

**DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE
MICROGENERACIÓN DISTRIBUIDA UTILIZANDO ENERGÍA
SOLAR FOTOVOLTÁICA**

**NELSON ENRIQUE PIMIENTO SERRANO
MANUEL RAMÓN VARGAS AVILA**

**UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRÓNICA
ESCUELA DE INGENIERÍA Y ADMINISTRACIÓN
2012**

**DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE
MICROGENERACIÓN DISTRIBUIDA UTILIZANDO ENERGÍA
SOLAR FOTOVOLTÁICA**

**NELSON ENRIQUE PIMIENTO SERRANO
MANUEL RAMÓN VARGAS AVILA**

**Trabajo de Grado presentado
para optar el título de Ingeniero Electrónico**

**Director del proyecto
Ph.D Omar Pinzón Ardila**

**UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRÓNICA
ESCUELA DE INGENIERÍA Y ADMINISTRACIÓN**

2012

Nota de aceptación

Presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

Bucaramanga, 20 de septiembre de 2012

AGRADECIMIENTOS

A Dios por darnos la sabiduría y la paciencia para poder alcanzar esta meta tan importante en nuestras vidas.

Gracias a nuestros padres y familiares por apoyarnos incondicionalmente en el transcurso de toda nuestra carrera, siempre impulsándonos a ser mejores cada día.

A nuestro Director de Tesis Omar Pinzón por su asesoramiento científico y su estímulo para seguir trabajando cada día.

A Natalia Durán y Ruth Quesada, por darnos la fuerza en cada momento para seguir adelante, y por poner su granito de arena en la consecución de esta meta.

A la Universidad Pontificia Bolivariana y a la facultad de Ing, Electrónica, por la formación académica y personal.

Finalmente a los amigos, compañeros y profesores que nos acompañaron en toda esta etapa.

CONTENIDO

	Pág.
CONTENIDO	5
LISTA DE GRÁFICOS	7
LISTA DE IMÁGENES	10
INTRODUCCIÓN.....	14
1. JUSTIFICACIÓN.....	15
2. OBJETIVOS.....	17
2.1 OBJETIVO GENERAL.....	17
2.1.1 Objetivos Específicos	17
3. MARCO TEÓRICO.....	18
3.1 ENERGÍA	18
3.2 GENERACIÓN DISTRIBUIDA	19
3.3 COMBUSTIBLES SOLARES.....	19
3.4 ENERGÍA FOTOVOLTÁICA	21
3.5 EL CASO MUNDIAL	22
3.6 EL CASO COLOMBIANO	25
3.6.1 Electrificación rural y de áreas remotas.....	27
3.7 NORMATIVIDAD	27
4. GENERALIDADES DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	29
4.1 CARGADOR DE BATERÍAS CON ESTRATEGIA MPPT.....	30
4.1.1 Seguimiento de máximo punto de potencia (siglas en ingles MPPT).30	
4.2 Convertidor DC/DC 48V / 250V	37
4.3 INVERSOR.....	40
4.3.1 Tipos de inversores según su posición en el sistema	41
5. SIMULACIONES	43
5.1 SIMULACIÓN CARGADOR DE BATERÍAS.....	43
5.2 SIMULACIÓN CONVERTIDOR DC/DC 48 / 250 VDC	49
5.3 SIMULACIÓN INVERSOR.....	54

5.3.1	Inversor aislado:.....	55
5.3.2	Inversor Conexión a red:	58
6.	CONSTRUCCIÓN DEL DISPOSITIVO Y RESULTADOS EXPERIMENTALES	63
6.1	CARGADOR DE BATERIAS.....	63
6.1.1	Datos obtenidos de la prueba MPPT	65
6.2	CONVERTIDOR DC/DC 48-250 Vdc.....	69
	CONCLUSIONES	76
	BIBLIOGRAFIA.....	77

LISTA DE GRÁFICOS

	pág.
Gráfico 1. Generación energética en Europa.	23
Gráfico 2. Producción mundial de energía fotovoltaica mundial.	24
Gráfico 3. Instalación solar fotovoltaica mundial	25
Gráfico 4. Señales de PWM, corriente en la salida y corrientes en las bobinas.	45
Gráfico 5. Comparación de salidas en simulación de potencias entregadas por el esquema de cargador de baterías con estrategia MPPT de conductancia incremental, el sistema anterior sin MPPT y potencia de entrada del mismo.	46
Gráfico 6. Acercamiento señales Gráfico 5.	47
Gráfico 7. Comparación de salidas en simulación de potencias entregadas por el esquema de cargador de baterías con estrategia MPPT de P&O, un sistema igual al anterior pero sin MPPT, potencia de entrada del mismo.	47
Gráfico 8. Acercamiento señales Gráfico 7.	48
Gráfico 9. Señal de conmutación y voltaje inducido en el devanado primario del transformador.	51
Gráfico 10. Señal de salida convertidor DC/DC 48V - 250V.	51
Gráfico 11. Acercamiento señal de salida convertidor DC/DC variación de voltaje de entrada.	52

Gráfico 12. Acercamiento señal de salida convertidor DC/DC variación de voltaje de entrada.	53
Gráfico 13. Señal de salida del controlador.	53
Gráfico 14. Señal PWM Inversor.	55
Gráfico 15. Señal de control.	57
Gráfico 16. Onda de salida Inversor aislado.	58
Gráfico 17. Señal de salida controlador.	59
Gráfico 18. Sincronización corriente del inversor – corriente de la red.	60
Gráfico 19. Inversor suministra más corriente que lo necesario por la carga.	61
Gráfico 20. Inversor suministra menos corriente que lo necesario por la carga.	62
Gráfico 21. Potencia (morado), Voltaje (amarillo), y corriente (celeste) en un panel solar expuesto a cambios de luminosidad.	64
Gráfico 22. Barrido Potencia extraída vs %PWM	66
Gráfico 23. Búsqueda MPPT estrategia Perturbación y observación	67
Gráfico 24. Señal de control PWM Convertidor DC/DC	73
Gráfico 25. Señal inducida al devanado secundario del transformador.	74

Gráfico 26. Respuesta de la señal de salida ante un escalón.

75

LISTA DE IMÁGENES

	pág.
Imagen 1. Disponibilidad energética renovable.	21
Imagen 2. Prototipo Sistema Fotovoltaico del proyecto	29
Imagen 3. Salida de potencia de un sistema fotovoltaico sin control MPPT y con control MPPT.	31
Imagen 4. Curva potencia vs voltaje en un panel solar.	32
Imagen 5. Curva potencia vs corriente en un panel solar.	34
Imagen 6. Circuito Flyback	38
Imagen 7. Circuito Forward	38
Imagen 8. Circuito Medio Puente	39
Imagen 9. Circuito Puente completo.	39
Imagen 10. Onda sinusoidal modificada y onda sinusoidal pura.	40
Imagen 11. Topología inversor centralizado.	41
Imagen 12. Topología inversor en cadena.	42
Imagen 13. Topología inversor multicadena.	42
Imagen 14. Esquema etapa de potencia cargador de baterías	43

Imagen 15. Esquema etapa de control cargador de baterías.	44
Imagen 16. Esquema Convertidor DC/DC 48Vdc/250 Vdc.	49
Imagen 17. Asignación de variable a cada uno de los mosfet's que conforman el puente completo.	50
Imagen 18. Asignación de variable a cada uno de los mosfet's que conforman el puente completo.	54
Imagen 19. Esquema inversor aislado.	56
Imagen 20. Esquema inversor conexión a red.	58
Imagen 21. (a) y (b). Esquemas empleados prueba MPPT	65
Imagen 22. Cargador de baterías y MPPT	68
Imagen 23. Interfaz Gráfica	68
Imagen 24. Esquemático Convertidor DC/DC 48-250 Vdc	69
Imagen 25. Esquemático Convertidor DC/DC 48-250 Vdc	70
Imagen 26. Convertidor DC/DC 48v-250v	72

RESUMEN GENERAL DE TRABAJO DE GRADO

TITULO: DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE MICROGENERACIÓN DISTRIBUIDA UTILIZANDO ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

AUTOR(ES): MANUEL RAMÓN VARGAS AVILA
NELSON ENRIQUE PIMIENTO SERRANO

FACULTAD: Ingeniería Electrónica

DIRECTOR: OMAR PINZÓN ARDILA

RESUMEN

El desarrollo del sistema de microgeneración distribuida utilizando energía solar fotovoltaica, amplía la posibilidad de implementar sistemas de producción de energía limpia más eficientes mediante el uso de las más recientes herramientas tecnológicas. El presente trabajo se realizó metodológicamente en cuatro fases. En la primera de ellas se efectuó la consulta bibliográfica de los diferentes modelos de sistemas fotovoltaicos, con el propósito de definir los parámetros y elementos del diseño a implementar. La segunda fase se centró en la simulación de cada una de las partes del sistema fotovoltaico diseñado, con el objetivo de verificar el funcionamiento del sistema, buscando el diseño más óptimo. En la tercera fase se analizaron los resultados obtenidos en simulación y se seleccionó el diseño final del sistema para la construcción física. En la última fase se realizó el diseño y la construcción de los circuitos impresos y se efectuaron las pruebas de funcionamiento de los mismos comparando los resultados experimentales con los obtenidos mediante simulación. Los resultados finales de este trabajo de grado fueron la simulación de cada una de las partes de circuito del sistema fotovoltaico, utilizando el software de simulación de licencia gratuita Power Sim, produciendo una potencia de salida inferior a 1KW y con forma de onda sinusoidal pura; y la construcción física de dos de sus partes con sus respectivos resultados experimentales.

PALABRAS CLAVE: Sistema de microgeneración distribuida, energía solar fotovoltaica, simulación, diseño.

V° B° DIRECTOR DE TRABAJO DE GRADO

GENERAL SUMMARY OF WORK OF GRADE

TITLE: DESIGN AND IMPLEMENTATION OF A DISTRIBUTED SYSTEM USING MICROGENERATION SOLAR PHOTOVOLTAIC ENERGY

AUTHOR(S): MANUEL RAMÓN VARGAS AVILA
NELSON ENRIQUE PIMIENTO SERRANO

FACULTY: Electronic Engineering

DIRECTOR: OMAR PINZÓN ARDILA

ABSTRACT

The development of distributed microgeneration system using photovoltaic solar energy extends possibility of implementing more efficient clean energy production's systems by using the most recent technological tools. This study was made in four stages methodologically. In the first stage was consulted literature of different photovoltaic systems models in order to define parameters and elements for design which going to be implemented. The second step was focused on simulation of each part of photovoltaic system designed, with object to verify system operation and trying found the optimal design. In the third step was analyzed the simulation results and was selected final design before making the physical system. In the last phase was made final design and were constructed circuit boards. In addition, were made performance tests of these by comparing experimental results with these obtained on simulation. Final results of this study were: Simulation of circuit parts of photovoltaic system using a free software named "Power Sim" (which resulted an output less than 1KW and a pure sinusoidal waveform) and physical construction of two parts with these experimental results.

KEYWORDS: Distributed microgeneration system, solar photovoltaic, simulation, design.

V° B° DIRECTOR OF GRADUATE WORK

INTRODUCCIÓN.

El desarrollo de un sistema de Generación Fotovoltaico para aplicarlo en áreas remotas, rurales o en la ciudad y que se conecta como un sistema de Generación Distribuida, tiene como objetivo disminuir el gasto energético que se produce a partir del consumo de fuentes de energía no renovables, a su vez ahorrando dinero por parte del consumidor, promoviendo el desarrollo social y disminuyendo las emisiones contaminantes que son unas de las principales causantes del deterioro del planeta.

El propósito de este trabajo de grado es desarrollar un prototipo de un convertidor electrónico de potencia con onda de salida sinusoidal con una potencia inferior a 1KW, suministrada a partir de un sistema de energía solar fotovoltaica, el cual permita o no la interconexión a la red eléctrica como un sistema de Generación Distribuida (GD), entendiéndose como GD aquellos “recursos para la generación eléctrica que pueden estar localizados en o cerca del punto de consumo de clientes finales” [1].

Desde el punto de vista de ingeniería, el impacto positivo que se logra con el desarrollo de un prototipo de generación solar, es facilitar la comprensión del funcionamiento e incrementar la producción de sistemas de Generación Distribuida (GD) en el país.

Aunque gran parte de esta tecnología ya ha sido desarrollada en el mundo, en Colombia, sólo actualmente está siendo explorado, por lo cual, el costo de implementar estos sistemas en el país suele ser elevado, lo que los hace de difícil adquisición y poco rentable para gran parte de la población. Este panorama podría mejorarse si la mayoría de estas tecnologías no se importaran y se produjera directamente en el país. En este proyecto, se pretende disminuir los costos, mejorando la electrónica para aumentar la eficiencia y calidad de algunos de los sistemas de GD comercializados en Colombia.

Este documento agrupa todo el proceso de desarrollo y construcción de un prototipo solar, incluyendo simulaciones, diseños de PCB's, resultados de las pruebas de funcionamiento del prototipo y una explicación técnica y teórica del mismo.

1. JUSTIFICACIÓN.

El proyecto tendrá un impacto directo sobre las áreas rurales que no poseen la infraestructura adecuada para tener cobertura de la red eléctrica nacional, esto se debe a que esas áreas no son densamente pobladas por lo que los costos de mantenimiento y construcción de dicha infraestructura serían más elevados que la retribución por el pago del servicio. Sumado a esto las pérdidas energéticas por los largos trayectos desde los puntos de generación a los puntos de consumo serían muy altas, por tal motivo las electrificadoras no justifican su inversión, siendo una mejor opción para estas comunidades optar por sistemas de generación fotovoltaicos aislados.

Actualmente algunas de estas áreas han tratado de solucionar sus problemas de electrificación, con sistemas de generación de energía a base de combustibles fósiles, resultando en contaminación al ambiente, además el costo de funcionamiento de estos sistemas se eleva con los años por ser un recurso no renovable. Cabe mencionar que su mantenimiento y reparaciones suelen ser complicadas y costosas, requiriendo en su mayoría un técnico especializado para dichas tareas, mientras que los sistemas fotovoltaicos requieren un mínimo cuidado en su mantenimiento porque basta con limpiar frecuentemente los paneles y los terminales de las baterías para conseguir un mantenimiento efectivo.

Se espera que con el dispositivo final del proyecto se reduzca el costo de la inversión para electrificar las zonas que aún no cuentan con este servicio permitiendo que estas comunidades apartadas tengan acceso a los medios de comunicación masivos, utilicen equipos electrónicos y nuevas tecnologías, aumentando así su nivel educativo y calidad de vida. Adicional a lo anterior y teniendo en cuenta que estas zonas se clasifican como de alta producción agrícola, los cuales obtendrían beneficios económicos al contar con la posibilidad de tecnificar su producción con equipos eléctricos, aumentando su productividad y ganancias, al igual que promueve la generación de nuevos empleos en las poblaciones de influencia de proyecto de GD.

Por otro lado, el dispositivo podrá utilizarse en áreas urbanas como un sistema aislado de generación distribuida o con una conexión a la red eléctrica nacional, este último como una opción para reducir los costos económicos de una inversión de estos sistemas, generando a su vez, una parte del porcentaje total del consumo energético del hogar y teniendo la posibilidad de ampliar este margen a medida que los beneficios económicos se vean reflejados en la factura de energía eléctrica.

Debido a que estas zonas urbanas son las más habitadas, generan un mayor gasto energético en el país. Por lo tanto al aplicar estos sistemas fotovoltaicos se tendría un mayor impacto en la reducción de agentes contaminantes, en la dependencia de generación de energía con base en combustibles fósiles y un mayor ahorro de dinero para el usuario final. Otra ventaja de utilizar estos tipos de sistemas es que pueden ser portátiles y fácilmente adaptables a cualquier tipo de artefacto que use energía eléctrica para su funcionamiento.

2. OBJETIVOS

2.1 OBJETIVO GENERAL

Diseñar e implementar un prototipo de convertidor electrónico de potencia que permita entregar una tensión sinusoidal regulada de 120V a partir de energía solar fotovoltaica para aplicaciones rurales, áreas remotas o en zonas urbanas como un sistema de generación distribuida.

2.1.1 Objetivos Específicos

- Diseñar e implementar un sistema de control que sea capaz de cargar un banco de baterías, controlando la corriente de carga, evitando sobrecargas y descarga profunda para aumentar la vida útil de las mismas.
- Implementar técnicas de prototipado rápido para la obtención del modelo de un convertidor electrónico de potencia y así diseñar de manera más eficiente la estrategia de control.
- Diseñar un sistema de control que pueda convertir la tensión continua en un voltaje sinusoidal, sincronizando la tensión y la frecuencia con la red eléctrica para permitir conectarse como un sistema de generación distribuida.
- Diseñar e implementar un prototipo que sea capaz de satisfacer las necesidades básicas de energía eléctrica ya sea rural o urbano y un consumo inferior a 1KW.

3. MARCO TEÓRICO

3.1 ENERGÍA

Toda la energía que hay en la tierra proviene del sol, este es el responsable que el planeta se mantenga en movimiento, controlando el clima, produciendo energía en forma de calor, produciendo los vientos, y aprovechando más recientemente los mismo rayos con paneles fotovoltaicos para producir energía eléctrica, hasta las fuentes que hoy consideramos no renovables y que en algún momento dependieron directamente de la acción del sol [2]. En la actualidad las fuentes principales de energía se pueden clasificar en 3 tipos: fósil, solar y nuclear.

El combustible fósil es uno de los más usados. Los tres elementos más importantes pertenecientes a este grupo son el carbón, el petróleo y el gas natural, siendo el gas natural el que produce menor contaminación pero con menores reservas en el planeta, seguido por el petróleo el cual plantea una limitante en cuanto a su disponibilidad ya que las reservas comprobadas de este elemento se calculan en 45 años. En segundo lugar está la energía nuclear la cual posee gran volumen energético pero debido a la utilización de elementos radiactivos se considera como un peligro potencial para la vida humana y para nuestro planeta en general. Por último tenemos la energía con base en combustible solar la cual crece año tras año a medida de que la tecnología mejora su eficiencia, por lo tanto se considera que posee un gran potencial para su desarrollo futuro [3,4].

Como se observa en la actualidad se utilizan en mayor proporción las energías no renovables las cuales causan un gran daño al planeta, además se plantea que durante un plazo de tiempo de una o dos generaciones, nuestro sistema energético actual será insostenible debido a que se producen gases que contribuyen al efecto invernadero, produciendo deforestación, lluvia ácida, todo esto sumado acaba con nuestro hábitat lo que nos dejaría sin un planeta donde vivir [5]. Lo que se proyecta a futuro es un manejo energético sostenible y sustentable con base en energías renovables como son los combustibles solares (energía fotovoltaica, conversión térmica, energía eólica, hidroeléctricas, etc.) [4].

3.2 GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Anteriormente la estructura de distribución energética era muy jerárquica, fluía de la central de poder y recorría largas distancias hasta los centros de consumo, pero a medida del transcurso del tiempo se fueron creando sistemas de pequeña generación en lugares como hospitales, aeropuertos y poco a poco se fueron integrando a la red de distribución, a esto se le denomina “generación distribuida” [6].

Debido a que el término Generación Distribuida (GD) no tiene una definición exacta y única, muchos autores toman su propio esquema para definirla.

Según Ackermann “la generación distribuida es una fuente de potencia eléctrica conectada directamente a la red de distribución o en las instalaciones de los consumidores”, también se plantea una clasificación de la GD en función de su tamaño: micro GD potencia entre 1W - 5KW; pequeña GD potencia entre 5KW – 5MW; mediana GD potencia entre 5MW – 50MW; gran GD 50MW – 300MW [7].

Según los autores Sebastián Mocárquer G. y Hugh Rudnick V.D.W. “La Generación Distribuida se entiende como el uso en forma integrada de recursos de generación eléctrica modular por parte de empresas eléctricas, clientes de dichas empresas o terceros. Desde un punto de vista práctico la GD puede ser entendida como recursos para la generación eléctrica que pueden estar localizados en o cerca del punto de consumo de clientes finales” [1].

3.3 COMBUSTIBLES SOLARES

La energía solar se refiere a la energía radiante del sol que recibe la tierra, esta es aproximadamente $1.5 * 10^{14} GWH$ anual. Del total interceptada por la tierra, el 1/3 es reflejada por la atmosfera, el 70% se percibe en los mares y el 30% se recibe en tierra firme (el porcentaje de energía solar en tierra firme es suficiente para abastecer miles de veces la necesidad energética mundial), pero para aprovechar esta energía es necesario transfórmala en otros tipos de energía como lo son la energía fotovoltaica, energía eólica o energía térmica [8].

Ventajas y beneficios de usar combustibles solares:

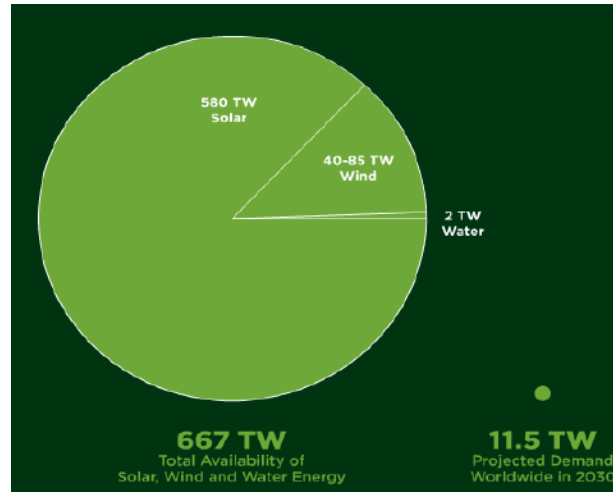
- Se considera inagotable [9].
- Renovable [9,10,11].
- No produce impacto ambiental, porque no depende de la quema de combustibles fósiles. Es cero emisiones [9].
- Ayuda a la restauración de la biomasa y la degradación de suelos [10,11].
- Disminución del calentamiento global [11].
- Reduce el riesgo de la proliferación de armas nucleares [11].

Desventajas de usar combustibles solares:

- No es una fuerza constante, debido a las condiciones climáticas o geográficas su intensidad puede variar en el tiempo [11].
- Su variabilidad esta fuera del control del hombre [11].
- Debido a que no es una fuente puntual, sino que se dispersa en la superficie, para obtener mayor potencia energética, se necesita mayor extensión de equipos de conversión [11].
- Los equipos para el aprovechamiento de este tipo de combustible suelen causar contaminación visual [9].
- Al momento de construir los equipos necesarios para su aprovechamiento, se generan pequeños niveles de contaminación [11].

En la Imagen 1 se representa la disponibilidad energética renovable, la cual supera ampliamente el consumo actual de energía a escala mundial y según se estima superará casi en 60 veces comparado con el consumo proyectado en el año 2030 [4].

Imagen 1. Disponibilidad energética renovable.



Fuente: Rodríguez, Alberto. La Generación Distribuida y su Posible Integración al Sistema Interconectado Nacional. Bogotá 24 nov. 2009

3.4 ENERGÍA FOTOVOLTÁICA

La energía solar se puede transformar de forma directa a energía eléctrica, implementando elementos semiconductores los cuales obedecen al efecto fotovoltaico, esto quiere decir que transforman la luz solar, (la energía más abundante del planeta) directamente en energía eléctrica, estos elementos semiconductores que en su mayoría utilizan silicio se transforman para constituir lo que se denomina una celda solar y a su vez, al sumar varias de estas celdas se obtiene un panel solar. La ventaja de este sistema es que no tiene partes móviles por lo tanto su mantenimiento es sencillo y su vida útil es elevada, al mismo tiempo que es modular lo cual permite unir los paneles que sean necesarios según los requerimientos del usuario [5,8,11].

Esquema 1. Estructura general para la implementación del sistema.



Fuente: Soteris A. Kalogirou, 1st Ed 2009. Solar Energy Engineering processes and systems

Un sistema fotovoltaico consta de unos paneles solares los cuales se encargan de transformar la luz solar en energía eléctrica, seguido a esto cuenta con un regulador o controlador de carga, el cual se encarga de extraer la máxima potencia posible al panel y realizar la carga de las baterías. Una tercera etapa es el banco de baterías, el cual puede ser opcional según el tipo de sistema que se elija, y dependiendo si la carga es DC o AC, se cuenta con un inversor el cual transformaría la corriente continua proveniente de los paneles y del banco de baterías en corriente alterna para usarla en la mayoría de equipos electrónicos que se tienen en el hogar [2].

Los materiales con los cuales se producen los paneles solares más comerciales con su respectiva eficiencia son los siguientes [12]:

Silicio monocristalino: eficiencia 12 - 18% con una vida útil de 20 años

Silicio policristalino: eficiencia 10 - 14% con una vida útil de 15 años

Silicio amorfo: eficiencia de 6 – 10% con una vida útil de 5 – 10 años

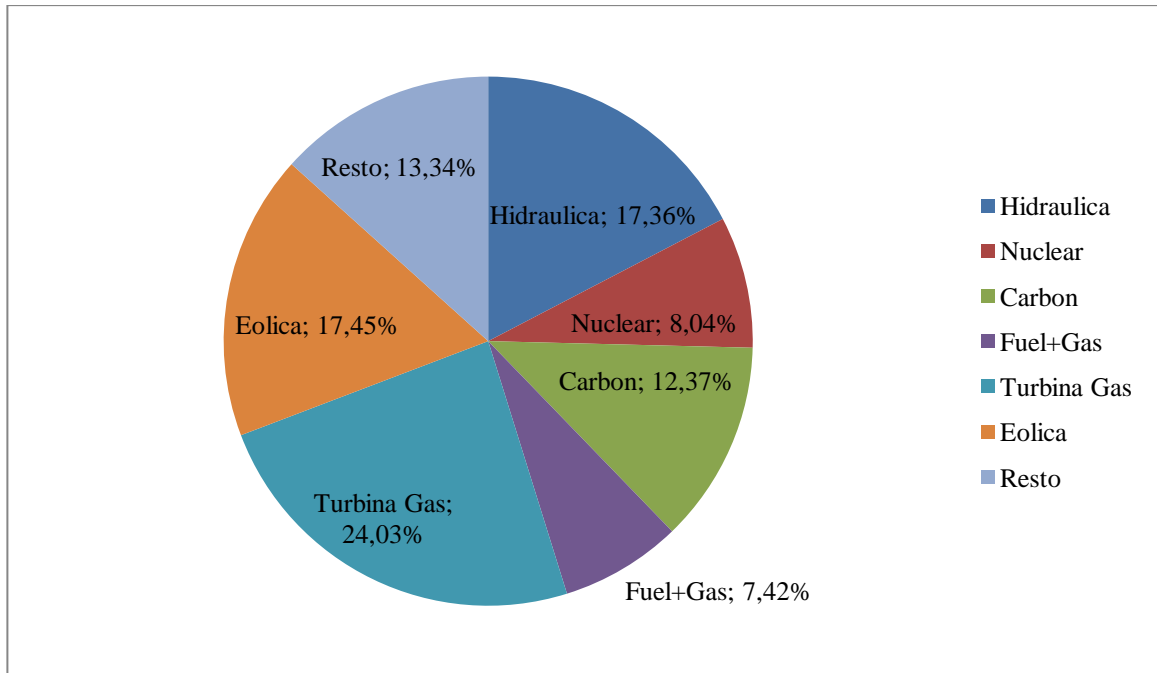
3.5 EL CASO MUNDIAL

Se han desarrollado estudios en todo el mundo acerca de aplicaciones de sistemas híbridos y de Generación Distribuida, uno de estos estudios se desarrollo en la isla de Neil, perteneciente al archipiélago de Andaman and Nicobar (en la India). En este caso se pretende crear un área de estudio donde se implemente varios sistemas de generación de energías renovables, suministrando energía eléctrica a cerca de 2086 habitantes (2007). Se estima que se finalizará hacia el 2013, con una capacidad de generación de 500KW [13].

Uno de los países con mayor desarrollo en generación distribuida a partir de energías renovables es España, el cual ha hecho grandes avances para reducir su dependencia de energías contaminantes y actualmente está a la vanguardias junto con Alemania. Pero aún falta mucho trabajo para dejar de depender totalmente de la quema de combustibles fósiles.

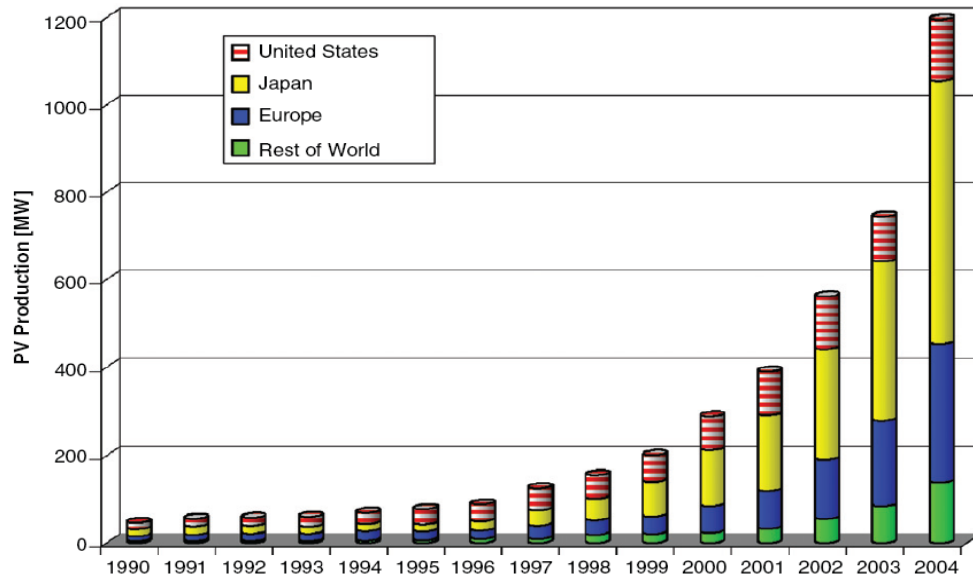
En el Gráfico 1 se muestra que alrededor del 36,4% de la energía producida en Europa es a partir de combustibles no renovables [4].

Gráfico 1. Generación energética en Europa.



Fuente: Rodríguez, Alberto. La Generación Distribuida y su Posible Integración al Sistema Interconectado Nacional. Bogotá 24 nov. 2009

Gráfico 2. Producción mundial de energía fotovoltaica mundial.



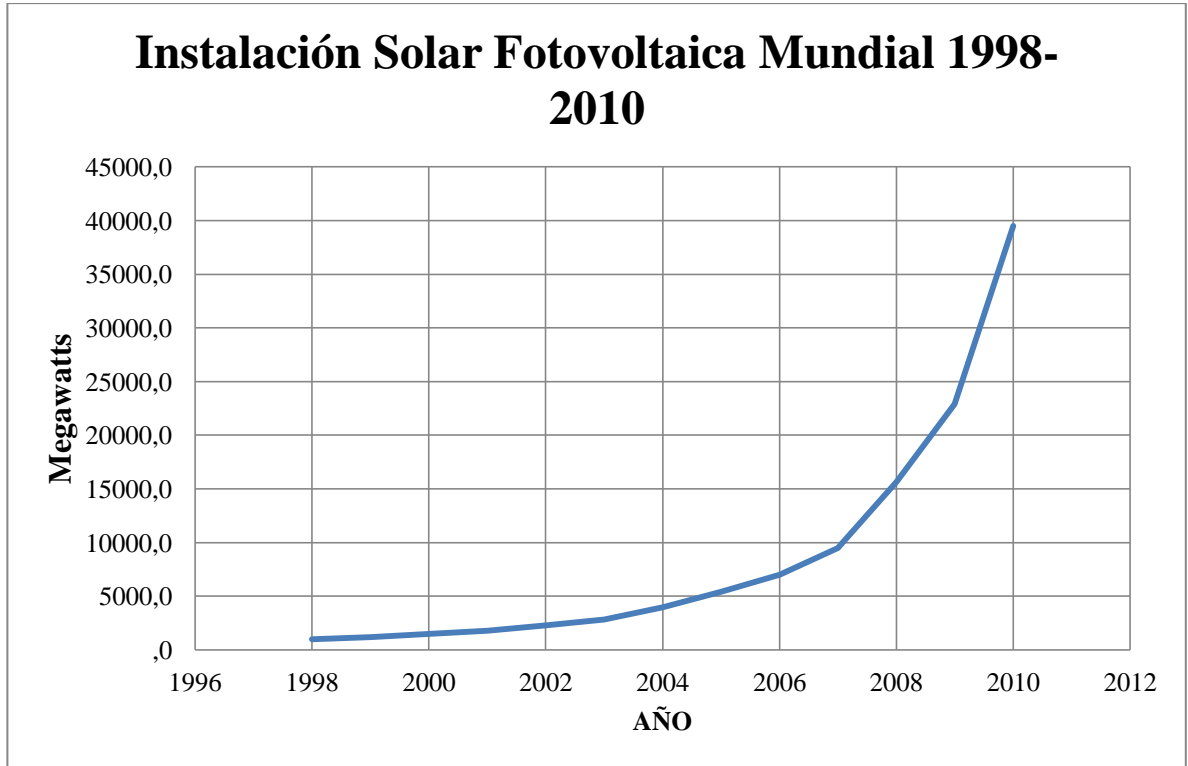
Fuente: Arnulf Jäger-waldau. Photovoltaics and renewable energies in Europe.

Otro país que también se une a este grupo de desarrollo e implementación de estos sistemas es Japón, el cual evidencia un alto crecimiento en el uso de energías alternativas en los últimos años. En el Gráfico 2 se observa que solo en los dos últimos años Japón ha aumentado su producción energética con base en paneles fotovoltaicos en alrededor de un 50% [15].

Otros avances significativos que se han conseguido en el estudio de estos sistemas alternativos a nivel mundial es la creación de ciertos algoritmos y modelos matemáticos que facilitan la comprensión para el desarrollo de técnicas de control, los cuales permiten un mejor aprovechamiento de la energía producida mejorando la eficiencia de estos sistemas [16]. Esto demuestra la importancia que está tomando este tema en todo el mundo.

En el Gráfico 3 se observa que en pocos años ha habido el gran incremento de producción energética con paneles solares todo esto se debe a la revolución tecnología de este siglo y al creciente interés por el desarrollo de energías limpias.

Gráfico 3. Instalación solar fotovoltaica mundial



Fuente: Compiled by Earth Policy Institute from European Photovoltaic Industry Association (EPIA), Global Market Outlook for Photovoltaics Until 2013 (Brussels: April 2009), p. 3; EPIA, Global Market Outlook for Photovoltaics Until 2015 (Brussels: May 2011), p. 8.

3.6 EL CASO COLOMBIANO

En la actualidad se han llevado a cabo estudios que muestran las condiciones del sistema interconectado nacional y los posibles efectos que tendría la implementación de un sistema de generación distribuida en Colombia a mediano y largo plazo. Estos estudios fueron realizados por egresados y profesores asociados a la universidad de los Andes. Los resultados finales de este estudio fueron publicados en el artículo “*prospectiva de la Generación Distribuida en el Sector Eléctrico Colombiano*”[17].

Los resultados más significativos del estudio se citan a continuación:

- La GD es una tecnología aplicable a los sistemas de distribución colombianos.
- Las razones más importantes para emplear la GD en Colombia, son: mejora de los niveles de confiabilidad y calidad del servicio, diversificación de fuentes de energía, reducción del impacto ambiental.
- La calidad del servicio y la calidad de la potencia en los centros urbanos es aceptable en general, aunque se deben mejorar para ajustarse a las necesidades de los usuarios que actualmente demanda una combinación óptima entre la calidad del servicio, la calidad de la Potencia eléctrica y el precio de la energía.
- Los usuarios más interesados en participar en la GD en el entorno Colombiano serían: Industriales no regulados, usuarios de las zonas no interconectadas, comerciales no regulados y comerciales agrupados como clientes no regulados.
- El uso racional de la energía es la razón más poderosa para implementar la generación distribuida.

En Colombia últimamente la utilización de energías renovables está tomando gran auge, una muestra de esto es el Parque eólico Jepírachi ubicado en la alta guajira y creado por E.P.M (Empresas Públicas de Medellín), con este parque se pretende adquirir conocimientos sobre esta energía, verificando su desempeño para realizar las adaptaciones tecnológicas necesarias que se ajusten a las particularidades de nuestro medio [18].

Otra aplicación que se ha generado en Colombia son los sistemas fotovoltaicos que fueron introducidos por primera vez en los años 80 por un programa de telecomunicaciones rurales de Telecom y de ahí muchas empresas comenzaron a usarlos. Actualmente se emplean estos sistemas en repetidoras de microondas, boyas, estaciones remotas, bases militares entre otras aplicaciones [9]. Lo interesante de esto es que aun en la actualidad el foco principal de desarrollo de estos sistemas es el área rural, debido a que es más económico si se compara con los sistemas con base en combustibles fósiles y otros tipos de generación.

La aplicación más antigua de energía solar en Colombia se ha desarrollado mediante calentadores solares, los cuales empezaron en las casas de los trabajadores de las bananeras en Santa Marta, mas tarde debido a la crisis petrolera a finales de los setenta las universidades tales como la UIS, los Andes, la Universidad Nacional entre otras, empezaron a desarrollar esta tecnología para aplicarla en hogares y grandes sistemas de calentamiento de agua en centros de servicios comunitarios y en el transcurso del tiempo se han implementados en calentadores residenciales, en hoteles, etc. Pero actualmente este sector está deprimido a la espera de una nueva crisis energética [9].

3.6.1 Electrificación rural y de áreas remotas

En el mundo estos sistemas han sido implementados ampliamente es el caso de países como Japón, Dinamarca, España, en las islas Canarias. Una empresa que destaca en Colombia es Energreencol, la cual ha desarrollado un sistema llamado Ecosite y está incursionando ampliamente con sus productos en Latinoamérica, el concepto de este sistema está basado en el empleo simultaneo de energía eólica y fotovoltaica en combinación con un generador diesel y una batería de almacenamiento [19].

3.7 NORMATIVIDAD

La generación se define en la Ley 142 de 1994 como una actividad complementaria del servicio de energía eléctrica [4].

Ley 689 de 2001: Productor marginal independiente o para uso particular es la persona natural o jurídica que utilizando recursos propios y técnicamente aceptados por la normatividad vigente para cada servicio, produce bienes o servicios propios del objeto de las empresas de servicios públicos para sí misma o para una clientela compuesta exclusivamente por quienes tienen vinculación económica directa con ella o con sus socios o miembros o como subproducto de otra actividad principal [4].

La Ley 143 de 1994, en el artículo 11, define así al autogenerador: aquel generador que produce energía eléctrica exclusivamente para atender sus propias necesidades [4].

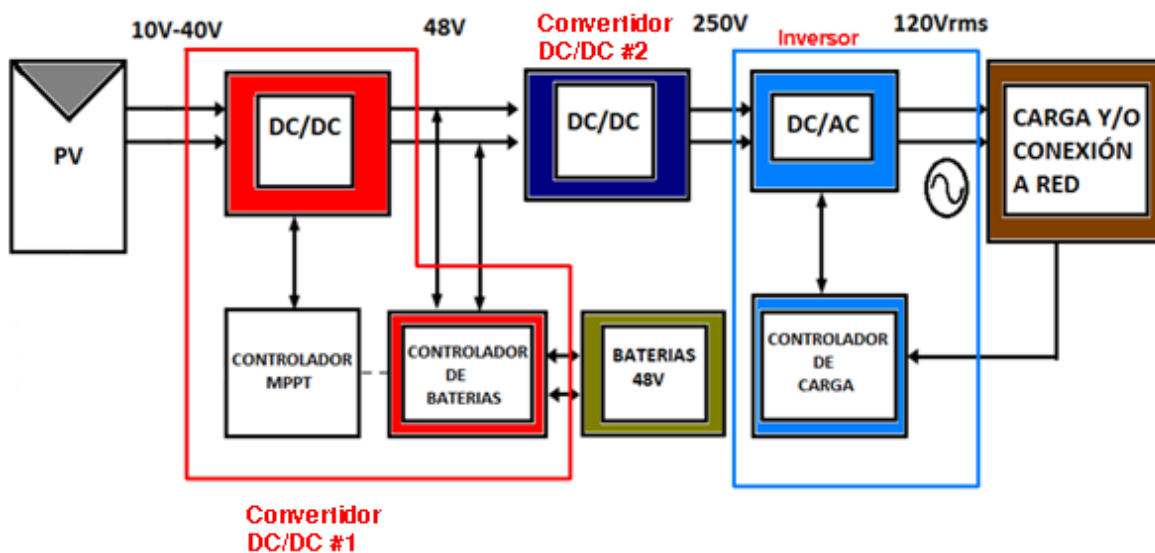
Con la Ley 1215 de 2008 se permite la venta de excedentes de los cogeneradores así: quienes produzcan energía eléctrica como resultado de un proceso de cogeneración, entendido este como la producción combinada de energía eléctrica y energía térmica que hace parte integrante de su actividad productiva, podrán vender excedentes de electricidad a empresas comercializadoras de energía, esta venta quedará sujeta a la contribución del 20% en los términos establecidos en los numerales 1 y 2 del presente artículo. El cogenerador estará exento del pago del factor pertinente del 20% que trata este artículo sobre su propio consumo de energía proveniente de su proceso de cogeneración [4].

La Ley 142 de 1994, en su artículo 89.4 establece que: quienes generen su propia energía y la enajenen a terceros o asociados y tengan una capacidad instalada superior a 25.000 KW, recaudarán y aportarán, en nombre de los consumidores de esa energía equivalente, al fondo de "solidaridad y redistribución de ingresos" del municipio o municipios en donde ésta sea enajenada, la suma que resulte de aplicar el factor pertinente del 20% a su generación descontando de esta lo que vendan a empresas distribuidoras [4].

4. GENERALIDADES DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Un sistema fotovoltaico consta principalmente de cuatro partes esenciales, en primer lugar están los paneles solares los cuales tienen la tarea de transformar la luz solar en energía eléctrica, seguidamente un convertidor DC/DC o regulador el cual se encarga de cargar las baterías y de elevar según sea necesario el voltaje emitido por los paneles, en él pueden ir inmerso el controlador de Seguimiento del Máximo Punto de Potencia o por sus siglas en inglés MPPT, en tercer lugar el banco de baterías el cual puede ser opcional en algunos montajes de estos sistemas y por último un inversor (DC/ AC) el cual es el encargado de transformar la energía continua en alterna para hacer funcionar la mayoría de los equipos- Electrónicos que se tienen en casa y para hacer posible la interconexión con la red eléctrica nacional [2,11,20].

Imagen 2. Prototipo Sistema Fotovoltaico del proyecto



Fuente: Autores

El prototipo del sistema realizado en este proyecto consta de un arreglo de paneles solares con voltaje de salida de 10 a 40 Vdc, en la primera etapa entra a un convertidor DC/DC que eleva el voltaje de entrada a 48 Vdc para cargar las baterías, las cuales son necesarias para el caso de sistema fotovoltaico aislado e inmerso en él se cuenta con una estrategia de MPPT y protección contra corto circuito y de descarga profunda para alargar la vida útil de las baterías

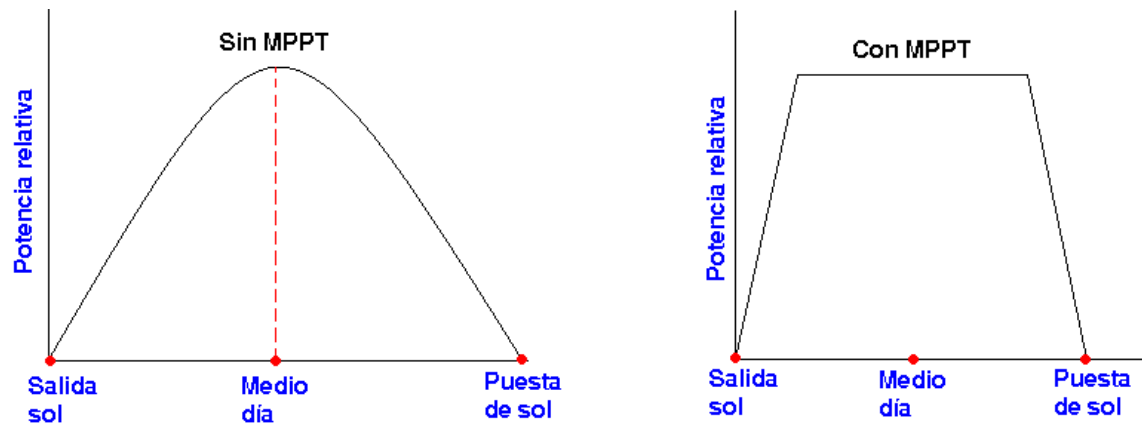
La siguiente etapa consta de otro conversor DC/DC que eleva de 48Vdc a 250 Vdc, esto se realiza con el fin de reducir pérdidas en la etapa del inversor, por último ingresa a la etapa del inversor de onda sinusoidal pura el cual incluye un controlador de carga y cuenta con un control de corriente en caso de conexión a red y control de voltaje en caso de que el sistema sea aislado.

4.1 CARGADOR DE BATERÍAS CON ESTRATEGIA MPPT

4.1.1 Seguimiento de máximo punto de potencia (siglas en ingles MPPT)

Solo existe un punto de operación donde los valores de voltaje y corriente son máximos, este punto es conocido como Máximo Punto de Potencia (MPP) y debido a que la relación de corriente - voltaje en las celdas fotovoltaicas cambia conforme a las condiciones ambientales como lo son la radiación solar y la temperatura, estas a su vez, varían de forma impredecible a lo largo del día. El punto MPP es variable en el tiempo, por esta razón es necesario utilizar una técnica de MPPT que se ajuste dinámicamente a las condiciones cambiantes del sistema, modificando la carga que se acopla al panel y con ello los valores de corriente y voltaje que se extraen del mismo para que garantice que en cada momento del día el arreglo de celdas fotovoltaicas entregue la máxima potencia posible, mejorando la eficiencia del sistema fotovoltaico en comparación con un sistema que no cuente con este método. La Imagen 3 muestra el comportamiento de ambos sistemas con o sin técnica de MPPT. [11,20,21]

Imagen 3. Salida de potencia de un sistema fotovoltaico sin control MPPT y con control MPPT.



Fuente: William H. Kemp. The renewable Energy handbook, 2009.

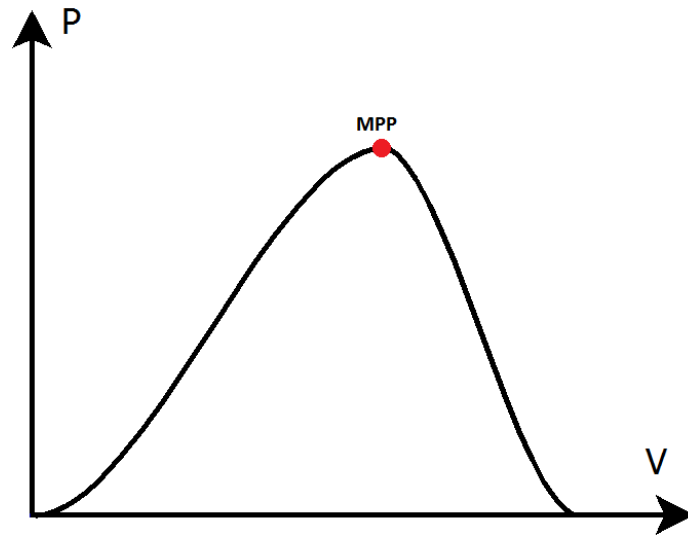
Estudios realizados muestran que implementar una técnica de MPPT incrementa cerca del 15% el vatiaje de un arreglo de paneles en un año. Se calcula que de un arreglo de 800W se podrían obtener 120W extras lo cual equivale a un panel gratis [2]. Los beneficios de estas técnicas aumentan en clima frío o días brumoso o cuando las baterías se encuentran profundamente descargadas [11].

Existen diversos algoritmos de MPPT pero no existe un consenso de cuál sea el mejor, algunos de estos algoritmos se mostraran a continuación.

- Técnica de MPPT basada en conductancia incremental:

Esta técnica se basa en que la suma de la conductancia instantánea I/V con la conductancia incremental $\Delta I/\Delta V$ es igual a cero, este sería el punto donde se encuentra la máxima potencia que puede suministrar el sistema, si la suma es negativa nos encontramos al lado derecho de este punto y si la suma es positiva nos encontramos al lado izquierdo del mismo [20,21].

Imagen 4. Curva potencia vs voltaje en un panel solar.

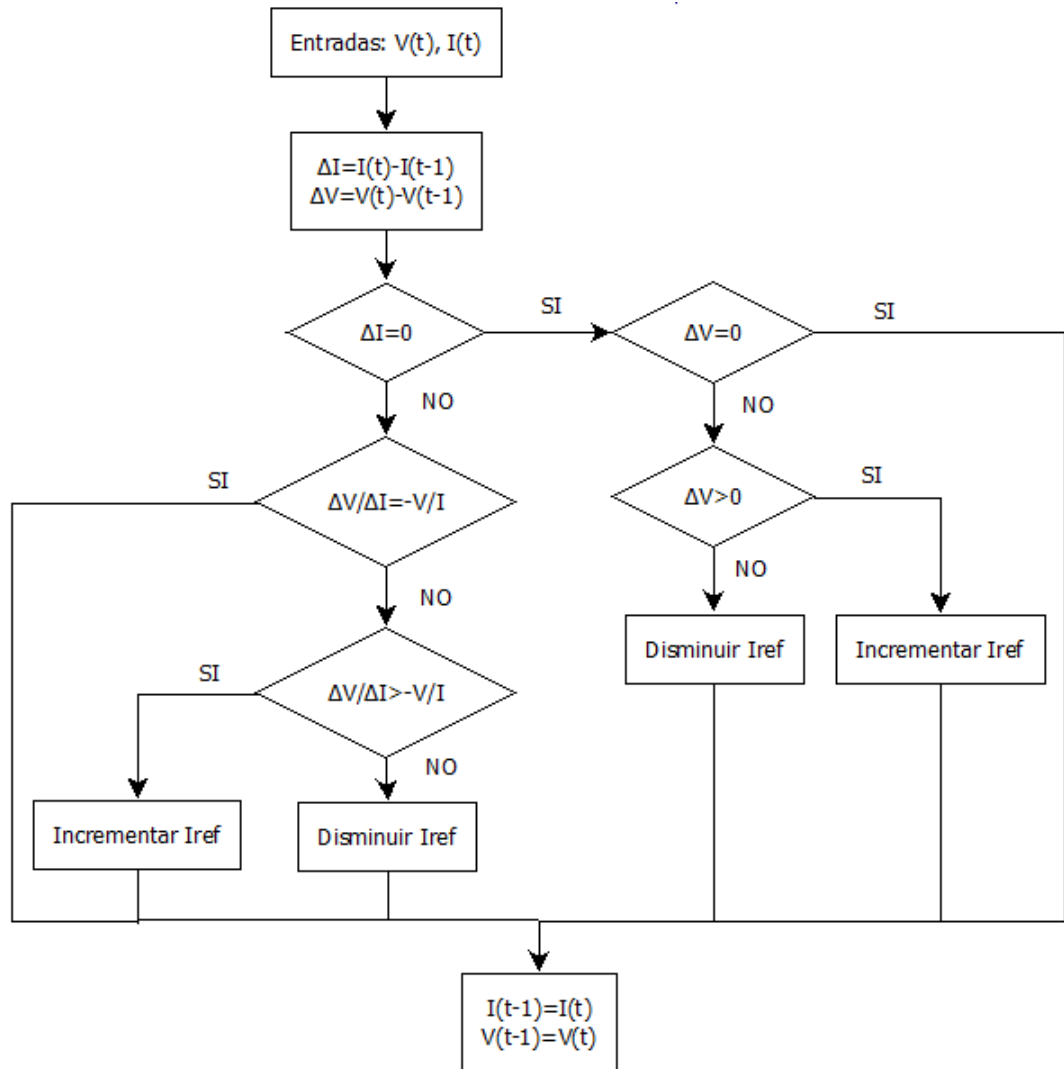


Fuente: Autores

En la Imagen 4 se observa el comportamiento de la potencia y del voltaje a medida que se busca el punto MPP, en otras palabras este punto se encuentra cuando la pendiente de dicha curva es igual a cero y la pendiente se puede expresar mediante la suma de la conductancia incremental con la conductancia instantánea (Ver Ecuación 1)[20].

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(IV)}{dV} = I + V \frac{dI}{dV} \quad (1)$$

Esquema 2. Estrategia MPPT conductancia incremental.



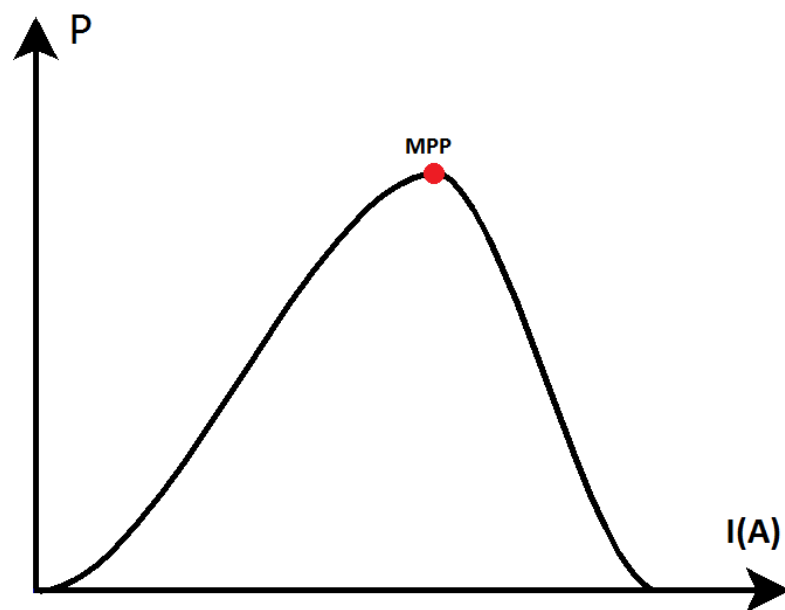
Fuente: Alireza Khaligh, Omer C. Onar. "Energy Harvesting: Solar, Wind, and Ocean Energy Conversion Systems". CRC Press, 2000.

A la hora de implementar esta estrategia cabe destacar que se puede presentar una oscilación entorno al punto de máxima potencia, por lo que se hace necesario que el valor absoluto de la suma de las conductancias debe ser menor a un valor positivo pequeño no exactamente a cero [20]. La ventaja al implementar este método es que no es necesario realizar ningún cambio hasta que no se detecta un cambio de corriente, esto evita que se presenten oscilaciones y movimientos innecesarios, por lo que se obtiene una señal muy estable [21].

- Técnica MPPT basada en perturbación y observación

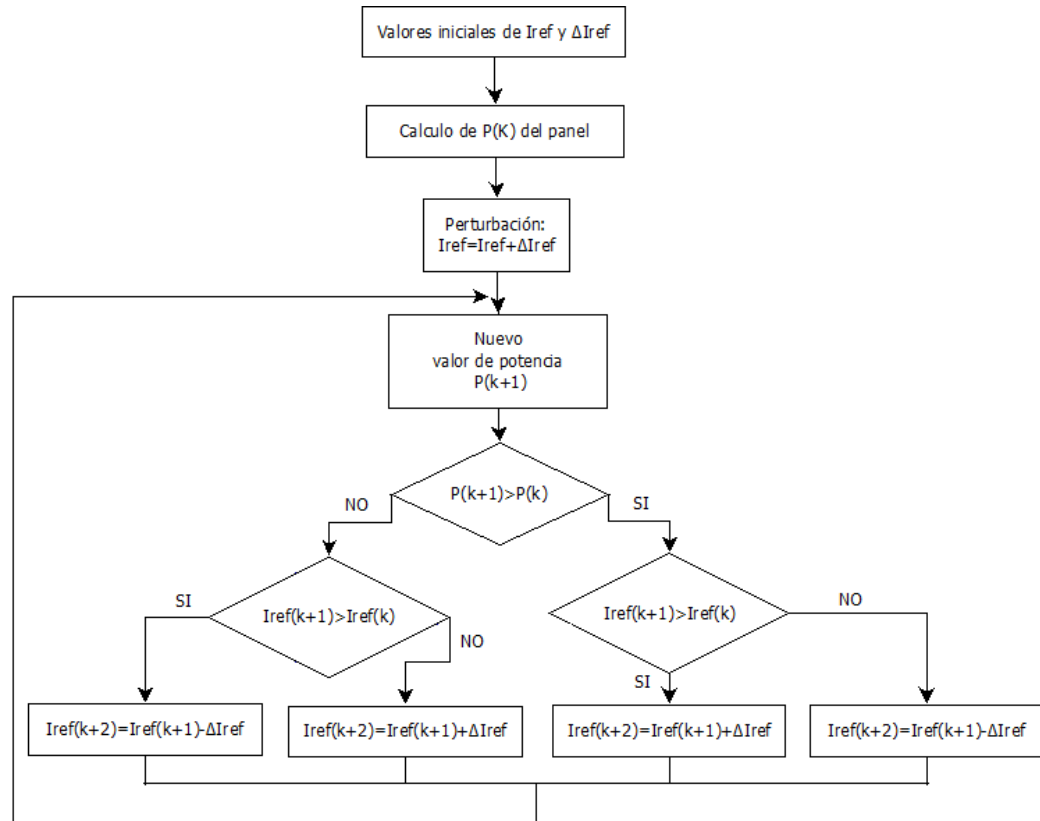
Este método es el que tiene la estructura más simple y de fácil aplicación. Consiste en aplicar una perturbación a la corriente que suministra el arreglo de paneles en cualquier dirección y si la potencia que entregan los paneles incrementa, el punto de operación escogido para la corriente está cerca del MPP y esto quiere decir que se podría seguir aumentando esta corriente en la misma dirección de la perturbación inicial; si en cambio al aplicar la perturbación la potencia disminuye, significa que el punto de operación escogido se aleja del MPP y se debe aumentar la perturbación en dirección contraria a la inicial o en otras palabras revertir la perturbación [20,21].

Imagen 5. Curva potencia vs corriente en un panel solar.



Fuente: Autores

Esquema 3. Estrategia MPTT Perturbación y Observación.



Fuente: Alireza Khaligh, Omer C. Onar. “Energy Harvesting: Solar, Wind, and Ocean Energy Conversion Systems”. CRC Press, 2000.

El primer paso de esta técnica es asignar condiciones iniciales de I_{ref} y de ΔI_{ref} , hay que tener en cuenta que entre más pequeño sea el ΔI_{ref} el sistema va a oscilar menos pero también va a ser más lento. Luego de obtener los datos anteriores se procede a calcular la potencia que entregan los paneles para eso se necesita conocer el voltaje que suministran en ese instante, inmediatamente de esto se le aplica la perturbación en corriente y se calcula el nuevo valor de la potencia, que se compara con el valor de potencia anterior. Si el nuevo dato es mayor y la corriente de perturbación es mayor que la anterior perturbación, significa que el sentido escogido de la perturbación es el correcto y puedo seguir aumentando la I_{ref} , en caso contrario se reversa la perturbación e identifica hacia qué dirección debe moverse la I_{ref} para alcanzar el punto de máxima potencia (MPP), en caso de que el nuevo valor de potencia sea menor que el anterior se realiza la misma comparación para identificar cual es el sentido correcto en el que se debe aumentar o disminuir la corriente de referencia para alcanzar el MPP.

- Técnica de MPPT basada en linealizar la curva característica de I-V

En un arreglo de paneles fotovoltaicos existen dos segmentos de operación. En la curva característica I-V, uno de los segmentos es de voltaje constante y el otro de corriente constante, por tal motivo se permite hacer una aproximación lineal en ambos segmentos, cuya aproximación se expresa como

$$I_p = -m * V_p + b \quad (2)$$

donde m es la conductancia de salida del arreglo de los paneles [20].

Este controlador funciona de la siguiente forma, primero se toma la medición de corriente y voltaje que entregan el arreglo de paneles, luego se procede a calcular la potencia y la pendiente mediante la ecuación (2) o con la dP/dV , lo que se busca es que esta pendiente sea igual a 0 modificando la corriente de referencia.

- Técnica de MPPT basada en voltaje fraccional de circuito abierto

La relación aproximadamente lineal entre el Voltaje del punto de máxima potencia y el Voltaje de circuito abierto de los paneles fotovoltaicos, bajo el efecto de la variación de los niveles de irradiación y temperatura es la base de este método, el cual expone que

$$V_{MPP} \approx K1 * V_{CA} \quad (3)$$

donde K1 puede tomar valores entre 0.71 y 0.78 [20].

Esta técnica es fácil y económica de aplicar porque solo se necesita abrir el circuito entre los paneles y el resto del sistema y medir el V_{CA} y con la Ecuación (3) hallar el V_{MPP} , este V_{MPP} sería el voltaje de referencia. La principal desventaja es que al abrir el circuito se perdería potencia y no garantiza que esté en el mejor punto de extracción de potencia. Por último, este método no es válido para condiciones de sombras que pueden ser causadas por las nubes, por tal motivo podría incurrir en más pérdidas de energía. Por eso por lo general se utiliza unida a otra técnica de MPPT.

- Técnica de MPPT basada en corriente fraccional de corto circuito

Al igual que la técnica anterior la corriente de corto circuito es aproximadamente proporcional a la corriente del punto de máxima potencia, por tanto

$$I_{MPP} \approx K2 * I_{CC} \quad (4)$$

donde K_2 varía entre 0.78 y 0.92.[20]

Medir esta corriente con el circuito en operación es difícil, por tanto, es necesario utilizar un sensor de corriente adicional y un interruptor en la entrada del sistema lo cual aumentaría el costo. Al hacer el corto circuito incurriría en más pérdidas de energía. Otra forma en la que se podría aplicar esta técnica es utilizar unas celdas piloto que tengan las mismas características que el panel utilizado pero implicaría más gastos y más variables a manejar.

4.2 Convertidor DC/DC 48V / 250V

Debido a que es necesario que la etapa de entrada del inversor tenga un voltaje elevado para reducir las pérdidas y reducir el tamaño y la relación de transformación del transformador, asumiendo que las baterías sólo entregarían 48V, es necesario introducir un segundo bloque de convertidor DC/DC el cual tiene como función elevar el voltaje que entregan las baterías a alrededor de 250 Vdc.

Los convertidores DC/DC se pueden clasificar en 4 tipos principales: convertidores tipo flyback, convertidores tipo forward, convertidores de medio puente y convertidores de puente completo. Las especificaciones y características se resumen en la Tabla 1.

Tabla 1. Tipos de convertidores

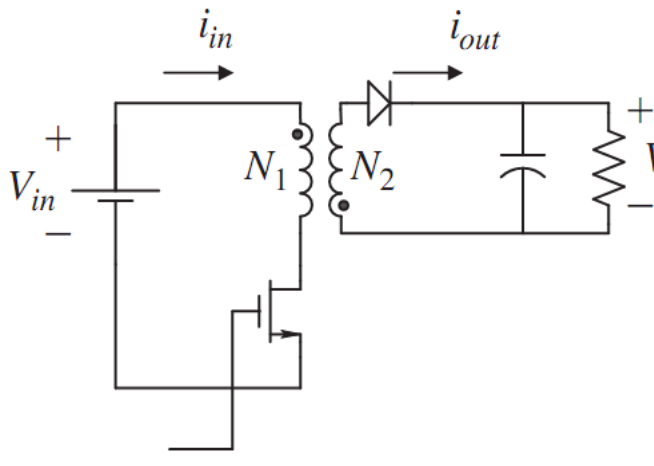
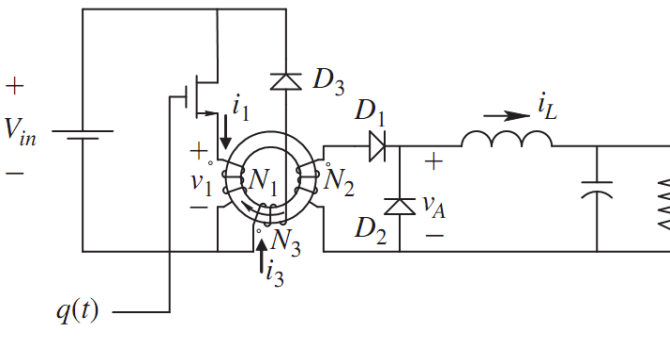
Convertidor	Circuito	Características
<p>Flyback</p>	<p>Imagen 6. Circuito Flyback</p>  <p>Fuente: Power electronics/ a first course; Ned Mohan.</p>	<p>Se utiliza comúnmente para niveles de potencia bajo los 50 W [22]. Requiere un mínimo número de componentes [23]. Este tipo de convertidor es el que peor aprovecha el núcleo, la corriente del primario es también la magnetizante[23].</p>
<p>Forward</p>	<p>Imagen 7. Circuito Forward</p>  <p>Fuente: Power electronics/ a first course; Ned Mohan.</p>	<p>Se utiliza comúnmente para niveles de potencia superior a 1Kw [22]. Los semiconductores deben soportar mayores esfuerzos [23]. La corriente magnetizante siempre es positiva por lo que al igual que el convertidor Flyback presentan un considerable número de pérdidas y menor aprovechamiento del núcleo [23].</p>

Tabla 1. (Continuación)

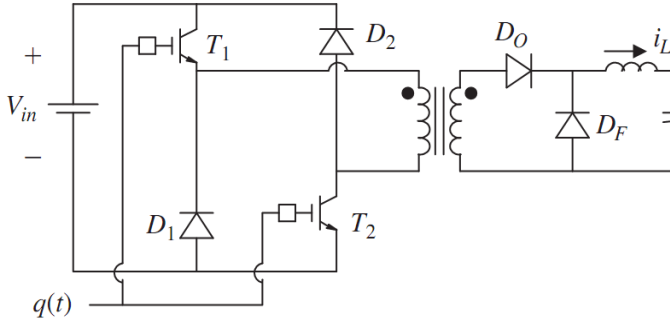
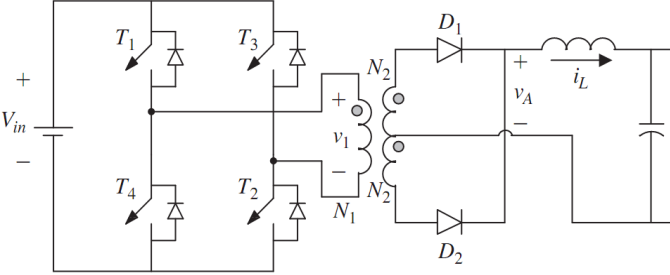
Convertidor	Circuito	Características
<p>Medio puente</p>	<p>Imagen 8. Circuito Medio Puente</p>  <p>Fuente: Power electronics/ a first course; Ned Mohan.</p>	<p>Elimina la necesidad de un devanado de desmagnetización separado el cual es requerido en los dos convertidores anteriores.[22,23] La puerta de los IGBT's conmutan con un ciclo de trabajo $D \leq 0.5$ [22,23].</p>
<p>Puente completo</p>	<p>Imagen 9. Circuito Puente completo.</p>  <p>Fuente: Power electronics/ a first course; Ned Mohan.</p>	<p>Mismas características que el anterior con la diferencia que puede manejar mayor potencia [22]. La potencia que maneja este convertidor está limitada por la capacidad de los mosfet y el número de los mismos [22,23]. Para una misma variación de corriente, el puente completo y el medio puente trabajan con campos magnéticos más bajos, por lo que desarrollan menos pérdidas y aprovechan mejor el núcleo.</p>

Tabla 1. (Continuación)

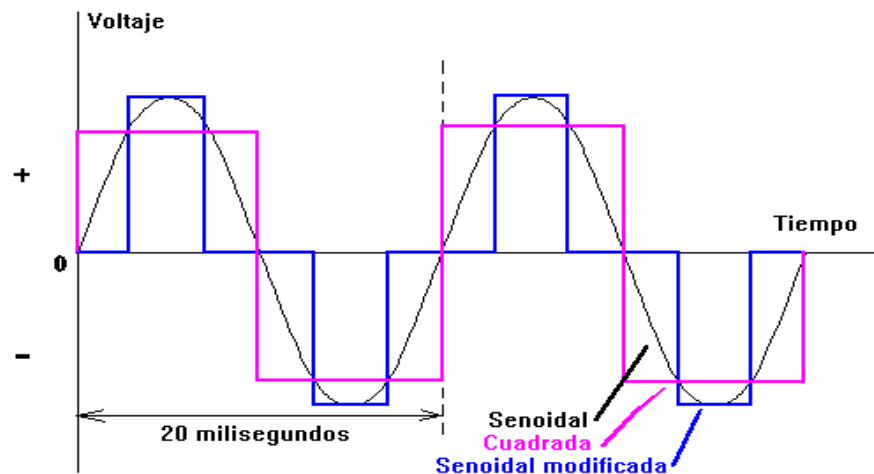
Convertidor	Circuito	Características
Puente completo		La corriente magnetizante está centrada en ambos [23].

Fuente: Autores

4.3 INVERSOR

Existen dos tipos de inversores según su salida: uno de ellos es el inversor con salida sinusoidal modificada y el otro es el inversor con salida sinusoidal pura. La diferencia entre estos dos es que la onda sinusoidal modificada se utiliza para aplicaciones con equipos que no sean tan sensibles en su alimentación. Este tipo de onda podría disminuir el tiempo de vida útil de algunos equipos electrónicos, además que imposibilita realizar la conexión con la red eléctrica. Mientras que el inversor de onda sinusoidal pura es de mejor calidad, permite la interconexión con la red eléctrica y es compatible con cualquier equipo electrónico de AC.

Imagen 10. Onda sinusoidal modificada y onda sinusoidal pura.

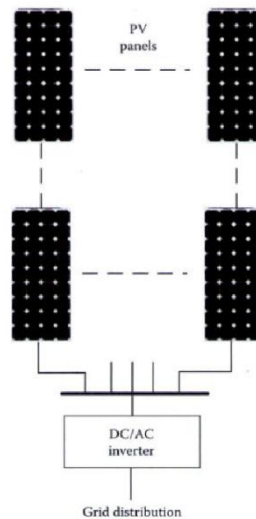


4.3.1 Tipos de inversores según su posición en el sistema

Los inversores se pueden clasificar en tres tipos:

- Inversor centralizado: consiste en un único inversor conectado a todo el generador o a un conjunto de ramas; este tipo de inversor es útil en algunos sistemas de integración arquitectónica, al poderse adaptar de mejor manera a las condiciones de funcionamiento con orientaciones e diversas inclinaciones.[21]

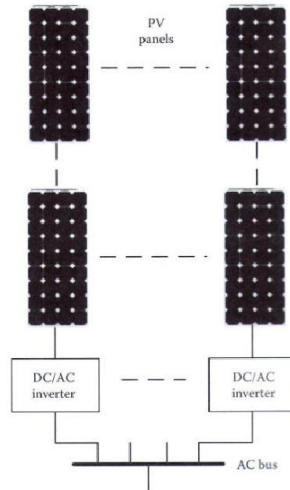
Imagen 11. Topología inversor centralizado.



Fuente: Energy harvesting: solar, wind, and ocean Energy conversion system; Alireza Khaligh, Omer C. Onar [20].

- Inversor orientado a rama: consiste en un inversor dedicado a una rama del generador, son recomendables para instalaciones de medio o gran tamaño. Permiten reducir costes de compra, instalación, mantenimiento y aumentar la fiabilidad y eficiencia.[21]

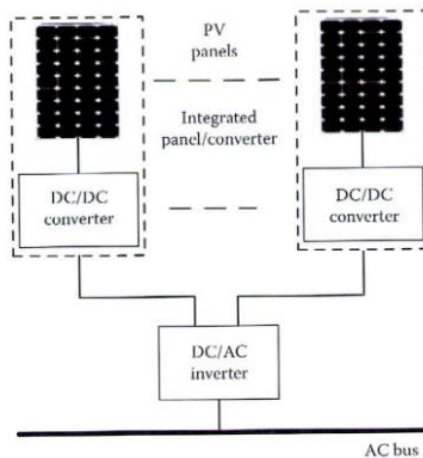
Imagen 12. Topología inversor en cadena.



Fuente: Energy harvesting: solar, wind, and ocean Energy conversion system; Alireza Khaligh, Omer C. Onar.[20]

- Inversor multi-cadena: consiste en varias cadenas interconectadas con su propio convertidor DC/DC y con un inversor DC/AC en común.[20]

Imagen 13. Topología inversor multicadena.



Fuente: Energy harvesting: solar, wind, and ocean Energy conversion system; Alireza Khaligh, Omer C. Onar.[20]

5. SIMULACIONES

Para realizar las simulaciones de las diferentes etapas de este proyecto se empleó el software PSIM (FREE demo) de la compañía POWERSIM. Este software presenta las ventajas de poseer los modelos necesarios de los paneles solares, generación automática del código para ser implementado directamente en la tarjeta Delfino C2000 de la compañía Texas Instruments, la cual fue el micro-controlador maestro empleado. Además de lo anterior PSIM ofrece la posibilidad de enlazarse con muchos otros software especializados esto con el fin de realizar simulaciones muy cercanas a la realidad, o facilitar el diseño de nuevos dispositivos.

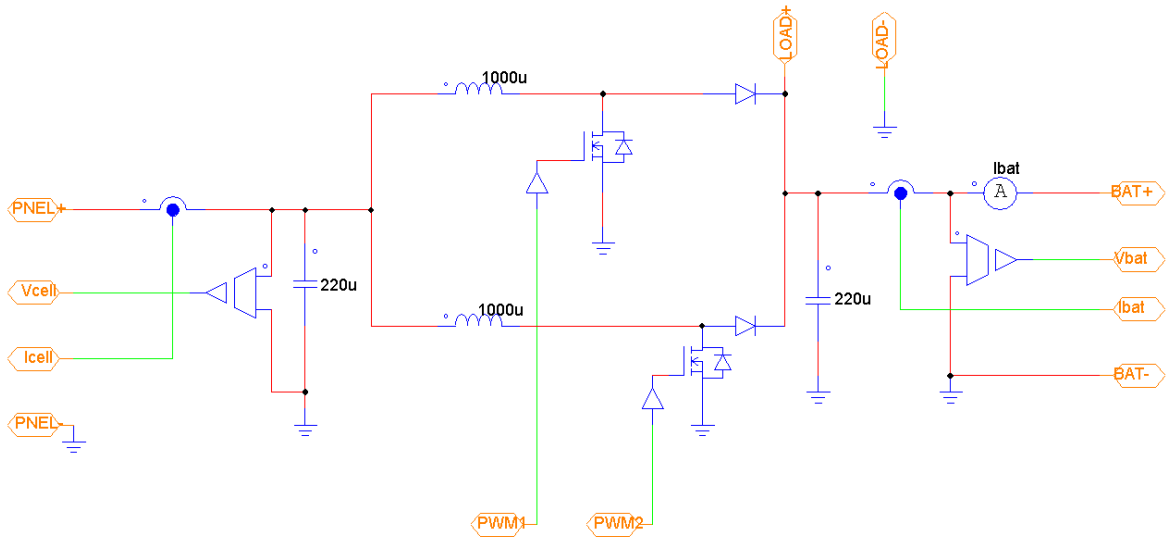
5.1 SIMULACIÓN CARGADOR DE BATERÍAS

Por lo general los sistemas fotovoltaicos de baja potencia trabajan con un banco de baterías con un voltaje un poco inferior que el voltaje nominal del panel solar, esto con el fin de fabricar controladores de carga económicos pero con la desventaja de sacrificar potencia que podría ser entregada por los paneles.

El controlador de carga de este proyecto fue diseñado para trabajar con un banco de baterías de voltaje superior al voltaje de los paneles solares, esto con el fin de reducir corrientes en los conductores y mejorar la eficiencia del mismo. A este controlador de carga se le ha añadido un control MPPT, el cual permite extraer casi la totalidad de potencia disponible en los paneles solares en el transcurso del día.

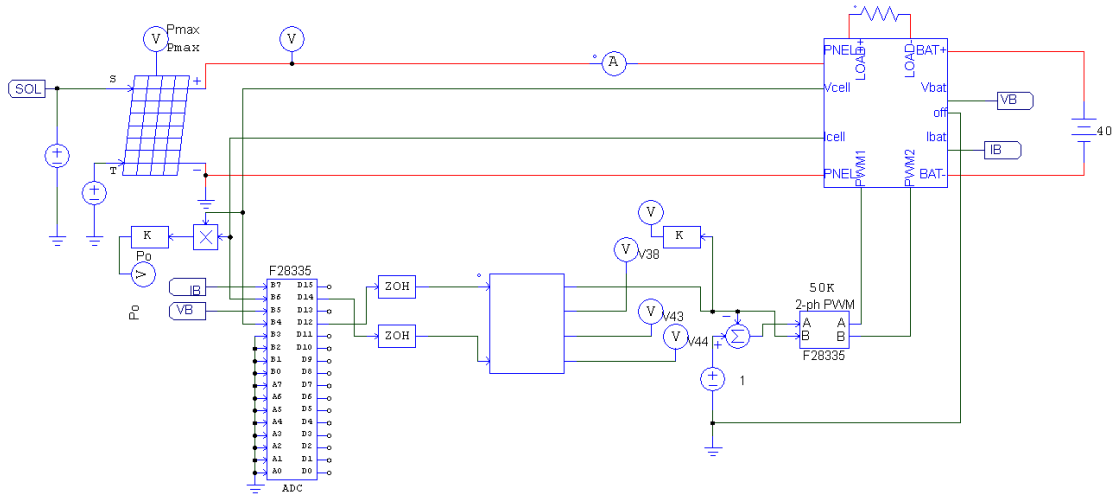
La estructura seleccionada para realizar la etapa elevadora de voltaje fue un convertidor tipo *boost* con dos ramas (Imagen 14), esta última comparada con una estructura *boost* de una sola rama, nos permite reducir casi a la mitad los picos de corrientes presentes en los dispositivos de conmutación. Además se ha desfasado 180° la señal de PWM2, con el fin de conseguir que las dos ramas trabajen alternadamente, obteniendo como beneficio que las conmutaciones en la entrada y salida se observen al doble de la frecuencia real de conmutación, reduciendo el rizado de voltaje y corriente.

Imagen 14. Esquema etapa de potencia cargador de baterías



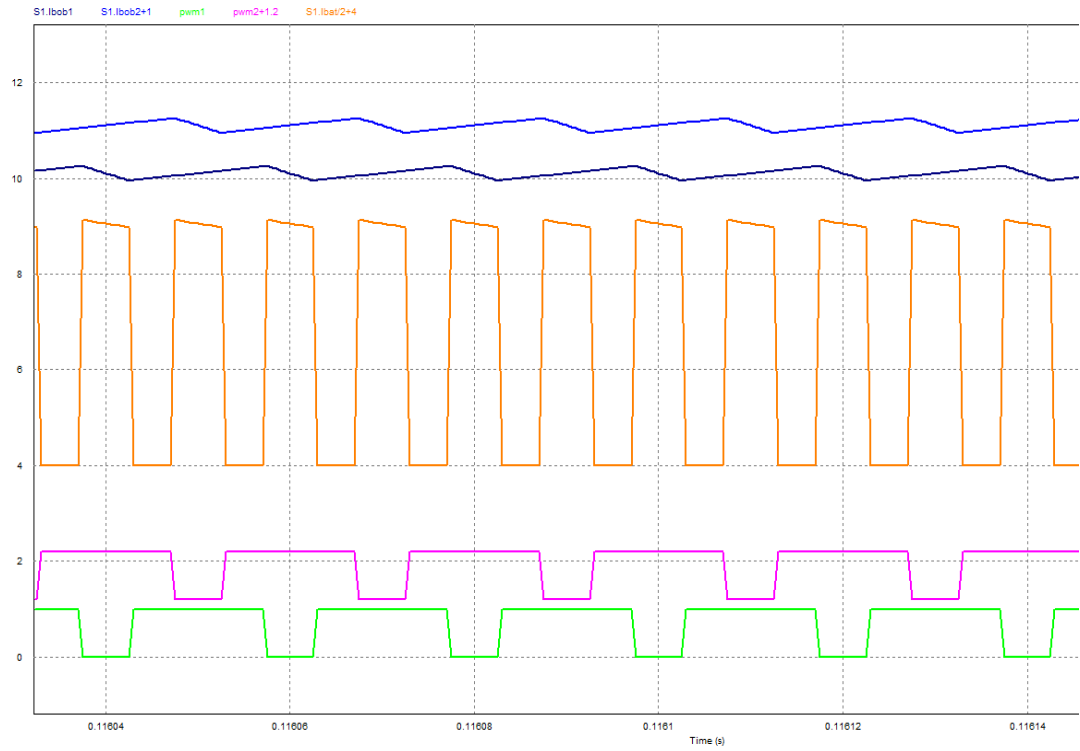
Fuente: Autores

Imagen 15. Esquema etapa de control cargador de baterías.



Fuente: Autores

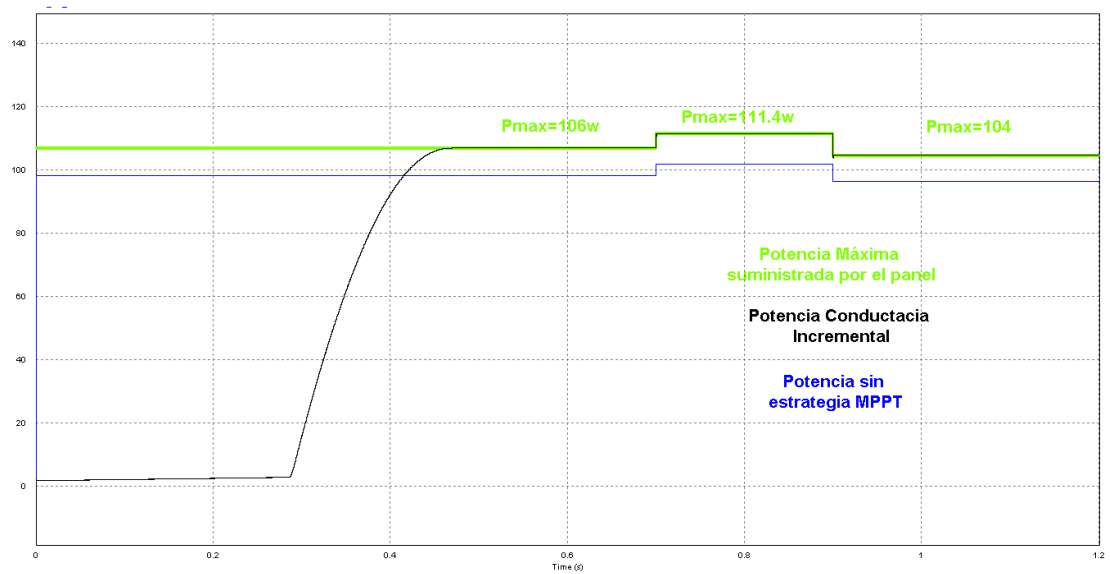
Gráfico 4. Señales de PWM, corriente en la salida y corrientes en las bobinas.



Fuente: Autores

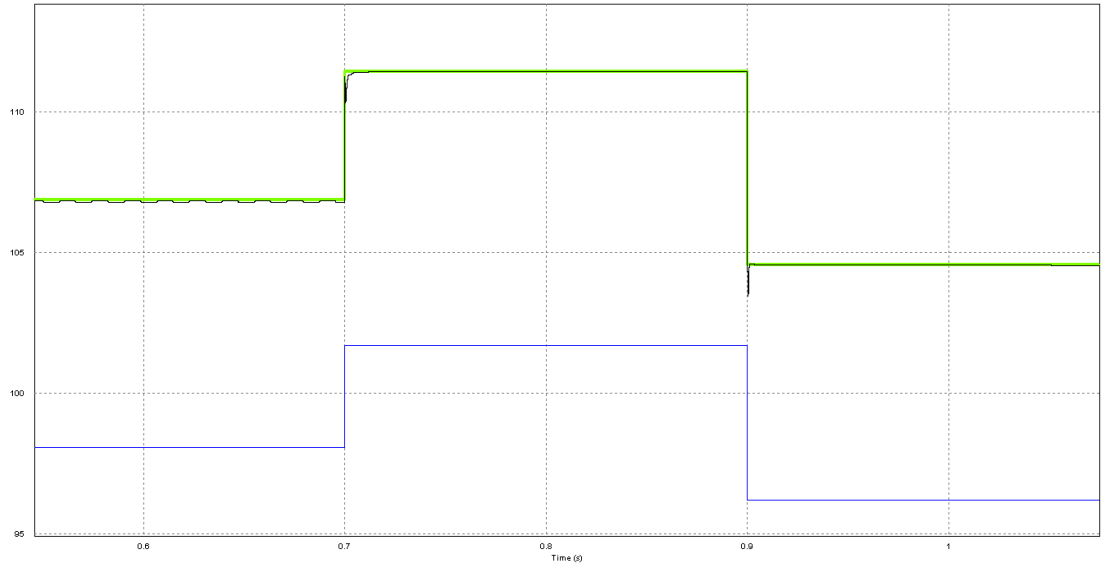
Seguimiento MPP con método de conductancia incremental

Gráfico 5. Comparación de salidas en simulación de potencias entregadas por el esquema de cargador de baterías con estrategia MPPT de conductancia incremental, el sistema anterior sin MPPT y potencia de entrada del mismo.



Fuente: Autores

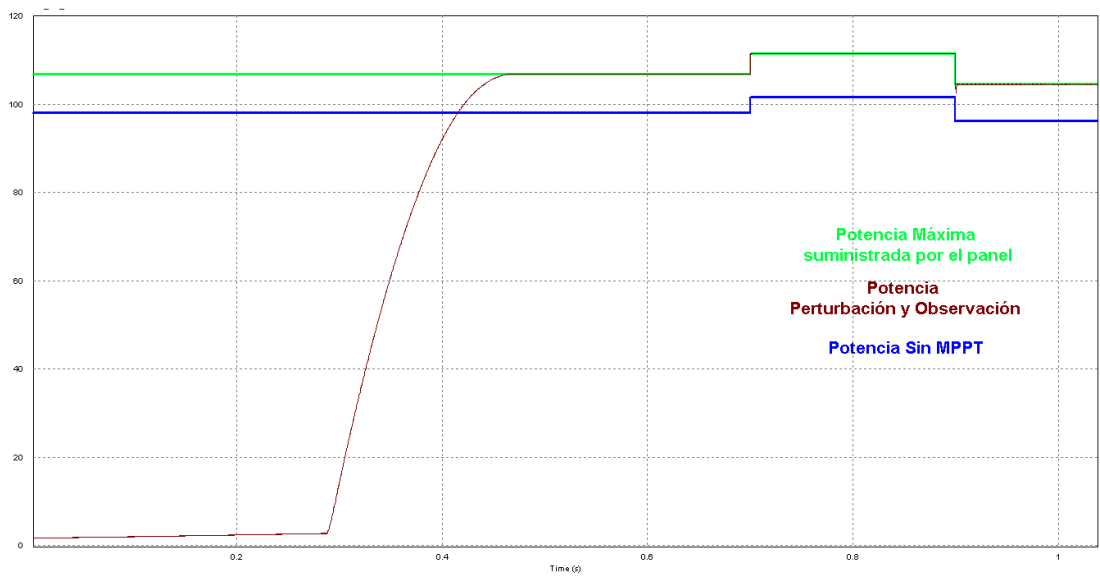
Gráfico 6. Acercamiento señales Gráfico 5.



Fuente: Autores

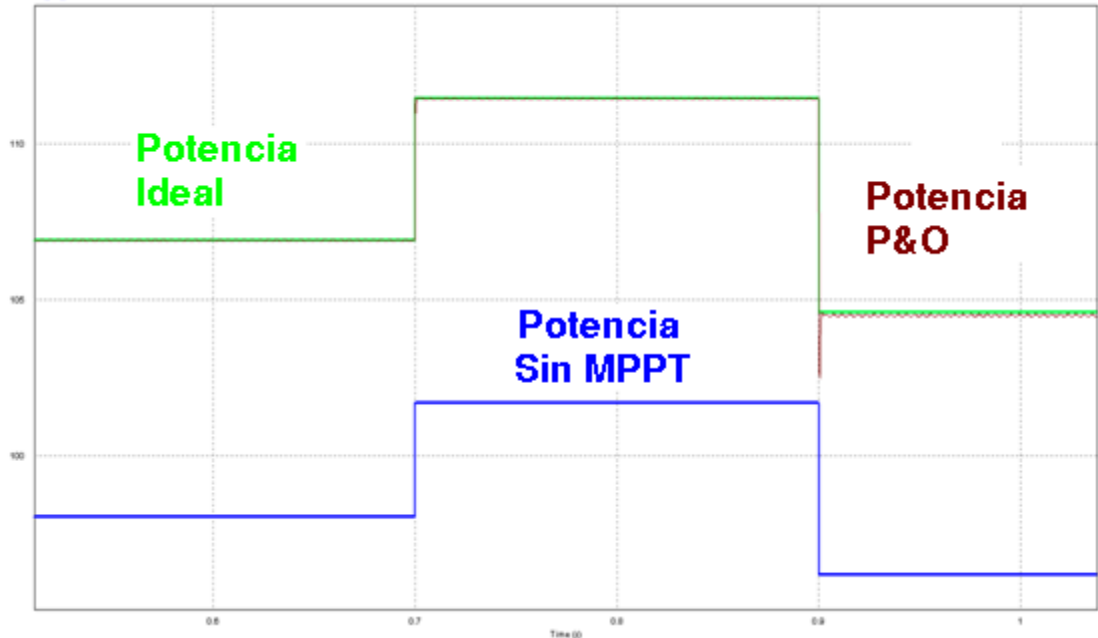
Seguimiento MPP con método de perturbación y observación (P&O)

Gráfico 7. Comparación de salidas en simulación de potencias entregadas por el esquema de cargador de baterías con estrategia MPPT de P&O, un sistema igual al anterior pero sin MPPT, potencia de entrada del mismo.



Fuente: Autores

Gráfico 8. Acercamiento señales Gráfico 7.



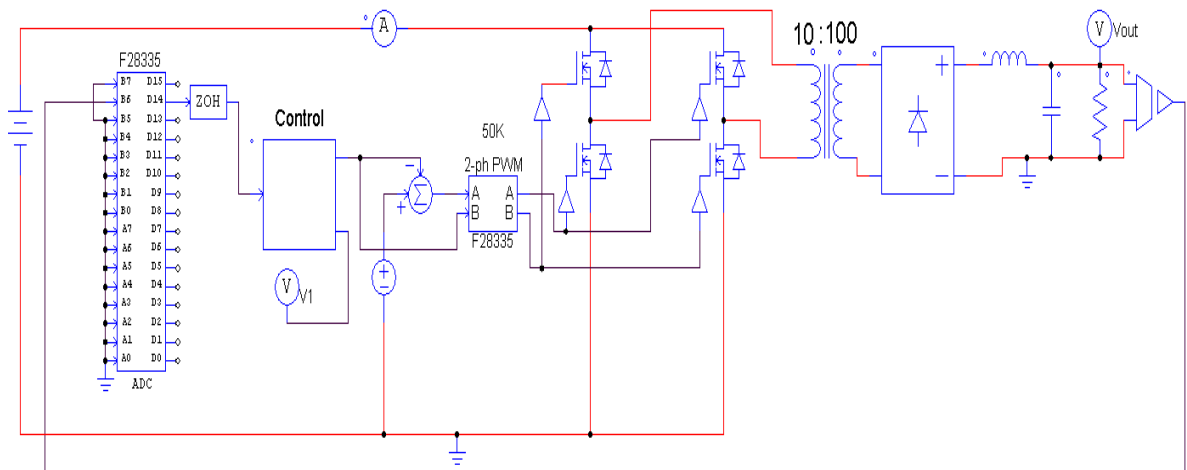
Fuente: Autores

Comparando los resultados de los Gráficos 5,6,7 y 8 se puede identificar una mejora significativa en el aprovechamiento de la potencia a la hora de utilizar una estrategia MPPT comparada a un sistema que no cuente con este método. Pero al comparar las dos estrategias de MPPT seleccionadas la de Conductancia incremental y la de Perturbación Observación no se evidencian diferencias significativas, solo una pequeña oscilación alrededor de la potencia deseada.

Se opta por usar el método de P&O debido a que es la más sencilla de aplicar y no requiere cálculos extensos en el microcontrolador para hacerla funcionar.

5.2 SIMULACIÓN CONVERTIDOR DC/DC 48 / 250 VDC

Imagen 16. Esquema Convertidor DC/DC 48Vdc/250 Vdc.



Fuente: Autores

Se eligió la configuración de puente completo debido a que aprovecha mejor el núcleo comparado con las otras configuraciones teniendo una mayor eficiencia y aunque el número de componentes es mayor el esfuerzo que deben soportar cada uno de ellos es menor, además de esto tiene como beneficio que puede controlar mayores niveles de potencia.

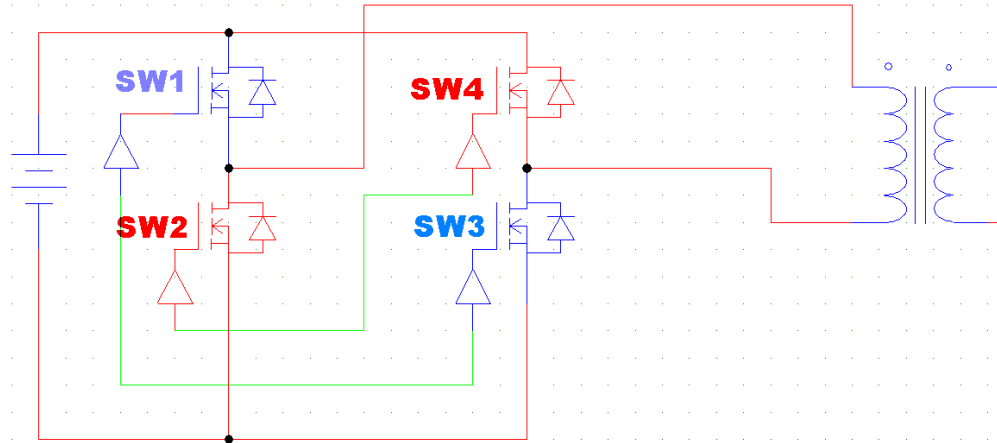
En este caso particular se utiliza para elevar desde un voltaje mínimo de 38 V hasta un valor de 250 V, para lo que se utiliza como estrategia de control, un controlador P de ecuación

$$U=U_1+K_p \cdot E \quad (5)$$

donde $K_p=0.00005$ y E es el error, este controlador cumple con los requerimientos del sistema teniendo una respuesta relativamente rápida y un error en estado estable pequeño, este controlador se sintonizó manualmente; la señal de control se encuentra entre 0 y 0.45 (0 a 45% del PWM). Para tener en cuenta el tiempo muerto de respuesta de los MOSFETS; la frecuencia de trabajo del PWM es de 50 KHz y la relación de transformación del transformador es de 10.

Conmutación

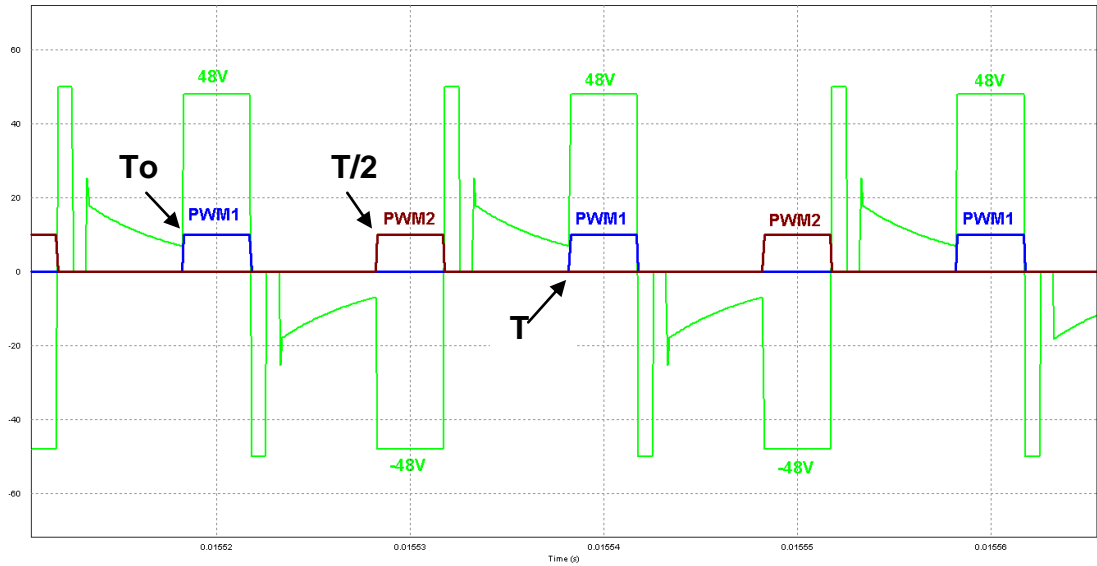
Imagen 17. Asignación de variable a cada uno de los mosfet's que conforman el puente completo.



Fuente: Autores

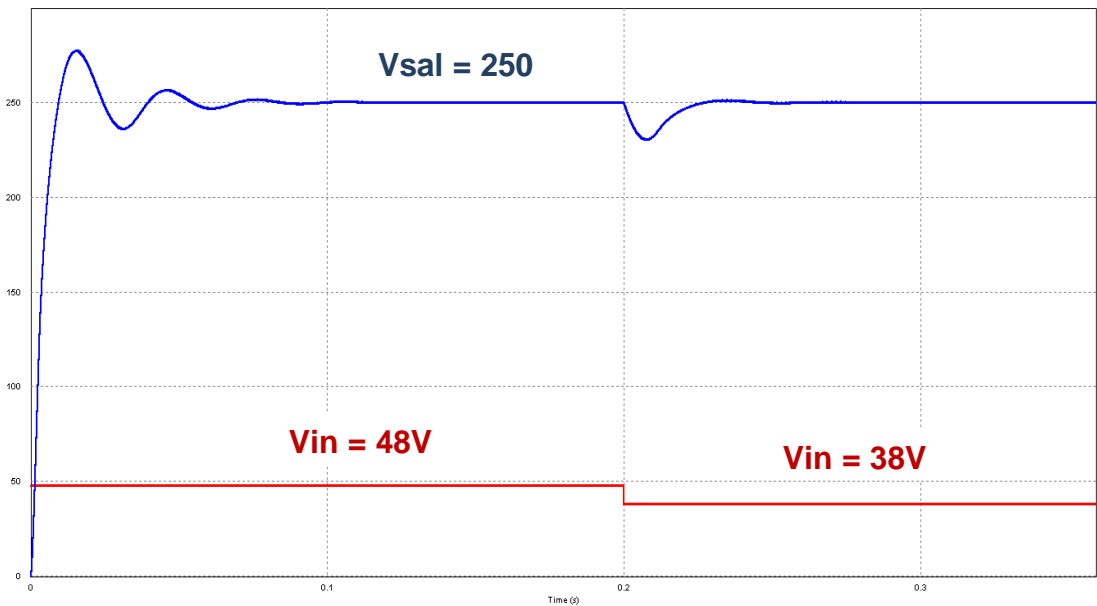
Este puente funciona de la siguiente forma: los MOSFET'S conmutan en pares SW1 con SW3 y SW2 con SW4. Si SW1 y SW3 se encienden con una duración de $D \cdot T_s$, donde D es el ciclo de trabajo y T_s es el tiempo de la conmutación, se induce un voltaje positivo (V_{in}) en el devanado primario del transformador. En caso contrario, si se encienden SW2 y SW4 con la misma duración de $D \cdot T_s$, se induce un voltaje negativo ($-V_{in}$) en el mismo devanado (Ver Gráfico 9). Se debe tener presente que D no puede ser mayor al 50%, debido a que se debe aplicar la misma duración del PWM en ambas secciones del puente. Al llegar al 50% se podría producir un corto circuito debido a que se activarían ambas secciones del puente al tiempo.

Gráfico 9. Señal de conmutación y voltaje inducido en el devanado primario del transformador.



Fuente: Autores

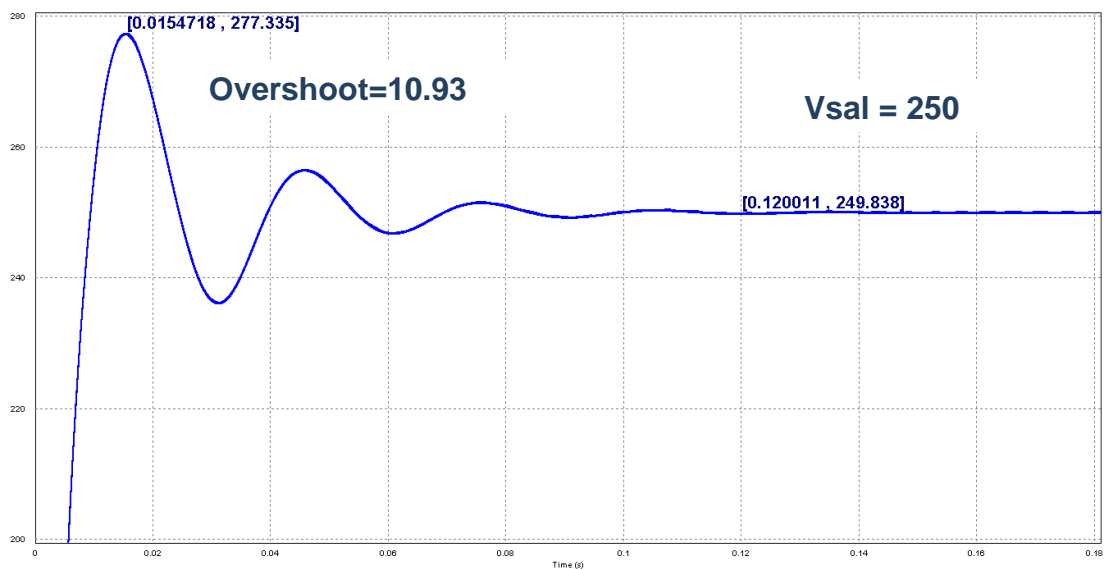
Gráfico 10. Señal de salida convertidor DC/DC 48V - 250V.



Fuente: Autores

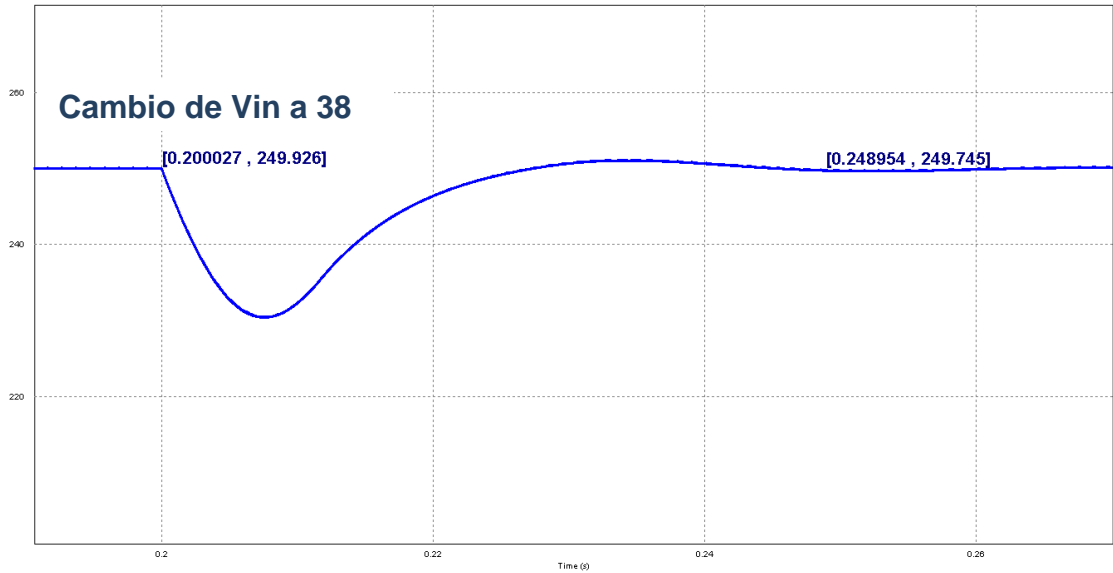
En el Gráfico 10 se muestra la respuesta final del sistema en simulación. De color rojo está el voltaje de entrada y de color azul el voltaje de salida. Realizando un acercamiento de esta señal (ver Gráfico 11) se evidencia que la respuesta inicial del controlador tarda aproximadamente 0.12 segundos en estabilizarse. El sistema presenta un overshoot de alrededor del 30% y un error en estado estable muy cercano a cero. Además se realizaron pruebas agregando una perturbación a la entrada reduciendo de 48V a 38 V con el fin de observar el comportamiento de la salida y del controlador, lo que da como resultado una recuperación rápida del valor de referencia (250V) en aproximadamente 48ms (Ver Gráfico 12), esto se traduce en una buena respuesta del controlador. Finalmente de este montaje en simulación con una fuente constante de 48V se obtiene una potencia máxima de salida de 694 W.

Gráfico 11. Acercamiento señal de salida convertidor DC/DC variación de voltaje de entrada.



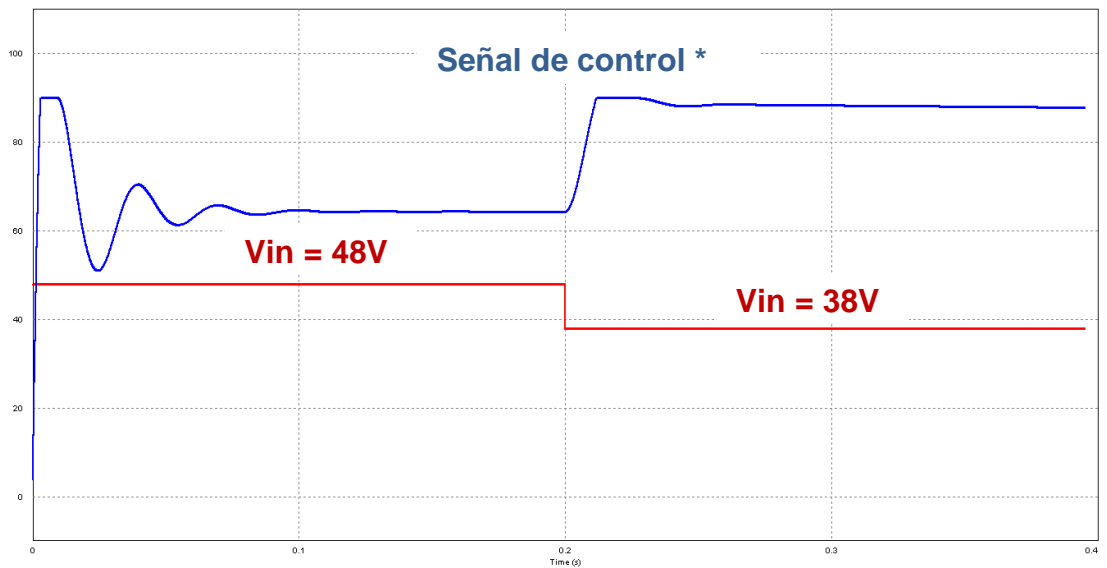
Fuente: Autores

Gráfico 12. Acercamiento señal de salida convertidor DC/DC variación de voltaje de entrada.



Fuente: Autores

Gráfico 13. Señal de salida del controlador.

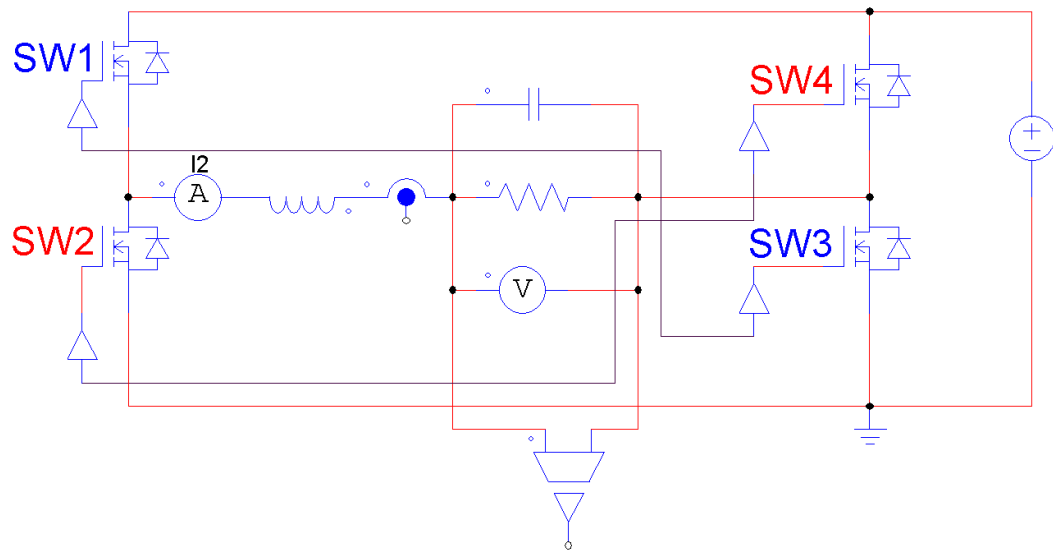


Fuente: Autores

5.3 SIMULACIÓN INVERSOR

El inversor de onda sinusoidal pura puede ser aplicado de dos formas: aislado o con interconexión a la red. En ambos el circuito básico y la conmutación es la misma y sólo cambia la variable de control.

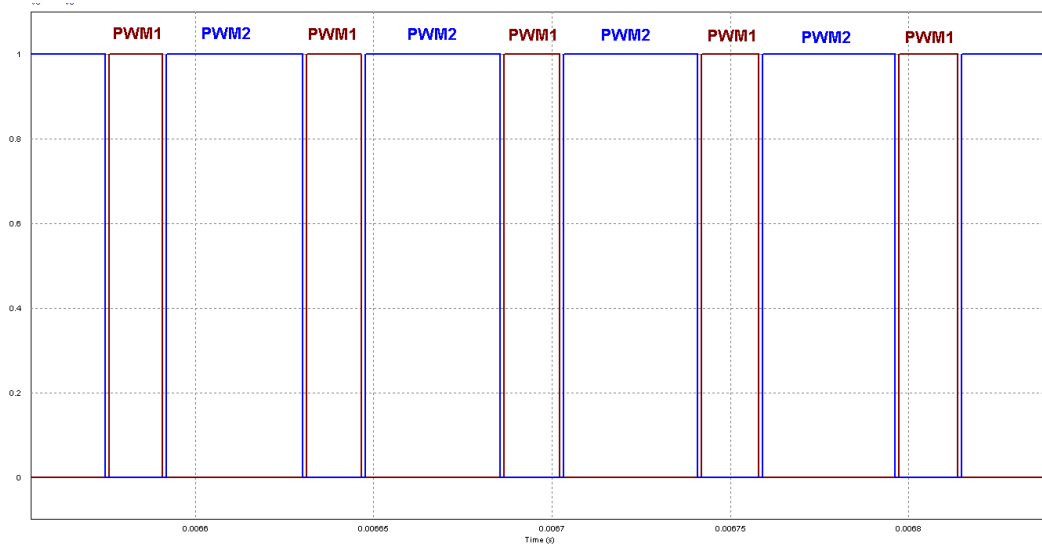
Imagen 18. Asignación de variable a cada uno de los mosfet's que conforman el puente completo.



Fuente: Autores

El circuito base del inversor es un puente completo el cual funciona conmutando SW1 – SW3 al tiempo y seguidamente la pareja SW2 – SW4. La diferencia con el convertidor DC/DC es la forma como se aplica el PWM. En este caso PWM2 es el complemento del PWM1, siendo PWM1 la conmutación que se aplica a la pareja SW1-SW3 y PWM2 el que se aplica a SW2 – SW3. En otras palabras si PWM1 es del 20% el PWM2 sería del 80%. Esto se observa mejor en el Gráfico 14, señal obtenida de la simulación del inversor. Para el caso puntal de esta simulación la conmutación se realiza a una frecuencia de 18 KHz.

Gráfico 14. Señal PWM Inversor.

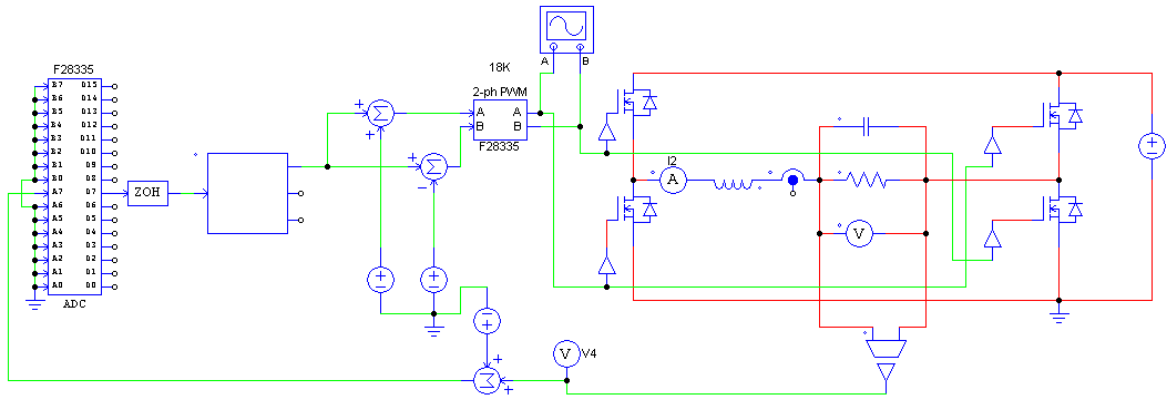


Fuente: Autores

5.3.1 Inversor aislado:

En este tipo de inversor se utiliza un controlador PI con el voltaje aplicado en la carga como variable de control. Este tipo de inversor es el más sencillo de aplicar porque sólo se necesita que la señal de salida sea una onda sinusoidal de amplitud constante suficiente para encender los dispositivos a conectar. Para este caso en particular se tiene a la salida del dispositivo una onda sinusoidal pura de 170 Vp (Ver Gráfico 16), entregando una potencia máxima de 694 W. Esta potencia de salida está limitada por las etapas anteriores.

Imagen 19. Esquema inversor aislado.



Fuente: Autores

La ecuación de control utilizada es la mostrada por la siguiente ecuación

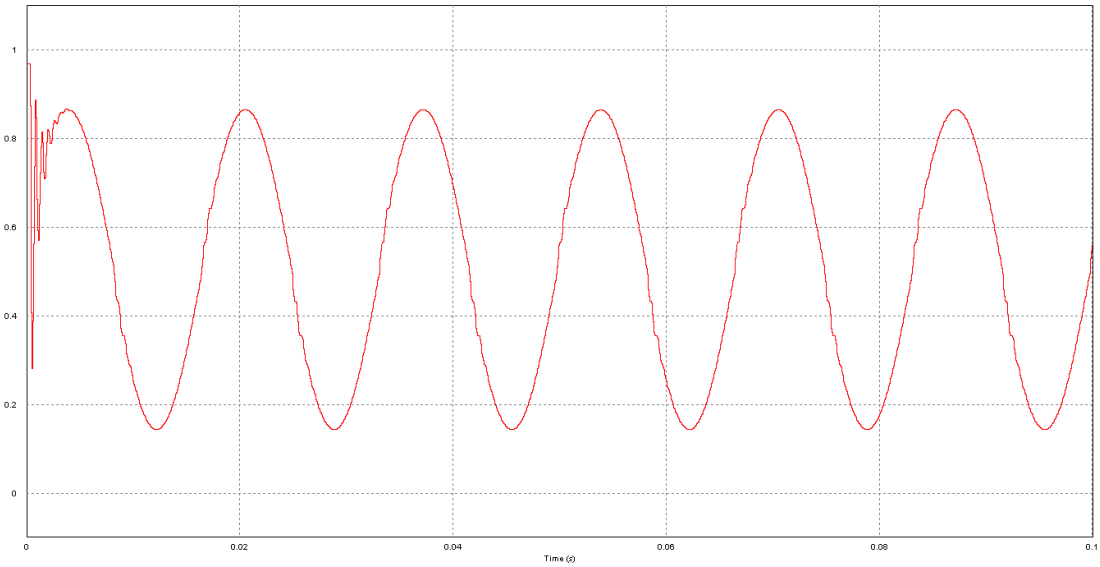
$$U_k = K_i * \frac{E+E_1}{2} + U_{k-1} \quad (6)$$

$$U = K_p * E + U_k$$

Donde U es la salida total de controlador y con constantes para este caso $K_i=0.5$ y $K_p = 1$; el controlador se sintonizó manualmente.

En el Gráfico 15 se observa la señal de respuesta del controlador, esto con el fin de analizar que la señal no se encuentre saturada y que la respuesta sea la adecuada. Al iniciar la simulación se evidencia una pequeña perturbación mientras que el sistema logra estabilizarse. Este pico, por su corta duración, no resulta ser significativo, por lo que podemos afirmar que el controlador funciona de forma adecuada.

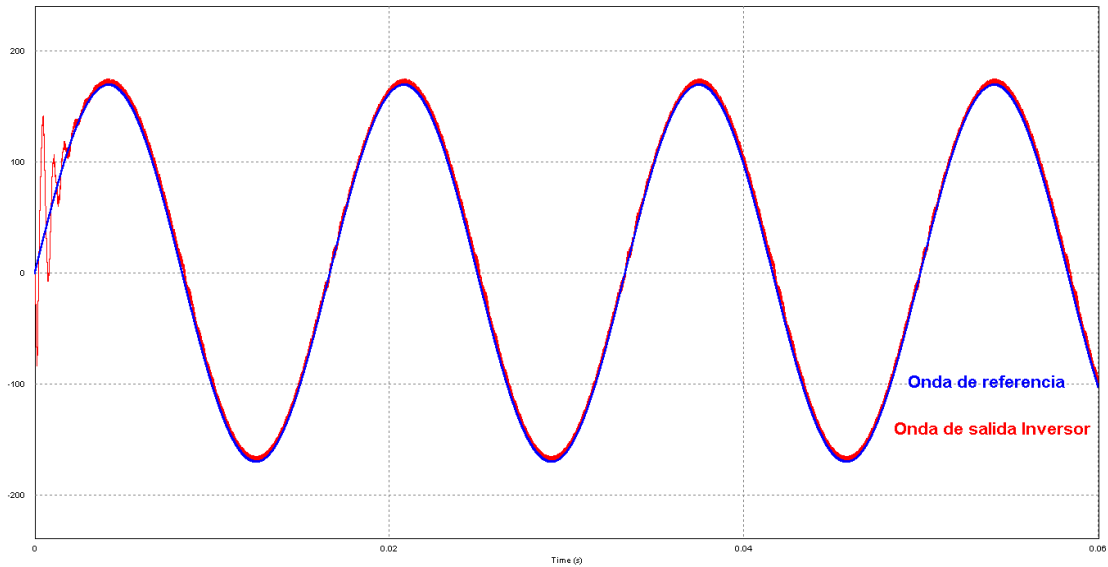
Gráfico 15. Señal de control.



Fuente: Autores

La señal de salida del sistema en simulación se observa en el Gráfico 16, siendo la señal de referencia una onda seno de 170 Vp a una frecuencia de 60 Hz, y se aprecia que la salida del inversor es similar a dicha onda, con la diferencia que presenta un pequeño rizado.

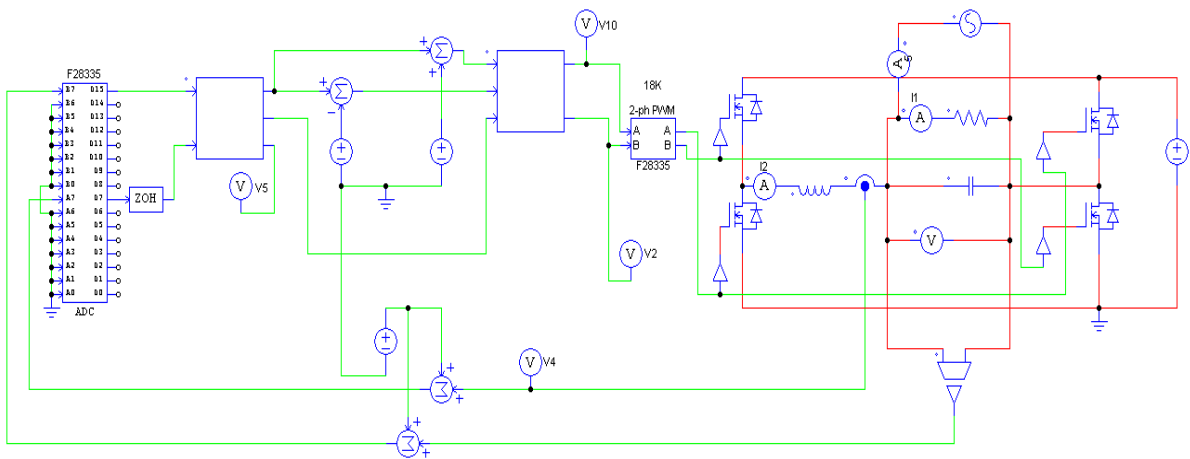
Gráfico 16. Onda de salida Inversor aislado.



Fuente: Autores

5.3.2 Inversor Conexión a red:

Imagen 20. Esquema inversor conexión a red.

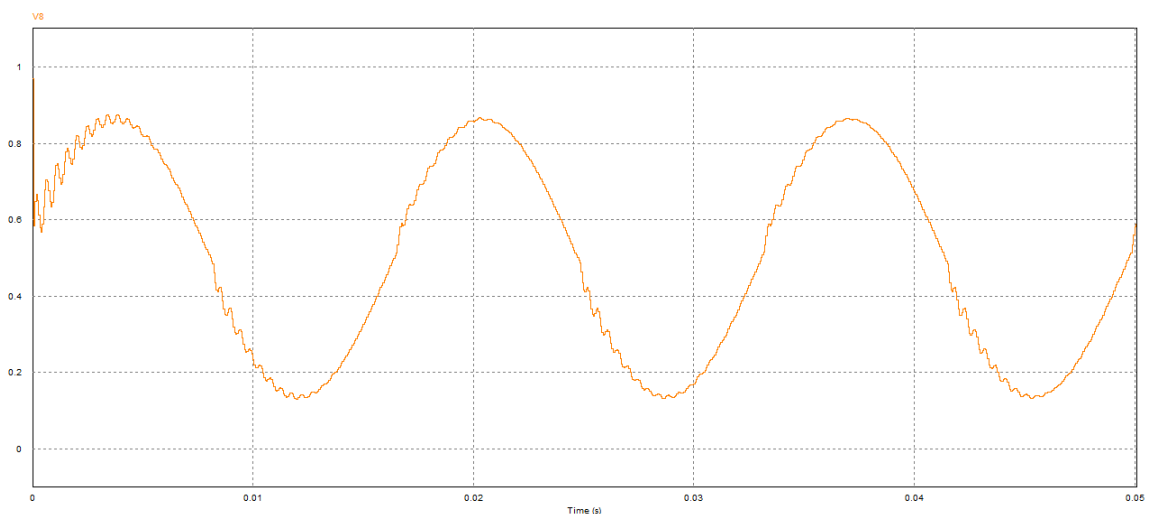


Fuente: Autores

En este tipo de inversor se utiliza un control PI teniendo como variable de control la corriente; esto se debe a que en paralelo con la carga se conecta la señal proveniente de la red, por lo tanto, esta última se encarga de dar la pauta del voltaje y el inversor en suministrar la corriente que tenga disponible hacia la carga. En caso de que el inversor suministre más corriente que lo que la carga necesita, la corriente sobrante se va hacia la red (ver Gráfico 19); en caso contrario la red se encargará de entregar la corriente faltante a la carga (ver Gráfico 20).

La ecuación de control utilizada es la mostrada en la Ecuación 6 con la diferencia que la variable de control es la corriente entregada por el inversor y sus constantes del controlador son $K_i=4$ y $K_p=12$. En el Gráfico 17 se observa la respuesta de este controlador, se presentan algunas oscilaciones en la señal pero en general tiene una buena respuesta, cumpliendo con el objetivo de control.

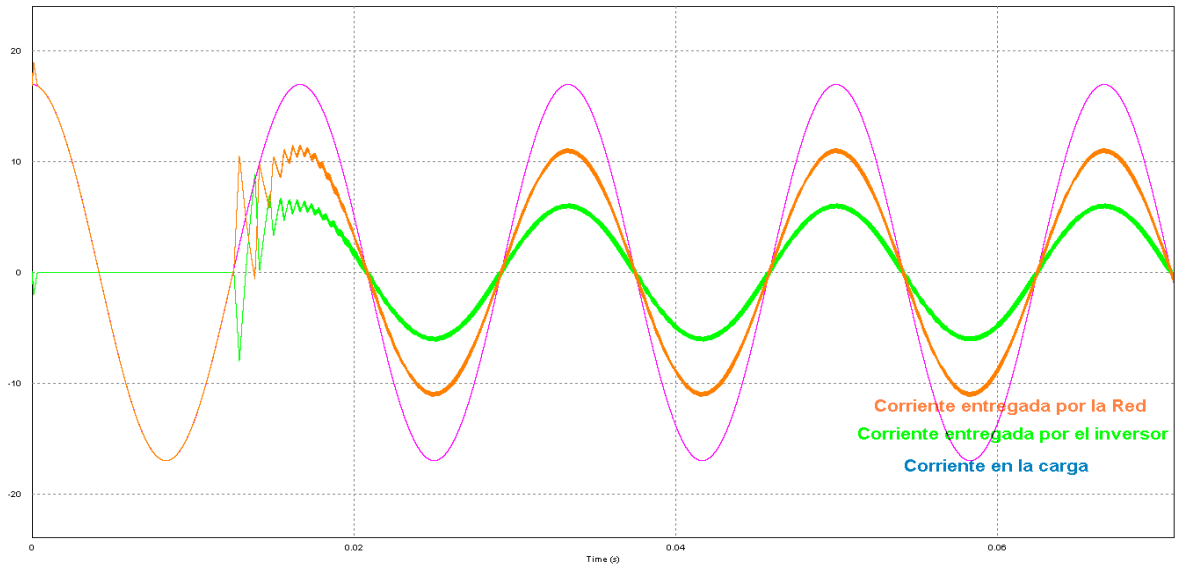
Gráfico 17. Señal de salida controlador.



Fuente: Autores

Para poder sincronizar la señal de salida con la señal que entrega la red, es importante que la onda del inversor sea igual en frecuencia y fase a la onda de la red, si esto no se cumple al interconectar las dos señales, se producirían sobrecalentamientos en el cableado, distorsión de la señal y puede dañar los dispositivos electrónicos acoplados. Para lograr esta sincronización se utiliza un detector de cruce por cero, el cual detecta el momento en que la señal de la red pasa por cero. Además de esto se identifica si la señal se encuentra en ciclo de subida o de bajada. Una vez identificados estos parámetros se le da el punto de partida al inversor. (Ver Gráfico 18)

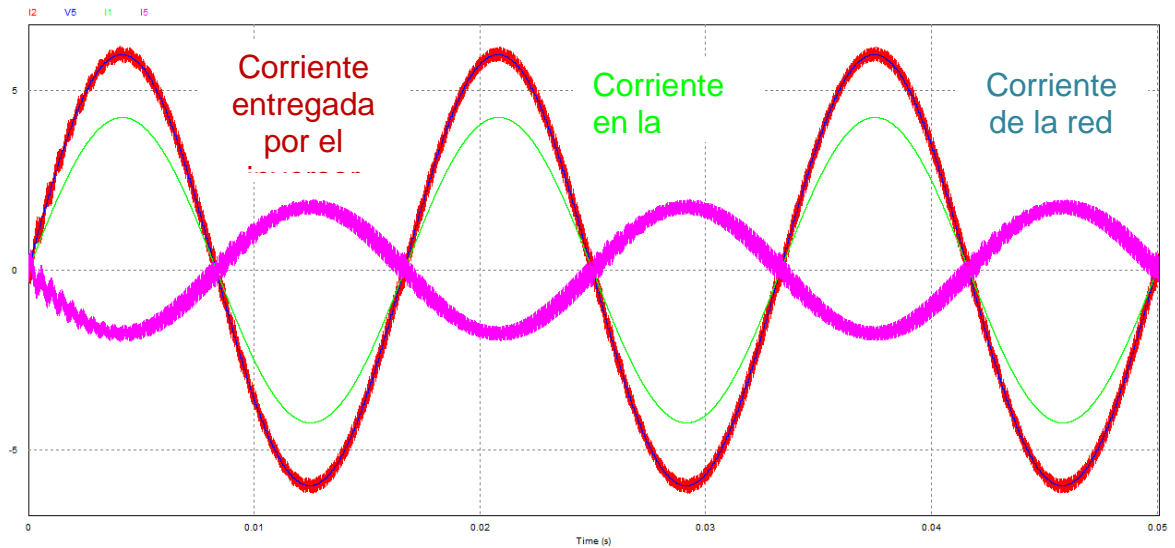
Gráfico 18. Sincronización corriente del inversor – corriente de la red.



Fuente: Autores

En los Gráficos 19 y 20, la curva de color rojo representa la salida en corriente del inversor, de azul la señal de referencia del inversor, de color verde la corriente de la carga y de rosa la corriente de la red, se observa en el caso del Gráfico 19 la corriente del inversor es de alrededor de 6 Amperios y la carga necesita una corriente de 4 Amperios, por lo que los amperios restantes se inyectan a la red.

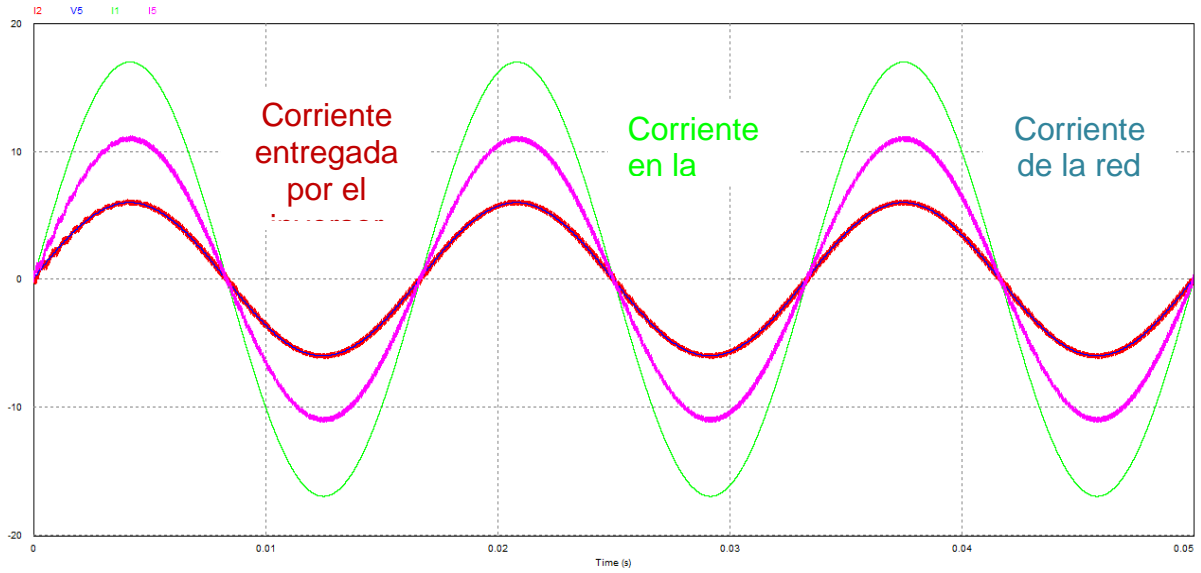
Gráfico 19. Inversor suministra más corriente que lo necesario por la carga.



Fuente: Autores

En el caso mostrado por el Gráfico 20, la carga necesita una corriente de 17 amperios, al igual que en el caso mostrado anteriormente el inversor entrega una corriente de salida de 6 Amperios, por lo que la red se encarga de aportar la corriente faltante, para este caso particular son 11 Amperios.

Gráfico 20. Inversor suministra menos corriente que lo necesario por la carga.



Fuente: Autores

6. CONSTRUCCIÓN DEL DISPOSITIVO Y RESULTADOS EXPERIMENTALES

Para la realización de los circuitos impresos se utiliza el software EAGLE. En el diseño de las tarjetas se tiene un cuidado especial para conseguir un plano de masa y aplicar alimentaciones estables para que la etapa de control no se vea afectada por el ruido electrónico generado por la conmutación de la etapa de potencia del circuito. A continuación se mostrará el diseño y los resultados obtenidos del prototipo.

6.1 CARGADOR DE BATERIAS

El control MPPT y el controlador de carga de las baterías se implementaron en un DSPIC33F128GP802 con el fin de reducir la carga de trabajo del microcontrolador maestro. Además en este DSPIC se hizo más sencillo implementar el driver de una pantalla LCD que permite mostrar los valores de las distintas señales involucradas en el sistema como la etapa de potencia, la tensión y corriente suministrados por los paneles solares y el estado de las baterías, siendo esto una pequeña interfaz de usuario. En el Anexo 1 se encuentra el diagrama esquemático de esta etapa.

En el Gráfico 21 se muestran los valores de voltaje y corriente de un panel solar de 120W expuesto a cambios de luz y sobre el cual se está ejecutando el control MPPT, allí se puede observar que las condiciones radiación solar a las que se encuentra expuesto el panel son cambiantes y no es confiable para realizar las pruebas pertinentes de seguimiento del máximo punto de potencia.

Gráfico 21. Potencia (morado), Voltaje (amarillo), y corriente (celeste) en un panel solar expuesto a cambios de luminosidad.



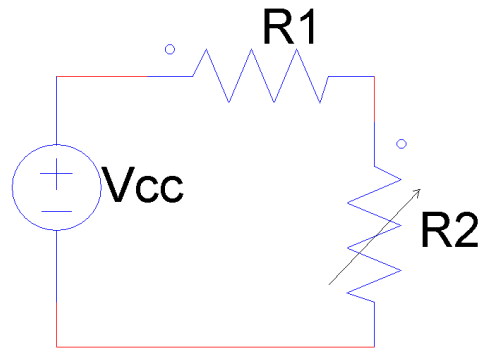
Fuente: Autores

Con el fin de corroborar el correcto funcionamiento de la estrategia MPPT se diseña una prueba de laboratorio donde se pueden controlar las condiciones de trabajo. Esta prueba se diseña con base en un sistema con fuente de voltaje constante en serie con un resistor R1 (Imagen 21a). La máxima potencia que se puede extraer del sistema se encuentra cuando R2 es igual a R1. Por lo tanto:

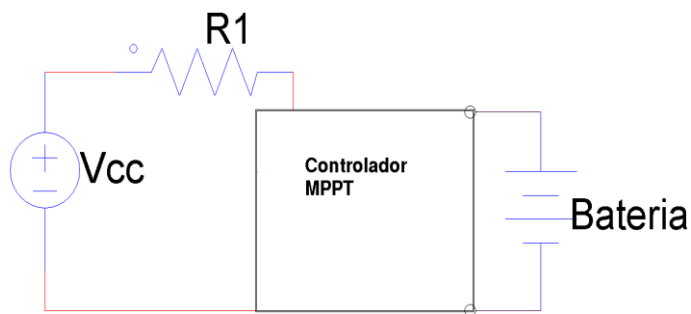
$$\mathbf{VR1 = VR2 = Vcc/2} \quad (7)$$

La ecuación (7) implica que el punto de máxima potencia se puede corroborar si cambia R2 por un controlador del tipo MPPT (Imagen 21b) y se cumple que **VR1 = Vcc/2**.

Imagen 21. (a) y (b). Esquemas empleados prueba MPPT



(a)



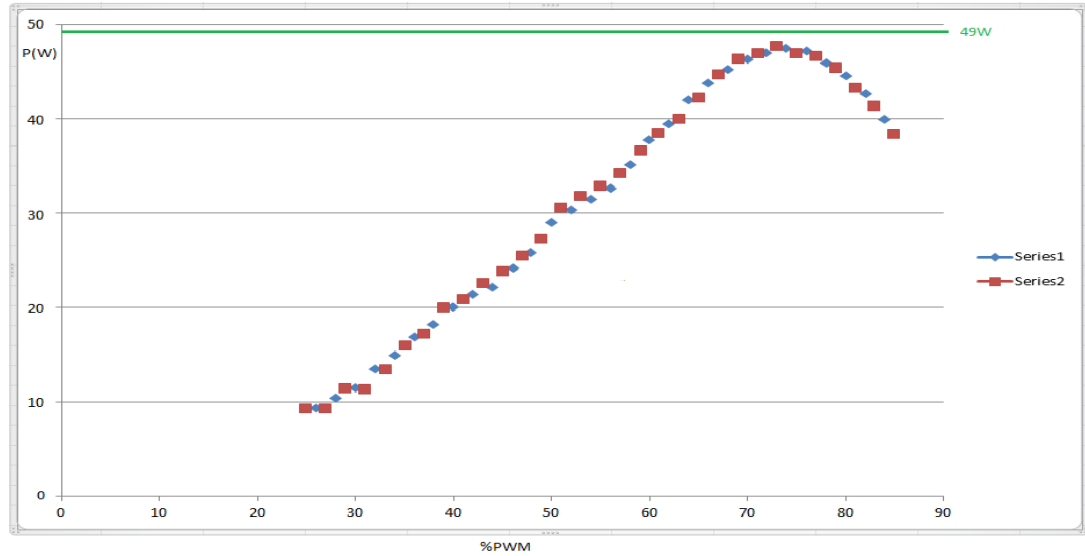
(b)

Fuente: Autores

6.1.1 Datos obtenidos de la prueba MPPT

Para realizar las pruebas de MPPT se dispuso de una fuente de voltaje de 28V DC y una $R = 4 \text{ Ohm}$. Con estas dos condiciones se tiene un punto de máxima potencia de 49 W. Antes de iniciar la prueba de MPPT se programó un barrido del PWM desde 25% incrementándolo hasta 85%, con el fin de verificar la existencia del punto de máxima potencia en el sistema, similar al de los paneles solares, los datos obtenidos se verificaron cinco veces y en el Gráfico 22 son presentados dos de estas verificaciones.

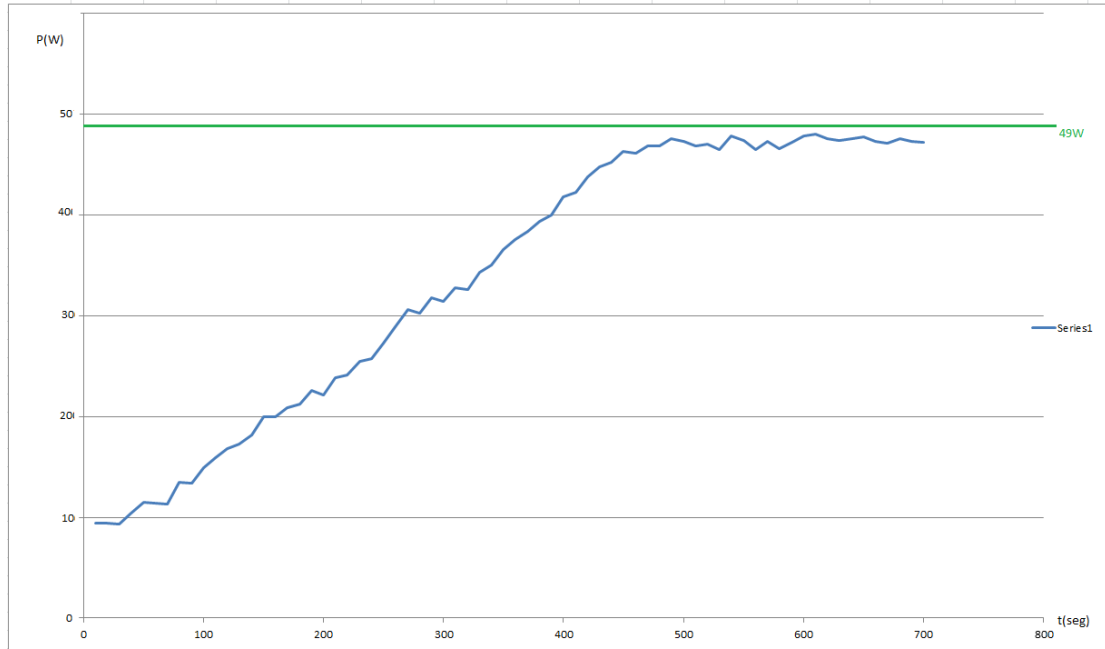
Gráfico 22. Barrido Potencia extraída vs %PWM



Fuente: Autores

Después de haber corroborado la existencia de un punto de máxima potencia en el sistema puesto a prueba se programó el algoritmo de Perturbación y Observación correspondiente y se tomaron datos en el transcurso del tiempo. Observando los datos obtenidos (Gráfico 23), se verifica que el controlador MPPT implementado incrementó el %PWM hasta llegar al 75%, y allí se mantuvo oscilando entre el 74% y 76% de ciclo útil, que es lo esperado en esta estrategia de control.

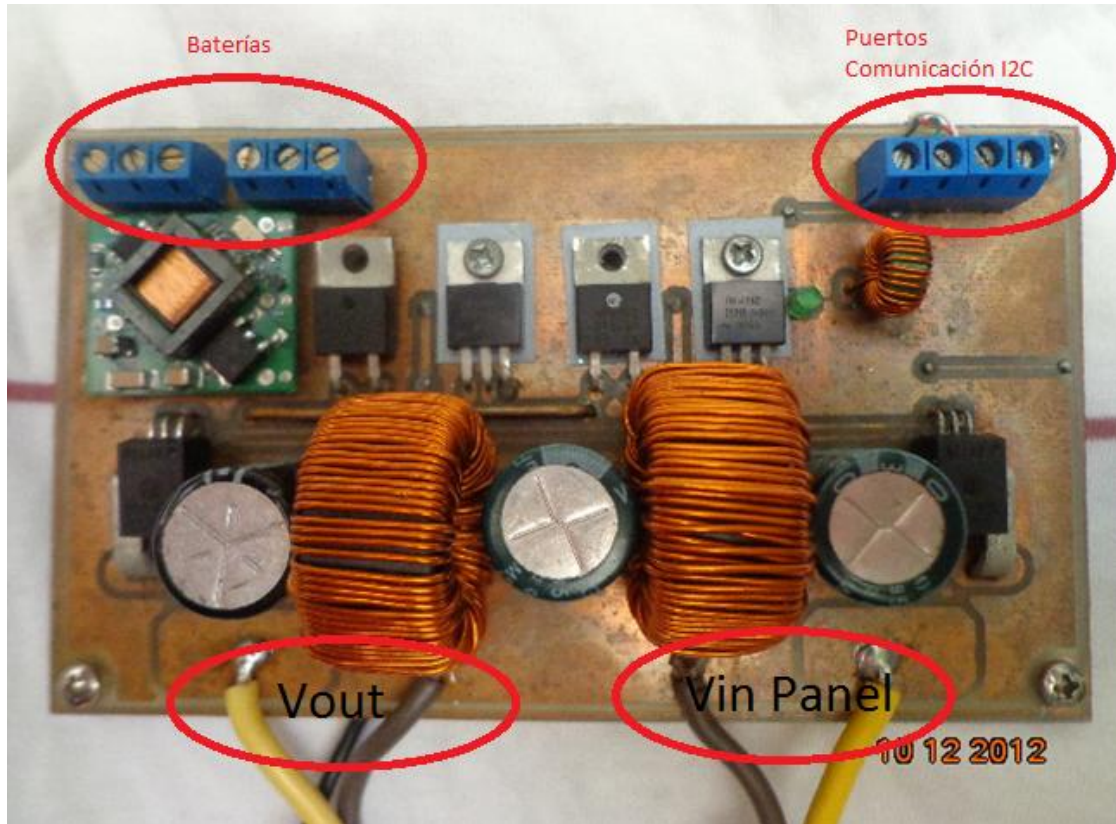
Gráfico 23. Búsqueda MPPT estrategia Perturbación y observación



Fuente: Autores

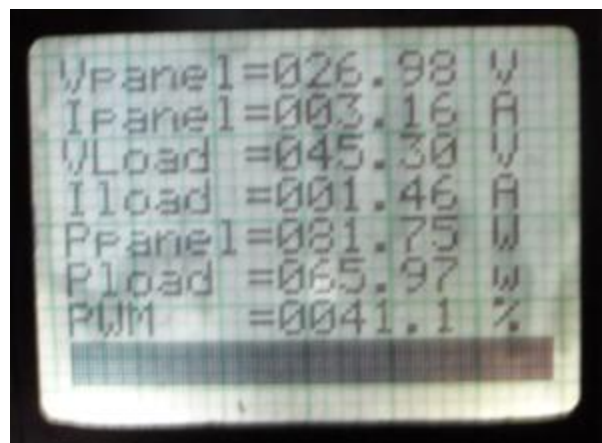
En el Gráfico 23 se puede observar que la máxima potencia no llega exactamente a los 49W esperados, esto se debe a las pérdidas en los conductores y otros factores que no se han tenido en cuenta en esta prueba.

Imagen 22. Cargador de baterías y MPPT



Fuente: Autores

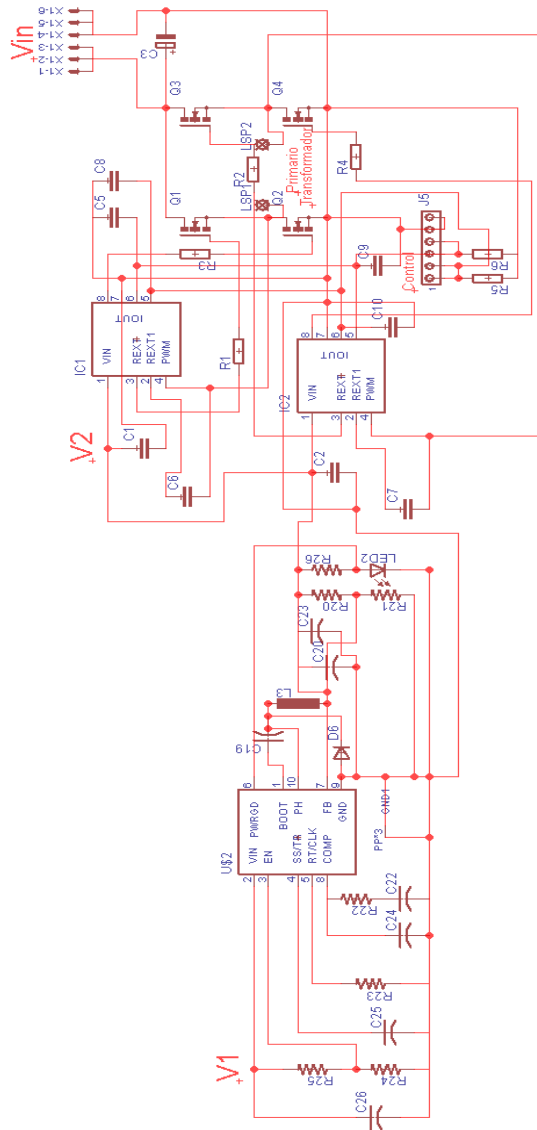
Imagen 23. Interfaz Gráfica



Fuente: Autores

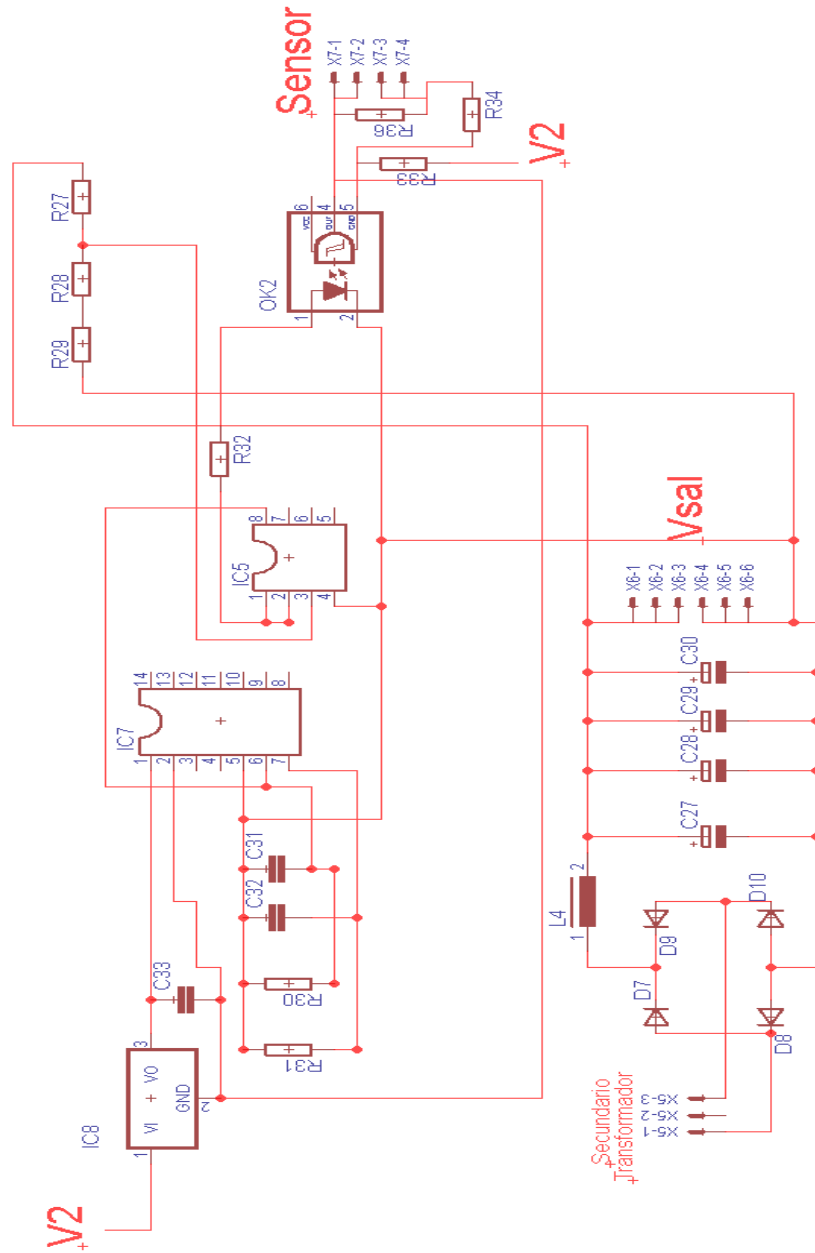
6.2 CONVERTIDOR DC/DC 48-250 Vdc

Imagen 24. Esquemático Convertidor DC/DC 48-250 Vdc



Fuente: Autores

Imagen 25. Esquemático Convertidor DC/DC 48-250 Vdc



Fuente: Autores.

Etapa de control:

- Se seleccionó la tarjeta Delfino C2000 como el cerebro de este proceso, debido a su facilidad de programación, la posibilidad de unirse con el programa de simulación Psim y por su velocidad de procesamiento. La señal de control proveniente de esta tarjeta, es de baja corriente y bajo voltaje y no es apta para conmutar los Mosfet's. Además de esto los Mosfets SW1 y SW4 (Ver Imagen 17) no comparten la misma referencia a tierra que los Mosfets SW2 y SW3, por tal motivo es indispensable usar un dispositivo que cuente con la capacidad de conmutarlos. Para ello se emplea el integrado UCC27211 el cual es un driver de Mosfet y está diseñado para disparar una sección completa del puente, estos están provistos de un diodo y condensador de Bootstrap los cuales generan el voltaje necesario para conmutar los Mosfet SW1 y SW4(Ver Anexo 2).
- Para la señal de realimentación se utilizó un sensor de voltaje aislado construido mediante un optoacoplador 4n25 acondicionándolo para que el voltaje suministrado no supere la entrada máxima del ADC.

Etapa de potencia:

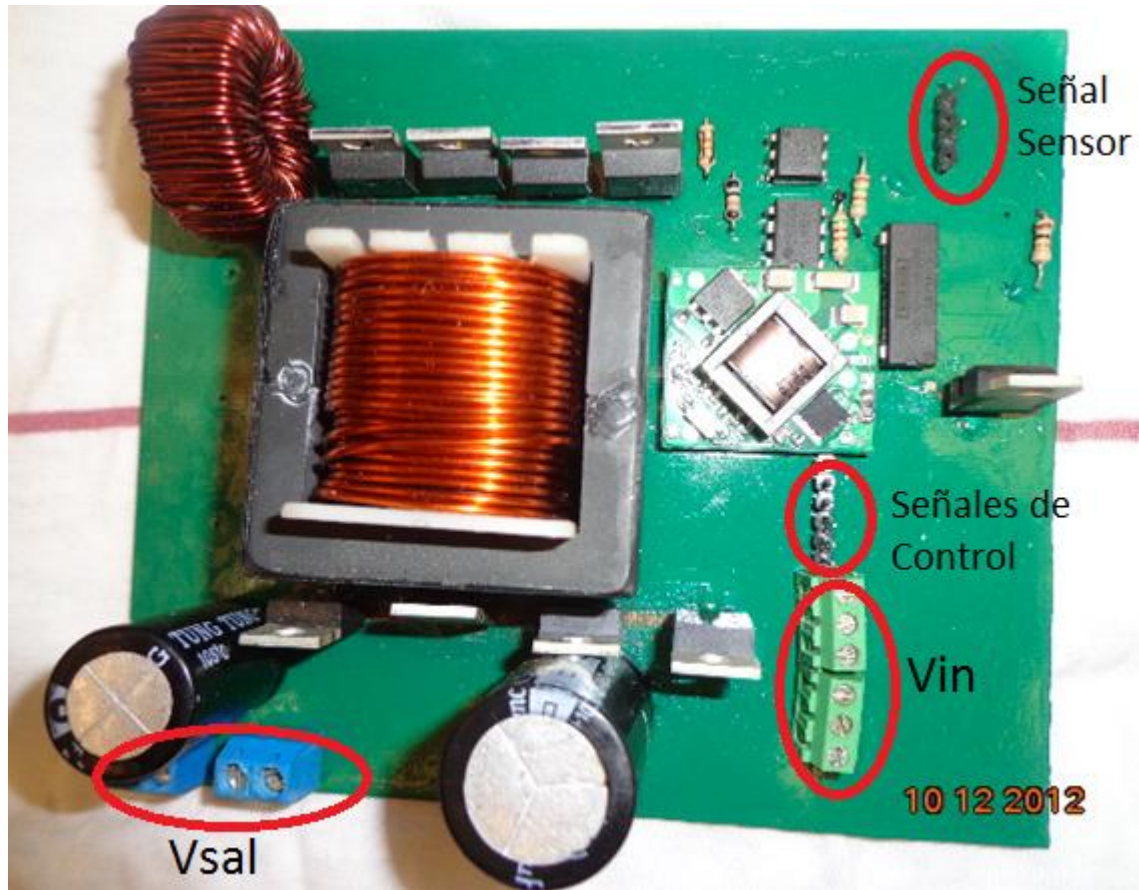
- Como dispositivos conmutadores se seleccionaron los Mosfet IRF4410 los cuales tienen un VDS de 100V, y manejan una corriente máxima ($ID_{m\acute{a}xima}$) de 95 Amperios, lo anterior supera los requerimientos de nuestro sistema los cuales son $VDS=48V$ e $ID_{m\acute{a}xima}= 10A$.
- El transformador se construyó con un núcleo de ferrita TIPO E serie EA-77-625 (ver Anexo 3) y con una relación de transformación de 1:10.

Fuentes de alimentación:

- Debido a que los drivers utilizados deben alimentarse con un voltaje nominal de 12V se hace necesario reducir el voltaje que proporcionan las baterías.

Para ello se empleó una microfuenta conmutada TPS54260 la cual es variable y funciona con un voltaje máximo de 60V, lo que hace posible tener una sola fuente centralizada de voltaje para alimentar las ramas del circuito.

Imagen 26. Convertidor DC/DC 48v-250v



Fuente: Autores

En el Gráfico 24 se muestra la señal de control real generada por la tarjeta Delfino C2000 aplicada a los drivers, esta señal se encuentra a 49.88KHz y se comprueba el tipo conmutación mencionado en la simulación. Se observa una pequeña interferencia mutua entre ambas señales de control. Por este motivo es indispensable realizar un buen diseño de la PCB. Si estas interferencias fueran mayores interferirían en las conmutaciones disparando de forma indeseada alguno de los Mosfet.

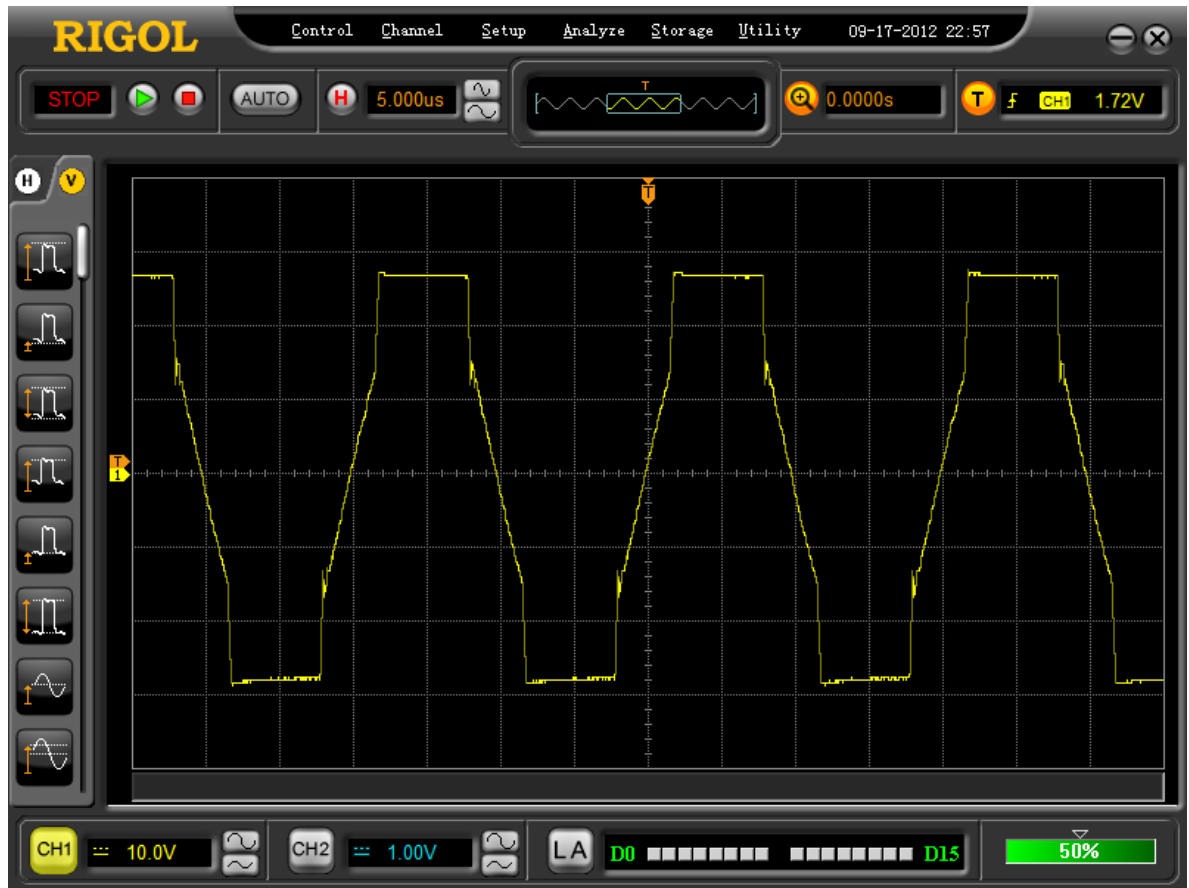
Gráfico 24. Señal de control PWM Convertidor DC/DC



Fuente: Autores

La señal de salida en el secundario del transformador es la mostrada por el Gráfico 25, la cual es evidencia del buen funcionamiento de las conmutaciones debido a que no se observan ruidos ni señales indeseadas que puedan conllevar a sobre calentamientos ni daños futuros a los elementos de la PCB especialmente los Mosfets y el transformador.

Gráfico 25. Señal inducida al devanado secundario del transformador.



Fuente: Autores

Para comprobar la respuesta del controlador se analizó el comportamiento de la señal de salida de voltaje respecto a una perturbación en la señal de voltaje de entrada. Esto se puede observar en el Gráfico 26 donde de color amarillo se encuentra la señal de salida del convertidor y de color azul la señal de alimentación, a esta última se le aplica una perturbación de aproximadamente 10 V y en la señal de salida como respuesta ante esta variación se tiene un overshoot de alrededor de 30 V pero con un tiempo de establecimiento de aproximadamente 300 ms, lo cual se ajusta a los requerimientos del prototipo.

Gráfico 26. Respuesta de la señal de salida ante un escalón.



Fuente: Autores

La Potencia máxima obtenida en esta etapa fue de alrededor de 220 W, trabajando los paneles solares a su máxima capacidad, esta etapa tiene una eficiencia del 97%.

CONCLUSIONES

Al usar cualquiera de las estrategias de MPPT se ve una amplia diferencia en el aprovechamiento de la potencia del panel comparada con un sistema que no posea una de estas técnicas. Realmente es difícil decidir cuál es la mejor estrategia de MPPT para implementar en los sistemas fotovoltaicos pero los métodos comúnmente más usados son los de conductancia incremental y Observación y Perturbación debido a que todo el proceso se hace mediante software y no requiere que se haga ningún tipo de cambio en el hardware.

Para el caso de los convertidores de DC/DC y DC/AC se utilizó la configuración de puente completo por su capacidad para manejar grandes potencias con menos esfuerzos en los semiconductores y se logra una mayor eficiencia.

Se logró diseñar un sistema de control que permite generar una señal sinusoidal de 120V RMS, presentando grandes ventajas frente a otros inversores comerciales como la posibilidad de conectarlo en paralelo a la red eléctrica de un hogar o trabajarlo de forma aislada en zonas no electrificadas.

Este prototipo da la posibilidad de ser utilizado como módulo de pruebas para clases o laboratorios debido a que su programación es sencilla. Las herramientas se encuentran disponibles en la universidad y posee una interfaz gráfica de usuario la cual le permitirá al estudiante observar el comportamiento de la estrategia MPPT que se llegue a implementar.

Empleando técnicas de prototipito rápido se logró simular e implementar de forma eficiente las diferentes etapas de control y potencia que fueron diseñadas en este proyecto, estudiando y poniendo en práctica la tarjeta Delfino C2000 de la compañía Texas Instruments, marcando las pautas para el desarrollo de futuros proyectos debido que no se tienen antecedentes en el uso de esta herramienta en la Universidad Pontificia Bolivariana.

BIBLIOGRAFIA

[1] Mocárquer G. Sebastián, Hugh Rudnick." Recursos Renovables como Generación Distribuida en los Sistemas Electricos", Chile, 2003.

[2]William H.Kemp. "The Renewable Energy Hand Book. The updated Comprehensive guide to renewable energy and independent living". 2009

[3] Ramos López José, "Notas de clase administración de energía", universidad de El salvador, El salvador, 2009.

[4] Rodríguez Hernández Alberto. "La generación distribuida y su posible integración al sistema interconectado nacional", Bogotá, 2009.

[5] Martel Rodríguez Gilberto. *Energías renovables y eficiencia energética*, España: Instituto tecnológico de Canarias, 2008.

[6] Trebollete, David."La generación distribuida en España" Tesis Maestría, Universidad Pontificia Comillas, Madrid [enero 01,2006].

[7] T. Ackermann, G. Andersson and L. Söder. "Distributed generation: a definition"; Electric Power Systems Research, Vol. 57, pp. 195-204; 2001

[8] Cecu, "Energía Fotovoltaica", internet: <http://www.cecuc.edu.es/temas%20interes/medio%20ambiente/res&rue/htm/dossier/2%20fotovoltaica.htm>, [Marzo 20 de 2011].

[9] Rodríguez Murcia Humberto. "Development of solar energy in Colombia and its prospects", Universidad de los Andes, Bogotá 15 enero 2009

[10] Aprotéc. “Energía solar fotovoltaica”, Internet: http://www.aprotec.org/pages/solar_pv.html, [marzo 18 de 2011].

[11] Soteris A. Kalogirou. “Solar energy engineering, Processes and systems”. Primera Edición. 2009.

[12] Sánchez Teodoro, escobar Rafael, Ramírez Saúl, Canedo Walter, Gamarra Alva, Guzmán Yadira. *Energía solar fotovoltaica una opción para la electrificación rural*; Lima: soluciones practica, 2009.

[13] S.K. Singala, Varunb, R.P Singha. “Rural electrification of a remote island by renewable energy sources”, pp 13, India, 2007

[14] Arnulf Jäger-waldau. “Photovoltaics and renewable energies in Europe”, Italia, 2005.

[15] Ushiyama, Izumi. “Renewable energy strategy in Japan”, Japan, 1999.

[16] Koutroulis Eftichios, Kolokotsa Dionissia, Potirakis Antonis, Kalaitzakis Kostas. “Methodology for optimal sizing of stand- alone photovoltaic/ wind- generator systems using genetic algorithms”, Italia, 2005.

[17] Duque, Cristhian, Marmolejo, Eduardo, Rueda María, teresa. “Análisis de la prospectiva de la Generación Distribuida en el Sector Eléctrico Colombiano”, Colombia, 2009

[18] E.I.A, “Parque eólico *jepirachi*”, Internet: <http://fluidos.eia.edu.co/hidraulica/articulos/interesantes/jepirachi/index.html>, [19 marzo 2011].

[19] Energreencol, "Sistema autónomo de producción de energía", Internet: http://www.energreencol.com/ficheros_pdf/2010/ECOSITE%20Sistema%20autonomo%20produccion%20de%20energia.pdf, [18 marzo 2011].

[20] Alireza Khaligh, Omer C. Onar. "Energy Harvesting: Solar, Wind, and Ocean Energy Conversion Systems". CRC Press, 2000.

[21] Oscar Perpiñán Lamigueiro. "Energía solar fotovoltaica". 2012.

[22] Mohan Ned. "Power Electronics A first course". 2012.