un cambio de polaridad en la tensión aplicada, y si el error se mantiene en el rango $\pm h$ se debe continuar en el estado que se encontraba [2]. Esta metodología de control es bastante usada por su fácil implementación. Una de las principales desventajas que presenta este control es el rizado de la corriente ya que para tener un bajo rizado se tendrá que trabajar con frecuencias altas y con bajos límites de la banda, para de este modo obtener una onda más sinusoidal [3].

Modulación delta: Este control tiene un funcionamiento similar al control de histéresis, pero la banda que se usa es nula, y la frecuencia de conmutación se mantiene constante al igual que el tiempo de muestreo en el que se comprueba el signo del error.

5.2.2. Controladores lineales: Estos controladores se basan en obtener la tensión de salida del inversor necesaria a partir del error, luego para generar los pulsos del inversor se usa una técnica de lazo abierto. En este trabajo se usó la modulación por ancho de pulso (*PMW*).

Control integral PI: En este control se determina la tensión necesaria para que se generen los pulsos de conmutación del inversor. Para esto se halla el error con la corriente que se inyecta a la red y la corriente de referencia hallada en la ecuación (7). Luego se determinan los pulsos mediante la acción del control de lazo abierto *PWM*. La ecuación que se usa para hallar esta tensión se muestra en (11):

$$V_{inv}(t) = K_p e(t) + \frac{K_p}{T_i} \int e(t) dt \quad (11)$$

Donde $e(t)$ es la diferencia entre la corriente de referencia y la corriente que se inyecta a la red (12):

$$e(t) = i_{ref} - i_f \quad (12)$$

Donde:

i_f : Corriente inyectada a la red

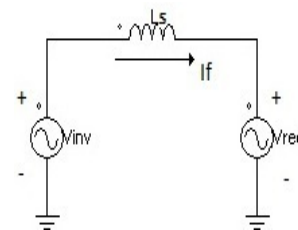
i_{ref} : Corriente de referencia.

K_p : Ganancia proporcional

T_i : Representa la cantidad de veces que se esta repitiendo la acción proporcional.

Control de tiempo de establecimiento finito o de tiempo muerto (*Deadbeat*): En este control se busca predecir la tensión que debe tener el inversor, para que así la corriente que se genere siga a la corriente de referencia en el menor tiempo posible. El error que debe existir entre estas corrientes al finalizar el periodo debe ser nulo, debido a esto el control *Deadbeat* presenta un mejor seguimiento de la corriente de referencia en comparación con otras metodologías como el PI, histéresis y modulación delta. Para hallar la tensión del inversor se considera conectado a la red como lo muestra la Figura 12:

Figura 12. Equivalente monofásico inversor conectado a la red



Fuente: Autores

La ecuación de la tensión de la bobina se muestra en (13):

$$V_{inv} - V_{red} = L_s \frac{di_f(t)}{dt} \quad (13)$$

En [18] se explica como aplicando diferentes transformaciones y cálculos se obtiene la función para hallar la tensión del inversor, la cual se muestra en la ecuación (14):

$$V_{inv}(k) = \frac{L_s}{T} (i_{ref}(k) - i_f(k)) + V_{red} \quad (14)$$

Donde :

$i_f(k)$: Corriente que se inyecta a la red

$i_{ref}(k)$: Corriente de referencia de la ecuación (7)

v_{red} : Tensión de la red

L_s : Bobina de conexión a la red

T : Periodo de conmutación de los interruptores activos del inversor de potencia

La corriente de referencia es la que se halla en la ecuación (7). La tensión de salida del inversor se sintetiza usando el control *PWM* para obtener los pulsos de conmutación del inversor.

6. RESULTADOS

Para el estudio comparativo de las cuatro técnicas explicadas anteriormente se tuvieron en cuenta los siguientes criterios: número de sensores, tiempo en el que tarda en llegar a un 90% del punto de máxima potencia y quedarse establecido allí, velocidad de convergencia, variación de la potencia cuanto ésta ya ha alcanzado su estado estable, la cual esta definida como se muestra en la ecuación (15) [9], [1], [11], [5], [13], [16]. Esta relación solo tendrá sentido en los instante donde le llegue radiación solar al panel fotovoltaico.

$$n_{mppt} = \frac{\int_0^t P(t)dt}{\int_0^t P_{max}(t)dt} \quad (15)$$

Los valores de los elementos con los cuales se hicieron todas las simulaciones se resumen en la Tabla 2.

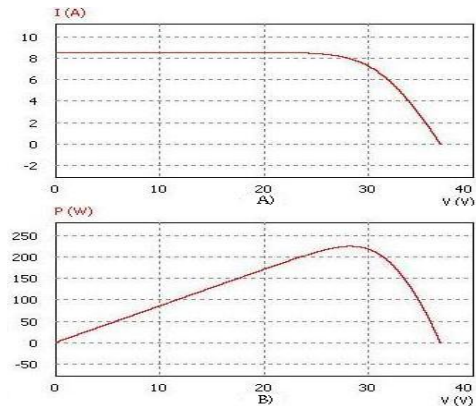
La características de los paneles considerados se aprecian en la Figura 13, estas curvas están para una irradiancia de $1000W/m^2$ y 25^0C . El periodo de conmutación fue escogido de igual forma ya que es un periodo que puede manejar el *DSP* que se encuentra en la escuela de E3T. El valor de 300 Volts en el condensador del bus de continua fue seleccionado para que luego el inversor luego pueda entregar una tensión de 120 Volts *RMS* a una frecuencia de 60 Hz. si ésta tensión disminuye no se podrá entregar tensión de alterna a la red con los valores dichos anteriormente.

Tabla 2
CARACTERÍSTICAS DE LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED.

Elemento	Valor
Paneles fotovoltaicos (2)	Potencia máx. 240 (W) (C/U)
Tensión de máxima potencia de cada panel	29.8 (V)
Corriente de máxima potencia de cada panel	8.06 (A)
Capacitor de entrada convertidor (Cin)	10 (uF)
Inductancia convertidor (Lc)	50 (mH)
Capacitor de entrada inversor (Cout)	2200 (uF)
Inductancia inversor (Ls)	20 (mH)
Red de distribución	120 (V), 60 (Hz)
Vdcref	300(V)
Periodo de conmutación (T)	0.1 (ms)

Fuente: Autores

Figura 13. Características paneles E3T A) Corriente vs Tensión B) Potencia vs Tensión



Fuente: Autores

Estas simulaciones se hicieron en PSIM para tres casos:

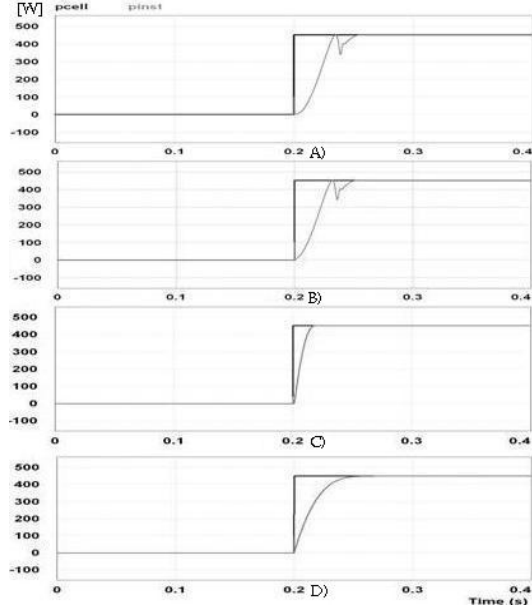
1. Cambio en la irradiancia y temperatura constante.
2. Irradiancia constante y cambio de temperatura.
3. Datos reales de irradiancia y temperatura.

De igual forma se presenta una cuarta simulación donde solo se encuentra el convertidor, es decir no hay inversor, en la cual se pretende ver la influencia que tiene la doble frecuencia fundamental (60 Hz) de la red en los algoritmos MPPT. Ésta simulación se encuentra en el anexo C.

6.1. Cambio de irradiancia y temperatura constante.

En este caso la irradiancia varía en forma de escalón unitario de 0 a 1000 W/m^2 en 0,2 segundos mientras la temperatura permanece constante en valor de 25 grados Celsius. La ventana de simulación es de 0,4 segundos. Para este caso se tuvo el condensador de entrada del inversor descargado, este podrá ser cargado con ayuda del inversor, el cual trabajaría como un regulador mientras este se carga, luego de esto ocurre el cambio brusco de irradiancia.

Figura 14. Seguimiento del punto de máxima potencia para cambio de irradiancia. A) CI B) PyO C) PyOM D) TC



Fuente: Autores

El seguimiento de la potencia instantánea ante este cambio se aprecia en la Figura 14 en la cual se puede apreciar que el algoritmo que más rápido llega al punto de máxima potencia es el de perturbación y observación modificado y que los otros tres se establecen en tiempos casi iguales a este punto, aunque con más transitorios para los dos primeros, como se observa en la Tabla 3.

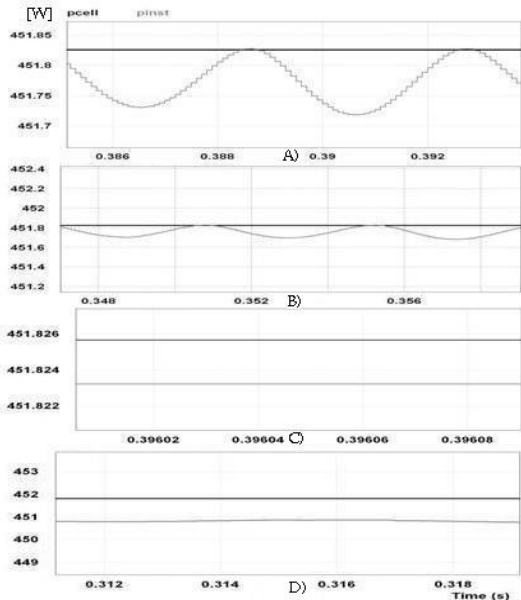
Tabla 3
TIEMPO DE ESTABLECIMIENTO

Algoritmo	Tiempo de establecimiento (s)
CI	0.258
PyO	0.251
PyOM	0.216
TC	0.2495

Fuente: Autores

En la Figura 15 se observa que en estado estable todos los algoritmos presentan un buen seguimiento. Aquí se puede visualizar que el mejor seguimiento lo realiza el algoritmo de perturbación y observación mejorado. Por su lado el de conductancia incremental y el de perturbación y observación siguen el punto de máxima potencia muy de cerca pero con ciertas oscilaciones pequeñas al doble de la frecuencia de la red. Por último el algoritmo de tensión constante también sigue el punto de máxima potencia pero con mayor error a los anteriores, debido a que el ciclo de trabajo de este algoritmo es constante y no obliga al panel a dar la máxima potencia.

Figura 15. Acercamiento del seguimiento del punto de máxima potencia para cambio de irradiancia. A) CI B) PyO C) PyOM D) TC



Fuente: Autores

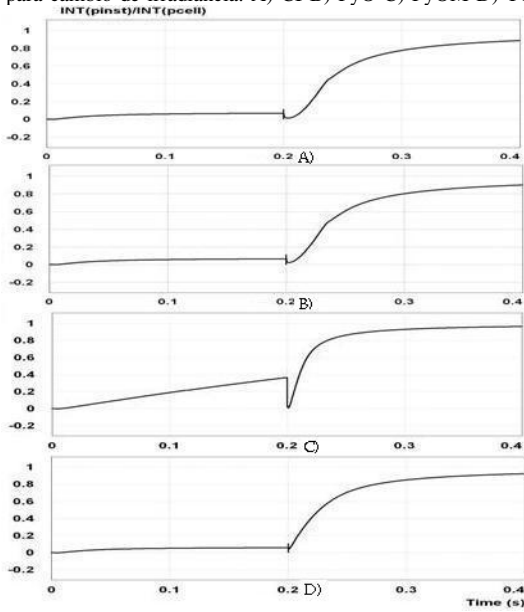
Las eficiencias de los algoritmos en esta condición se muestran en la Figura 16.

Las eficiencias de los dos primeros algoritmos es muy similar, mayor del 93% en estado estable. Perturbación y observación mejorado presenta una muy buena eficiencia, superior al 97%, y el de tensión constante presenta una eficiencia cercana al 90%.

La carga del condensador y la señal de corriente entregada por el inversor en fase con la tensión de la red se pueden ver en la Figura 17 considerando el algoritmo de PyOM. Los otros tres algoritmos presentan curvas muy similares, por lo cual sólo

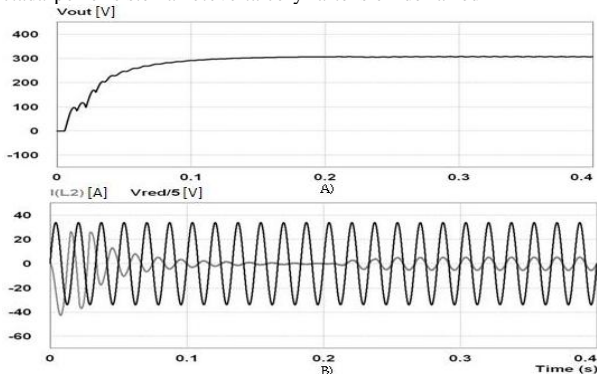
se muestra el resultado de un solo algoritmo. En esta figura se aprecia un desfase de 90° entre la tensión de la red y la corriente entregada por el sistema fotovoltaico mientras el capacitor de salida del convertidor se carga, ésta carga durà aproximadamente 0,15 segundos, es decir, mientras llega a 300 V. Luego de esto la corriente del inversor esta en fase con la tensión de la red. Este comportamiento indica el correcto funcionamiento del algoritmo de generación de la referencia.

Figura 16. Eficiencia de los algoritmos de seguimiento del punto de máxima potencia para cambio de irradiancia. A) CI B) PyO C) PyOM D) TC



Fuente: Autores

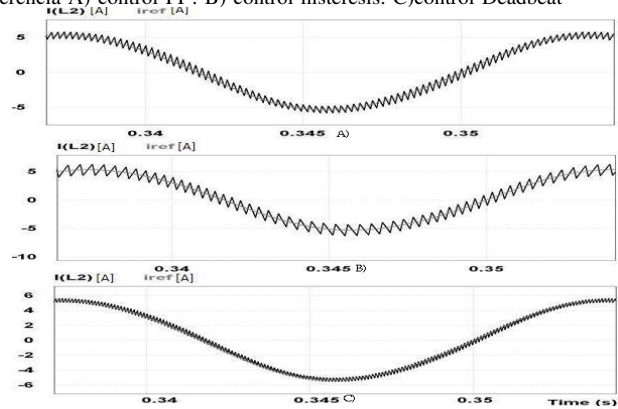
Figura 17. A) Carga del condensador de salida del convertidor B) Corriente inyectada por el sistema fotovoltaico y la tensión de la red



Fuente: Autores

El objetivo del control del inversor será seguir la corriente de referencia. El cumplimiento de este objetivo se puede apreciar en la Figura 18. En la Figura 18C se puede observar como el control DeadBeat implementado en el inversor, logra seguir una corriente de referencia para que la señal de corriente sea lo más senoidal posible, presentando a su vez un rizado y un error muy pequeño. Por esta razón es el control seleccionado para el seguimiento de la corriente de referencia. Por tal motivo en las restantes simulaciones sólo se presentan los resultados utilizando el control Deadbeat.

Figura 18. Seguimiento de la corriente del inversor con la corriente de referencia A) control PI . B) control histeresis. C)control Deadbeat



Fuente: Autores

La distorsión armónica total (*THD*, *Total Harmonic Distorsion*) de las corrientes con las tres técnicas de control del inversor comparadas se muestran en la Tabla 4.

Tabla 4
THD EN LA CORRIENTE INYECTADA POR EL INVERSOR

Técnica de control del inversor	THD
PI	9.74 %
Histeresis	10.3 %
Deadbeat	5.15 %

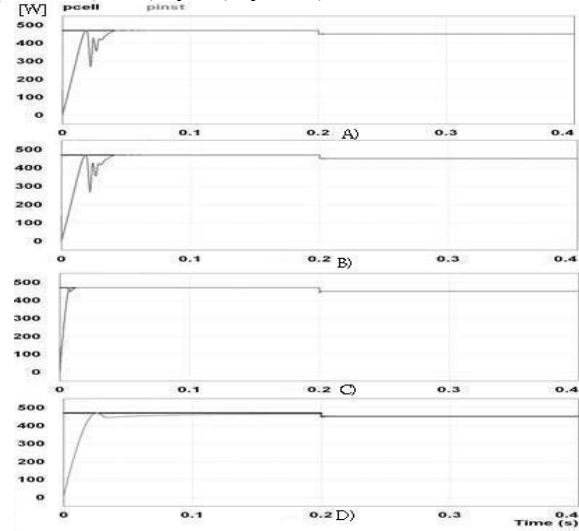
Fuente: Autores

6.2. Irradiancia constante y cambio de temperatura

En esta simulación se pretende ver como se afectan los algoritmos ante un cambio brusco de temperatura, manteniendo la irradiancia en un valor constante de $1000 W/m^2$. El cambio de temperatura se da en forma de escalón, cambia de 10 a 25° grados Celsius en 0,2 segundos. El tiempo total de la simulación es de 0,4 segundos.

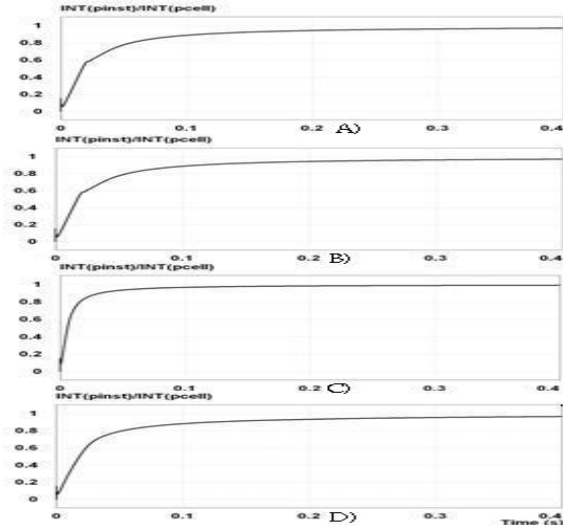
En la Figura 19 se evidencia que el mayor error de seguimiento de la máxima potencia lo realiza el algoritmo de tensión constante, ya que éste se basa en determinar la tensión a la cual ocurre el punto de máxima potencia suponiendo que la temperatura permanece constante durante el transcurso del día. Los demás algoritmos presentan un buen seguimiento del MPP, siendo el tercero el de mejor seguimiento y el de mayor velocidad de convergencia.

Figura 19. Seguimiento del punto de máxima potencia para cambio de temperatura. A) CI B) PyO C) PyOM D) TC



Fuente: Autores

Figura 20. Eficiencia de los algoritmos de seguimiento del punto de máxima potencia para cambio de temperatura. A) CI B) PyO C) PyOM D) TC



Fuente: Autores

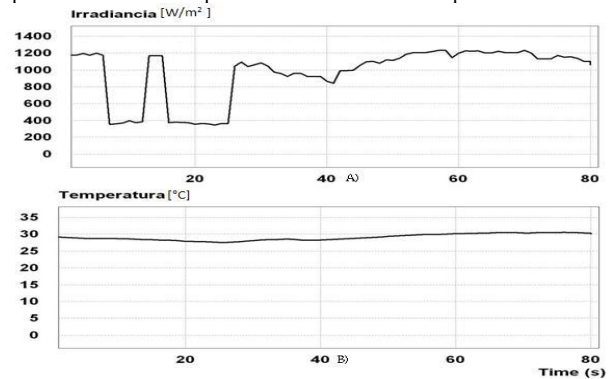
Para observar mejor el rendimiento de cada algoritmo, la eficiencia se presenta la Figura 20, en la cual se aprecia que la eficiencia más alta la presenta al algoritmo de PyOM y el de peor eficiencia el algoritmo de TC.

6.3. Datos reales de irradiancia y temperatura.

Para este caso se consideraron datos reales de irradiancia y temperatura, los cuales fueron tomados en la terraza del edificio de eléctrica el día 01/09/2010. Los datos simulados fueron registrados cada minuto en un intervalo comprendido entre las 11:55 hasta las 13:15 horas, con lo que se tenían 80 minutos, es decir, 80 datos. Para ello se simuló una ventana de 80 segundos, con lo cual se tenía para cada dato de irradiancia y temperatura un segundo en PSIM. Esta aproximación lleva a un intervalo suficiente para que los algoritmos reaccionen ya que como se concluyó de las simulaciones anteriores los algoritmos actúan en un tiempo menor a 0,15 segundos.

El comportamiento de la irradiancia y de la temperatura en función del tiempo, en la franja de tiempo escogida se muestra en la Figura 21.

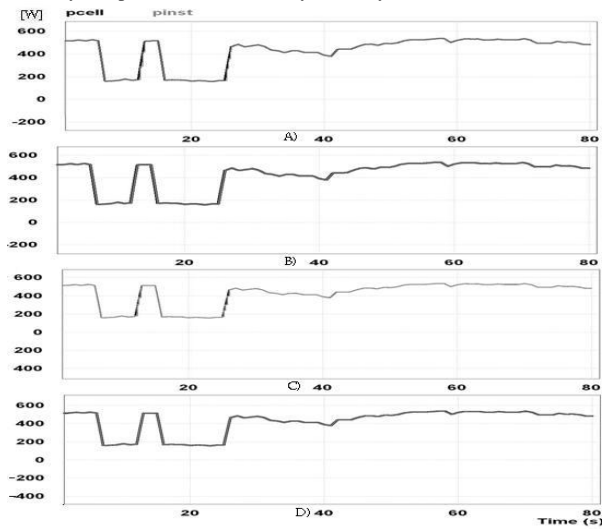
Figura 21. A) Comportamiento de la irradiancia en función del tiempo B) Comportamiento de la temperatura en función del tiempo



Fuente: Autores

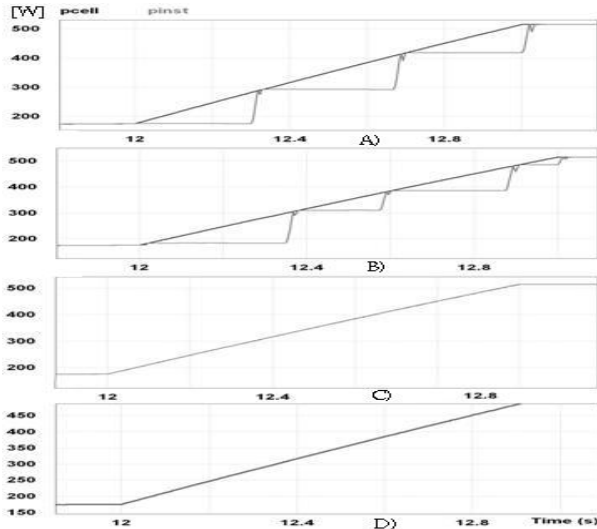
Se escogió esta franja de tiempo ya que hay cambios bruscos de irradiancia, para con eso ver el comportamiento de los algoritmos ante estos cambios.

Figura 22. Seguimiento del punto de máxima potencia para datos reales de irradiancia y temperatura. A) CI B) PyM C) PyOM D) TC



Fuente: Autores

Figura 23. Acercamiento del seguimiento del punto de máxima potencia para datos reales de irradiancia y temperatura. A) CI B) PyO C) PyOM D) TC



Fuente: Autores

De la Figura 22 se puede notar que todos los algoritmos siguen la potencia máxima. La diferencia de cada uno varía en lo cercano que están los algoritmos ante los diferentes cambios de irradiancia y temperatura que se puedan presentar. Para ello se realizó un acercamiento con lo que se obtuvo lo mostrado en la Figura 23, en la que se aprecia nuevamente que el mejor seguimiento lo realiza el algoritmo de perturbación y observación mejorado,

el cual sigue fielmente los cambios de irradiancia y temperatura. Además el algoritmo de tensión constante, sigue muy bien la potencia máxima porque en este intervalo la temperatura no cambió drásticamente (solo la irradiancia). Cuando la temperatura cambia este algoritmo no sigue muy bien la potencia máxima, tal y como se vio en la Figura 19D.

Los dos primeros algoritmos presentan mayores errores de seguimiento ya que no alcanzan a reaccionar a estos cambios bruscos de irradiancia. A pesar de esto presenta un buen seguimiento en el transcurso de la simulación.

6.4. Análisis comparativo de los algoritmos utilizados

Para realizar un análisis comparativo de los diferentes algoritmos MPPT, es importante hacer un balance entre las distintas características de funcionamiento que tienen cada uno de ellos. Para ello se deben analizar los elementos que lo conforman, su forma de implementación y la eficiencia que estos ofrecen [16]. Las características más elementales de funcionamiento de los cuatro algoritmos estudiados se resumen en la Tabla 5 de la cual se puede inferir que la eficiencia de un algoritmo está relacionada con la complejidad de éste, lo cual a su vez requerirá de mayor número de sensores y de elementos que harán del algoritmo más robusto y complejo de implementar.

Tabla 5
RESUMEN CARACTERÍSTICAS DE LOS ALGORITMOS

MPPT	CI	PyO	PyO M	TC
Dependencia parámetros ext.	No	No	No	Si
Analogico o digital	Digital	Ambos	Ambos	Ambos
Velocidad de convergencia	Variado	Variado	Muy rápido	Medio
Complejidad implementación	Media	Baja	Alta	Baja
Sensores	Tensión y corriente	Tensión y corriente	Tensión y corriente	Tensión
Eficiencia aprox.	95 %	94 %	98 %	90 %

Fuente: Autores

7. CONCLUSIONES

En el presente artículo se presentó un análisis comparativo de cuatro técnicas del seguimiento del punto de máxima potencia en celdas solares fotovoltaicas. Estas estrategias fueron implementadas en un convertidor DC/DC elevador, donde se modificaba el ciclo de trabajo del convertidor para que elevara la tensión de salida al nivel deseado y para obligar al panel a trabajar en la tensión donde éste entrega la máxima potencia. Además este convertidor DC/DC está conectado a un inversor, el cual se controló para que la corriente que entregará fuera lo más senoidal posible y estuviera en fase con la red. Todo esto se hizo para un sistema fotovoltaico monofásico centralizado conectado a la red.

El algoritmo de perturbación y observación mejorado fue el que mejor resultados mostró, ya que en todas las simulaciones tuvo una velocidad de convergencia mayor y un seguimiento casi perfecto del punto de máxima potencia para distintos casos de irradiancia y temperatura.

El controlador Deadbeat presenta un buen desempeño en el momento de seguir una corriente de referencia, para que de este modo el inversor entregue una corriente senoidal y en fase con la señal de tensión de la red determinada por el algoritmo de generación de la referencia. De igual forma el control PI utilizado en el bus de continua del inversor logra mantener la tensión del lado de continua en el valor de referencia predeterminado.

8. OBSERVACIONES

Las eficiencias de los algoritmos estudiados estuvieron cerca de los valores encontrados en los distintos artículos publicados en el tema [9], [1], [11], [5], [13].

También se encontró que el valor de la constante C_p influye directamente en la eficiencia de los algoritmos MPPT. Si C_p aumenta el algoritmo se vuelve más rápido pero a su vez se puede perder en condiciones de estado estable y pueden generar mayor rizado en la potencia entregada por el generador. Si C_p es pequeño, el algoritmo se vuelve más lento pero en estado estable presenta menos errores y la oscilación de la potencia entregada por el generador es menor. Por tal razón es importante una correcta selección de la constante C_p para obtener una mejor eficiencia en los algoritmos. Esta constante C_p es la variación de la tensión utilizado en los algoritmos MPPT.

REFERENCIAS

- [1] A. Carbonell. *Convertidor CC/CC elevador con seguidor de punto de máxima potencia mediante procesador digital de señal*. Universidad Carlos III de Madrid, 2009.
- [2] Joaquín Eloy-García Carrasco. *Control directo de potencia de convertidores electrónicos conectados a la red*. PhD thesis, Universidad Carlos III de Madrid, 2007.
- [3] D. Corcuera. *Diseño de una instalación fotovoltaica de conexión a red de 105 kW*. Universidad Carlos III de Madrid, 2009.
- [4] N. Diaz, J. Hernandez, and O. Duarte. Fuzzy maximum power point tracking techniques applied to a grid-connected photovoltaic system. *Fuzzy Controllers, Theory and Applications*, 2008.
- [5] T. Eswam and P.L. Chapman. Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques. *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, 22(2):439–449, 2007.
- [6] T. Eswam, J.W. Kimball, P.T. Krein, P.L. Chapman, and P. Midya. Dynamic maximum power point tracking of photovoltaic arrays using ripple correlation control. *Power Electronics, IEEE Transactions on*, 21(5):1282–1291, 2006.
- [7] N. Femia, G. Petrone, G. Spagnuolo, and M. Vitelli. Optimization of perturb and observe maximum power point tracking method. *Power Electronics, IEEE Transactions on*, 20(4):963–973, 2005.
- [8] N. Femia, G. Petrone, G. Spagnuolo, and M. Vitelli. A technique for improving p&o mppt performances of double-stage grid-connected photovoltaic system. *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, (11):4473–4482, 2009.
- [9] L. Hassaine. *Implementación de un Control Digital de Potencia Activa y Reactiva para Inversores. Aplicación a Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Red*. PhD thesis, Universidad Carlos III de Madrid, 2010.
- [10] IEEE. Ieee recommended practice for utility interface of photovoltaic (pv) systems. 2000.
- [11] I. Sosa J. Hernandez L. Ruiz, J. Beristain. Estudio del algoritmo de seguimiento de punto de máxima potencia perturbar y observar. *RIEE&C, Revista de Ingeniería Eléctrica, electrónica y Computación*, 8, 2010.
- [12] R. W. Erickson D Maksimovic. *Fundamentals of power electronics. 2nd edition*, 2001.
- [13] R. Marzal. *Contribución a los sistemas de control de potencia micro-distribuida en edificios fotovoltaicos*. PhD thesis, universidad Politécnica de Madrid, 2009.
- [14] B. Montes. *Análisis del seguimiento del punto de máxima potencia de los inversores fotovoltaicos de conexión a red*. 2009.
- [15] R. Barrera J. Mora S. Perez. Estimador neuronal del ángulo del rotor de generadores sincrónicos a partir de mediciones de tensión y corriente en terminales. *Ingeniería y Competitividad*, 11, 2009.
- [16] D.P.Hohm M.E. Ropp. Comparative study of maximum power point tracking algorithms. *Progress in photovoltaics: Research and applications*, 2003.
- [17] H. J. Schaeztle and David P. Boden. Lead-acid batteries for remote photovoltaic applications. pages 244–248, 1978.
- [18] J. Suárez. *Control de filtros activos de potencia para la mitigación de armónicos y mejora del factor de potencia en sistemas desequilibrados*. PhD thesis, Universidad Carlos III de Madrid, 2007.
- [19] J. Beristáin y A. Aganza. V. Iribe, J. Pérez. *Implementación de la técnica de modulación de vectores espaciales utilizando un controlador digital de señal dsPIC30F3010*. RIEE&C, Revista Eléctrica, Electrónica y Computación, 2009.
- [20] G. Vargas and J. Gélvez. *Filtros activos de potencia: análisis comparativo entre técnicas de control utilizadas en el convertidor de potencia*. Universidad Industrial de Santander, 2010.
- [21] M. Villalobos. *Modelado y simulación en tiempo real de un compensador estático de potencia para sistemas de distribución*. Master's thesis, Universidad Industrial de Santander, 2011.

ANEXOS

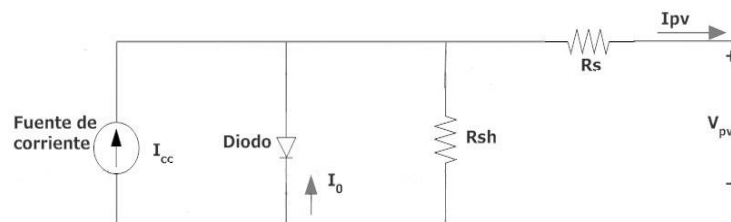
A Sistema fotovoltaico

La energía solar se puede aprovechar, como energía solar térmica para la obtención de calor y como energía solar fotovoltaica para la obtención de electricidad[4]. En este trabajo se considero su aprovechamiento mediante el uso de sistemas fotovoltaicos, sistema el cual se puede apreciar en la Figura 2. A continuación se mostrará las características más importantes de los paneles solares, convertidores DC/DC e inversor. También se expondrá como se realizó la elección de los valores con los cuales se diseñó y simuló el sistema fotovoltaico, tratado en el presente trabajo de grado.

A.1 Paneles fotovoltaicos

Los paneles solares fotovoltaicos están compuestas de celdas solares, las cuales están compuesta por un material semiconductor, típicamente de silicio cristalino, el cual es tratado para crear dos capas diferentes dopadas (una tipo p y otra tipo n), con las cuales se produce una separación de cargas. Con esta separación se obtiene una diferencia de potencial, en la cual al incidir los fotones provenientes de los rayos solares, luego se crean pares de cargas libres, los cuales se mueven libremente, creando una corriente eléctrica. Este flujo de electrones se da en forma continua. De este modo se da el efecto fotoeléctrico, el cual consiste en aprovechar la energía proveniente del sol para generar electricidad. En el mercado se consiguen celdas de distintos materiales, tecnologías, potencias generadas y eficiencias, donde la más común es la hecha a partir de cristales de silicio, del cual pueden existir de dos tipos: tipo mono cristalinas, poli cristalinas y amorfas, esto dependerá de la forma cristalina del silicio, las cuales varían en la pureza de sus materiales semiconductores[4,8,5]. Las características eléctricas de las células solares se pueden apreciar de sus modelos, uno de los cuales se muestra en la Figura 1.

Figura 1: Modelo celdas solares



Fuente: Autores

En Figura 1 la fuente de corriente es continua y representa la corriente generada por la radiación solar. R_s es una resistencia en serie que representa las pérdidas en las con-

xiones y la corriente de fuga del diodo representada por R_{sh} la cual es una resistencia en paralelo (*Shunt Resistance*). El modelo matemático del anterior modelo gráfico se resume en la ecuación siguiente[12]:

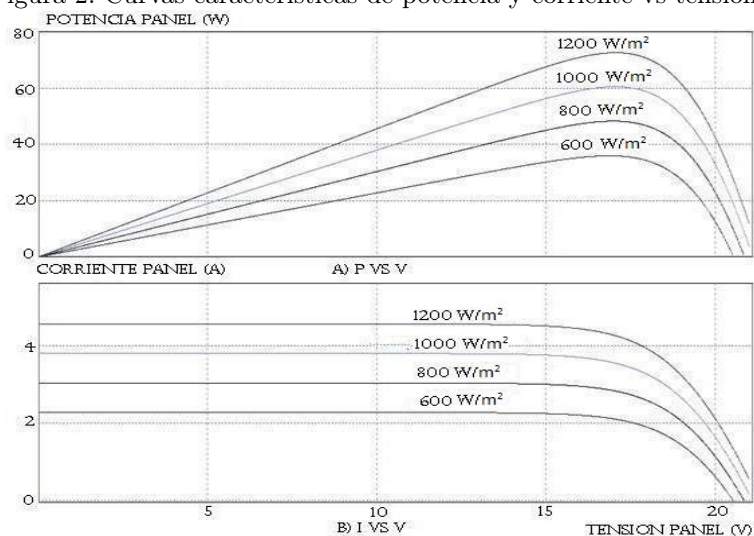
$$I_{pv} = I_{cc} - I_o e^{\left(\frac{q(V_{pv} + I_{pv}R_s)}{nkT} - 1\right)} - \frac{V_{pv} + I_{pv}R_s}{R_{sh}} \quad (1)$$

En la cual, k es la constante de Boltzman, T es la temperatura absoluta, I_o es la corriente de saturación inversa del diodo, q es la carga del electrón y n es el factor de idealidad del diodo.

De la ecuación (1) y de la Figura 1 se puede apreciar que las celdas solares siguen un modelo no lineal, característica de elementos no lineales en este caso el diodo de potencia. También se puede notar de la ecuación (1) que la corriente entregada por la celda depende de características externas como la temperatura, la intensidad de iluminación y la distribución espectral de la luz.

Estas características se pueden ver representadas en curvas de corriente y potencia contra temperatura. Estas curvas también presentan una no linealidad y van a variar según la irradiancia (magnitud utilizada para describir la potencia incidente por unidad de superficie) y la temperatura. Estas características se observan en la Figura 2.

Figura 2: Curvas características de potencia y corriente vs tensión



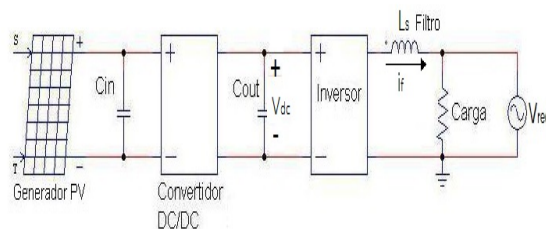
Fuente: Autores

De la Figura 2 se puede apreciar que el punto de máxima potencia no se encuentra en la intersección de los puntos de tensión de circuito abierto y de corriente de corto circuito. Las celdas y los paneles solares fotovoltaicos se pueden conectar en serie o en paralelo, para de este modo conseguir elevar la tensión o la corriente respectivamente. Los parámetros de los módulos fotovoltaicos están definidos a unas condiciones estándar, las cuales son 1000 W/m^2 para la irradiancia, 25 grados Celsius para la temperatura ambiente, velocidad del viento de 1m/s ($3,6\text{km/h}$) y masa del aire de $1,5$ [12].

La energía solar fotovoltaica se puede aprovechar de muchas formas: En grandes campos fotovoltaicos, en pequeñas cargas residenciales, cargas comerciales, estaciones de bombeo de agua, cargas alejadas de la red de distribución pública, estaciones de telecomunicaciones, entre otros usos.

La eficiencia de las celdas solares afectan directamente la eficiencia del panel solar y por ende del sistema fotovoltaico. El aumento de esta eficiencia hará que esta tecnología sea más competitiva y llamativa, ya que es una energía limpia y renovable. La vida útil de los paneles fotovoltaicos es de aproximadamente 30 años, en los cuales el fabricante garantiza una generación mínima del 80% de la producción del primer año de vida del panel. Estos paneles requieren de poco mantenimiento, aunque son frágiles, por lo que se debe tener cuidado en su instalación[10]. Uno de los sistemas fotovoltaicos utilizados es el mostrado en la Figura 3, sistema el cual fue el utilizado en el desarrollo del presente trabajo. Este sistema es monofásico y está conectado a la red.

Figura 3: Sistema fotovoltaico conectado a la red



Fuente: Autores

Los paneles simulados en el presente trabajo de grado son de Kyocera de referencia 240 GX, los cuales tienen las siguientes características:

Figura 4: Características eléctricas de los paneles escogidos

ELECTRICAL SPECIFICATIONS

Standard Test Conditions (STC) STC = 1000 W/M ² irradiance, 25°C module temperature, AM 1.5 spectrum*			
	KD240GX-LPB	KD245GX-LPB	
P_{mp}	240	245	W
V_{mp}	29.8	29.8	V
I_{mp}	8.06	8.23	A
V_{oc}	36.9	36.9	V
I_{sc}	8.59	8.91	A
$P_{tolerance}$	+5/-3	+5/-3	%

Fuente: Autores

Donde cada parámetro se detalla en la Tabla 1.

Tabla 1: Parámetros panel fotovoltaico

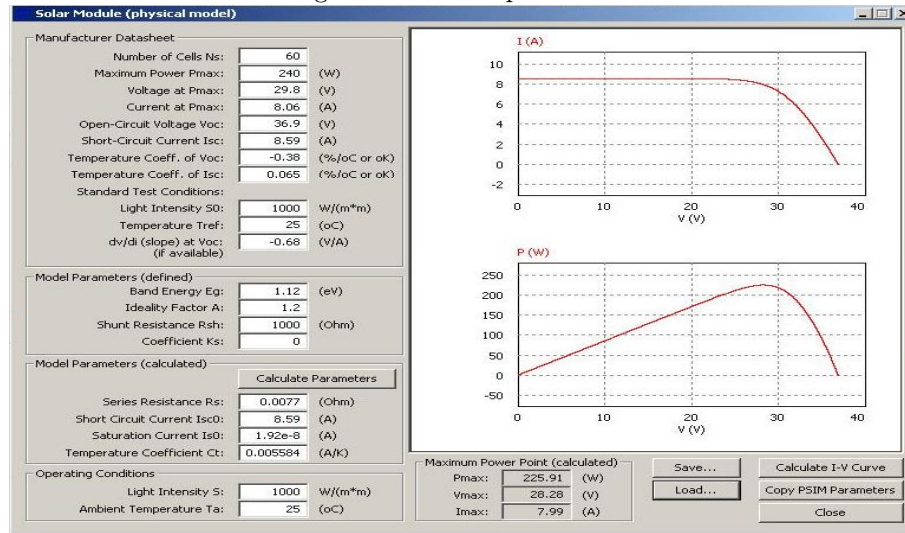
Parámetro	Definición
P_{MPP}	Potencia máxima
V_{MPP}	Tensión de máxima potencia
I_{MPP}	Corriente de máxima potencia
V_{OC}	Tensión de circuito abierto
I_{SC}	Corriente de corto circuito
$P_{tolerance}$	Potencia de tolerancia

Fuente: Autores

Las simulaciones realizadas en Psim tienen las características descritas anteriormente. Los paneles se conectaron en serie para elevar la tensión. La potencia entregada es igual a la suma de las potencias generadas por cada panel.

En la Figura 5 se muestran los detalles más característicos del panel simulado en PSIM.

Figura 5: Detalles panel E3T



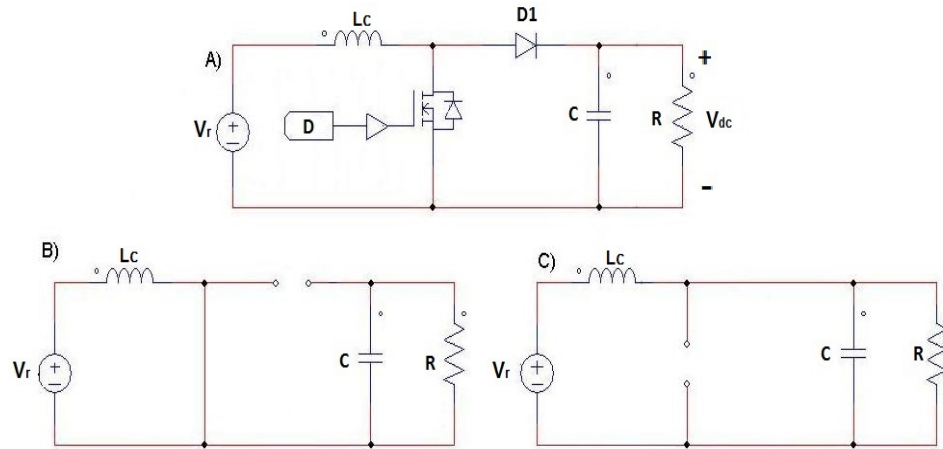
Fuente: Autores

A.2 Convertidor DC/DC

Los convertidores DC/DC son dispositivos de electrónica de potencia, utilizados para adecuar los niveles de tensión que proporcionan los módulos fotovoltaicos a niveles de tensión requeridos según la topología del sistema. Así mismo, estos elementos se utilizan para forzar al panel a trabajar en el punto de máxima potencia, por lo tanto ayudan a extraer la máxima potencia que puede dar el panel en condiciones dadas. Los convertidores se pueden clasificar según la existencia de aislamiento galvánico o no. Si no tienen aislamiento galvánico se pueden clasificar según la tensión de salida, en elevadores (*boost*), reductores (*buck*) o elevador/reductor (*boost/buck*). Si tienen aislamiento galvánico por lo general utilizan transformadores y pueden tener topología *flyback*, *forward*, *push pull*, puente completo o medio puente[4].

El circuito ideal de un convertidor DC/DC elevador se muestra en la Figura 6 .

Figura 6: A) Modelo Convertidor elevador B)Modelo del convertidor en estado de conducción y C) Modelo convertidor en estado de no conducción



Fuente: Autores

El panel solar es modelado con una fuente de tensión, la resistencia simboliza la carga que se va a alimentar.

El anterior modelo tiene la siguiente función de transferencia:

$$V_{dc} = \frac{V_r}{1 - D} \quad (2)$$

Donde D es el ciclo de trabajo, el cual es la relación entre el tiempo de conducción y el periodo de conmutación del interruptor activo, el cual puede ser un BJT, un MOSFET o un IGBT de potencia. El ciclo de trabajo no puede ser constante, ya que para cada tensión de salida habrá un ciclo de trabajo para el cual la potencia de salida del panel es máxima[4].

Para el cálculo de los elementos que conformar el convertidor elevador, el cual fue motivo de estudio en el presente trabajo de grado, se utilizó un MOSFET y se supuso que todos sus características eran ideales, es decir se comportaban como un interruptor ideal.

Despejando de la ecuación (2) se tiene la ecuación (3):

$$D = \frac{V_{dc} - V_r}{V_{dc}} \quad (3)$$

Se desea tener una tensión en los bornes del capacitor de 300V, para que luego esta tensión sea convertida por el inversor a 120v a 60 Hz. Suponiendo que el panel trabaja con la tensión de máxima potencia se tiene que:

$$D_{max} = \frac{300-2*29,8}{300} \simeq 0,8$$

Para conocer el valor de la inductancia minima del convertidor se parte de (4) [4]:

$$L_{cmin} = \frac{R*D*(1-D)^2}{2*f_s} \quad (4)$$

R se puede calcular cuando ocurra la máxima potencia. Con la ley de ohm se tiene:

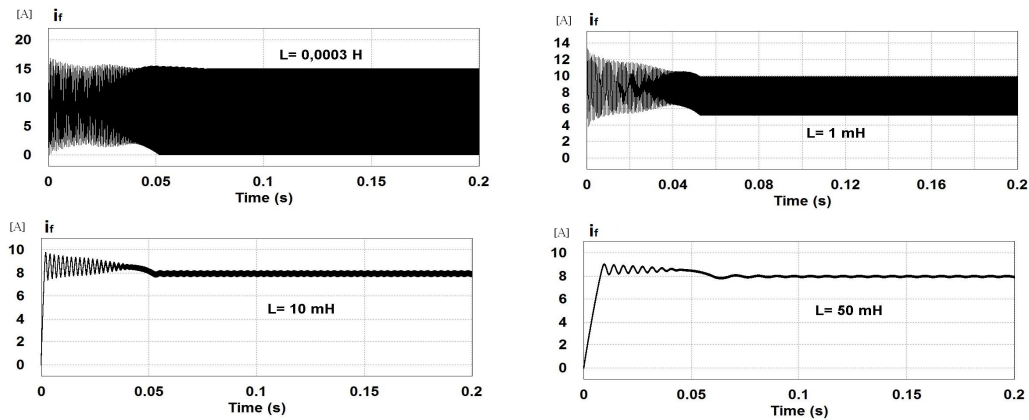
$$R = \frac{V_{out}^2}{P_{max}} = \frac{300^2}{2*240} = 187,5(\Omega)$$

Donde f_s es la frecuencia de conmutación, la cual, para el presente trabajo será de 10kHz. Reemplazando se tiene que:

$$L_{cmin} = \frac{187,5*0,8*(1-0,8)^2}{2*10000} = 0,0003(H)$$

Se realizaron varias simulaciones para determinar cual valor de bobina es el más adecuado, teniendo en cuenta que la corriente tenga poco rizado. Las simulaciones arrojadas se pueden ver en la Figura 7.

Figura 7: Corrientes para distintos valores de bobina



Fuente: AutoresFuente: Autores

De la Figura 7 se puede concluir que entre mayor sea el valor de la bobina menor será el rizado que se presente en la corriente. Por tal razón se escogió el valor de una bobina de 50 mH, el cual es comercial para los valores de corriente considerados en este trabajo. El capacitor de salida se puede calcular con la ecuación (5) [4]:

$$C > \frac{V_{out}D}{Rf_s\Delta V}; \frac{\Delta V}{V_{out}} = Rizadomaximo \quad (5)$$

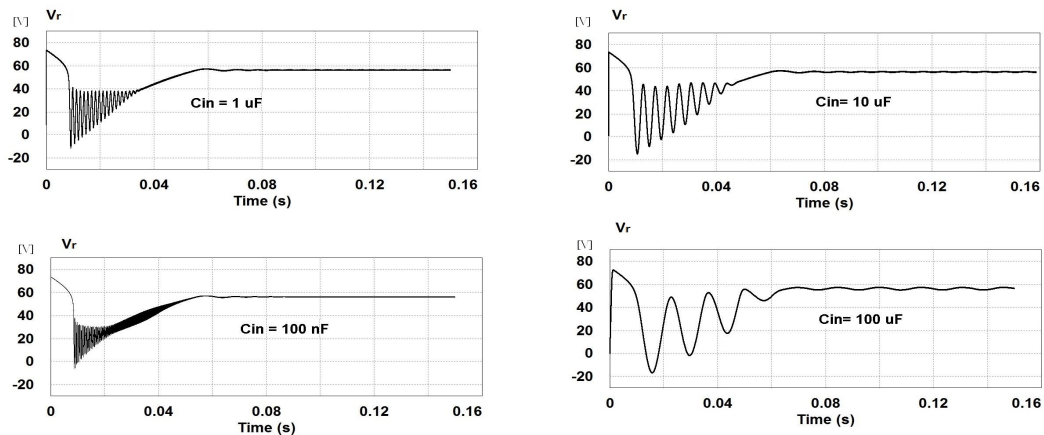
Para un rizado máximo del 2% en la tensión del capacitor del lado de continua se tiene un valor de capacitación de:

$$C > \frac{0,8}{10000*187,5*0,02} = 0,0000213(F)$$

El valor mínimo del capacitor para que haya un rizo máximo del 2% es aproximadamente de 22uF. Se simulo con una capacitancia de 2200uF, ya que es el valor de los capacitores del inversor con el que cuenta la Escuela de Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones.

El valor de la capacitancia de entrada (C_{in}) se selecciono teniendo en cuenta el resultado de varias simulaciones, en las cuales se tuvo en cuenta los valores recomendados y utilizados en varios artículos relacionados con sistemas fotovoltaicos conectados a la red y con algoritmos de búsqueda de máxima potencia. Los valores más utilizados según la bibliografía utilizada eran de 100 nF, 1uF, 10 uF y 100 uF. Los resultados de las tensiones con los valores de capacitores recomendados en los diferentes artículos se muestra en la Figura 8.

Figura 8: Tensiones de los capacitores recomendados



Fuente:

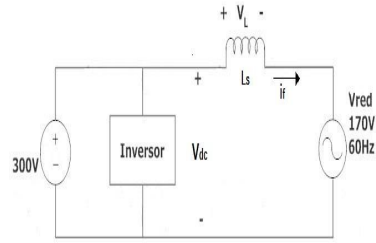
Autores

Se escogió un valor de capacitancia de 10 uF ya que mostraba poca variación de tensión entre sus terminales, además de ser un valor comercial y de fácil adquisición.

A.3 Inversor

Para obtener el valor de la inductancia que se conecta en serie con la red eléctrica se tiene en cuenta la caída de tensión que se presenta en esta bobina, caída de tensión que se ve representada en la Figura 9:

Figura 9: Ubicación de la inductancia del inversor



Fuente: Autores

De la ecuación (6) se puede obtener el valor de la inductancia mínima para esos niveles de tensión:

$$V_e = L_s \frac{di_f}{dt}; V_{inv} - V_{red} = L_s \frac{di_f}{dt} \quad (6)$$

Los parámetros a tener en cuenta para el diseño de la inductancia son los siguientes:

- La tensión de entrada del inversor: 300 V.
- La tensión de red : 170 V_p a 60 Hz.
- Periodo de conmutación : 0,1 ms.
- Delta de corriente en un periodo : 2,35 A.

Reemplazando se tiene:

$$300 - (-170) = L_s * \frac{2,35}{0,1 * 10^{-3}}$$

$$L_s = 20mH$$

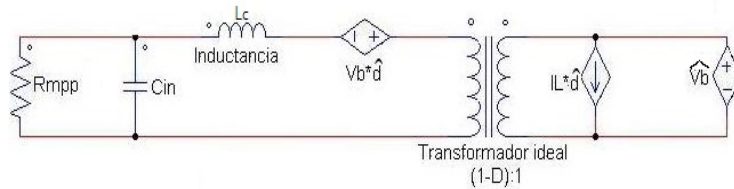
Se diseñó con una inductancia de valor $L_s=20$ [mH].

B Mejoramiento de la técnica de perturbación y observación para sistemas fotovoltaicos conectados a la red.

Debido a que la potencia instantánea entregada por el sistema fotovoltaico a la red presenta una componente oscilatoria al doble de la frecuencia, se pueden generar oscilaciones en la tensión del capacitor del lado de continua del inversor (C_{out}) lo cual puede causar desvíos del punto de operación de máxima potencia del panel al usar los algoritmos de control clásicos con el PyO, CI y TC. Para poder sobrellevar ese problema se puede utilizar filtros activos que atenúen dicha señal de alterna o el uso de un controlador tal y como se referencia en [8]. El uso de filtros implican pérdidas adicionales en el sistema, por lo que se estudia la posibilidad de implementar un controlador que garantice la extracción de la máxima potencia a pesar de las oscilaciones de tensión en el capacitor de salida del convertidor DC/DC (C_{out}). Este controlador también hará que el algoritmo tenga una velocidad de convergencia mayor y podrá ser utilizado de igual forma para sistemas fotovoltaicos aislados.

Para la elaboración del controlador, se parte del modelo a pequeña señal del convertidor elevador DC/DC, el cual se muestra en la Figura 10 [8].

Figura 10: Modelo a pequeña señal convertidor DC/DC elevador



Fuente: Autores

El valor relativamente grande del capacitor que se encargará de almacenar energía, permite desacoplar la etapa DC/DC a la etapa DC/AC. En el modelo de pequeña señal se representan el capacitor, el inversor y la red por una fuente independiente de voltaje que tiene una pequeña variación dada por la suma de un valor V_b en DC y un pequeño término en AC de \hat{v}_b . R_{mpp} es el valor de la resistencia diferencial de la pequeña señal de PV en la fuente de MPP.

De este modelo se pueden deducir las siguientes funciones de transferencias[18] :

$$\frac{V_{pv}}{\hat{d}} \Big|_{V_b=0} = G_{vpd}(s) = \frac{-V_b}{1 + \frac{SL_c}{R_{mpp}} + S^2 L_c C_{in}} \quad (7)$$

extrema (100 y 1000 W/m^2), con la finalidad de que el controlador funcione para todos los niveles de irradiancia. Para una tensión de salida de 300 V, una inductancia de 50mH , una capacitancia de 10uF y unas R_{mpp} de 7,3945 Ω y 67,975 Ω para irradiancia de 1000 W/m^2 y 100 W/m^2 respectivamente, se tiene un $T_c(s)$ igual a:

$$T_{c1}(s) = \frac{300}{1 + \frac{S*50*10^{-3}}{7,3945} + S^2 * 50 * 10^{-3} * 10 * 10^{-6}} \quad (10)$$

$$T_{c2}(s) = \frac{300}{1 + \frac{S*50*10^{-3}}{67,975} + S^2 * 50 * 10^{-3} * 10 * 10^{-6}} \quad (11)$$

Los polos para T_{c1} son 13374 y 150, y para T_{c2} 736.2 +j1207,5 y 736.2 -1297,5. Estas funciones de transferencia se muestran en la Figura 12 A) en las cuales se puede apreciar la no estabilidad del sistema, debido a que tiene un margen de ganancia negativo.

El controlador deberá en primera medida atenuar el efecto de los polos, de igual forma deberá darle estabilidad al sistema cuando se tengan frecuencias muy altas y tener un margen de ganancia pequeño para frecuencias pequeñas, de este modo se garantizará la atenuación de bajas frecuencias incluido las del segundo armónico de frecuencia que inyecta la red. Para la elección numérica de los polos se utilizarán las fórmulas explicadas en [12] detalladas a continuación:

$$F_z = F_c \sqrt{\frac{1 - \text{sen}(\theta)}{1 + \text{sen}(\theta)}} \quad (12)$$

$$F_p = F_c \sqrt{\frac{1 + \text{sen}(\theta)}{1 - \text{sen}(\theta)}} \quad (13)$$

Donde θ es el ángulo donde el margen de fase sea estable, para este caso será de 60 grados. F_c es la frecuencia de corte y sera $F_s/10$ [12]. Para una frecuencia de conmutación de 10kHz (F_s) se tendrá una F_c de 1kHz. Reemplazando estos valores se tiene una F_z de 268 Hz, con la cual se atenúa el efecto de los polos cercanos a este valor y garantiza un margen de fase cercano a 60 grados. También se obtiene una F_p de 3732 Hz con la cual se desea atenuar por completo las frecuencias mayores a este valor. Reemplazando

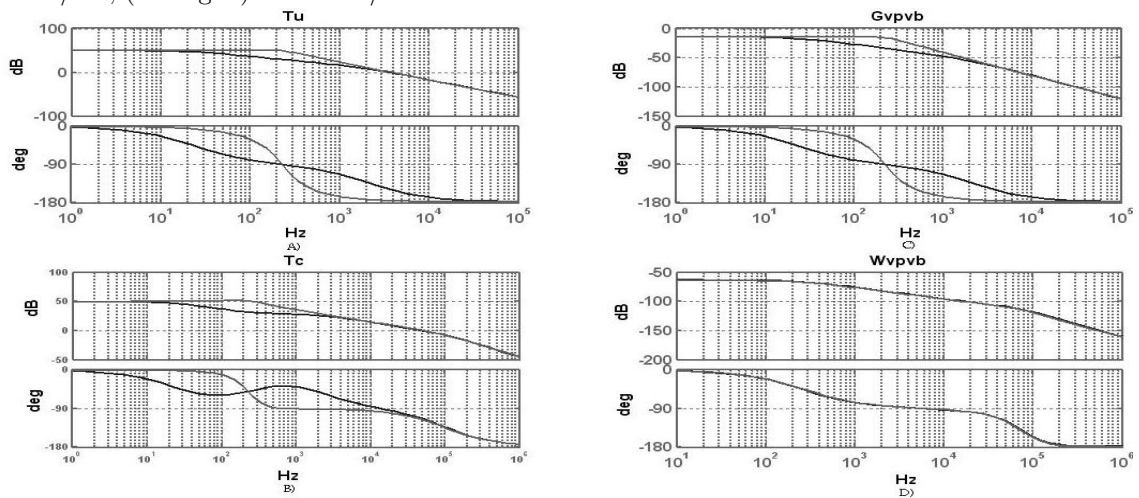
estos valores se pudo observar que no se tenían los resultados esperados, por lo que se probó con varias F_p hasta llegar a un valor de 100 kHz, con el cual se obtuvo el margen de fase y de ganancia deseado. El valor de la constante de la ganancia es igual a uno. Con esto se tiene un controlador cuya función de transferencia es:

$$G_c(s) = \frac{1 + \frac{S}{2\pi F_z}}{1 + \frac{S}{2\pi F_p}} \quad (14)$$

Con lo que se tiene un controlador de primer grado el cual es mucho más sencillo de implementar que el propuesto en [8]. En el anexo C se muestran las simulaciones que comprueban que este controlador cumple con los objetivos deseados.

Para el análisis de los diagrama de Bode se utilizó Matlab, con el cual se estudió el comportamiento en lazo abierto y en lazo cerrado con controlador y sin controlador, con lo que se obtuvo los resultados representados en la Figura 12.

Figura 12: A) Bode $T_u(s)$, B) Bode $T_c(s)$, C) Bode $G_{vpvb}(s)$, D) Bode $W_{vpvb}(s)$. (Línea negra) $S = 1000 \text{ W/m}^2$, (línea gris) $S = 100 \text{ W/m}^2$



Fuente: Autores

La función T_u es la función T_c con un controlador unitario, es decir como si no tuviera controlador en lazo abierto. La función W_{vpvb} se expresa en la ecuación (15).

$$W_{vpvb}(s) = \frac{G_{vpvb}(s)}{1 + T_c(s)} \quad (15)$$

La cual para los dos niveles de irradiancia dan exactamente iguales, con lo que se puede afirmar que el controlador servirá para cualquier nivel de irradiancia.

C. Otras simulaciones

En esta simulación se pretende ver el efecto de atenuación del controlador, para esto se utilizo solo el convertidor. Los parámetros de la simulación realizada se resumen en la Tabla 2 :

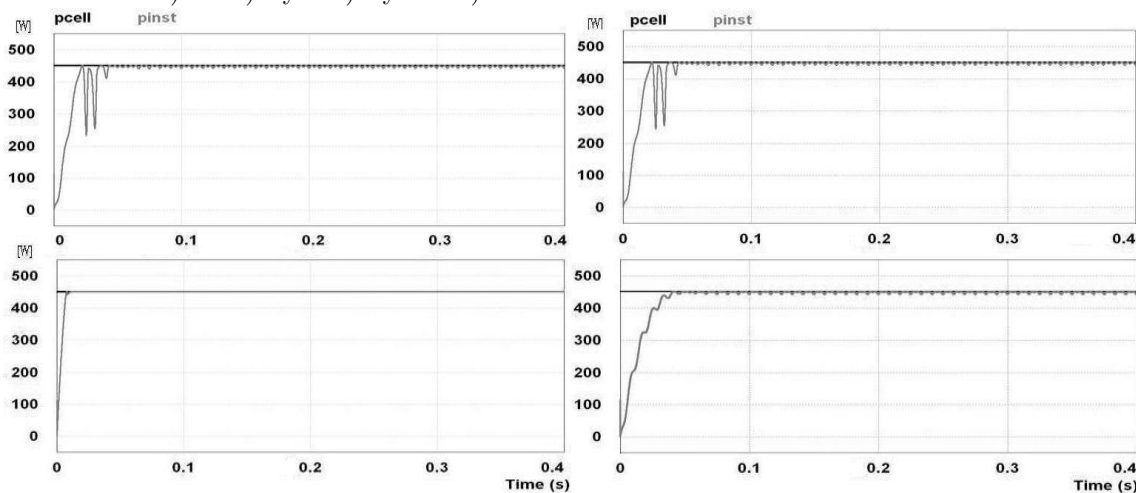
Tabla 2: Características sistema fotovoltaico

Elemento	Valor
Paneles fotovoltaicos (2)	Potencia máx. 240 (W)
Capacitor de entrada convertidor	10 (uF)
Inductancia convertidor	50 (mH)
Fuente continua	300 (V)
Fuente alterna	60 (V _{pp}) 120 (Hz)

Fuente:Autores

La fuente de continua representa la tensión de salida que se quiere en el convertidor, por lo que el convertidor tendrá la obligación no solo de buscar elevar la tensión al nivel deseado si no también de buscar la tensión de entrada que haga que el panel entregue la máxima potencia. Y la fuente de alterna representa las oscilaciones de doble frecuencia que puede inyectar la red de distribución al convertidor. Estas oscilaciones hacen que los algoritmos como el de perturbación y observación se pierdan, lo que hace que la eficiencia del algoritmo disminuya . El efecto de estas oscilaciones y la acción del controlador se puede apreciar en la Figura 13:

Figura 13: Seguimiento del punto de máxima potencia con una perturbación en el lado de alta del convertidor. A) CI B) PyO C) PyOM D) TC

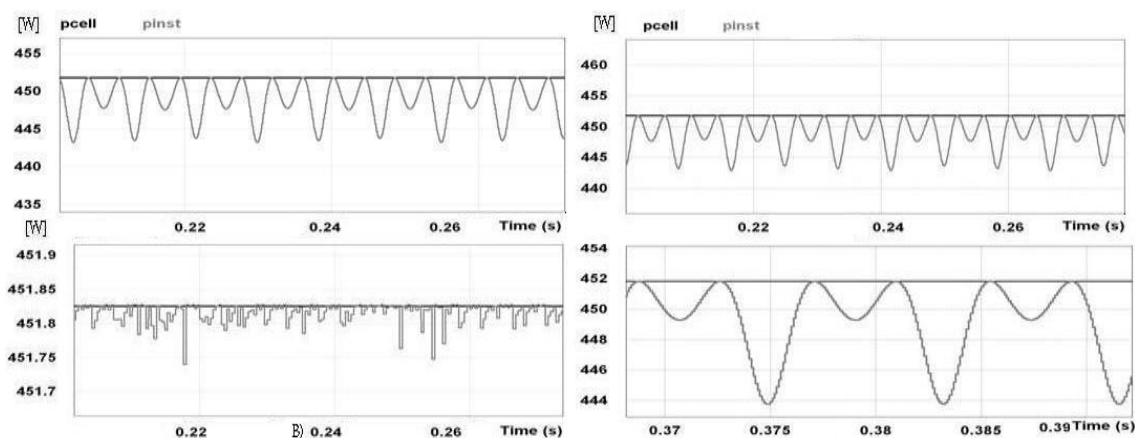


Fuente:

Autores

En la Figura 13 se aprecia el efecto de que tiene la oscilación de segunda frecuencia en los algoritmos, estos tratan de seguir el punto de máxima potencia pero oscilan en su búsqueda. Estas oscilaciones se aprecia mejor en la Figura 14. Se puede notar de igual forma, que el algoritmo de perturbación y observación modificado cumplió con los dos objetivos para lo cual fue diseñado, ya que busca el punto de máxima potencia de forma mas rápida y cuando lo alcanza no oscila.

Figura 14: Acercamiento del seguimiento del punto de máxima potencia con una perturbación en el lado de alta del convertidor. A) CI B) PyO C) PyOM D) TC



Fuente: Autores

En la Figura 14 se puede re afirmar que el mejor seguimiento lo realizar el tercer algoritmo, el cual varia muy poco cuando alcanza el MPP, los el algoritmo uno y dos

lo siguen pero con una diferencia hasta de $6W$, con unas oscilaciones periódicas. El de mayor error de seguimiento lo presenta el algoritmo TC, ya que tiene una diferencia hasta de $9W$ el cual también presenta oscilaciones periódicas.