



UNIVERSIDAD MICHOCANA DE SAN  
NICOLÁS DE HIDALGO

---

---

FACULTAD DE INGENIERIA ELÉCTRICA

ANÁLISIS TÉCNICO-FINANCIERO DE UNA MICRO RED  
PARA LA ISLA DE JANITZIO, MICHOCÁN

**TESIS**

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE INGENIERO  
ELECTRICISTA

Presenta:

DIEGO ACOSTA GARCÍA

Asesores de Tesis:

Dr. ALEJANDRO ZAMORA MÉNDEZ

Dr. MARIO ROBERTO ARRIETA PATERNINA



MORELIA MICHOCÁN, MARZO DE 2019

## **Dedicatorias**

Esta tesis la dedico a:

Mis profesores que me brindaron siempre su orientación con profesionalismo ético en la adquisición de conocimientos y mi formación como estudiante universitario, es por esos conocimientos que hoy en día puedo desempeñarme correctamente en el campo laboral, en especial al Dr. Carlos Pérez Rojas por ser un buen maestro.

Dedico este trabajo de igual manera a mis tutores Dr. Mario Paternina y Dr. Alejandro Zamora, quienes me han orientado en todo momento en la realización de este proyecto.

Por último, al profesor Félix Jiménez Pérez que nos brindó su tiempo escuchando nuestra tesis, revisándola y dándonos su punto de vista, corrigiéndonos, etc. ¡Gracias!

## **Agradecimientos**

A Dios, por darme salud y permitirme llegar al final de esta carrera.

A mis padres principalmente José Guadalupe Acosta & Lucia García, que han sido los pilares en mi familia, por darme todo su apoyo, por sus sacrificios y esfuerzos, por permitirme seguir con mis estudios sin pensar que acabaría esta hermosa carrera.

A mis hermanos Ricardo, Miriam y Lorena, que sin su apoyo también no lo hubiera logrado, son los mejores hermanos.

A mis tíos Verónica Acosta & Javier Cupa, que nos han apoyado bastante, Gracias.

A mis amigos Andrés García Rosario, Aarón Rodales Navarro, Jesús Gómez Baños, Armando Tinoco Tinoco, que los considero mis grandes amistades en la carrera, de los cuales he aprendido mucho.

A nuestra máxima casa de estudios UMSNH por haberme dado la oportunidad de ingresar al sistema de educación superior y cumplir con este gran sueño.

Gracias a todas las personas que me he encontrado en el camino, porque fueron grandes experiencias como malas, todo forma parte de un aprendizaje.

Esto es posible gracias a ustedes.

## Resumen

En la actualidad, se necesita más energía eléctrica, debido a varios factores (incremento de población, la tecnología, etc.), esto nos lleva a que cada vez, se requiere de una generación eléctrica y que lo mejor es que esté en cercanía del consumo. Una solución a lugares que estén apartados o aislados donde la red eléctrica principal no puede llegar son las micro redes, con éstas, podemos sustentar pequeñas cargas o consumos aprovechando al máximo los recursos naturales del lugar.

Esta tesis expone el análisis técnico- financiero de una micro red, en particular para la isla de Janitzio en el estado de Michoacán, México. La micro red estará compuesta principalmente por un sistema Fotovoltaico, además de contar con almacenamiento de energía por medio de baterías.

La parte del análisis técnico será de cada uno de los componentes que son requeridos en la micro red que mejor se adaptan al lugar, tomando en cuenta sus condiciones. Finalmente, se realiza un análisis financiero utilizando el software comercial llamado HOMER (por sus siglas del inglés *Hybrid Optimization Model for Electric Renewables*), el cual realiza miles de optimizaciones del modelo que se ingresa, en este proyecto, se adapta al que mejor convenga para el presupuesto, también HOMER; nos proporciona gráficos para comparar cada uno de los resultados.

### *Palabras Clave*

Micro red, generación eléctrica, corriente directa, convertidor, Algoritmo Perturbar y Observar, MPPT.

## **Abstract**

The electricity is more necessary since different factors (growing population, technology, etc), this fact leads to more electricity needs to be generated and the best allocation is close the consumption centers. One of the solution for places far away from the main power grid is the microgrids, which supply energy to small charges taking advantage of the energy resources available in those places.

This thesis deals with the technical-financial analysis for incorporating renewable resources in Janitzio's Island, leading to make up a microgrid. Which is designed regarding solar panel arrays, DC-DC converters, in-situ conditions, and other components. Finally, the feasibility is studied through such analysis using commercial software called HOMER (Hybrid Optimization Model for Electric Renewables) which makes thousands of optimizations of the model that enters, adopting that one with better fit to a specific budget, also HOMER provides us with graphs to compare each of the results.

### ***Keywords***

Microgrid, Power Generation, Direct Current, Converter, Perturb & Observe Algorithm, MPPT.

# Índice General

Resumen.....	3
Abstract .....	4
Índice General.....	5
Lista de Figuras.....	9
Lista de Tablas .....	13
<b>CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>14</b>
1.1 Generalidades .....	14
1.2 Micro redes.....	15
1.3 Estado del Arte .....	16
1.3.1 Micro red en la isla de Kodiak, Alaska .....	16
1.3.2 Micro red en Caye Chapel, pequeña isla de Belice.....	17
1.4 Antecedentes: Situación de la energía .....	18
1.4.1 Energía tradicional .....	18
1.4.2 Energía Renovable .....	19
1.4.3 Historia de la transmisión en CD .....	20
1.5 Motivación.....	21
1.6 Objetivos.....	21
1.6.1 Objetivo general .....	21
1.6.2 Objetivos específicos.....	21
1.7 Alcance .....	22
1.8 Estructura del trabajo.....	22
1.9 Isla de Janitzio .....	23
1.9.1 Significado y ubicación en México.....	23
1.9.2 Datos técnicos de la Isla de Janitzio reportados en la NASA .....	24
<b>CAPÍTULO 2. MARCO TEÓRICO.....</b>	<b>25</b>
2.1 Introducción.....	25

2.2	Electrónica de Potencia .....	26
2.2.1	Convertidores de CD – CD .....	26
2.3	Panel Solar Fotovoltaico (FV).....	27
2.3.1	Celda Fotoeléctrica.....	27
2.3.2	Panel o módulo fotovoltaico .....	27
2.3.3	Arreglos de Paneles Fotovoltaicos .....	28
2.3.3.1	Para incremento de voltaje.....	29
2.3.3.2	Para incrementar la corriente .....	29
2.4	Almacenamiento de energía en baterías .....	30
2.4.1	Introducción .....	30
2.4.2	Almacenamiento de energía en baterías en una micro red.....	30
2.5	Controlador de carga .....	31
2.5.1	Controlador de carga PWM.....	31
2.5.2	Controlador de carga MPPT.....	32
<b>CAPÍTULO 3. MODELADO Y SIMULACION DE LA MICRO RED .....</b>		<b>33</b>
3.1	Introducción.....	33
3.2	Convertidores.....	33
3.3	Convertidor Bidireccional .....	39
3.4	Panel Fotovoltaico .....	40
3.4.1	Circuito FV con Radiación Solar constante .....	43
3.4.2	Circuito FV con Radiación Solar Variable .....	45
3.4.3	MPPT (Maximum Power Point Tracking) .....	57
3.4.4	MPPT y convertidor elevador conectado a los paneles FV .....	60
3.4.5	MPPT y convertidor reductor – elevador conectado a los paneles FV .....	62
3.5	Almacenamiento de energía en baterías .....	64
3.6	Controlador de Carga.....	69
3.6.1	Introducción .....	69

3.6.2	Controlador PI.....	70
3.7	Micro red en Simulink.....	73
3.7.1	Perfil de carga de la Isla de Janitzio.....	73
3.7.1.1	Perfil de carga de la estación de verano.....	73
3.7.1.2	Perfil de carga de la estación de invierno.....	74
3.7.2	Dimensionamiento del sistema Fotovoltaico en la isla de Janitzio.....	75
3.7.2.1	Área de la Isla de Janitzio.....	76
3.7.2.2	Dimensionamiento Fotovoltaico para la estación de verano.....	77
3.7.3	Casos de Penetración FV.....	79
3.7.3.1	Caso con el 40 % de penetración FV.....	79
3.7.3.2	Caso con el 30% de penetración FV.....	80
3.7.4	Diseño de la Micro red.....	81
3.7.5	Resultados de la simulación de la micro red en Simulink.....	82
3.7.5.1	Resultados con el 40% de generación FV.....	82
3.7.5.2	Resultados con el 30% de generación FV.....	83
CAPÍTULO 4. ANÁLISIS FINANCIERO CON EL USO DE HOMER.....		86
4.1	Introducción.....	86
4.1.1	Inicio en HOMER.....	86
4.2	Asistente de uso del Software HOMER.....	87
4.3	Descripción del Sistema.....	98
4.3.1	Recurso Solar.....	98
4.3.2	Carga Eléctrica.....	99
4.3.3	Generación de energía.....	100
4.3.3.1	Panel Solar: Canadian Solar CS6X-310P.....	100
4.3.4	Almacenamiento de energía en Baterías.....	101
4.3.4.1	Trojan SAGM Batteries.....	101
4.4	Análisis Financiero.....	102
4.4.1	Micro red con carga eléctrica en CD para el 40%.....	102

4.4.2	Micro red con carga eléctrica en CD para el 30%.....	105
CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS .....		110
5.1	Resumen .....	110
5.2	Conclusiones.....	111
5.3	Trabajos Futuros .....	112
Referencias.....		113
GLOSARIO DE TÉRMINOS.....		115
Apéndice A.....		116
Apéndice B.....		118
Apéndice C.....		120

## Lista de Figuras

Figura 1.1-1 Componentes de una Micro red.....	14
Figura 1.2-1 Micro red aislada.....	15
Figura 1.3-1 Micro red en la Isla Kodiak, Alaska.....	16
Figura 1.3-2 La isla de Caye Chapel en Belice.....	17
Figura 1.4-1 Previsión de la demanda de energía tradicional.....	18
Figura 1.4-2 Previsión del crecimiento de la demanda de la energía renovable.....	19
Figura 1.4-3 Micro red con cargas en CD.....	20
Figura 1.9-1 Isla de Janitzio en México.....	24
Figura 1.9-2 Datos técnicos de Janitzio.....	24
Figura 2.1-1 Radiación Solar.....	25
Figura 2.3-1 Pasos para un arreglo de paneles solares.....	28
Figura 2.3-2 Conexión serie de paneles solares.....	29
Figura 2.3-3 Conexión paralelo de paneles solares.....	29
Figura 2.4-1 Almacenamiento de energía solar con baterías.....	30
Figura 2.5-1 Controlador de carga PWM.....	31
Figura 2.5-2 Controlador de carga MPPT.....	32
Figura 3.2-1 Convertidores.....	33
Figura 3.2-2 Gráficas de los convertidores elevador y reductor-elevador.....	34
Figura 3.2-3 Inductancia mínima en el convertidor elevador.....	35
Figura 3.2-4 Circuito del Convertidor elevador en Simulink.....	36
Figura 3.2-5 Salida del convertidor en Simulink.....	36
Figura 3.2-6 Inductancia mínima convertidor reductor – elevador.....	37
Figura 3.2-7 Circuito del convertidor reductor – elevador en Simulink.....	38
Figura 3.2-8 Salida del convertidor reductor – elevador en Simulink.....	38
Figura 3.3-1 Construcción del convertidor Bidireccional.....	39
Figura 3.3-2 Convertidor Bidireccional en Simulink.....	40
Figura 3.4-1 Curvas I-V y P-V variando los parámetros de entrada.....	41
Figura 3.4-2 Parámetros de entrada del panel Canadian Solar CS6X-310P.....	42

Figura 3.4-3 Circuito FV equivalente (modelo de dos diodos).....	43
Figura 3.4-4 Simulación del arreglo FV en Simulink bajo condiciones estándar.....	44
Figura 3.4-5 Respuesta del arreglo FV bajo condiciones estándar. ....	45
Figura 3.4-6 Circuito FV.....	45
Figura 3.4-7 Gráfica de radiación de la estación de Invierno. ....	46
Figura 3.4-8 Curvas I – V y P – V del arreglo FV.....	46
Figura 3.4-9 Parámetros de salida FV con diferentes cargas para Invierno.....	48
Figura 3.4-10 Gráfica de Radiación de la estación de primavera. ....	49
Figura 3.4-11 Curvas I – V y P – V del arreglo FV.....	49
Figura 3.4-12 Parámetros de salida FV con diferentes cargas para Primavera.....	51
Figura 3.4-13 Gráfica de Radiación de la estación de verano.....	52
Figura 3.4-14 Curvas I – V y P – V del arreglo FV.....	52
Figura 3.4-15 Parámetros de salida FV con diferentes cargas para Verano. ....	53
Figura 3.4-16 Gráfica de radiación de la estación de otoño.....	54
Figura 3.4-17 Curvas I – V y P – V del arreglo FV.....	55
Figura 3.4-18 Parámetros de salida FV con diferentes cargas para Otoño. ....	56
Figura 3.4-19 Diagrama de bloques del MPPT.....	58
Figura 3.4-20 Algoritmo Perturbar y Observar.....	59
Figura 3.4-21 MPPT y convertidor elevador conectados al arreglo FV. ....	60
Figura 3.4-22 Resultados del MPPT con el Convertidor elevador y diferentes Cargas. .	61
Figura 3.4-23 MPPT y convertidor Reductor- Elevador conectado a los PFV en Simulink. .....	62
Figura 3.4-24 Resultados del MPPT y convertidor Reductor- Elevador con diferentes cargas.....	63
Figura 3.5-1 Modelo de la batería en Simulink.....	64
Figura 3.5-2 Curvas de descarga de la batería de plomo-acido (lead-acid).....	66
Figura 3.5-3 Parámetros del bloque de la batería plomo-acido en Simulink.....	67
Figura 3.5-4 Simulación de la batería en Simulink.....	68
Figura 3.6-1 Diagrama de bloques de la lógica del controlador de carga.....	70
Figura 3.6-2 Diagrama del controlador PI. ....	70

Figura 3.6-3 Diagrama de bloques del controlador PI. ....	71
Figura 3.6-4 Topología del controlador PI en Simulink. ....	72
Figura 3.7-1 Curvas de la estación de verano. ....	73
Figura 3.7-2 Curva de temperatura en la estación de verano. ....	73
Figura 3.7-3 Curvas de la estación de invierno. ....	74
Figura 3.7-4 Curva de temperatura en la estación de invierno. ....	75
Figura 3.7-5 Radiación Solar. ....	76
Figura 3.7-6 Isla de Janitzio con la herramienta Google Earth. ....	76
Figura 3.7-7 Zona protegida de la Isla de Janitzio. ....	77
Figura 3.7-8 Modelo de la micro red de la Isla de Janitzio en Simulink. ....	81
Figura 3.7-9 Generación FV al 40% para la estación de verano. ....	82
Figura 3.7-10 Gráfica de potencias para la estación de verano al 40%. ....	83
Figura 3.7-11 Generación FV al 30% para la estación de verano. ....	83
Figura 3.7-12 Gráficas de potencia para la estación de verano al 30%. ....	84
Figura 4.2-1 Interfaz de HOMER Pro. ....	87
Figura 4.2-2 Start Wizard. ....	87
Figura 4.2-3 Selección de la ubicación. ....	88
Figura 4.2-4 Tipos de Cargas. ....	88
Figura 4.2-5 Mes pico en la carga. ....	89
Figura 4.2-6 Red Eléctrica. ....	90
Figura 4.2-7 Generador Diésel. ....	90
Figura 4.2-8 Fuentes Renovables. ....	91
Figura 4.2-9 Almacenamiento de energía en baterías. ....	91
Figura 4.2-10 Resumen de las entradas seleccionadas. ....	92
Figura 4.2-11 Búsqueda de optimizaciones. ....	93
Figura 4.2-12 Resultados. ....	93
Figura 4.2-13 Resultados de optimización (categorizado y generales). ....	94
Figura 4.2-14 Modo Gráfico. ....	94
Figura 4.2-15 Resumen de costos. ....	95
Figura 4.2-16 Gráfica resultante del resumen de costos. ....	95

Figura 4.2-17 Pestaña de especificaciones Eléctricas. ....	96
Figura 4.2-18 Información del almacenamiento de energía en baterías. ....	96
Figura 4.2-19 Información de los paneles fotovoltaicos. ....	97
Figura 4.2-20 Cambio en las entradas seleccionadas. ....	97
Figura 4.3-1 Grafico de radiación solar. ....	98
Figura 4.3-2 Promedio de Radiación Solar al día en cada mes del año. ....	99
Figura 4.3-3 Perfil de la carga eléctrica de Janitzio. ....	100
Figura 4.4-1 Resumen de costos para el 40% de penetración FV.....	102
Figura 4.4-2 Flujo de dinero de la Micro red en CD.....	103
Figura 4.4-3 Información eléctrica de la Micro red en CD.....	103
Figura 4.4-4 Información de los paneles FV de la Micro red en CD.....	104
Figura 4.4-5 Información de la Batería en la Micro red de CD.....	104
Figura 4.4-6 Gráfica de costos de la Micro red de CD con 40% de penetración FV.....	105
Figura 4.4-7 Resumen de costos para el 30% de penetración FV.....	106
Figura 4.4-8 Flujo de dinero de la micro red con 30% de penetración FV.....	106
Figura 4.4-9 Información eléctrica de la Micro red en CD.....	107
Figura 4.4-10 Información de los paneles FV de la Micro red en CD.....	107
Figura 4.4-11 Información de la Batería en la Micro red de CD.....	108
Figura 4.4-12 Gráfica de costos de la Micro red de CD con 30% de penetración FV...	109

## Lista de Tablas

Tabla 3.4-1 Resumen de la respuesta del arreglo FV bajo condiciones estándar. ....	44
Tabla 3.4-2 Resumen del periodo de la estación de Invierno .....	48
Tabla 3.4-3 Resumen del periodo de la estación de Primavera. ....	51
Tabla 3.4-4 Resumen de la estación de verano. ....	54
Tabla 3.4-5 Resumen de la estación de otoño.....	56
Tabla 3.4-6 Resultados MPPT contra el cambio en la carga .....	61
Tabla 3.4-7 Resumen de los resultados MPTT contra cambio en la carga .....	64
Tabla 3.7-1 Resumen de datos correspondientes a la estación de verano.....	74
Tabla 3.7-2 Resumen de los datos correspondientes a la estación de invierno.....	75
Tabla 3.7-3 Datos de carga de la estación de verano al 40%.....	79
Tabla 3.7-4 Datos de carga de la estación de verano al 30%.....	80
Tabla 4.3-1 Resumen de la carga eléctrica.....	100
Tabla 4.3-2 Especificaciones panel solar .....	101
Tabla 4.3-3 Especificaciones de la batería.....	101
Tabla 4.4-1Resumen de costos de la Micro red en CD.....	105
Tabla 4.4-2 Resumen de costos de la Micro red en CD.....	108

# CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

## 1.1 Generalidades

Hoy en día es difícil poder llegar a imaginar un mundo en el cual no tengamos un suministro eléctrico capaz de iluminar hogares o que ponga en funcionamiento miles de industrias. La energía eléctrica se ha convertido en un componente indispensable, ya que estamos en constante contacto con dispositivos que nos ayudan a realizar múltiples tareas [1].

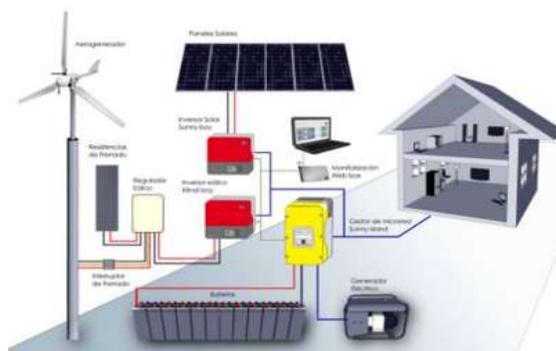
Con la generación eléctrica, las poblaciones que se encuentran lejanas a las redes de suministro de energía podrán ser electrificadas por medio de micro redes, con el propósito de mejorar las condiciones de vida de sus habitantes, aprovechando los recursos de la localidad y haciendo uso de fuentes renovables [2].

Las micro redes trabajan conectadas a la red de suministro de energía eléctrica; sin embargo, se espera que sean capaces de operar en modo de isla, abasteciendo la carga.

De acuerdo con el cliente y medio ambiente tenemos los siguientes puntos de vista:

- Desde el punto de vista de los clientes, las micro redes los benefician ya que poseen un sistema de alimentación ininterrumpido y proporcionan apoyo a la regulación de tensión principal.
- Desde el punto de vista del medio ambiente, las micro redes reducen la contaminación, contribuyendo a evitar el calentamiento global debido a la utilización de tecnologías bajas en carbono [2].

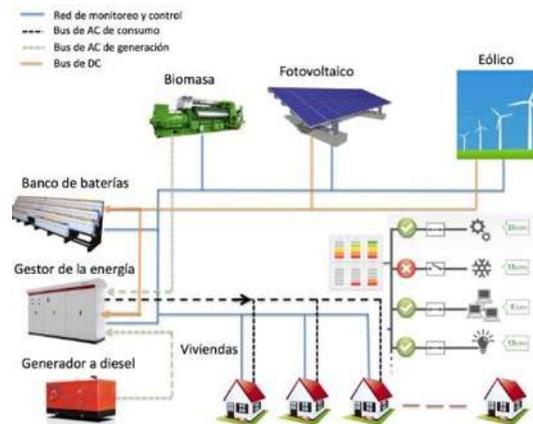
Los componentes que podemos usar en una micro red se muestran en la [Figura 1.1-1](#) [3].



*Figura 1.1-1 Componentes de una Micro red.*

## 1.2 Micro redes

Una micro red se ha conceptualizado como una red eléctrica que utiliza fuentes de energía distribuidas (en su mayoría renovables) y, generalmente, dispositivos de almacenamiento de energía para suministrar la demanda en forma local. Normalmente, la micro red opera conectada al sistema eléctrico de la empresa suministradora, pero con la capacidad de autoabastecerse y operar de forma aislada cuando sea necesario [4], un ejemplo de micro red aislada la tenemos en la [Figura 1.2-1](#) [5].



*Figura 1.2-1 Micro red aislada.*

La tendencia reciente en energías renovables es usar fuentes de energía distribuidas y almacenamiento de energía para formar una micro red [4]. Las micro redes pueden ser híbridas, es decir, utilizando fuentes de generación de energía tradicional (combustibles, gas, carbón, biomasa, etc.) y fuentes de generación de energía renovables (aerogeneradores y sistemas FV), como se muestra también en la [Figura 1.2-1](#).

El uso distribuido de los recursos para impulsar las cargas locales combinados con la capacidad de operar independientemente de la red de Corriente Alterna (CA) hace que las micro redes sean una opción técnicamente factible para abordar las preocupaciones de la sostenibilidad, la resiliencia y la eficiencia energética. Además, las micro redes pueden funcionar completamente separadas de la red, lo que representa una opción de menor costo para proporcionar energía eléctrica a regiones de países en desarrollo donde las redes de CA convencionales no están disponibles o son poco confiables [6].

## 1.3 Estado del Arte

### 1.3.1 Micro red en la isla de Kodiak, Alaska

ABB, el grupo de potencia y automatización líder instalará su PowerStore, una tecnología de flywheel, un sistema comercial, con un sistema de batería para la isla Kodiak, en Alaska, para permitir la integración de más energía renovable en un parque eólico, ampliando así la micro red.

El proyecto lo está llevando acabo Kodiak Electric Association (KEA), una cooperativa eléctrica propiedad de residentes de la isla.

La isla Kodiak, frente a la costa sur de Alaska, ver [Figura 1.3-1](#), es la segunda isla más grande de los Estados Unidos. Su población es de 15,000 personas, que viven en solo siete comunidades, la más grande en la ciudad portuaria de Kodiak. KEA opera una micro red que genera 28 mega watts (MW) de capacidad eléctrica mediante energía hidroeléctrica y eólica [7].



*Figura 1.3-1 Micro red en la Isla Kodiak, Alaska.*

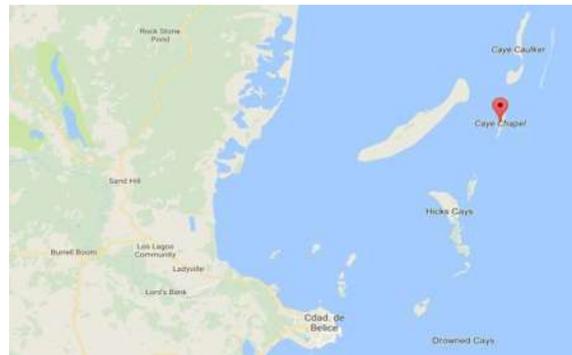
“Los lugares remotos, como las islas, pueden tener abundantes fuentes de energía renovable, pero su naturaleza intermitente dificulta en gran medida su integración en la red eléctrica. La innovadora solución de ABB para micro redes, como la de este caso, incluye tecnología para la estabilización de la red, que permite una alta penetración de generación renovable además de sistemas de control distribuido que permiten la gestión inteligente de la energía, y el funcionamiento eficiente de la central generadora híbrida”. PowerStore es una de las dos tecnologías esenciales de Microgrid Plus de ABB, que permite una proporción de energías renovables de hasta el 100%, facilitando su integración en micro redes con un alto nivel de estabilidad [7].

### 1.3.2 Micro red en Caye Chapel, pequeña isla de Belice

La isla de Caye Chapel es una pequeña isla de propiedad privada ubicada en la costa de Belice con coordenadas  $17^{\circ} 41' 24''$  N,  $88^{\circ} 03' 36''$  O. La [Figura 1.3-2 \(a\)](#) muestra una imagen de la isla y la [Figura 1.3-2 \(b\)](#) muestra su ubicación en el mapa, donde se observa que se encuentra en la costa de Belice. La isla cuenta con una pista de aterrizaje privada y un campo de golf. Una compañía mexicana de inversiones ha comprado la isla y le gustaría desarrollar la micro red de acuerdo con el aumento previsto en la carga, para mejorar la imagen de la isla y promover el turismo.



(a) Isla



(b) Ubicación en el mapa

**Figura 1.3-2 La isla de Caye Chapel en Belice.**

Una micro red basada en CD no tendrá pérdidas de factor de potencia tampoco efecto corona debido a la ausencia del efecto piel, así permitirá que el sistema sea más económico y simple. Micro redes en CD se han extendido en la industria de las telecomunicaciones para centros de datos, aviones, submarinos y ubicaciones remotas [8].

## 1.4 Antecedentes: Situación de la energía

### 1.4.1 Energía tradicional

La demanda de energía ha sido cada vez más y más grande. Con el rápido desarrollo industrializado en todo el mundo después de 1950, aparecieron problemas ambientales debido al uso de la energía del petróleo proveniente de los fósiles a gran escala.

Hoy en día, la energía fósil aún sigue siendo la principal fuente de energía, pero según la previsión de energía, [Figura 1.4-1](#), el coeficiente de incremento de la demanda a la energía tradicional disminuirá en los próximos años.

Las energías tradicionales están asociadas a los combustibles clásicos: petróleo, gas, leña, carbón y recursos hidráulicos. Estas son las fuentes más comunes para producir energía eléctrica.

Estos recursos son limitados y el uso discriminado que se ha hecho de ellos durante muchos años, ha derivado en que cada vez son más difíciles para obtener [9].

El Agotamiento de las fuentes tradicionales de energía (combustibles fósiles), ha puesto a la mayoría de los países del mundo a encontrar soluciones en energía alternativa [10] [11].

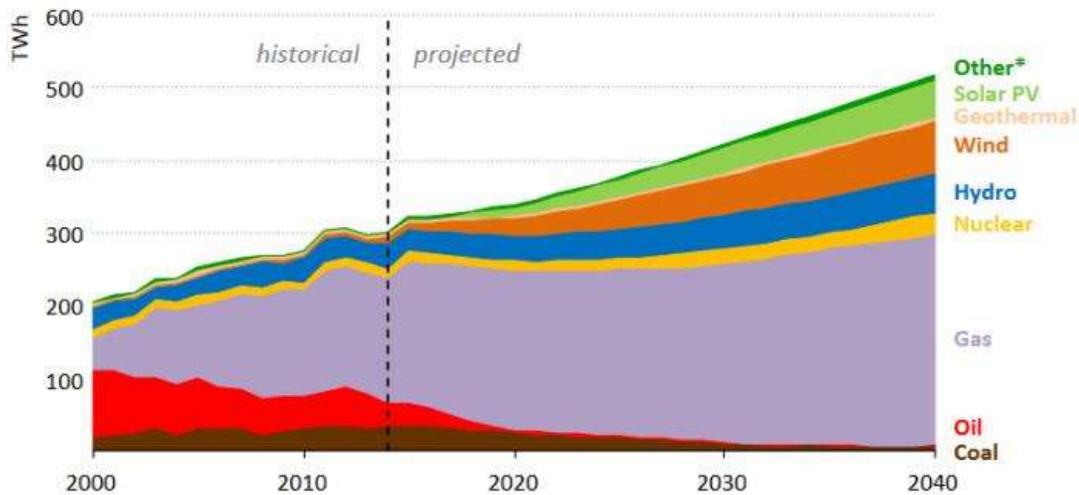


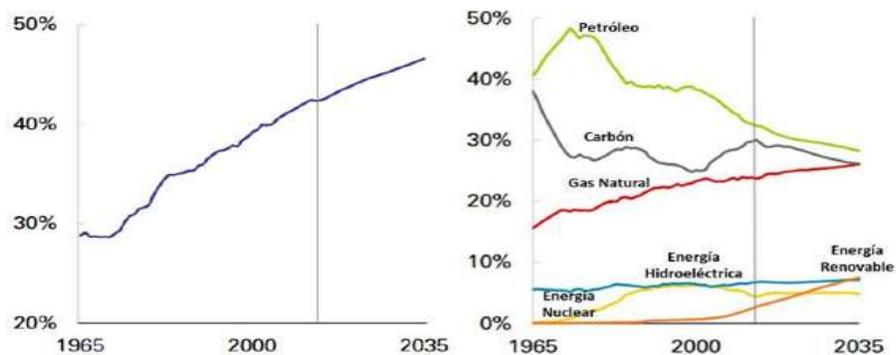
Figura 1.4-1 Previsión de la demanda de energía tradicional.

## 1.4.2 Energía Renovable

Las energías renovables han constituido una parte importante de la energía utilizada por los humanos desde tiempos remotos, especialmente la solar, la eólica y la hidráulica. La navegación a vela, los molinos de viento o de agua y las disposiciones constructivas de los edificios para aprovechar la energía del sol, son buenos ejemplos de ello. Hacia la década del 1970, las energías renovables fueron consideradas una alternativa a las energías tradicionales, tanto por su disponibilidad presente y futura garantizada (a diferencia de los combustibles fósiles que precisan miles de años para su formación) como por su menor impacto ambiental en el caso de las energías limpias, y por esta razón fueron llamadas energías alternativas. Actualmente muchas de estas energías son una realidad, no una alternativa, por lo que el nombre de alternativas ya no debería emplearse [12].

Las energías tradicionales se utilizarán menos y las energías renovables se utilizarán más por sus grandes aplicaciones, ver [Figura 1.4-2](#).

El gran crecimiento de la aplicación de la energía renovable va a cambiar la estructura de la energía primaria. Por eso, durante la última década, los principales países han promovido activamente la liberalización y la innovación técnica del mercado eléctrico desde el mercado convencional, así como han promocionado la integración de los principios de eficiencia energética y energías renovables en el suministro y consumo final de energía [9].



*Figura 1.4-2 Previsión del crecimiento de la demanda de la energía renovable.*

### 1.4.3 Historia de la transmisión en CD

Durante los últimos años se da una tendencia hacia las micro redes que distribuyen la energía eléctrica en forma de corriente directa.

Distribuir en forma de corriente directa conlleva a muchas ventajas, como aumentar la eficiencia, la no necesidad de sincronización, menores pérdidas, mayor capacidad de transmisión en los conductores, etc. [13].

Un sistema tradicional, requeriría que la energía fotovoltaica se invirtiera de CD a CA para que la energía pueda enviarse a la red y luego, otro paso de conversión en el interior donde la carga electrónica rectifica la electricidad de CA a CD para que la energía pueda ser usada. Por lo tanto, debido a que cada paso de conversión presenta pérdidas en el sistema, eliminando estos dos pasos de conversión se tiene el potencial de mejorar la eficiencia de la micro red de CD en un 10-25% [14].

El generador síncrono se utilizó para convertir la energía del combustible fósil en electricidad de CA, pero ahora con el aumento de las energías renovables, mucha electricidad generada estará en CD. Por lo tanto, para usar la energía renovable de manera más eficiente, se deberán suministrar directamente cargas de CD, como se muestra en la [Figura 1.4-3](#) [15] [16] [17].

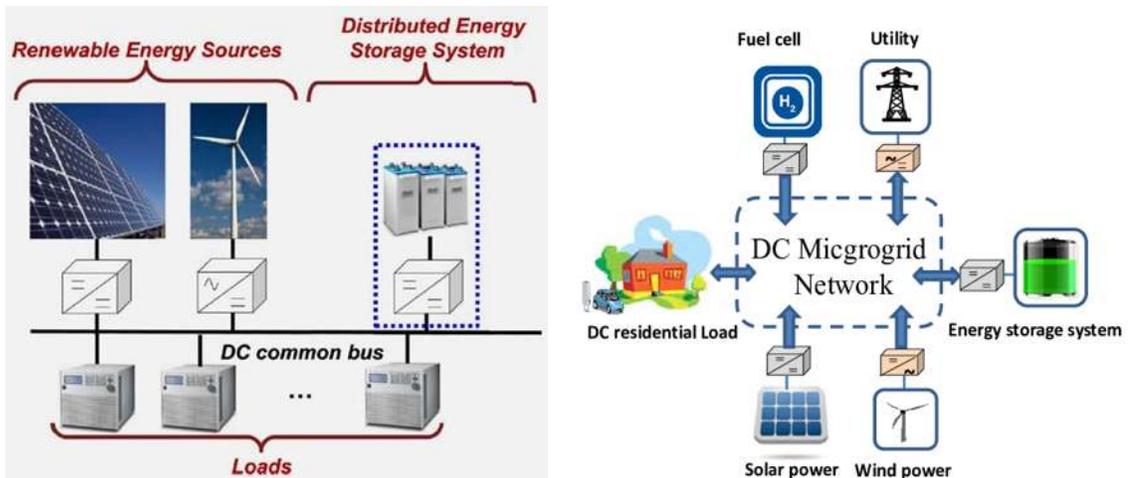


Figura 1.4-3 Micro red con cargas en CD.

## **1.5 Motivación**

En la actualidad, las micro redes se presentan como un tema de investigación en aumento tanto a nivel teórico como experimental alrededor del mundo, esto se debe a que las micro redes incorporan la generación eléctrica mediante fuentes convencionales y fuentes renovables en cercanía de las cargas (consumos).

Más de 1,300 millones de personas que viven en regiones remotas carecen por completo de electricidad, tienen un acceso limitado a la misma, o tienen un suministro poco fiable [18].

A medida que crece la población mundial y nuestro modo de vida se requiere cada día más energía, por lo que se requieren fuentes fiables de electricidad para continuar con nuestras actividades cotidianas. Para abordar este reto se está invirtiendo en la infraestructura que hará llegar la electricidad a regiones remotas. No se está hablando de posibilidades futuras, sino de soluciones tecnológicas, ampliamente probadas sobre el terreno, que están disponibles actualmente, y que llevan funcionando en docenas de instalaciones por todo el mundo desde hace quince años.

## **1.6 Objetivos**

Los objetivos del presente trabajo se dividen en objetivos generales y objetivos particulares, los cuales tienen que ver directamente con los alcances del trabajo.

### **1.6.1 Objetivo general**

El objetivo general de este trabajo es conocer como diseñar micro redes, éstas se usan generalmente en lugares aislados o remotos, con las micro redes se aprovechan principalmente los recursos naturales que se tienen en cada lugar para generar electricidad y así todas las personas puedan tener el acceso a ella en cualquier lugar del planeta.

### **1.6.2 Objetivos específicos**

- Diseño y simulación de los componentes de una micro red, es decir, del convertidor de CD-CD, los paneles solares, baterías, controlador de carga.
- Diseño y simulación de la micro red para la isla de Janitzio, realizando la simulación en Simulink de Matlab para conocer los resultados.

- Análisis financiero utilizando el software HOMER, con este se obtendrá la mejor respuesta financiera para la isla de Janitzio, ya que este software analiza los componentes, la temperatura y la radiación solar, haciendo un proyecto a 25 años.

## **1.7 Alcance**

En el presente trabajo se pretende mostrar la parte técnica y la parte financiera de la micro red, en la parte técnica mostrar los componentes de la micro red y su funcionamiento con una breve descripción de cada uno, en la parte financiera se pretende dar a conocer el precio estimado del proyecto a 25 años usando el software HOMER, que es un optimizador en diseño de micro redes en todos los sectores, dando cientos de posibilidades que se pueden usar dependiendo de los componentes que se ocupan y lo económico que se requiera el proyecto.

En la parte técnica se analizará los convertidores de CD –CD para poder hacer el control de voltaje, incluyendo los modelos de los paneles fotovoltaicos con su MPPT para trabajar los paneles en el máximo punto de operación y de las baterías con su controlador de carga para evitar daño en las mismas.

En la parte financiera se dará uso del software HOMER, el cual ingresando datos de entrada de un modelo de micro red nos proporciona un análisis financiero, entre los datos que se requieren son: el consumo eléctrico de Janitzio, los componentes que se van a usar, en este caso Paneles Fotovoltaicos (PFV), baterías y convertidores.

Con esto podemos concluir el trabajo dando a conocer los resultados obtenidos del análisis técnico - financiero de la micro red de Janitzio.

## **1.8 Estructura del trabajo**

El presente trabajo se divide en 5 capítulos, los cuales se estructuran de la siguiente manera:

El capítulo 1, se hace referencia a los temas introductorios, la motivación para desarrollar este trabajo, los objetivos tanto generales como particulares, además de los alcances que se tendrán en dicho trabajo y una breve reseña de los antecedentes de la energía.

El capítulo 2 presenta el marco teórico, el cual habla de los convertidores de CD-CD que se utilizaron, los PFV, baterías como modo de almacenamiento de energía y convertidores.

El capítulo 3 describe el modelado y simulación de los convertidores (elevador y reductor – elevador), los PFV y las baterías, dichos modelos se implementan posteriormente en simulaciones de estudio en MATLAB® y Simulink, se incorpora la simulación de los convertidores con los PFV utilizando el algoritmo perturbar y observar para obtener el máximo punto de potencia (MPPT).

El capítulo 4 describe el software HOMER, así como su uso con un ejemplo básico. El análisis financiero de la micro red para la isla de Janitzio, este software proporciona miles de resultados óptimos que se pueden usar. También en este capítulo se presentan los componentes que se usaran en la micro red (entradas a HOMER) con los datos del fabricante de cada uno de los equipos propuestos a utilizar.

El capítulo 5 presenta las conclusiones a las que se llegaron en los capítulos anteriores, tanto técnico de los componentes usados para la micro red, así como del análisis financiero para la isla de Janitzio y trabajos futuros.

## **1.9 Isla de Janitzio**

### **1.9.1 Significado y ubicación en México**

Janitzio, es una de las islas del lago de Pátzcuaro. En purépecha, su nombre significa "Flor de Maíz". En su cima se erigió un monumento de 40 metros de altura, en memoria del generalísimo Don José María Morelos y Pavón, ver [Figura 1.9-1 b](#)).

La ciudad de Pátzcuaro está ubicada a orillas del lago del mismo nombre, en una zona de clima templado en el estado de Michoacán, en México, como se muestra en la [Figura 1.9-1 a](#)). Se localiza a 356 Km. de la Ciudad de México, a 348 Km. de la ciudad de Guadalajara y a 53 Km. de la ciudad de Morelia, capital del Estado.

La región del lago de Pátzcuaro es considerada como una cuenca cerrada, sin ríos externos que la alimenten, y sólo nutrida por la precipitación pluvial y la infiltración proveniente de las montañas cercanas, pertenecientes al Eje Neo volcánico Transversal, las cuales dan forma a una topografía accidentada con altitudes que van desde 2035 hasta 3300 m sobre el nivel del mar [19].



a) Ubicación de Janitzio en México

b) Janitzio

**Figura 1.9-1 Isla de Janitzio en México.**

Coordenadas 19° 34' 25" N, 101° 39' 7" W, en decimal 19.573611°, -101.651944°

### 1.9.2 Datos técnicos de la Isla de Janitzio reportados en la NASA<sup>1</sup>

En la [Figura 1.9-2](#) muestra los datos técnicos del estado de Michoacán, donde se observa que, en particular la isla de Janitzio tiene la mayor parte del año una buena radiación solar. Esto hace que Janitzio sea muy buena opción para la instalación de paneles solares, ya que su promedio de radiación es de 5.58 KWh/m<sup>2</sup>/d.

Longitude	°E	-101.652
Elevation	m	1502
Heating design temperature	°C	10.74
Cooling design temperature	°C	27.83
Earth temperature amplitude	°C	15.71
Frost days at site	day	0

Month	Air temperature	Relative humidity	Daily solar radiation - horizontal	Atmospheric pressure	Wind speed	Earth temperature	Heating degree-days	Cooling degree-days
	°C	%	kWh/m <sup>2</sup> /d	kPa	m/s	°C	°C-d	°C-d
January	16.9	52.1%	4.89	85.3	3.0	18.3	31	222
February	18.4	46.6%	5.86	85.2	3.2	20.8	12	238
March	20.3	39.7%	6.90	85.2	3.5	24.1	2	314
April	22.4	39.4%	7.06	85.1	3.4	27.0	0	363
May	22.7	50.0%	6.64	85.1	3.1	26.9	0	392
June	20.8	73.6%	5.61	85.2	2.9	23.1	0	331
July	20.1	76.2%	5.30	85.3	2.8	21.7	0	324
August	20.2	75.1%	5.25	85.3	2.6	21.6	0	330
September	19.7	77.6%	4.87	85.2	2.5	20.8	0	303
October	18.8	73.4%	4.91	85.2	2.6	19.8	3	288
November	17.8	65.4%	5.03	85.3	2.8	18.6	12	248
December	17.0	57.4%	4.68	85.3	2.9	17.9	26	231
<b>Annual</b>	19.6	60.5%	5.58	85.2	3.0	21.7	86	3584
Measured at (m)					10.0	0.0		

**Figura 1.9-2 Datos técnicos de Janitzio.**

<sup>1</sup> [https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-](https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/retscreen.cgi?email=rets%40nrcan.gc.ca&step=1&lat=19.574611&lon=-101.651944submit=Submit)

[bin/sse/retscreen.cgi?email=rets%40nrcan.gc.ca&step=1&lat=19.574611&lon=-101.651944submit=Submit](https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/retscreen.cgi?email=rets%40nrcan.gc.ca&step=1&lat=19.574611&lon=-101.651944submit=Submit)

## CAPÍTULO 2. MARCO TEÓRICO

En este capítulo se describen los componentes que conforman la micro red para la isla de Janitzio, tales como: los convertidores CD-CD, los paneles fotovoltaicos, baterías como modo de almacenamiento de energía y controladores de carga entre las baterías y los sistemas FV.

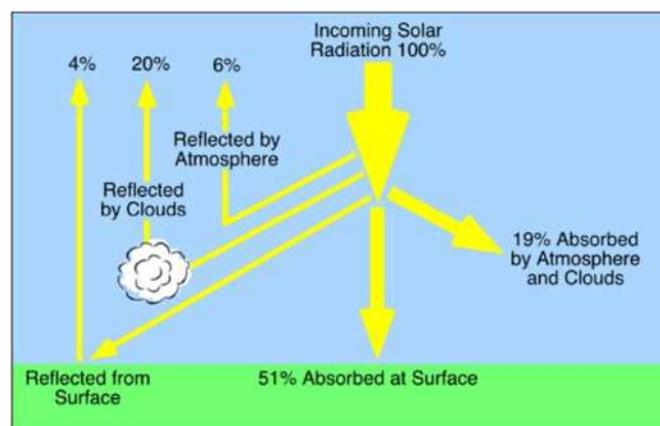
### 2.1 Introducción

Los convertidores CD-CD son una de las “herramientas” dentro de la electrónica de potencia, con las que podemos alcanzar altas ganancias de voltaje. La necesidad de generar un voltaje mayor de salida que el de la entrada, nace debido a que las fuentes de energía renovables como los paneles fotovoltaicos, sólo pueden entregar bajos niveles de voltaje (12V a 50V) en CD, y se necesitan niveles de voltaje mayores que los que puede entregar el panel fotovoltaico por sí solo. Para poder transferir energía desde este tipo de fuentes renovables hacia la red eléctrica, se requiere de convertidores con altas ganancias en voltaje [20].

Para los paneles fotovoltaicos:

El sol emite continuamente radiación a todo el espacio. La energía que llega al exterior de la atmósfera terrestre sobre la superficie es una cantidad fija, llamada constante solar ( $1353\text{W}/\text{m}^2$  según la NASA), variable un  $\pm 3\%$  [21].

Un 51% de la radiación solar alcanza la superficie de la tierra, ver Figura 2.1-1 [22].



*Figura 2.1-1 Radiación Solar.*

## 2.2 Electrónica de Potencia

El estudio de los dispositivos semiconductores de potencia y su aplicación han impulsado en pocos años el desarrollo creciente de una especialización de la ingeniería conocida como Electrónica de Potencia. Hoy en día, es posible manipular la energía eléctrica de múltiples formas aplicando la electrónica de potencia. Se aplica en diversos sectores de la industria para la realización de dispositivos, circuitos y sistemas que se han vuelto necesarios en la vida moderna [23].

### 2.2.1 Convertidores de CD – CD

Idealmente un **convertidor de CD** es un circuito electrónico de potencia que convierte un voltaje continuo en otro nivel de voltaje, manteniendo los mismos niveles de potencia, en general los convertidores de CD son análogos a los transformadores en C.A. y es en ello que radica la importancia de su análisis e implementación [23].

Los convertidores electrónicos de potencia se pueden usar para [24]:

- Control de voltaje;
- Control de flujo de potencia;
- Equilibrio del sistema; y
- Protección de fallas.

Aquellos circuitos cuya función es transferir tensión de CD a una carga desde una fuente con un nivel inferior se conocen como **convertidores de CD elevadores (en inglés Boost)**, Por otro lado, un circuito que transfiere tensión de CD a una carga desde una fuente con un nivel superior se conoce como **convertidor reductor de CD (en inglés Buck)**. Aquel circuito que puede efectuar ambas funciones (Reducir y elevar el nivel de CD que se transfiere a una carga) se conocen como **convertidor reductor-elevador de CD (en inglés Buck – Boost)** [23].

En este proyecto, los convertidores CD-CD se usaron junto con los componentes de la micro red para ayudar a estabilizar el voltaje y generar la potencia máxima [25].

## **2.3 Panel Solar Fotovoltaico (FV)**

### **2.3.1 Celda Fotoeléctrica**

Una celda fotoeléctrica, también llamada célula, fotocélula o celda fotovoltaica, es un dispositivo electrónico que permite transformar la energía luminosa (fotones) en energía eléctrica (electrones) mediante el efecto fotoeléctrico. En la actualidad el material fotosensible más utilizado es el silicio, que produce corrientes eléctricas mayores.

Hoy en día, se utilizan diferentes tecnologías en la producción de las celdas fotovoltaicas con el fin de aumentar su producción y reducir su costo [26].

### **2.3.2 Panel o módulo fotovoltaico**

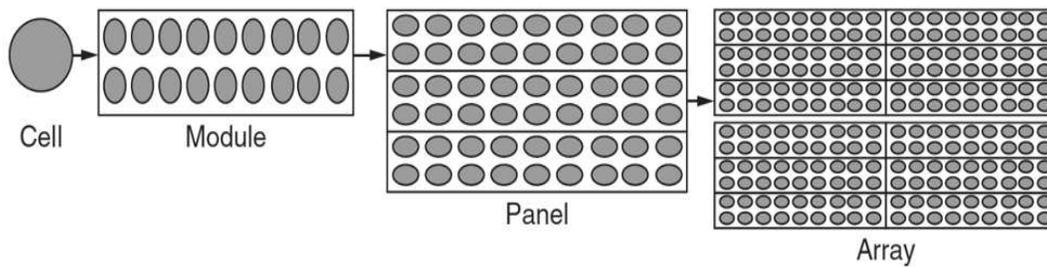
Al grupo de células fotoeléctricas o celdas fotovoltaicas se le conoce como panel fotovoltaico.

Los paneles fotovoltaicos consisten en una red de celdas conectadas como circuito en serie para aumentar la tensión de salida hasta el valor deseado (usualmente se utilizan de 12V a 36V) a la vez que se conectan varias redes como circuito paralelo para aumentar la corriente eléctrica que es capaz de proporcionar el dispositivo.

La eficiencia de conversión media obtenida por las celdas disponibles comercialmente (producidas a partir de silicio mono cristalino) está alrededor del 16%. La vida útil media a máximo rendimiento se sitúa en torno a los 25 años, período a partir del cual la potencia entregada disminuye.

El tipo de corriente eléctrica que proporcionan es corriente directa, por lo que si necesitamos corriente alterna o aumentar su tensión, tendremos que añadir un inversor y/o un convertidor de potencia [26].

Una sola celda genera un voltaje en el rango de 0.5 - 0.8 V, que no es suficiente para alimentar la carga, por lo tanto, se utilizan muchas celdas conectadas en serie y paralelo para aumentar el voltaje y la corriente, respectivamente, ver [Figura 2.3-1](#) [27].



*Figura 2.3-1 Pasos para un arreglo de paneles solares.*

El comportamiento eléctrico de los módulos está dado por las curvas de corriente contra voltaje (curva IV) o potencia contra voltaje (curva PV) que los caracteriza. La curva de potencia se genera multiplicando la corriente y el voltaje. Bajo condiciones estándares de prueba (irradiancia de  $1000 \text{ W/m}^2$  y temperatura de celda de  $25^\circ\text{C}$ ), cada modelo de módulo tiene una curva IV (o PV) característica. En la curva de potencia contra voltaje, la **potencia máxima** ( $P_p$ ) es la capacidad nominal o tamaño del módulo. La corriente y el voltaje en el punto de máxima potencia ( $I_p$  y  $V_p$ ) corresponden a la **corriente nominal** y **voltaje nominal**.

Otros parámetros de importancia son:

**La corriente de corto circuito** ( $I_{cc}$ ): Es la máxima corriente generada por el módulo solar y se mide cuando se conecta un circuito exterior a la celda con resistencia nula. Su valor depende del área superficial y de la radiación luminosa.

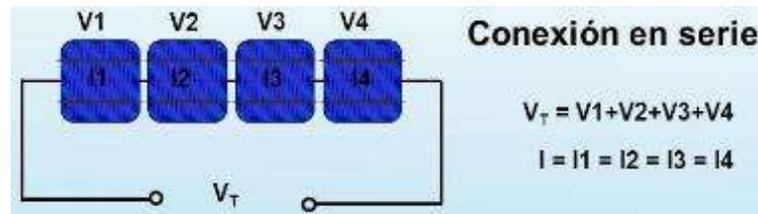
**Voltaje de circuito abierto** ( $V_{ca}$ ): Es el voltaje máximo que genera un módulo solar. Este voltaje se mide cuando no existe un circuito conectado a la celda [28].

### 2.3.3 Arreglos de Paneles Fotovoltaicos

Un arreglo FV es un conjunto de módulos conectados eléctricamente en serie o paralelo. Las características eléctricas del arreglo son análogas a la de módulos individuales, con la potencia, corriente y voltaje modificados de acuerdo con el número de módulos conectados en serie y paralelo [28].

### 2.3.3.1 Para incremento de voltaje

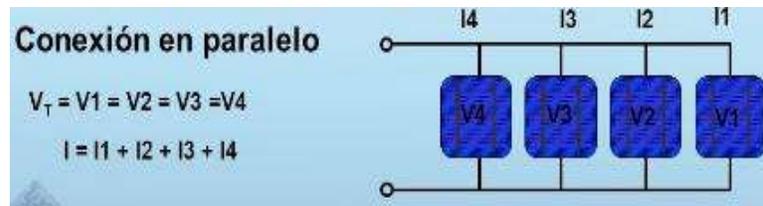
Los módulos solares se conectan en serie para obtener voltajes de salida más grandes, ver [Figura 2.3-2](#). El voltaje de salida,  $V_s$ , de módulos conectados en serie está dado por la suma de los voltajes generados por cada módulo [28] [29].



*Figura 2.3-2 Conexión serie de paneles solares.*

### 2.3.3.2 Para incrementar la corriente

Los módulos solares o paneles se conectan en paralelo para obtener corrientes generadas más grandes, ver [Figura 2.3-3](#). El voltaje del conjunto es el mismo que el de un módulo; pero la corriente de salida,  $I_T$ , es la suma de cada unidad conectada en paralelo [28] [29].



*Figura 2.3-3 Conexión paralelo de paneles solares.*

Para evitar el flujo de corriente en la dirección opuesta se utilizan diodos de bloqueo. Los diodos de paso proporcionan un camino para evitar que circule corriente por un panel o módulo sombreado (sombra de nubes o de objetos).

Un módulo sombreado no genera energía, por lo cual, los demás módulos lo verán como un punto de resistencia. En consecuencia, fluirá corriente hacia él, convirtiéndose en un punto caliente del arreglo, lo cual aumentará su temperatura y se degradará aceleradamente [28].

## 2.4 Almacenamiento de energía en baterías

### 2.4.1 Introducción

Una batería es un sistema de almacenamiento de energía el cual emplea procedimientos electroquímicos, además tiene la capacidad de devolver dicha energía casi en su totalidad, ciclo que puede repetirse un determinado número de veces.

La unidad básica de una batería se denomina “celda”, reservándose el nombre batería a la unión de dos o más celdas conectadas en serie, en paralelo o en ambas formas para conseguir la capacidad y la tensión deseada. La celda está formada por los siguientes componentes: electrodos (cátodo (+) y ánodo (-)), electrolito (sustancia que contiene iones en su composición orbitando libremente, lo que le ayuda a comportarse como un conductor eléctrico) y separadores (para realizar una separación de los componentes de su interior) [30].

### 2.4.2 Almacenamiento de energía en baterías en una micro red

Unir el almacenamiento de energía en baterías con los sistemas solares es una excelente combinación, ver [Figura 2.4-2](#), ya que asegura que la energía solar máxima no se desperdicia sino que se almacena en bancos de baterías, lista para descargar cuando se reduce la energía solar.

Cuando una micro red está conectada a la red en operación normal y tiene una fuente de energía renovable, el almacenamiento de energía es necesario para garantizar que ninguna de la energía generada se desperdicie. Por ejemplo, si un panel solar está conectado a la red sin almacenamiento de energía, no se usará localmente el exceso de energía producida. Solo a través de la ayuda de un sistema de almacenamiento de energía, las empresas de servicios públicos o los propietarios del sistema pueden garantizar que puedan almacenar esa energía para usarla en el futuro [31] [32] [33].



*Figura 2.4-1 Almacenamiento de energía solar con baterías.*

## 2.5 Controlador de carga

Cuando hablamos de instalaciones fuera de la red, sin duda uno de los elementos más característicos son los controladores (o reguladores) de carga. Los controladores de carga son los encargados de controlar el flujo de energía entre el campo fotovoltaico (los paneles) y las baterías, regulando la carga de éstas. A partir de aquí difieren en la tensión de funcionamiento y en el punto en el que los paneles producen la mayor cantidad de energía, por lo que se pueden tener diferentes tecnologías para su clasificación, los Modulación por ancho de pulsos (por sus siglas en inglés PWM) y los Seguidores del Punto de Máxima Potencia (por sus siglas en inglés MPPT) [34].

### 2.5.1 Controlador de carga PWM

Los controladores de carga PWM son más antiguos y la primera tecnología que salió al mercado ver [Figura 2.5-1](#) . Un controlador de carga PWM, sólo dispone en su interior de un diodo, haciendo de este modo que los paneles funcionen a la misma tensión que las baterías. Esto provoca que la energía que hay en la entrada y en la salida del controlador es la misma (voltaje y amperaje).

Esto también hace que los paneles no trabajen en su punto de máxima potencia, y que la potencia la imponga la batería según el estado de carga en el que se encuentra. En general esto provoca una pérdida de potencia alrededor del 25-30%.

Un controlador de carga PWM carga por completo la batería de forma gradual, a pulsos de tensión. De esta forma la corriente se va introduciendo poco a poco hasta que la batería se llena de manera óptima y estable [34].



*Figura 2.5-1 Controlador de carga PWM.*

## 2.5.2 Controlador de carga MPPT

Un controlador MPPT, ver [Figura 2.5-2](#), a diferencia del regulador PWM que dispone del diodo de protección, está compuesto a su vez de un convertidor de tensión CD-CD y de un seguidor del punto de máxima potencia. Con esto se consigue que se pueda trabajar a diferentes potencias (voltaje y amperaje) en el campo fotovoltaico y en las baterías (convertidor de tensión CD-CD). A su vez el seguidor MPPT adapta la tensión de funcionamiento en el campo fotovoltaico a la que proporcione la máxima potencia.

La diferencia principal del MPPT con el PWM es que, en términos de potencia, la que entra y sale del controlador es la misma, pero en el MPPT la tensión y la corriente son diferentes en la entrada y en la salida. Esto permite un aumento de la tensión del panel solar y aumenta la generación de energía solar en hasta un 30% respecto a los controladores PWM. Es especialmente útil también en momentos de sombreados parciales debido a la nubosidad temporal.

Como ventaja, al disponer de tensiones elevadas en el campo fotovoltaico, podemos reducir las pérdidas energéticas debido a las bajas tensiones. Esto hace que los controladores de carga MPPT sean muy interesantes y casi obligatorios cuando tenemos campos fotovoltaicos de mediana y elevada potencia, donde se pretende generar el máximo de energía posible.

De esta forma, a diferencia de los PWM, podemos usar paneles de diferentes tensiones (de 36, 60, 72 celdas, etc.) [34].



*Figura 2.5-2 Controlador de carga MPPT.*

La ubicación del controlador de carga en una micro red es igual tanto conectada al sistema principal (empresa suministradora de energía), como en forma aislada, el cuál como se explicó anteriormente, se encuentra entre los paneles fotovoltaicos y el almacenamiento de energía (baterías), el cual regula el flujo de potencia para no dañar las baterías en caso de sobre carga [35].

## CAPÍTULO 3. MODELADO Y SIMULACIÓN DE LA MICRO RED

### 3.1 Introducción

En este capítulo se dará una explicación técnica del funcionamiento de los componentes que se investigaron en el capítulo anterior. En este capítulo también se discuten los resultados de las simulaciones de los convertidores de CD-CD (Elevador y Reductor-Elevador), los paneles fotovoltaicos con radiación constante, los paneles FV y el convertidor de CD y el MPPT el cual lleva por algoritmo el “Perturbar y Observar” (P & O).

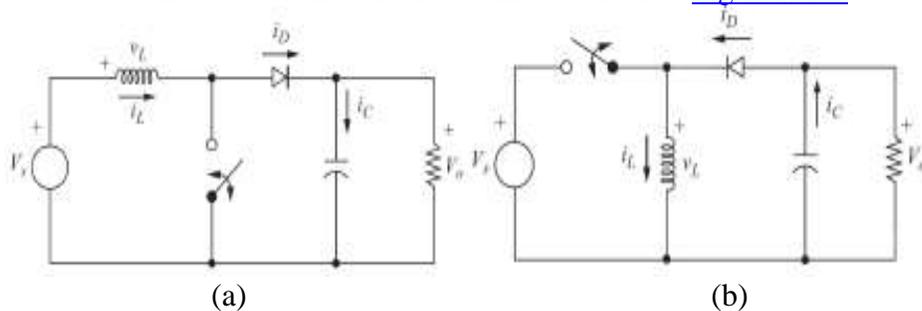
### 3.2 Convertidores

De los tres tipos de convertidores que se vieron en el capítulo anterior, solo dos son los que se analizarán en este proyecto, debido a las condiciones que presentan y que podemos sacar mayor ventaja de ellos, ya que no se requiere solo reducción del voltaje con el convertidor reductor.

Los convertidores para analizar son:

- Convertidor Elevador; y
- Convertidor Reductor - Elevador.

Los circuitos de cada uno de los convertidores se muestran en la [Figura 3.1-1](#).



**Figura 3.2-1 Convertidores.**

La Figura del inciso (a) corresponde al circuito del convertidor elevador de voltaje, y el inciso (b) corresponde al convertidor reductor-elevador de voltaje. Para estos convertidores, el voltaje de salida cambia variando el ciclo de trabajo. El resultado de los convertidores elevador y reductor-elevador se calculan mediante las siguientes ecuaciones:

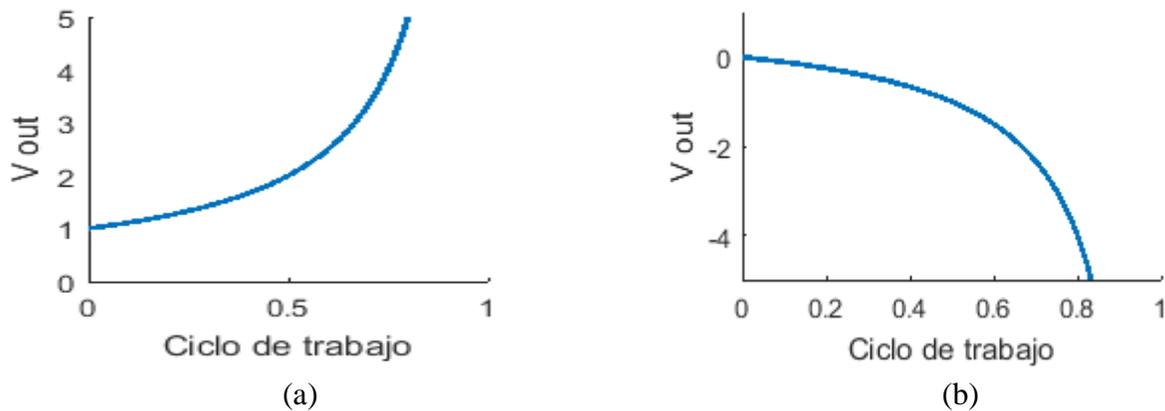
Para el convertidor elevador

$$V_o = \frac{V_s}{1 - D} \quad (3-1)$$

Para el convertidor reductor - elevador

$$V_o = -V_s \left( \frac{D}{1 - D} \right) \quad (3-2)$$

Con (3-1) y (3-2) podemos obtener las gráficas de como varía el voltaje de salida de los convertidores cambiando el ciclo de trabajo, ver [Figura 3.2-2](#).



**Figura 3.2-2 Gráficas de los convertidores elevador y reductor-elevador.**

En la Figura 3.2-2, el inciso (a) corresponde a la gráfica del convertidor elevador variando el ciclo de trabajo y el inciso (b) corresponde a la gráfica del convertidor reductor-elevador variando el ciclo de trabajo.

**El convertidor elevador** funciona almacenando energía en un inductor cuando el conmutador está cerrado y entrega esa energía a la carga cuando el interruptor está abierto, esto para aumentar el voltaje de salida. El inductor debe ser lo suficientemente grande como para mantener la corriente positiva y en operación continua. Para elegir el tamaño del inductor, se utilizó (3-3) para encontrar la mínima inductancia. Se eligió un inductor más grande para asegurar que la corriente se mantenga positiva cuando el interruptor esté abierto. La fluctuación de voltaje puede ser minimizado al tener un capacitor más grande en la salida. La fluctuación de voltaje se puede calcular usando (3-4).

$$L_{min} = \frac{D(1 - D)^2}{2f} \quad (3-3)$$

Donde,

$L_{min}$ = Inductancia mínima requerida para la operación continua

$D$ = ciclo de trabajo

$f$ = frecuencia

$$\frac{\Delta V_o}{V_o} = \frac{D}{RCf} \quad (3-4)$$

Donde,

$D$ = Ciclo de trabajo

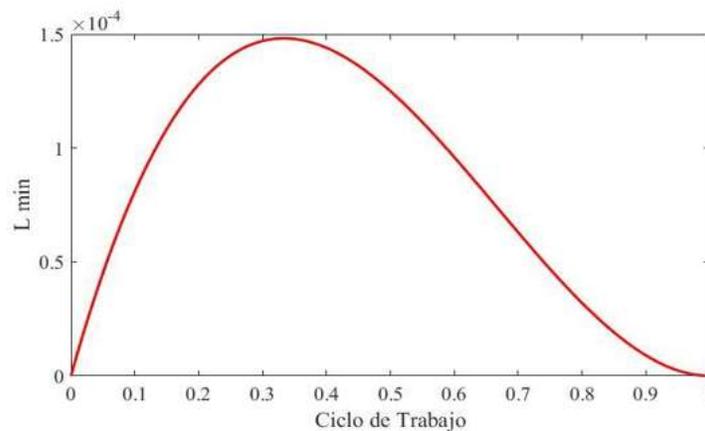
$f$ = Frecuencia

$R$ = Resistencia

$C$ = Capacitancia

$V_o$ = Voltaje de salida

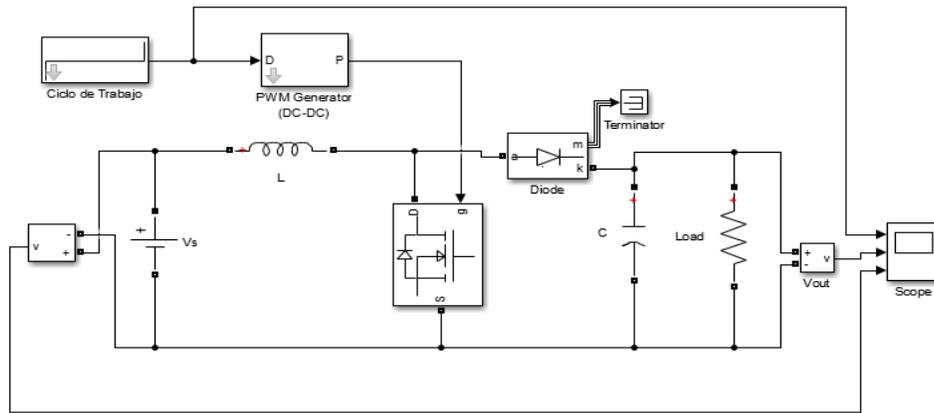
La [Figura 3.2-3](#) muestra la inductancia mínima requerida contra el ciclo de trabajo para una carga de  $10 \Omega$  a 5 kHz de frecuencia, con (3-3). Como se puede ver, la inductancia mínima más grande es de  $150 \mu\text{H}$  cuando el ciclo de trabajo es alrededor de 0.35. Se eligió una inductancia más grande,  $240 \mu\text{H}$  para asegurarse de que en el convertidor elevador la corriente opera de forma continua.



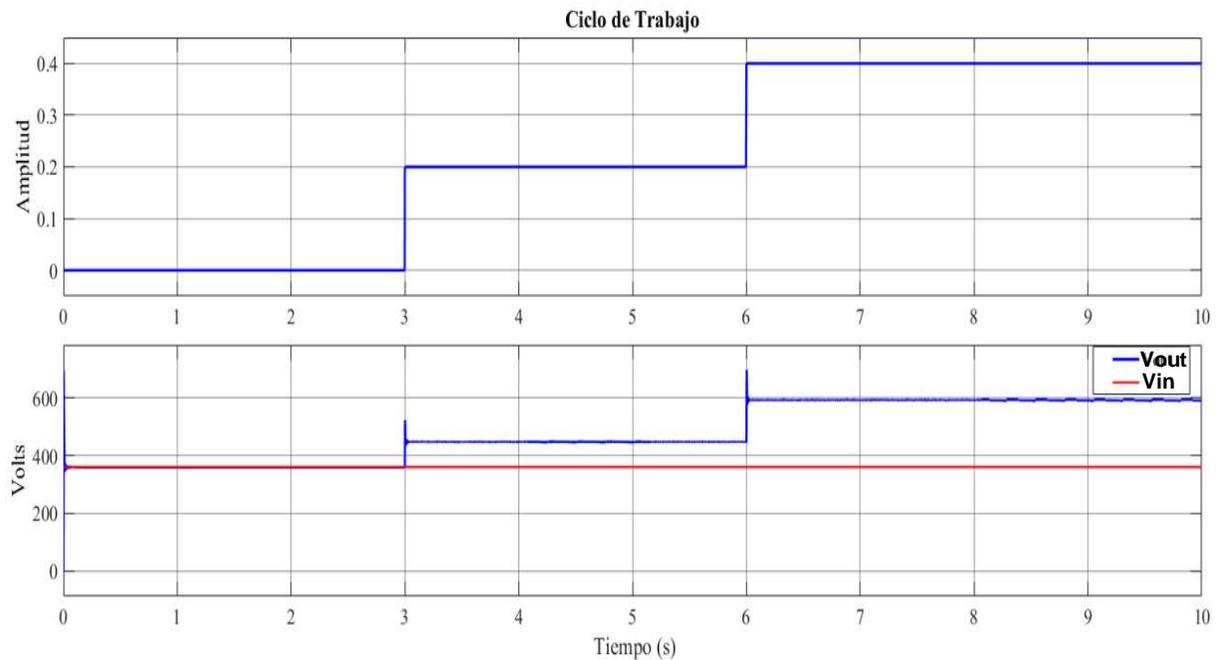
**Figura 3.2-3 Inductancia mínima en el convertidor elevador.**

El circuito de la [Figura 3.2-4](#), muestra el circuito para el convertidor elevador en Simulink, para un ciclo de trabajo de 0, 0.2 y 0.4. Los resultados de la simulación se pueden ver en la [Figura 3.2-5](#). Como se puede observar, cuando el ciclo de trabajo aumenta, la tensión de salida también aumenta. Como ejemplo, cuando el ciclo de trabajo es de 0.4, el voltaje de salida es de 600 V, como se puede confirmar usando la ecuación (3-1).

$$V_o = \frac{V_s}{1 - D} = \frac{360}{1 - 0.4} = 600$$



**Figura 3.2-4** Circuito del Convertidor elevador en Simulink.

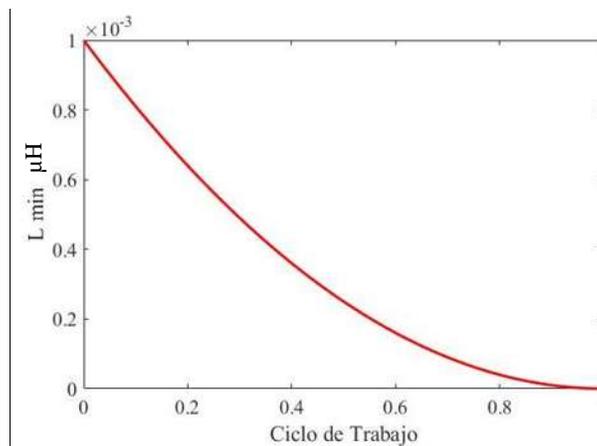


**Figura 3.2-5** Salida del convertidor en Simulink.

También se simuló el convertidor reductor-elevador en Simulink. Este convertidor funciona almacenando energía en el inductor cuando el interruptor está cerrado y la energía se transfiere a la carga cuando el interruptor está abierto [36]. El ciclo de trabajo se ajusta para determinar el voltaje de salida que puede ser mayor o menor que el voltaje de entrada. Si el ciclo de trabajo es mayor a 0.5, la tensión de salida es mayor que la tensión de entrada, y si el ciclo de trabajo es inferior a 0.5, el voltaje de salida es menor que el voltaje de entrada, como se muestra en la [Figura 3.2-2 \(b\)](#). Sin embargo, con este convertidor hay una inversión de polaridad con el voltaje. El voltaje de salida puede determinarse con (3-2). Para operar en modo de corriente continua, la mínima inductancia se puede calcular con (3-5) y la fluctuación de la tensión de salida se puede calcular con la misma ecuación para el convertidor elevador con (3-4).

$$L_{min} = \frac{(1 - D)^2 R}{2f} \quad (3-5)$$

El valor del inductor se calcula usando la ecuación (3-5). La [Figura 3.2-6](#) muestra la inductancia mínima requerida contra el ciclo de trabajo para una carga de 10  $\Omega$  a 5 kHz. Como se puede observar, la inductancia mínima más grande es 1000  $\mu\text{H}$  cuando el ciclo de trabajo es 0. Por lo tanto, la inductancia de 1000  $\mu\text{H}$  fue la utilizada.

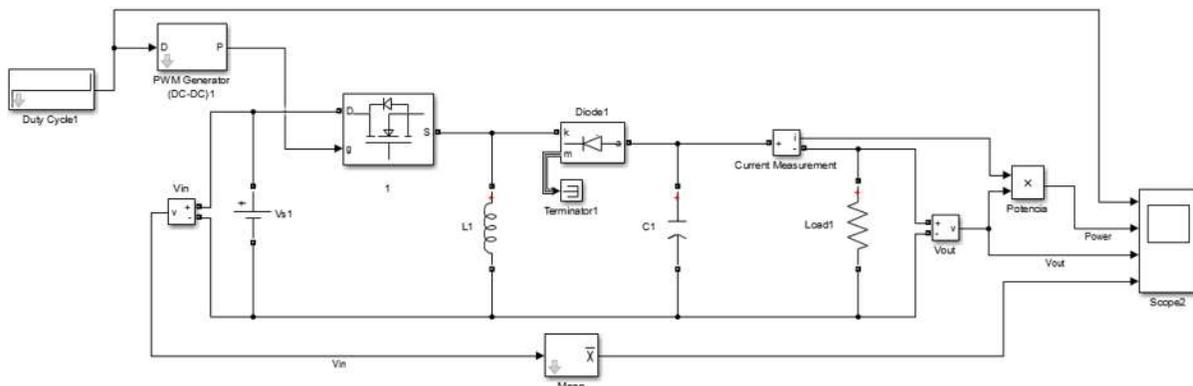


**Figura 3.2-6 Inductancia mínima convertidor reductor – elevador.**

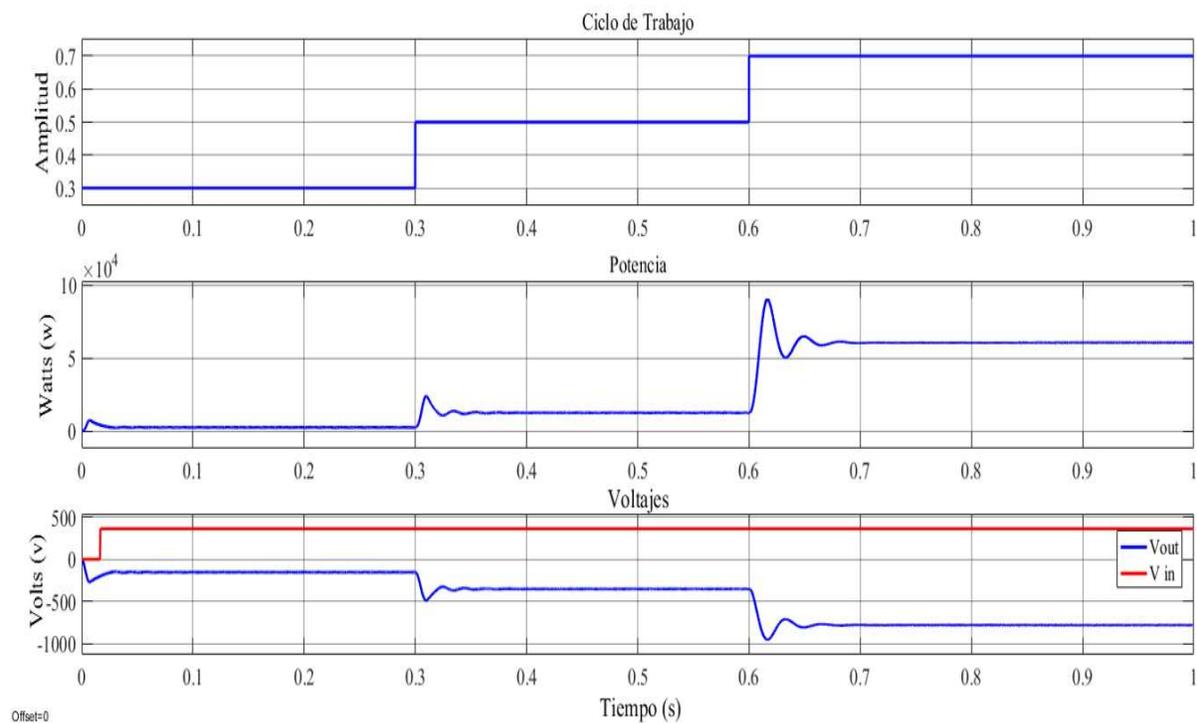
El circuito de la [Figura 3.2-7](#) representa el convertidor en Simulink, donde se simuló con un ciclo de trabajo de 0.3, 0.5 y 0.7. Los resultados de la simulación se pueden ver en la [Figura 3.2-8](#).

La salida del convertidor reductor-elevador de la [Figura 3.2-8](#) muestra que cuando el ciclo de

trabajo es igual a 0.5, el voltaje de salida es igual a la tensión de entrada. Además, cuando el ciclo de trabajo está por encima de 0.5 el voltaje de salida es mayor que el voltaje de entrada, y cuando el ciclo de trabajo está por debajo de 0.5, el voltaje de salida está por debajo del voltaje de entrada.



**Figura 3.2-7 Circuito del convertidor reductor – elevador en Simulink.**



**Figura 3.2-8 Salida del convertidor reductor – elevador en Simulink.**

También, cuando el ciclo de trabajo es de 0.7, el voltaje de salida es de 840 V, como se puede confirmar con (3-2).

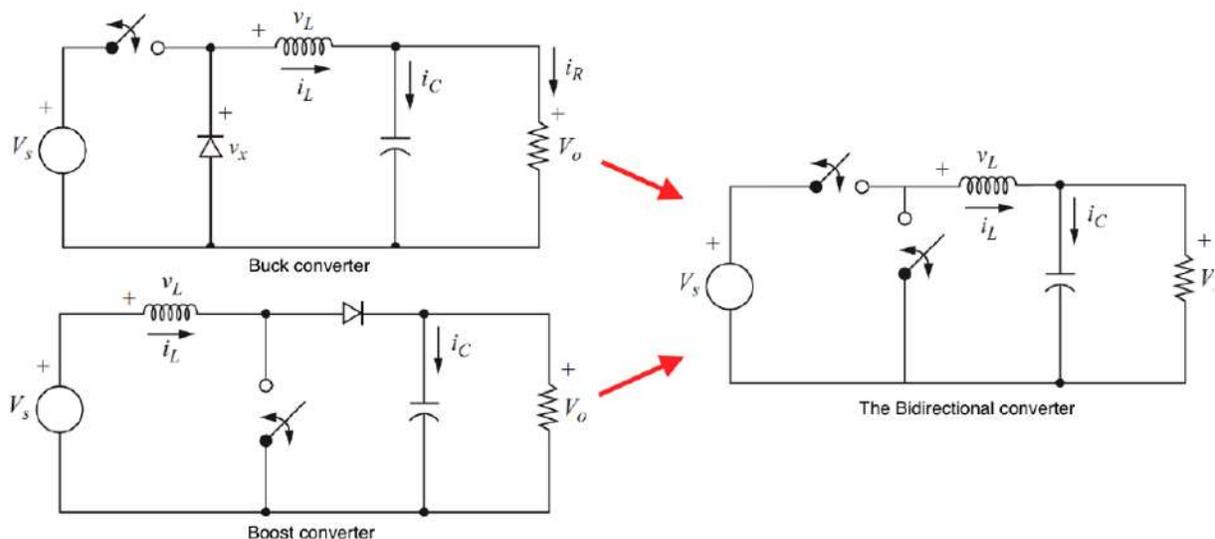
$$V_o = -V_s \left( \frac{D}{1-D} \right) = -360 \left( \frac{0.7}{1-0.7} \right) = -840\text{v}$$

### 3.3 Convertidor Bidireccional

Se requiere un convertidor para permitir el flujo de potencia hacia las baterías en la micro red. Los convertidores anteriores, el reductor y elevador, no tienen la capacidad de flujo de potencia bidireccional. Esto es porque todos tienen diodos en sus diseños que impiden el flujo de corriente inversa.

Un convertidor bidireccional, se puede diseñar combinando las capacidades del reductor y elevador, reemplazando sus diodos con interruptores, como se muestra en la [Figura 3.3-1](#).

En la parte superior el interruptor se usa para operar el convertidor como un convertidor reductor, transfiriendo potencia desde el lado de alto voltaje al lado de bajo voltaje y el interruptor inferior se utiliza para operar el convertidor como un convertidor elevador, transfiriendo potencia desde el lado de bajo voltaje al lado de alto voltaje.

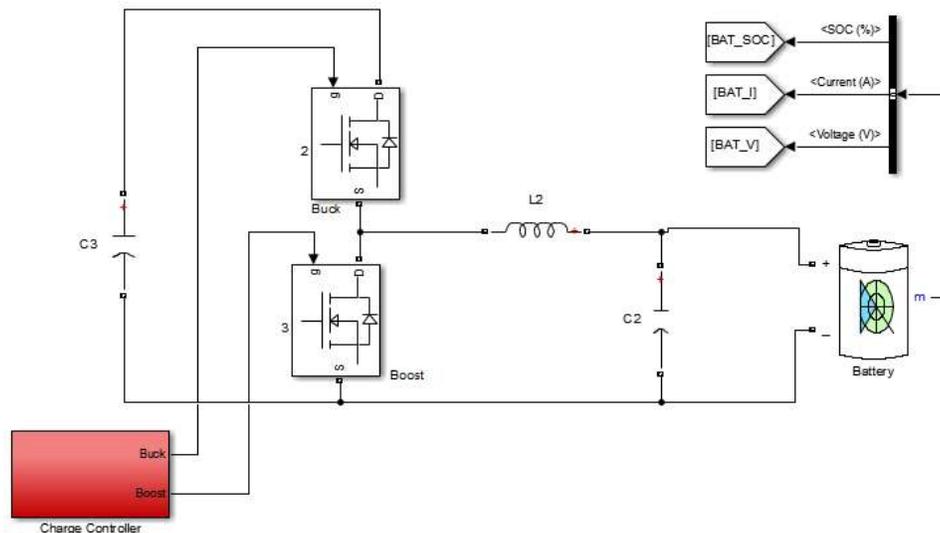


**Figura 3.3-1 Construcción del convertidor Bidireccional.**

Este convertidor fue simulado en Simulink y se muestra en la [Figura 3.3-2](#). El convertidor bidireccional será controlado por un controlador de carga, que determinará si la energía necesita ser enviada desde la batería para suavizar las fluctuaciones de las fuentes de energía renovable y estabilizar el voltaje.

Se usaron los mismos valores que el diseño del convertidor reductor para el convertidor bidireccional excepto el valor del inductor. Se determina que un gran valor del inductor inhibe la estabilidad del voltaje en el sistema, es por esto que mejor se elige un valor más bajo.

La ondulación más baja ayudará a cargar y descargar las baterías con mayor eficiencia, aumentando su vida útil.



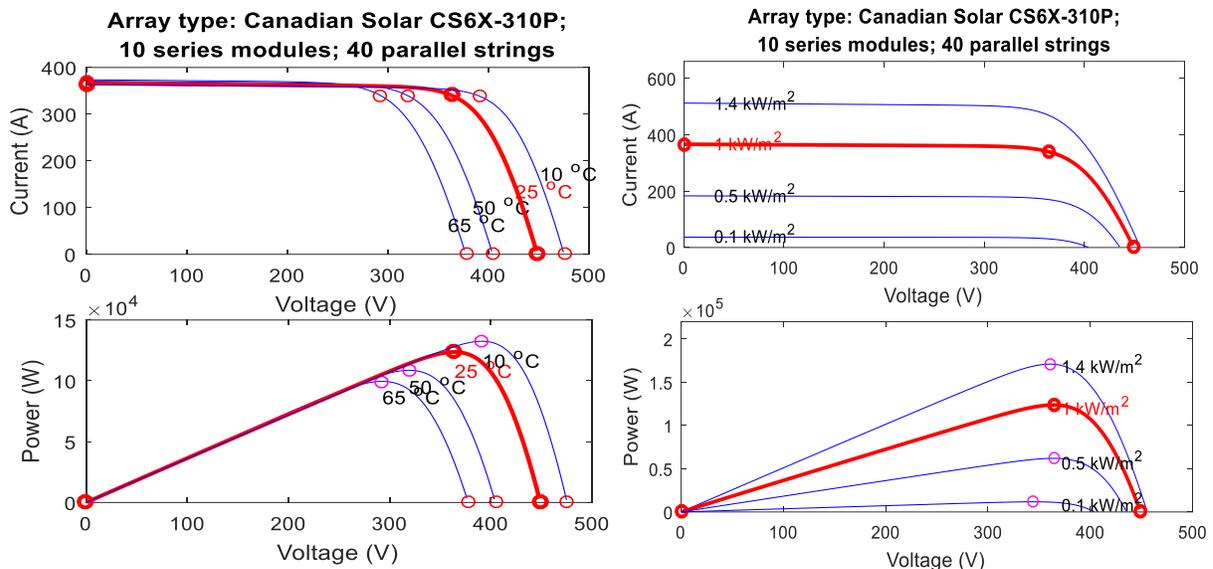
*Figura 3.3-2 Convertidor Bidireccional en Simulink.*

### 3.4 Panel Fotovoltaico

Para modelar las celdas fotovoltaicas en Simulink, se implementan las ecuaciones que representan la funcionalidad de una celda solar o usando el módulo propio de Simulink, el cual tiene arreglos solares predefinidos para muchos modelos diferentes. El panel Solar que se eligió para el modelado en este trabajo de tesis es el Canadian Solar CS6X-310P. Se eligieron estos paneles debido a que se han utilizado en una amplia gama de proyectos en todo el mundo y son capaces de entregar grandes cantidades de energía con 310 W, ficha técnica del panel en [Anexo A](#).

Las curvas I-V y P-V correspondientes para este módulo bajo diferentes irradiancias y temperaturas se muestran en la [Figura 3.4-1](#). El gráfico superior de la Figura 3.4-1 (a) muestra el voltaje contra la corriente del Canadian Solar CS6X-310P.

Las curvas I-V muestran que la corriente de salida disminuye al disminuir la irradiancia. Las curvas también muestran que la corriente producida por el módulo es constante con el aumento de voltaje, hasta que se alcanza un cierto voltaje y la corriente producida por el módulo disminuye al seguir aumentando el voltaje. El gráfico inferior de la Figura 3.4-1 (a) es un gráfico del voltaje contra la potencia, donde la potencia es el producto del voltaje y la corriente.



(a) Variando la temperatura

(b) Variando la irradiancia

**Figura 3.4-1** Curvas I-V y P-V variando los parámetros de entrada.

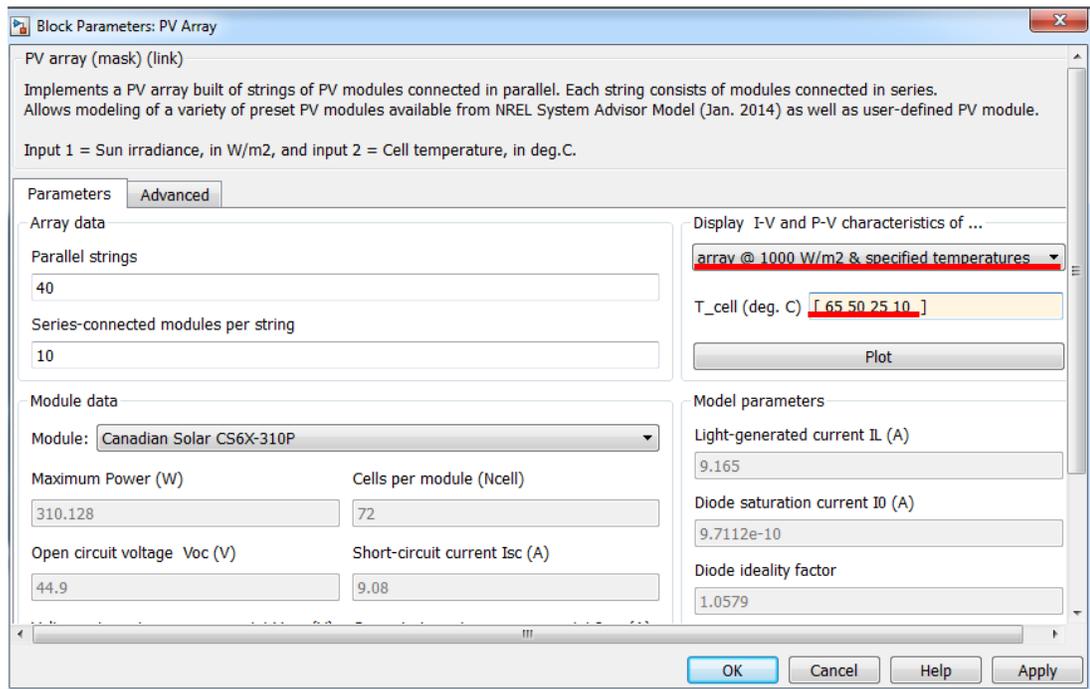
Las curvas P-V muestran que la potencia de salida disminuye al disminuir la irradiancia. La potencia aumenta al aumentar el voltaje para todas las curvas hasta que se alcanza un cierto voltaje y luego la potencia comienza a disminuir. El círculo en la curva P-V es donde queremos operar para poder obtener la máxima potencia.

Los gráficos en la Figura 3.4-1 (b) muestran la misma respuesta, pero para una variación en la temperatura. El gráfico I-V muestra que un cambio en la temperatura tiene un efecto mucho menor en la corriente generada en el arreglo FV.

El punto de máxima potencia disminuye al aumentar la temperatura, ya que a medida que aumenta la temperatura, la conductividad del material semiconductor aumenta rápidamente. La corriente aumenta, pero el voltaje disminuye más rápidamente, disminuyendo la potencia.

La [Figura 3.4-1](#) muestra las curvas características del arreglo del panel solar elegido que tiene Simulink, se pueden graficar las temperaturas deseadas cambiando los parámetros de entrada del bloque, ver [Figura 3.4-2](#), para este caso se graficó las temperaturas de [65 50 25 10] °C y para la irradiancia fue de [1400 1000 500 100] W/m<sup>2</sup>, en este ejemplo se toma en cuenta un arreglo de paneles solares de 40 paneles en paralelo y 10 paneles en serie, para realizar la demostración de los cambios tanto de irradiancia como de temperatura.

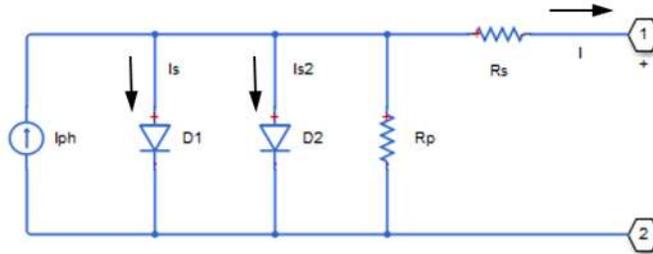
Este módulo requiere de información específica para los arreglos FV, además, permite seleccionar diferentes tipos de paneles de diferentes fabricantes o se puede ingresar manualmente los datos específicos.



**Figura 3.4-2** *Parámetros de entrada del panel Canadian Solar CS6X-310P.*

La celda FV se puede modelar utilizando el modelo de dos diodos. El modelo de dos diodos se muestra en la [Figura 3.4-3](#). El modelo de un diodo supone un diodo constante, factor de

idealidad, es decir, qué tan cerca un diodo sigue a un diodo ideal. En realidad, el factor de idealidad del diodo cambia con el voltaje, por lo tanto, el modelo de dos diodos permite una mejor aproximación a voltajes más altos y más bajos.



**Figura 3.4-3 Circuito FV equivalente (modelo de dos diodos).**

Donde,

- $I_{ph}$  es la corriente solar inducida:

$$I_{ph} = I_{ph0} \times \frac{I_r}{I_{r0}}$$

- $I_r$  es la irradiancia (intensidad de la luz) en  $W/m^2$  que cae sobre la celda.
- $I_{ph0}$  es la medición de la corriente solar generada por la irradiancia  $I_{r0}$ .
- $I_s$  es la corriente de saturación del primer diodo.
- $I_{s2}$  es la corriente de saturación del segundo diodo.
- $R_s$  es la resistencia serie.
- $R_p$  es la resistencia paralelo.
- $N$  es el factor de calidad (coeficiente de emisión del diodo) del primer diodo.
- $N_2$  es el factor de calidad (coeficiente de emisión del diodo) del segundo diodo.

La ecuación (3-6) representa la corriente en las terminales de la celda FV.

$$I = N_p I_{ph} - N_p I_{D1} - N_p I_{D2} - I_{sh} \quad (3-6)$$

### 3.4.1 Circuito FV con Radiación Solar constante

Teniendo el circuito de la Figura 3.4-4 (a), con la radiación constante bajo condiciones estándar ( $1000 \text{ w/m}^2$ ,  $25^\circ\text{c}$ ), tenemos las siguientes curvas I-V y P-V, las cuales se muestran en la Figura 3.4-4 (b). El circuito fue simulado con diferentes cargas para investigar la potencia entregada por el arreglo FV e investigar también el principio de máxima transferencia de potencia. La [Figura 3.4-5](#) muestra las salidas de las simulaciones con la carga en  $0.75 \Omega$ ,  $1 \Omega$  y  $3 \Omega$  respectivamente. Los resultados se resumen en la [Tabla 3.4-1](#).

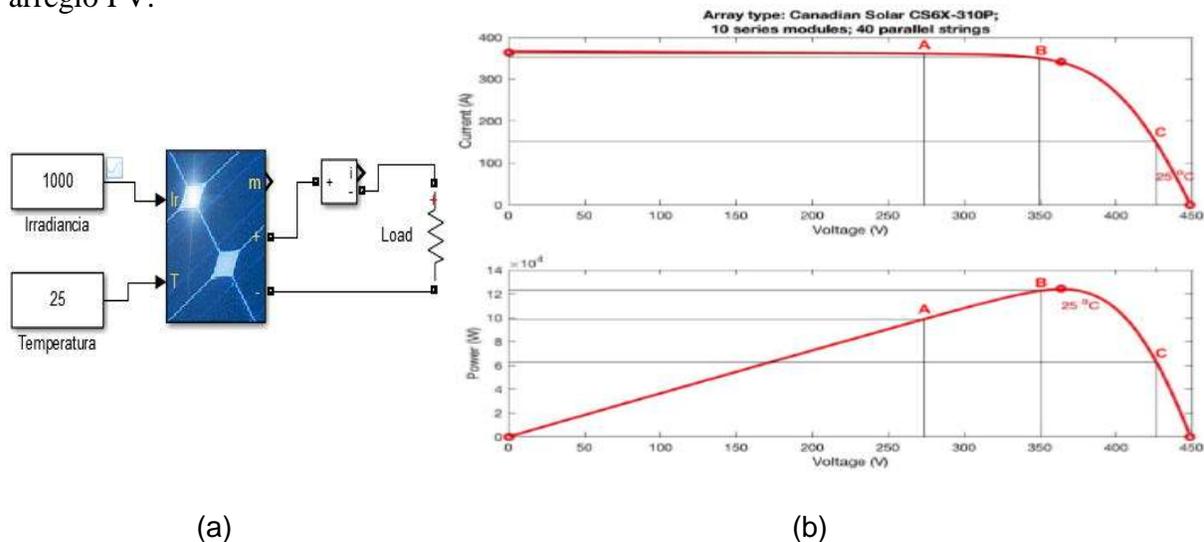
**Tabla 3.4-1 Resumen de la respuesta del arreglo FV bajo condiciones estándar.**

Carga (Ohms)	Corriente (Amps)	Voltaje (Volts)	Potencia (KW)
0.75	360.8	270.6	97.6
1	349.7	349.7	122.3
3	142.5	427.4	60.88

Cuando la carga está en  $0.75 \Omega$ , la corriente, el voltaje y la potencia están en 360.8 A, 270.6 V y 97.6 KW, respectivamente. En las curvas de la Figura 3.4-4 (b), estaríamos operando en el punto A. Si tenemos una carga de  $1 \Omega$ , la corriente, el voltaje y la potencia están en 349.7 A, 349.7 V y 122.3 KW, respectivamente, en este caso, se está operando en el punto B. Si tenemos una carga de  $3 \Omega$ , la corriente, el voltaje y la potencia están en 142.5 A, 427.4 V y 60.88 KW respectivamente, con lo cual se estaría operando en el punto C.

Como se puede observar, la potencia entregada por el arreglo FV se puede ajustar variando la carga.

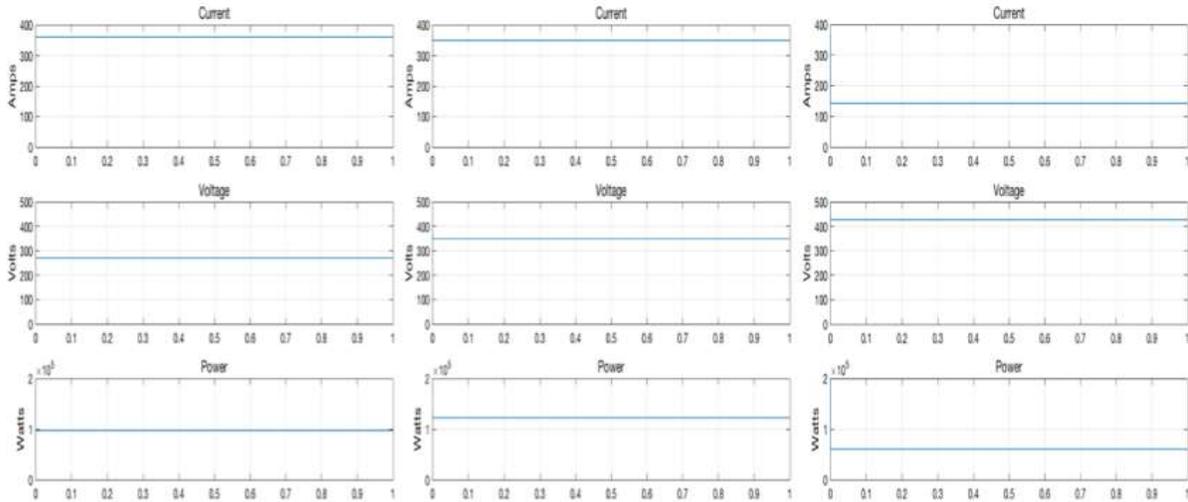
La potencia máxima se transfiere cuando la resistencia de carga es igual a la resistencia del arreglo FV.



**Figura 3.4-4 Simulación del arreglo FV en Simulink bajo condiciones estándar.**

En la Figura 3.4-4 inciso (a) se tiene el circuito FV realizado en Simulink, esto bajo condiciones estándar, es decir,  $1000 \text{ W/m}^2$  y  $25^\circ\text{C}$ . En el inciso (b) se tienen las curvas I-V y P-V del arreglo

FV bajo las mismas condiciones del circuito del inciso (a), los círculos en rojo es la parte donde se tiene la máxima potencia y el lugar donde siempre se requiere operar.



(a) Carga=0.75  $\Omega$

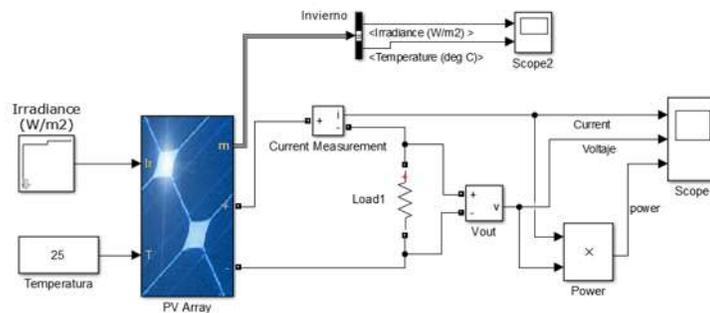
(b) Carga= 1  $\Omega$

(c) Carga= 3  $\Omega$

**Figura 3.4-5** Respuesta del arreglo FV bajo condiciones estándar.

### 3.4.2 Circuito FV con Radiación Solar Variable

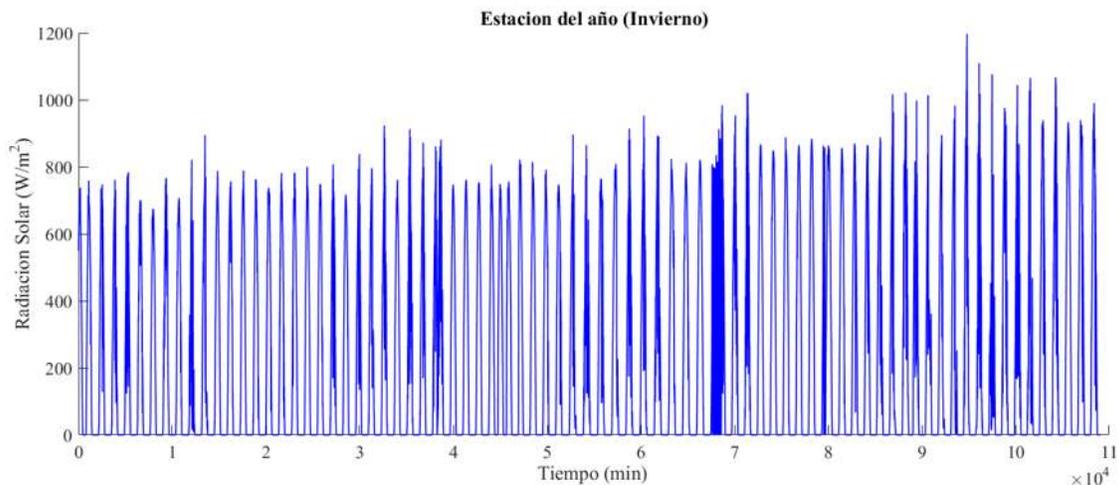
Para el circuito de la Figura 3.4-6 se simuló en Simulink bajo condiciones reales de radiación y temperatura (variable durante un año).



**Figura 3.4-6** Circuito FV

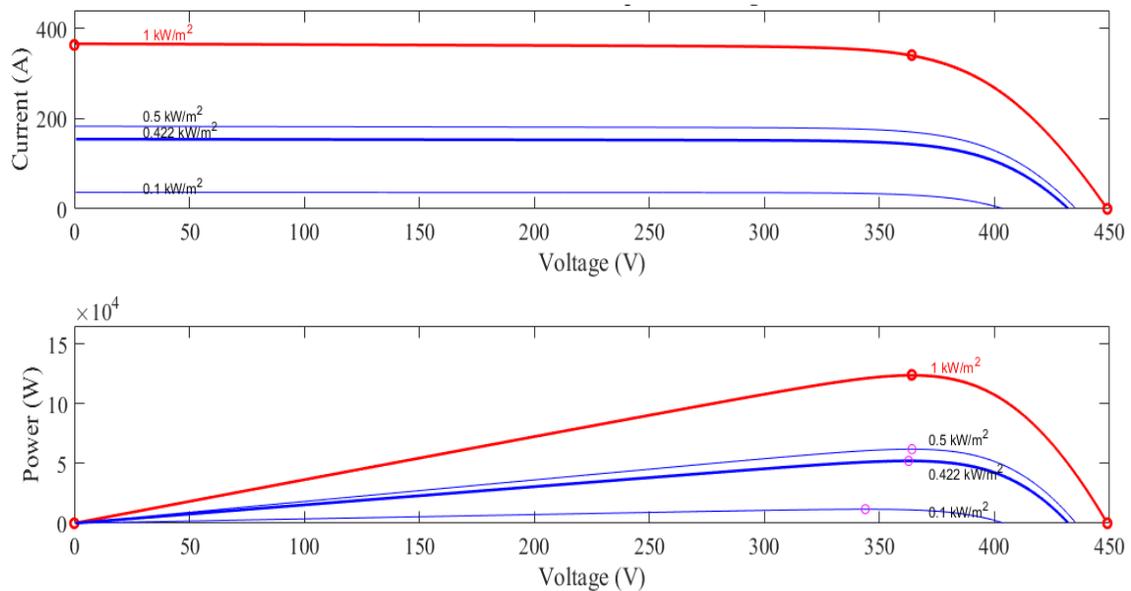
Se tomaron datos de irradiancia, temperatura, humedad de estación meteorológica cercana a la isla. Los datos fueron obtenidos cada minuto de todo el año 2017 (450 000 datos aproximadamente). Para apreciar mejor cómo se comporta la radiación, fueron divididos por estación del año (invierno, primavera, verano y otoño).

La gráfica de radiación de la estación de invierno se muestra en la Figura 3.4-7, con sus respectivas curvas I – V y P – V en la Figura 3.4-8.



**Figura 3.4-7** Gráfica de radiación de la estación de Invierno.

En el caso de la estación de invierno la radiación solar promedio es de  $422 \text{ W/m}^2$ . Con la Radiación solar promedio de la estación de invierno podemos obtener las curvas I-V y P-V características del arreglo FV del panel Canadian solar como se muestra en la Figura 3.4-8.



**Figura 3.4-8** Curvas I – V y P – V del arreglo FV.

Como se puede observar el gráfico de línea gruesa azul es la que corresponde al promedio de la estación de invierno, donde se estaría trabajando, se observa como la potencia es mucho menor a una radiación estándar como lo es la de  $1000 \text{ W/m}^2$  dada por el fabricante.

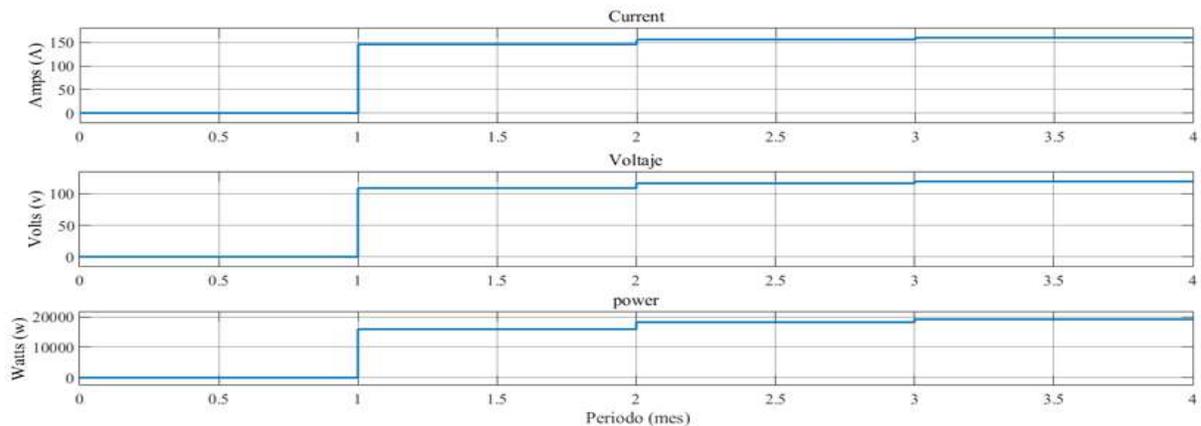
Para el circuito de la Figura 3.4-6 se sacaron los promedios de cada mes que corresponden a la estación de invierno y se usó esta información para ponerla en un bloque en Simulink, los promedios son:

Radiación solar promedio diciembre - Enero:  $400 \text{ W/m}^2$

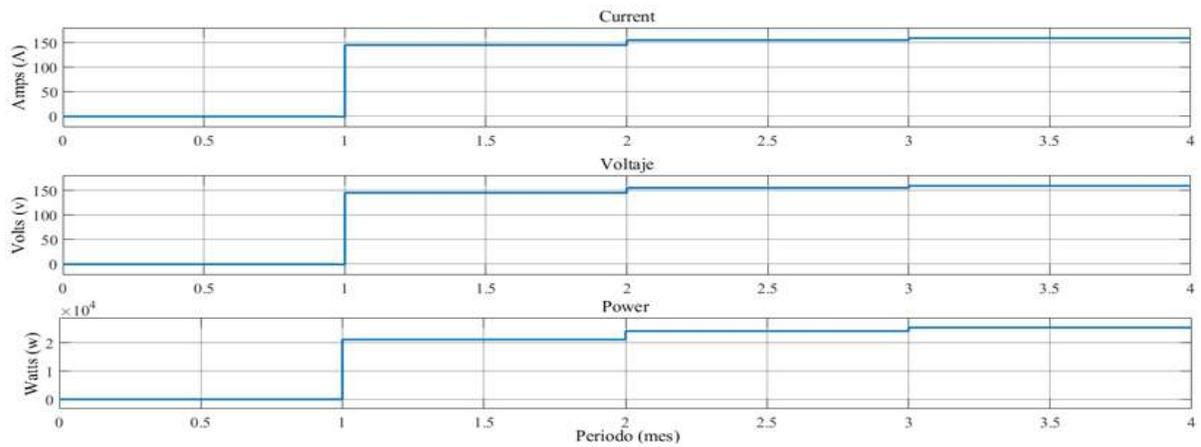
Radiación solar promedio enero - Febrero:  $428 \text{ W/m}^2$

Radiación solar promedio: Febrero – marzo:  $438 \text{ W/m}^2$

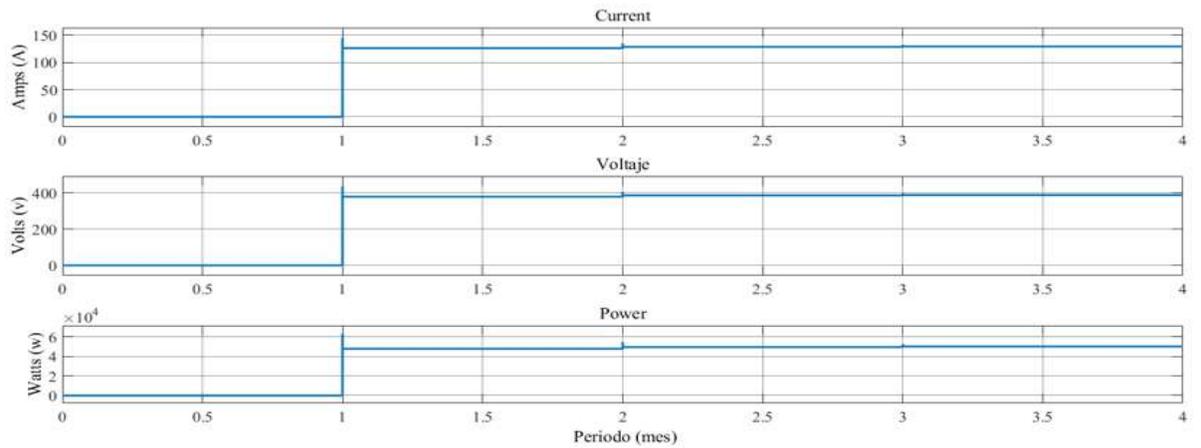
En el circuito se colocó la radiación solar promedio de cada mes de la estación. El circuito fue simulado con diferentes cargas (con una carga de  $0.75 \Omega$ ,  $1 \Omega$  y  $3 \Omega$  respectivamente), para investigar la potencia entregada por el arreglo FV y también investigar el principio de máxima transferencia de potencia, con esto obtenemos los gráficos de corriente (I), voltaje (V) y potencia (W), como se muestra en la Figura 3.4-9.



a) Carga =  $0.75 \Omega$



b) Carga = 1  $\Omega$



c) Carga = 3  $\Omega$

*Figura 3.4-9 Parámetros de salida FV con diferentes cargas para Invierno.*

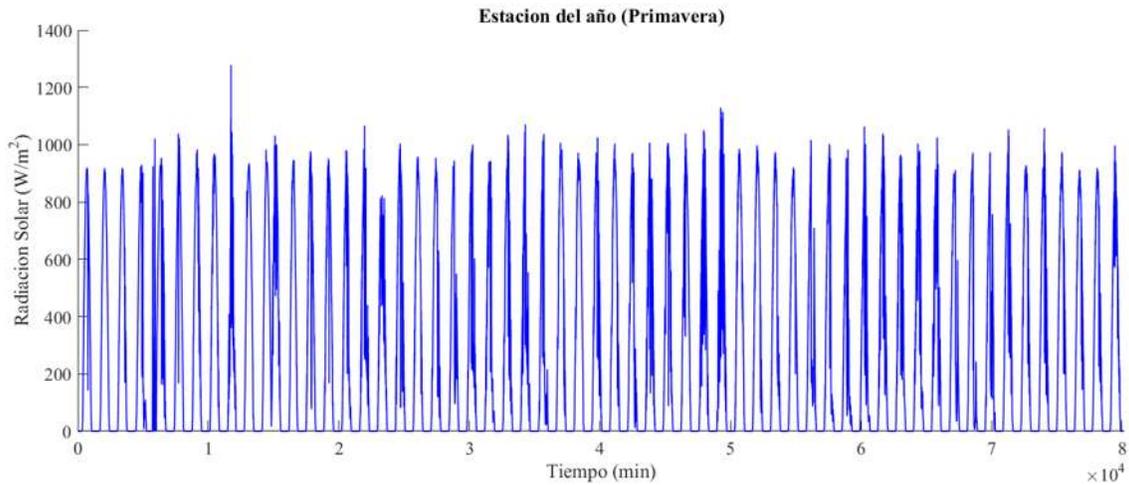
El resumen se muestra en la Tabla 3.4-2.

*Tabla 3.4-2 Resumen del periodo de la estación de Invierno*

Mes	Irradiancia (W/w <sup>2</sup> )	Carga	Corriente (A)	Voltaje (V)	Potencia (W)
dic - ene	400	0.75 $\Omega$	145.7	109.3	1.593e <sup>4</sup>
		1 $\Omega$	145.5	145.5	2.116e <sup>4</sup>
		3 $\Omega$	126.4	379.3	4.795e <sup>4</sup>
ene - feb	428	0.75 $\Omega$	155.9	116.9	1.822e <sup>4</sup>
		1 $\Omega$	155.5	155.5	2.419e <sup>4</sup>
		3 $\Omega$	128.8	386.3	4.973e <sup>4</sup>

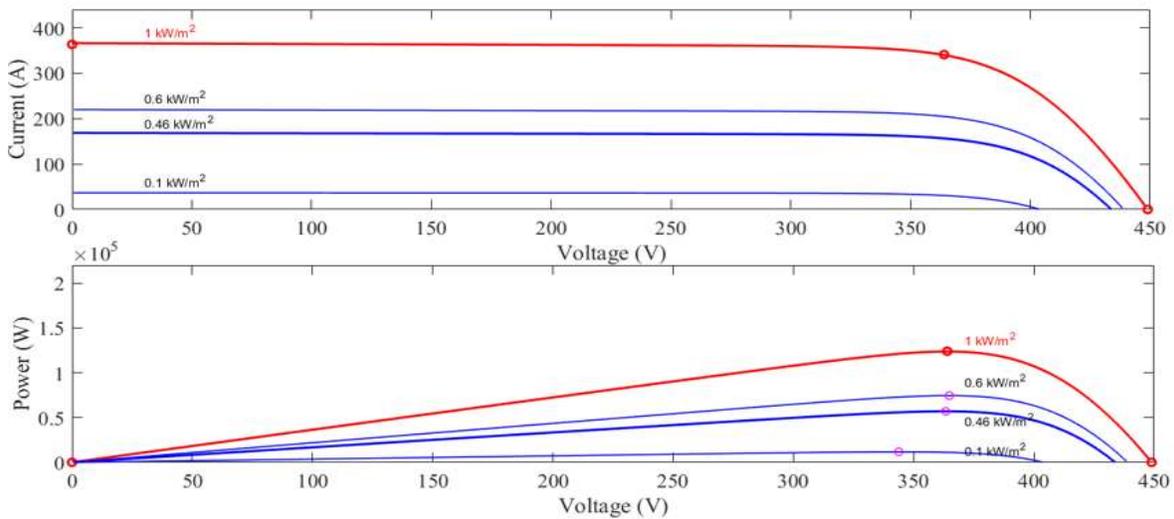
Mes	Irradiancia (W/w <sup>2</sup> )	Carga	Corriente (A)	Voltaje (V)	Potencia (W)
feb - mar	438	0.75 Ω	159.8	119.9	1.916e <sup>4</sup>
		1 Ω	159.5	159.5	2.544e <sup>4</sup>
		3 Ω	129.5	388.5	5.032e <sup>4</sup>

Para la estación de primavera se tiene la siguiente gráfica de radiación, Figura 3.4-10.



*Figura 3.4-10 Gráfica de Radiación de la estación de primavera.*

La Radiación solar promedio para la estación de primavera es de 460 W/m<sup>2</sup>. Con este promedio obtenemos las siguientes curvas I – V y P – V, ver Figura 3.4-11.

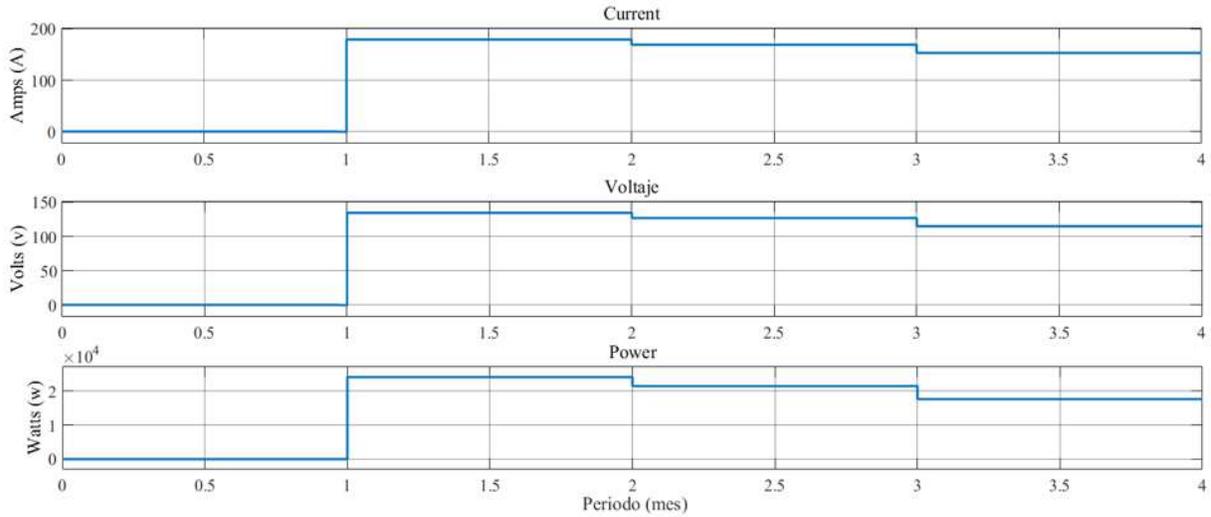


*Figura 3.4-11 Curvas I – V y P – V del arreglo FV.*

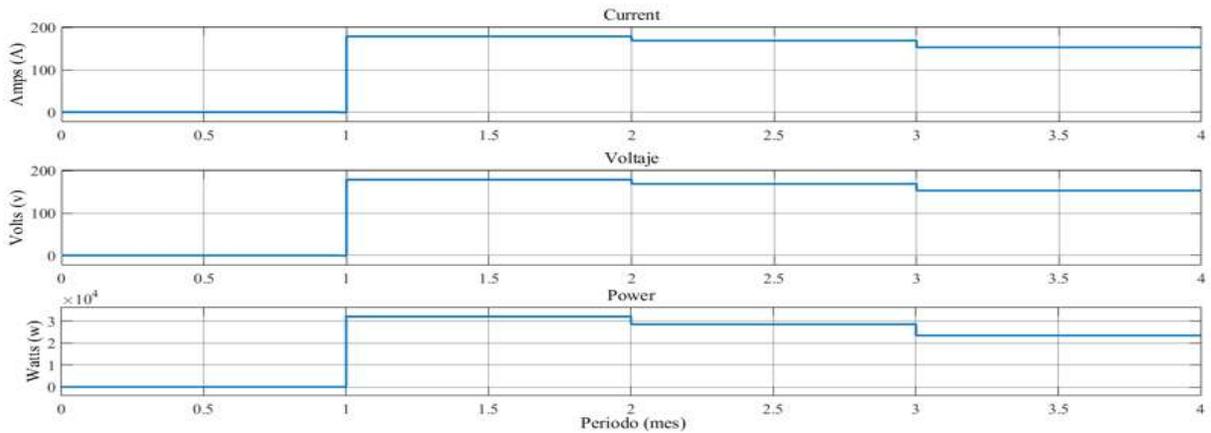
Radiación solar promedio de Marzo – Abril:  $493 \text{ W/m}^2$

Radiación solar promedio de Abril – Mayo:  $465 \text{ W/m}^2$

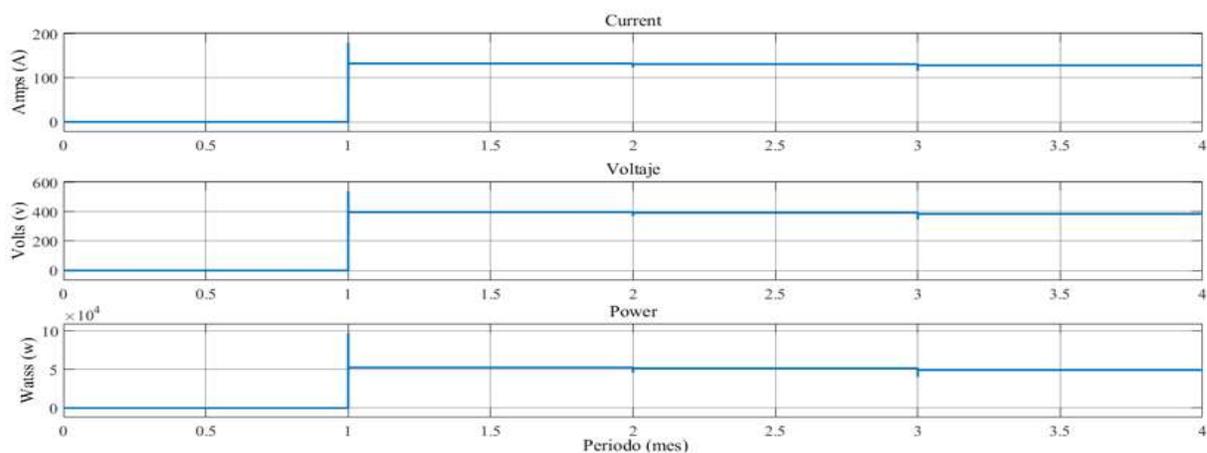
Radiación solar promedio de Mayo – Junio:  $421 \text{ W/m}^2$



a) Carga =  $0.75 \Omega$



b) Carga =  $1 \Omega$



c) Carga = 3  $\Omega$

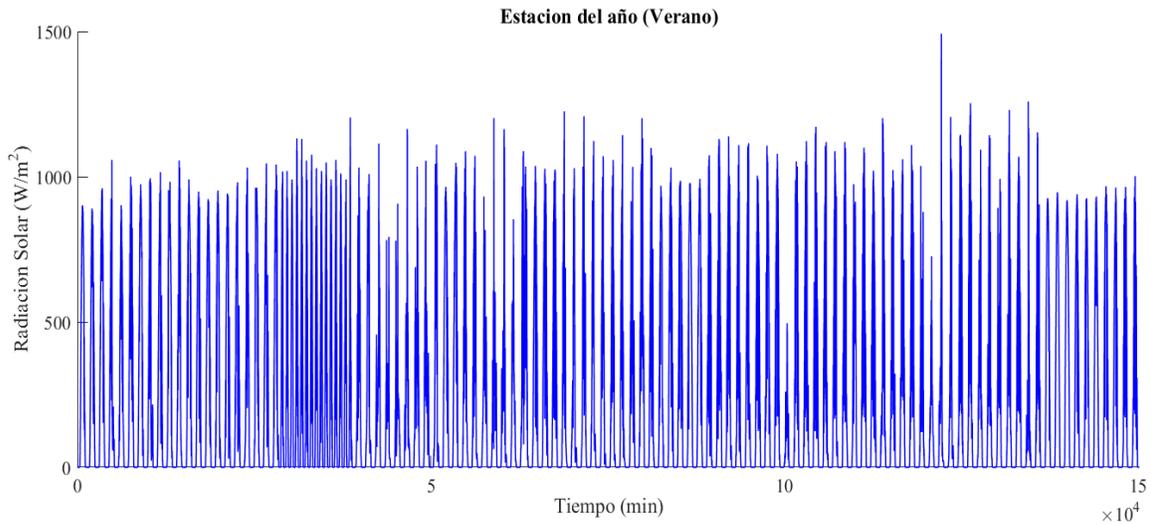
**Figura 3.4-12 Parámetros de salida FV con diferentes cargas para Primavera.**

El resumen se muestra en la Tabla 3.4-3.

**Tabla 3.4-3 Resumen del periodo de la estación de Primavera.**

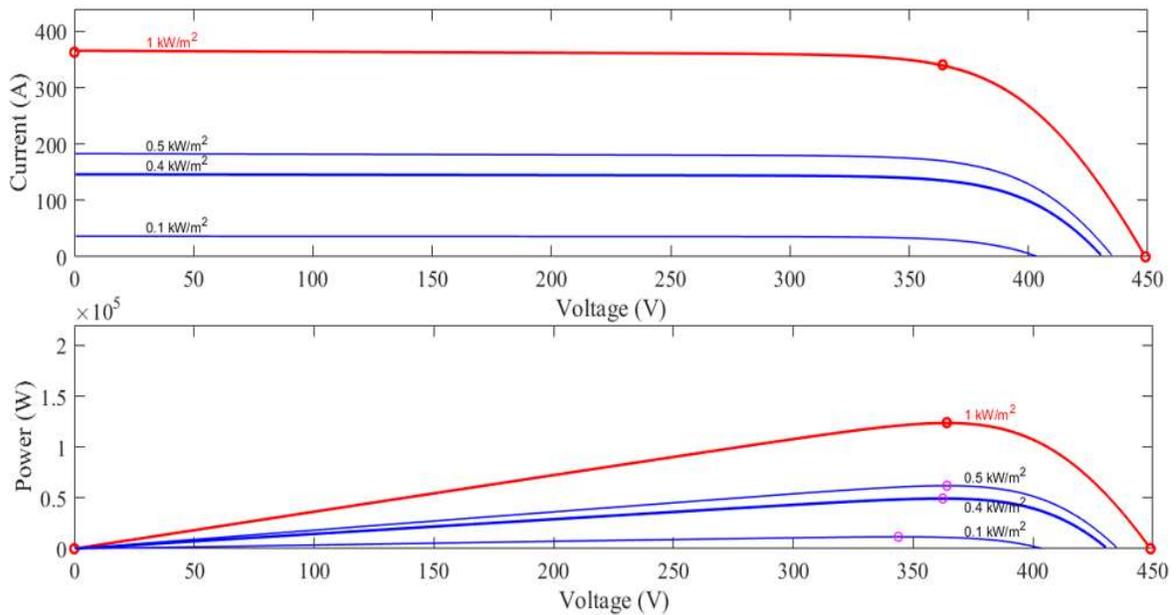
Mes	Irradiancia (W/w <sup>2</sup> )	Carga	Corriente (A)	Voltaje (V)	Potencia (W)
mar- abr	493	0.75	179.3	134.5	2.412e <sup>4</sup>
		1	178.9	178.9	3.202e <sup>4</sup>
		3	132.4	397.3	5.262e <sup>4</sup>
abr - may	465	0.75	169.2	126.9	2.148e <sup>4</sup>
		1	168.9	168.9	2.852e <sup>4</sup>
		3	131.1	393.2	5.153e <sup>4</sup>
may - jun	421	0.75	153.3	115	1.763e <sup>3</sup>
		1	153	153	2.342 <sup>4</sup>
		3	128.2	384.7	4.933e <sup>4</sup>

Para la estación de verano se tiene la siguiente gráfica de radiación, Figura 3.4-13.



**Figura 3.4-13 Gráfica de Radiación de la estación de verano.**

La Radiación solar promedio para la estación de verano es de  $400 \text{ W/m}^2$ . Con este promedio obtenemos las siguientes curvas I – V y P – V, ver Figura 3.4-14.

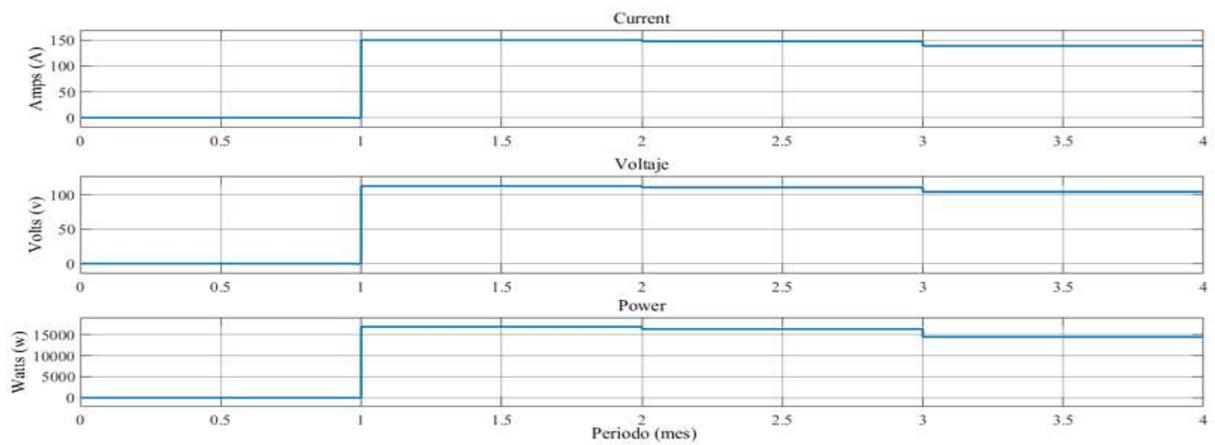


**Figura 3.4-14 Curvas I – V y P – V del arreglo FV.**

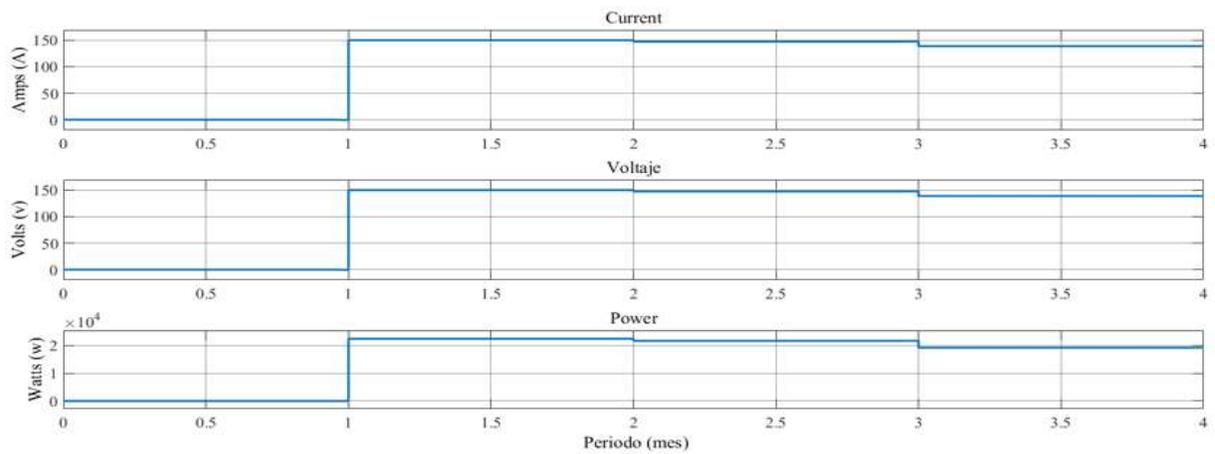
Radiación solar promedio de Junio - Julio:  $412 \text{ W/m}^2$

Radiación solar promedio de Julio – Agosto:  $405 \text{ W/m}^2$

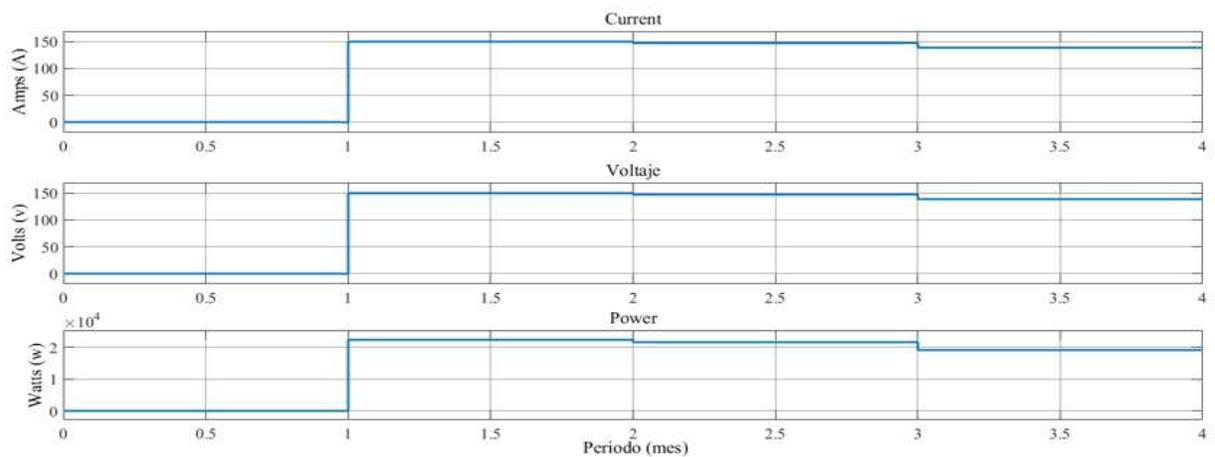
Radiación solar promedio de Agosto – Septiembre:  $381 \text{ W/m}^2$



a) Carga = 0.75  $\Omega$



b) Carga = 1  $\Omega$



c) Carga = 3  $\Omega$

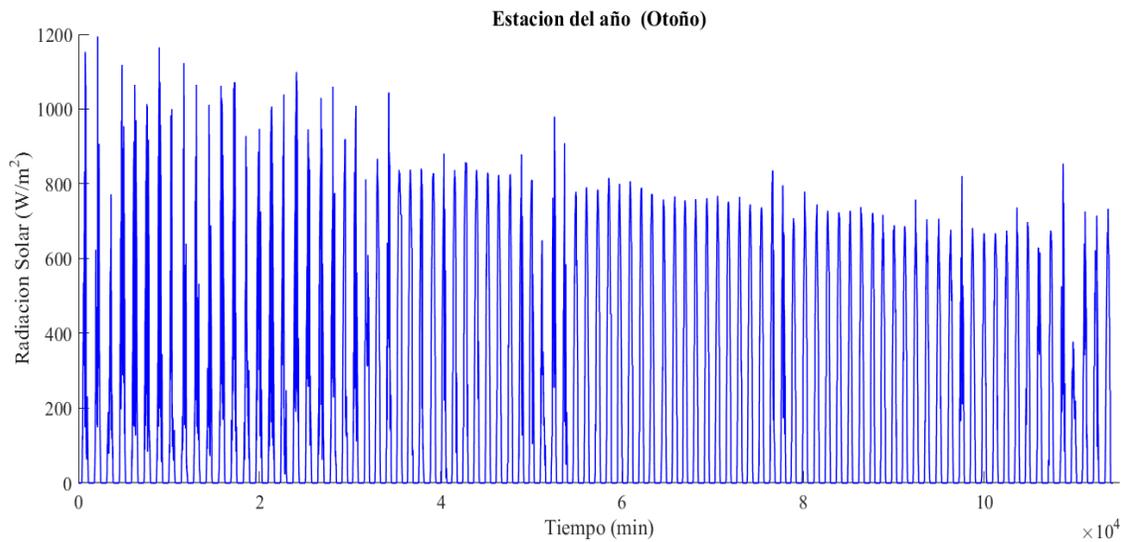
*Figura 3.4-15 Parámetros de salida FV con diferentes cargas para Verano.*

El resumen se muestra en la Tabla 3.4-4

**Tabla 3.4-4 Resumen de la estación de verano.**

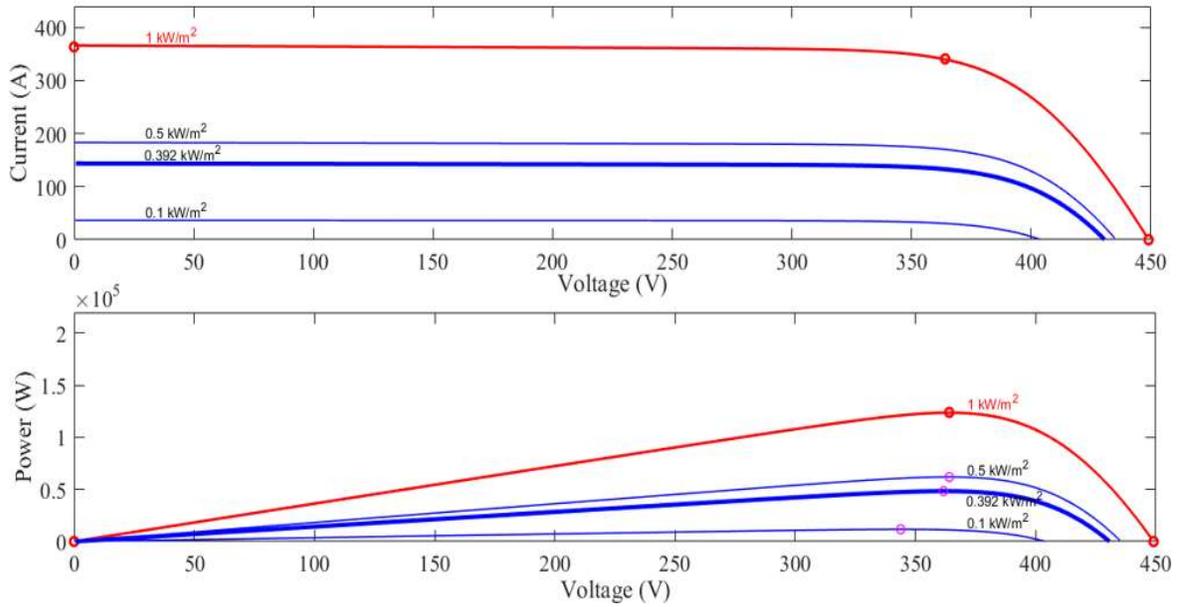
Mes	Irradiancia (W/w <sup>2</sup> )	Carga	Corriente (A)	Voltaje (V)	Potencia (W)
jun - jul	412	0.75	150.1	112.6	1.689e <sup>4</sup>
		1	149.8	149.8	2.243e <sup>4</sup>
		3	127.5	382.5	4.877e <sup>4</sup>
jul - ago	405	0.75	147.5	110.7	1.632e <sup>4</sup>
		1	147.3	147.3	2.168e <sup>4</sup>
		3	126.9	380.7	4.83e <sup>4</sup>
ago - sept	381	0.75	138.8	104.1	1.446e <sup>4</sup>
		1	138.6	138.6	1.921e <sup>4</sup>
		3	124.4	373.2	4.642e <sup>4</sup>

Para la estación de otoño se tiene la siguiente gráfica de radiación, Figura 3.4-16.



**Figura 3.4-16 Gráfica de radiación de la estación de otoño.**

La Radiación solar promedio para la estación de otoño es de 392 W/m<sup>2</sup>. Con este promedio obtenemos las siguientes curvas I – V y P – V, ver Figura 3.4-17.

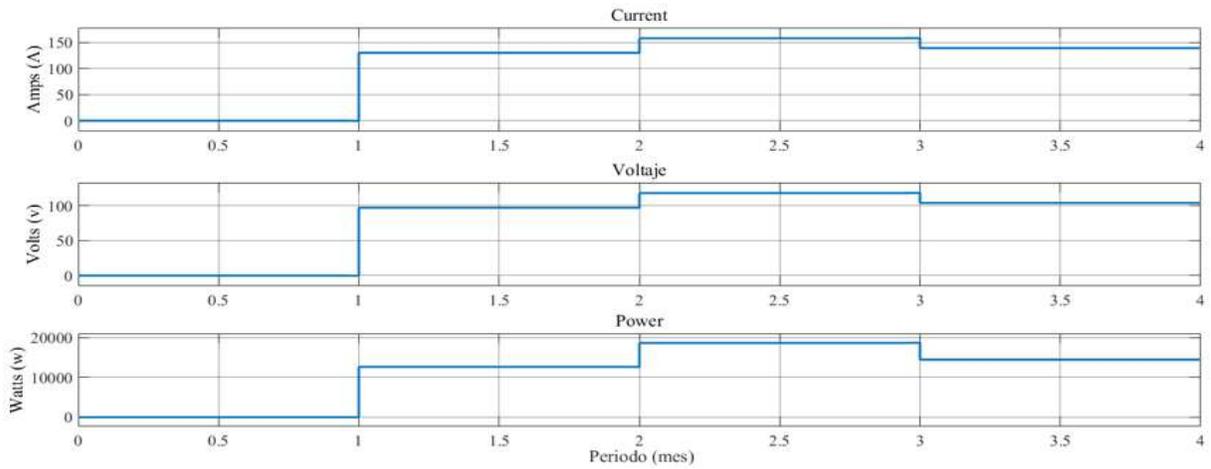


**Figura 3.4-17** Curvas  $I - V$  y  $P - V$  del arreglo FV.

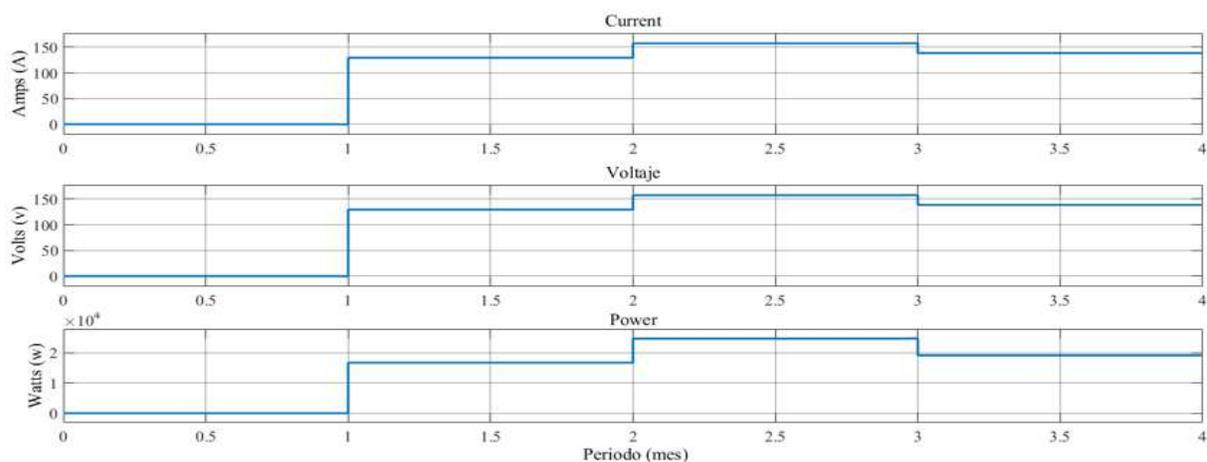
Radiación solar promedio de Septiembre - Octubre:  $356 \text{ W/m}^2$

Radiación solar promedio de Octubre - Noviembre:  $433 \text{ W/m}^2$

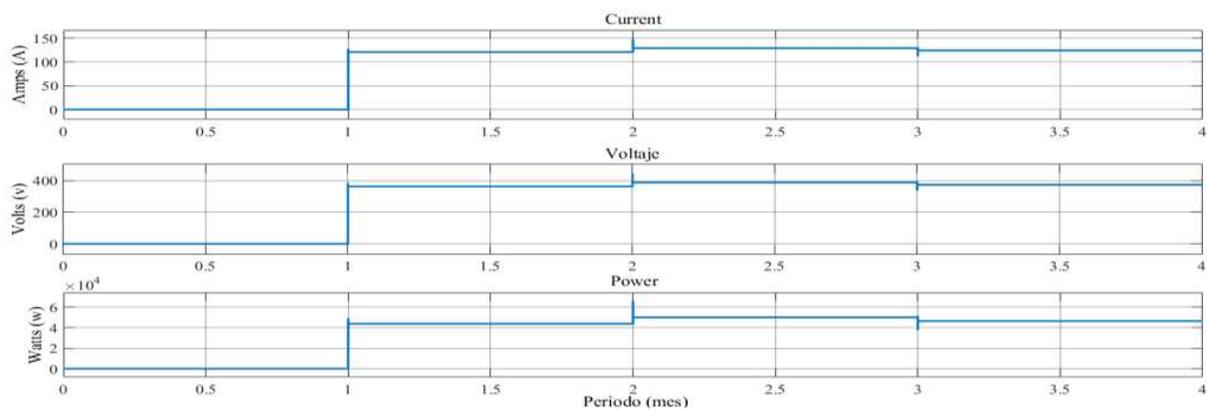
Radiación solar promedio de Noviembre - Diciembre:  $381 \text{ W/m}^2$



a) Carga = 0.75



b) Carga = 1



c) Carga = 3

*Figura 3.4-18 Parámetros de salida FV con diferentes cargas para Otoño.*

El resumen se muestra en la Tabla 3.4-5

*Tabla 3.4-5 Resumen de la estación de otoño*

Mes	Irradiancia (W/w <sup>2</sup> )	Carga	Corriente (A)	Voltaje (V)	Potencia (W)
sep - oct	356	0.75	129.8	97.34	1.263e <sup>4</sup>
		1	129.6	129.6	1.679e <sup>4</sup>
		3	120.8	362.5	4.381e <sup>4</sup>
oct - nov	433	0.75	157.7	118.2	1.864e <sup>4</sup>
		1	157.3	157.3	2.476e <sup>4</sup>
		3	129.1	387.3	5.001e <sup>4</sup>
nov - dic	381	0.75	138.8	104.1	1.446e <sup>4</sup>
		1	138.6	138.6	1.921e <sup>4</sup>
		3	124.4	373.2	4.642e <sup>4</sup>

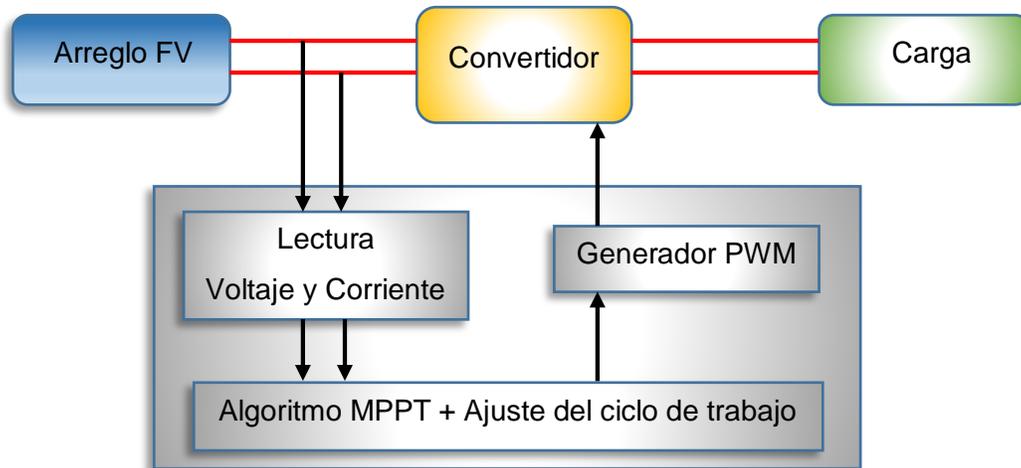
En las tablas anteriores se muestra el resumen de los periodos que comprenden cada una de las estaciones del año. En estas tablas se presentan los parámetros importantes como: la corriente ( $\Omega$ ), el voltaje (V) y la potencia (W). Estos parámetros cambian al variar la carga como se puede observar en las tablas. Otra cosa que se observa es como cambian los parámetros cuando la irradiancia es mayor o menor, en el caso de cuando la irradiancia aumenta la potencia también aumenta y si la irradiancia disminuye la potencia se ve afectada en el mismo sentido.

### **3.4.3 MPPT (Maximum Power Point Tracking)**

Los MPPT usan una estructura simple con algunas variables para implementar un método iterativo con el fin de lograr la unión de impedancias entre la carga y la impedancia de salida del arreglo FV.

El algoritmo de MPPT usado en esta tesis es conocido como Perturbar y Observar (P & O). Este es un algoritmo MPPT comúnmente utilizado y funciona al perturbar el voltaje en una cierta dirección y observar el cambio en la potencia. Si se aumenta la potencia, el voltaje se perturba en la misma dirección.

La Figura 3.4-19 muestra cómo se conecta el MPPT al sistema FV. La entrada al MPPT es el voltaje y la corriente del arreglo FV. El algoritmo determina si la tensión necesita aumentarse o disminuirse para aumentar la potencia en el arreglo FV. Entonces, en la salida el MPPT genera un cambio en el ciclo de trabajo que se convierte en una señal PWM y alimenta al convertidor elevador para que la tensión se pueda aumentar o disminuir.



**Figura 3.4-19 Diagrama de bloques del MPPT.**

La Figura 3.4-20 muestra la lógica del algoritmo perturbar y observar. El voltaje y la corriente se leen y el producto se toma para dar la potencia. La primera condicional verifica si la potencia es la misma que la lectura anterior. Si no hay un cambio en la potencia, debemos estar entonces operando al pie de la curva P-V y no es necesario cambiar el voltaje operativo. La siguiente condicional compara la potencia de la muestra anterior con la muestra actual. Luego, el voltaje se compara con la muestra anterior y, a partir de esta información, se puede determinar en qué dirección se encuentra el punto de máxima potencia. De esta manera, el ciclo de trabajo se perturba en la dirección que aumentará la potencia. El cambio en el ciclo de trabajo se alimenta a un generador PWM que opera el convertidor elevador para perturbar el voltaje.

El algoritmo de P & O se escribió en un archivo .m de MATLAB y se usó en un bloque de funciones en Simulink. El código de MATLAB para el algoritmo de P & O se muestra en el anexo C.

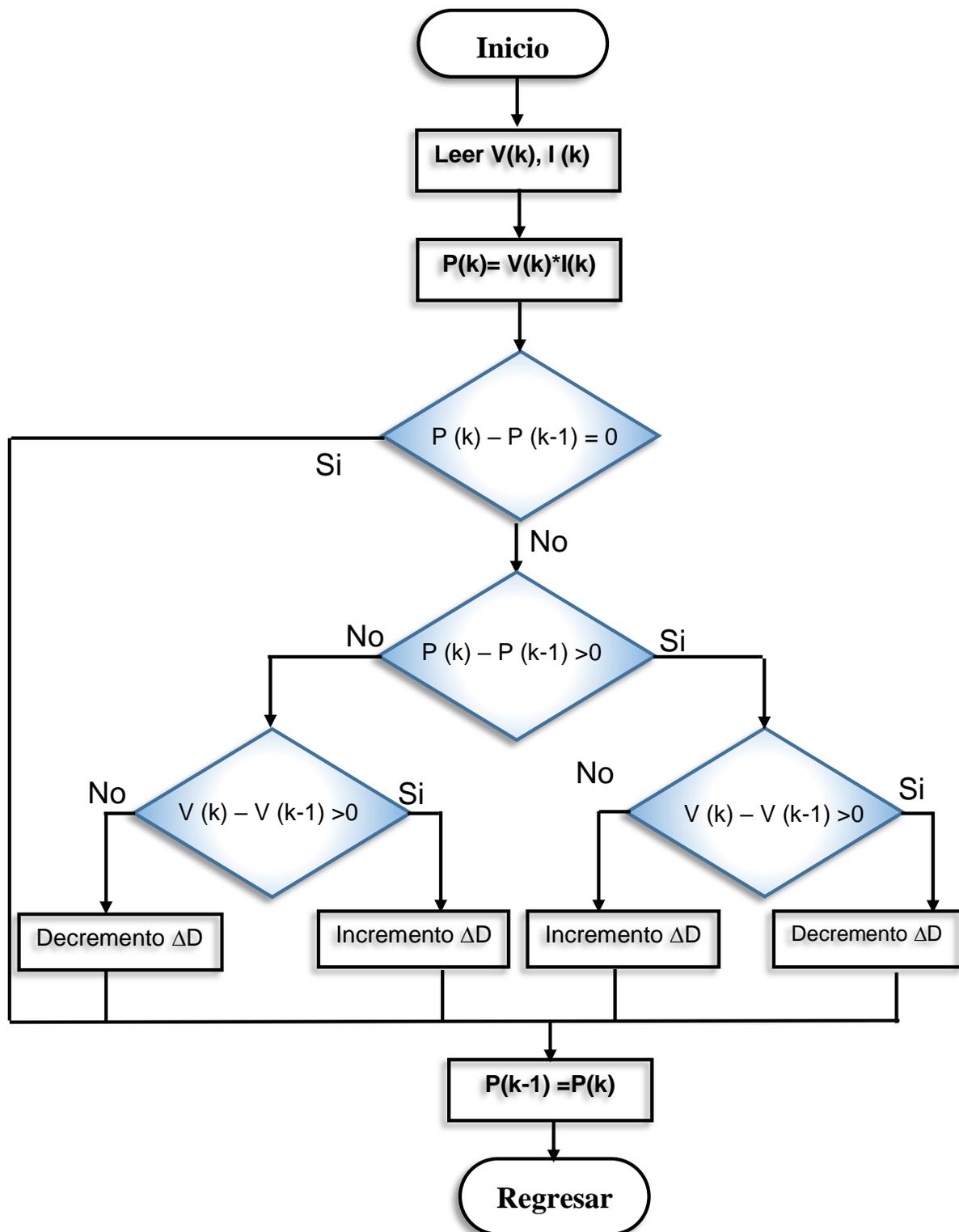


Figura 3.4-20 Algoritmo Perturbar y Observar.

### 3.4.4 MPPT y convertidor elevador conectado a los paneles FV

El panel Canadian Solar CS6X-310P se conectó a un convertidor elevador y al algoritmo MPPT. El circuito se simuló en Simulink y se muestra en la Figura 3.4-21. Se agrega un capacitor en las terminales FV para suprimir las fluctuaciones de alta frecuencia en la tensión de salida [37]. Para la simulación se cambiaron los parámetros de salida para una carga de  $0.75 \Omega$ ,  $1 \Omega$  y  $3 \Omega$ . Los resultados se muestran en la Figura 3.4-22 y se resumen en la Tabla 3.4-6.

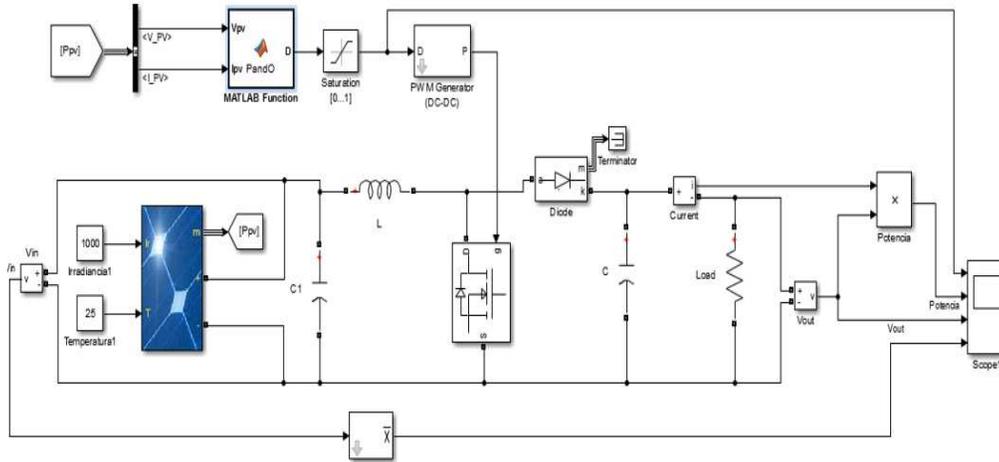
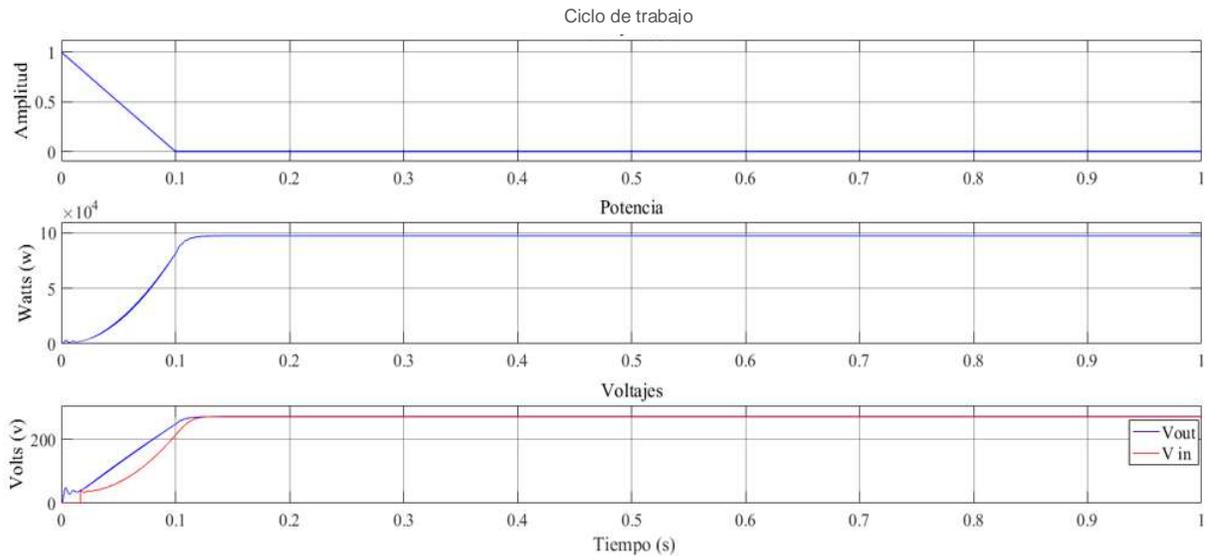
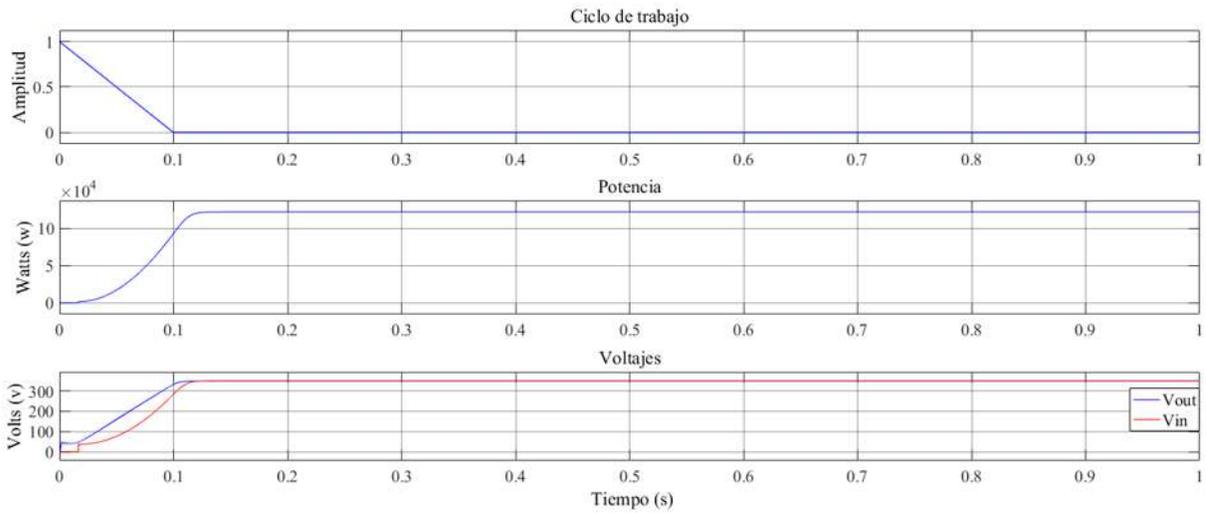


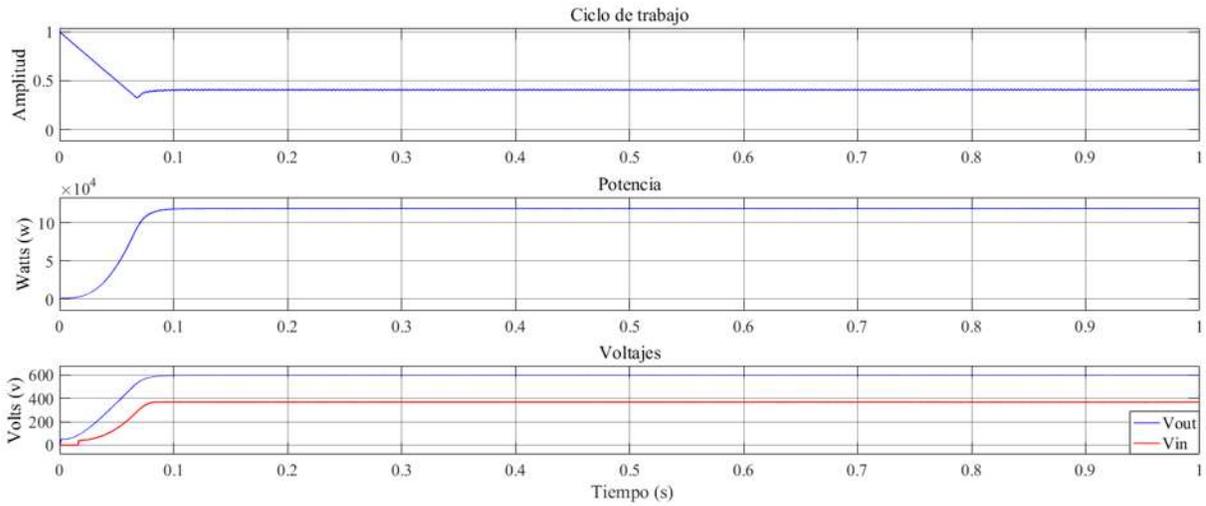
Figura 3.4-21 MPPT y convertidor elevador conectados al arreglo FV.



a) Carga  $R=0.75 \Omega$



b) Carga  $R=1\ \Omega$



c) Carga  $R=3\ \Omega$

**Figura 3.4-22 Resultados del MPPT con el Convertidor elevador y diferentes Cargas.**

**Tabla 3.4-6 Resultados MPPT contra el cambio en la carga**

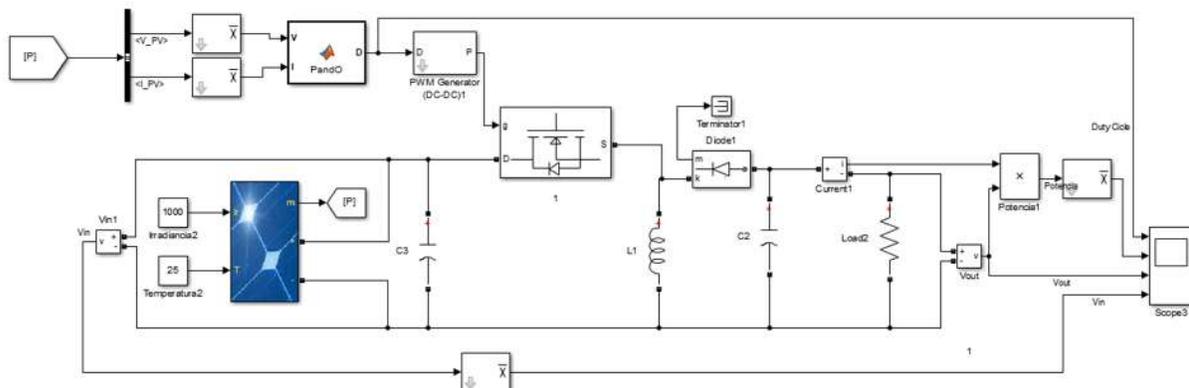
Carga ( $\Omega$ )	MPPT (Ciclo de Trabajo)	Potencia (KW)
0.75	0	97.56
1	0	12.22
3	0.393	12

Cuando la carga está en  $0.75 \Omega$ , el algoritmo MPPT establece la relación de trabajo en 0 y la potencia entregada es la misma que cuando el convertidor elevador y el algoritmo MPPT no estaban conectados, como se ilustra en la [Tabla 3.4-1](#). Este es también el caso cuando la carga es de  $1 \Omega$ . La razón de esto es porque para que la potencia máxima se incremente, la tensión de salida debe reducirse para que se pueda aumentar la potencia de entrada del arreglo FV. Sin embargo, como tenemos un convertidor elevador, esto no es posible porque sólo tiene la capacidad de aumentar el voltaje de salida y no disminuir.

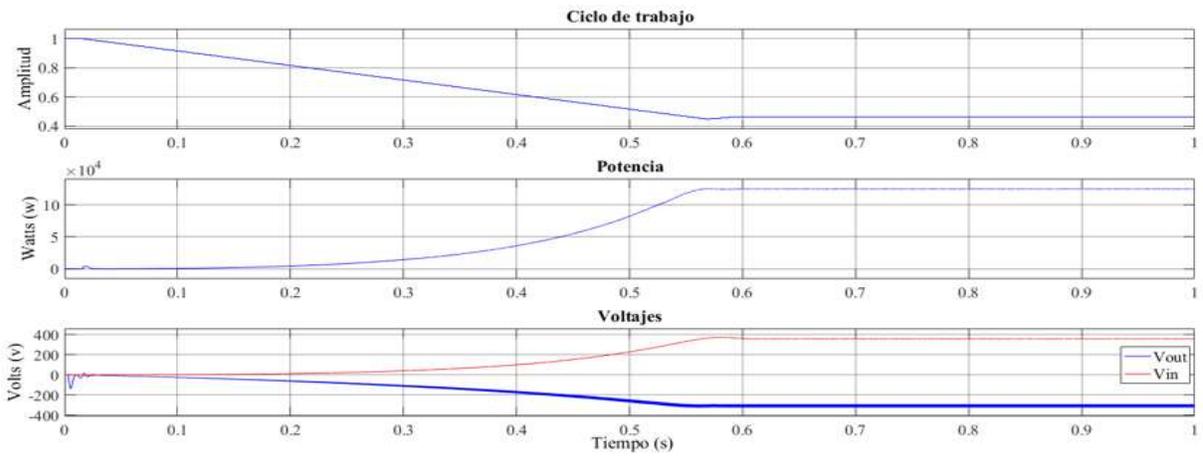
Si examinamos el caso cuando la carga es de  $3 \Omega$ , la potencia original del arreglo FV es de 60.88 kW cuando el MPPT no estaba conectado, ver [Tabla 3.4-1](#), ahora con el MPPT conectado, la potencia aumenta a 12 KW, como se puede ver en la [Tabla 3.4-2](#). El MPPT aumentó la potencia en este caso porque la tensión del arreglo FV necesitaba reducirse, lo que se consigue mediante un aumento en la tensión de salida. Para tener un MPPT que pueda operar en ambas regiones necesitamos un convertidor que pueda aumentar o disminuir el voltaje de salida, que es el caso del convertidor reductor-elevador.

### 3.4.5 MPPT y convertidor reductor – elevador conectado a los paneles FV

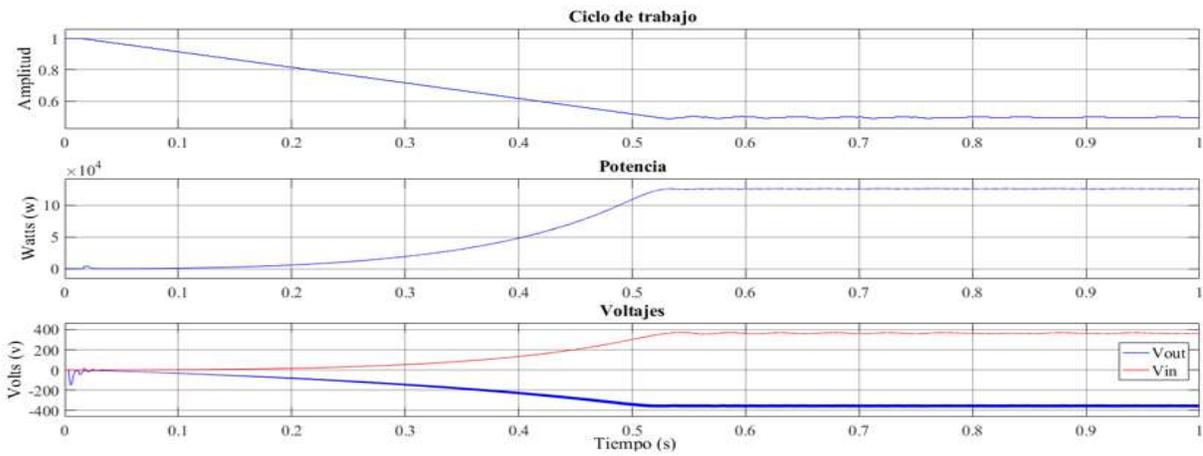
Para que el MPPT tenga la capacidad de aumentar o disminuir el voltaje y el algoritmo P&O logre la máxima potencia con cualquier carga, el arreglo FV se conectó al convertidor Reductor –Elevador, ya no solo el elevador. El diagrama del circuito se muestra en la [Figura 3.4-23](#) y los parámetros de salida para una carga de  $0.75, 1$  y  $3 \Omega$  se muestran en la [Figura 3.4-24](#). Los resultados se resumen en la [Tabla 3.4-7](#).



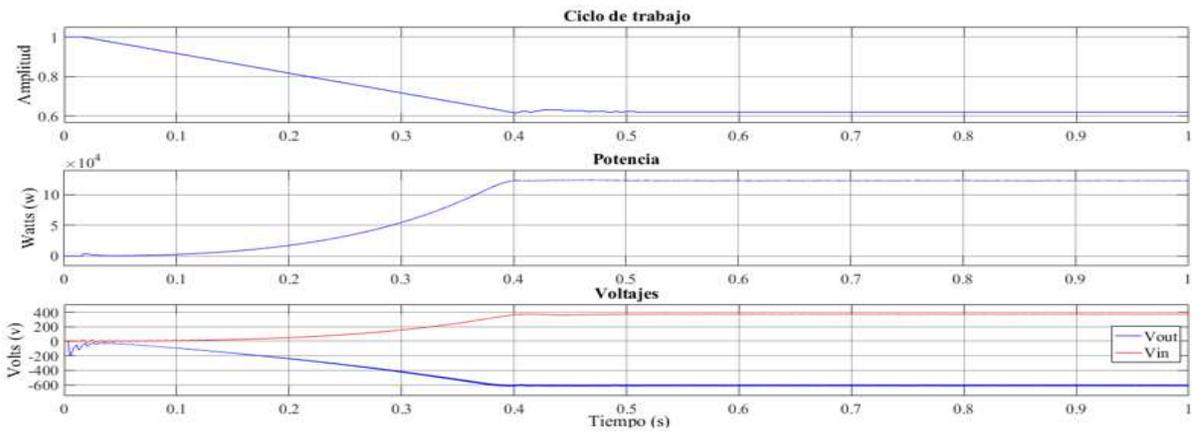
**Figura 3.4-23 MPPT y convertidor Reductor- Elevador conectado a los PFV en Simulink.**



a) Carga  $R= 0.75 \Omega$



b) Carga  $R= 1 \Omega$



c) Carga  $R=3 \Omega$

**Figura 3.4-24 Resultados del MPPT y convertidor Reductor- Elevador con diferentes cargas.**

**Tabla 3.4-7 Resumen de los resultados MPPT contra cambio en la carga**

Carga ( $\Omega$ )	MPPT (Ciclo de trabajo)	Potencia (KW)
0.75	0.449	124.8
1	0.485	125.2
3	0.616	123.2

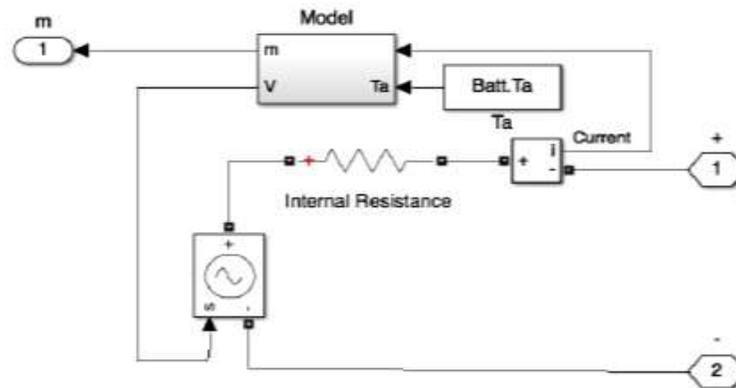
Con el convertidor reductor- elevador conectado al arreglo FV, la potencia aumenta en cada caso porque el convertidor reductor- elevador tiene la capacidad de aumentar o disminuir el voltaje de operación. La Tabla 3.4-7 muestra que la salida para cada caso de carga está funcionando a la potencia máxima.

### 3.5 Almacenamiento de energía en baterías

Una batería se puede modelar como una fuente de voltaje no lineal donde la tensión de salida depende de la corriente y también del estado de carga de la batería (SOC por sus siglas en inglés State Of Charge). El SOC es una función no lineal de la corriente y el tiempo [37].

La resistencia interna y el voltaje dependen del SOC de la batería. El SOC se puede definir como la relación entre Amper-hora restante en la batería y el Amper-hora total de la batería [38].

La batería para la micro red de CD es de tipo plomo-acido, ésta se modeló en Simulink basado en el modelo de Shepherd, como se muestra en la Figura 3.5-1. Este modelo tiene una fuente de tensión controlada con una resistencia en serie [39].



**Figura 3.5-1 Modelo de la batería en Simulink.**

El voltaje de salida viene dado por (3-7)

$$V_b = V_0 + R_b * i_b - K * \left( \frac{Q}{Q - \int i_b dt} \right) + A * e(B \int i_b dt) \quad (3-7)$$

Donde,

$V_b$ = Voltaje de salida de la batería sin carga (V).

$V_0$ = Constante de voltaje de la batería (V).

$R_b$ = Resistencia interna de la batería (Ohm).

$i_b$ = Corriente de la batería (A).

$K$ = Constante de polarización o Resistencia de polarización (Ohm).

$Q$ = Capacidad máxima de la batería (Ah).

$A$ = Es la amplitud de la zona exponencial (V).

$B$ = Es la constante inversa de tiempo de zona exponencial (Ah)<sup>-1</sup>

El estado de carga de la batería viene dado por (3-8)

$$SOC = 100 * \left( 1 + \frac{\int i_b dt}{Q} \right) \quad (3-8)$$

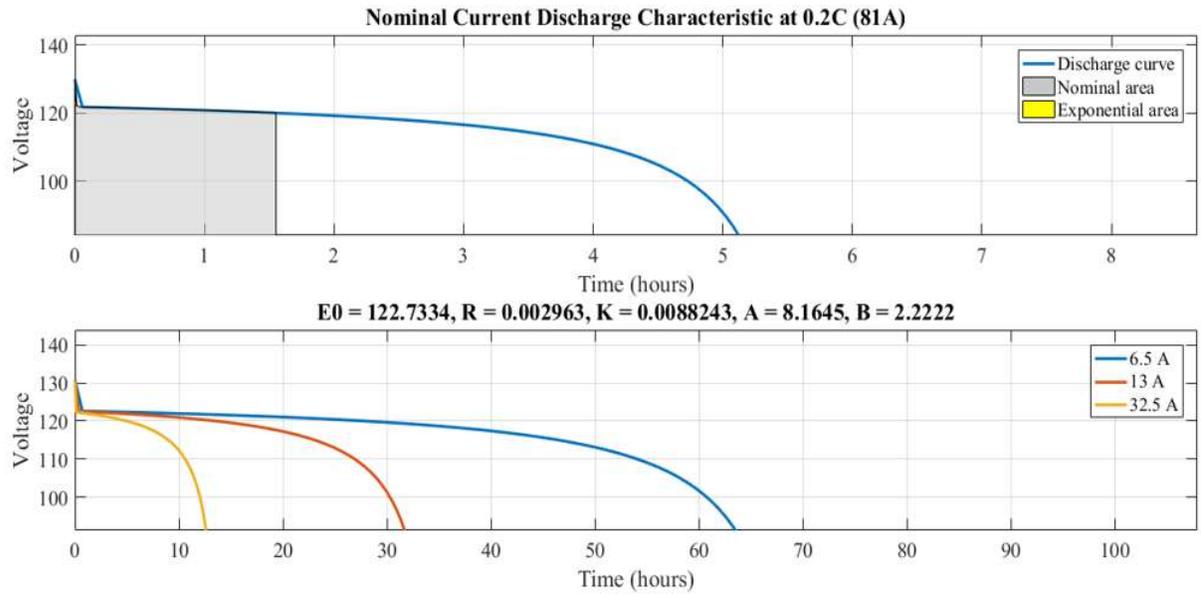
Donde,

SOC= Estado de carga de la batería (%).

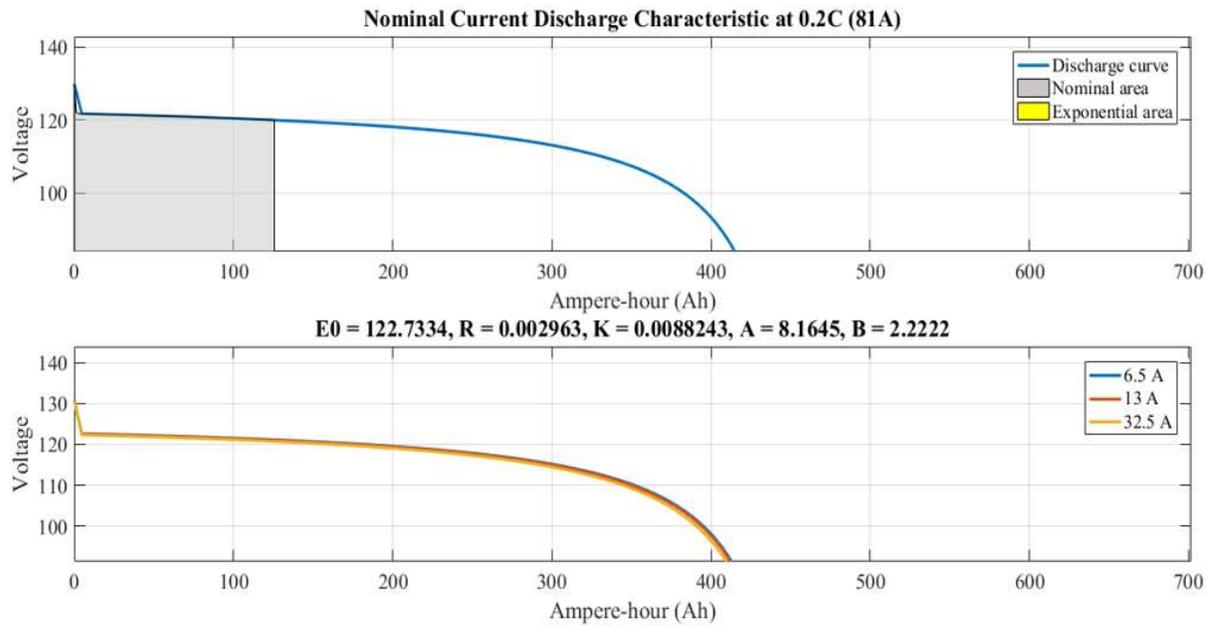
$i_b$ = Corriente de la batería (A).

$Q$ = Capacidad máxima de la batería (Ah).

La Figura 3.5-2 (a) y (b) muestra las características de descarga de la batería.



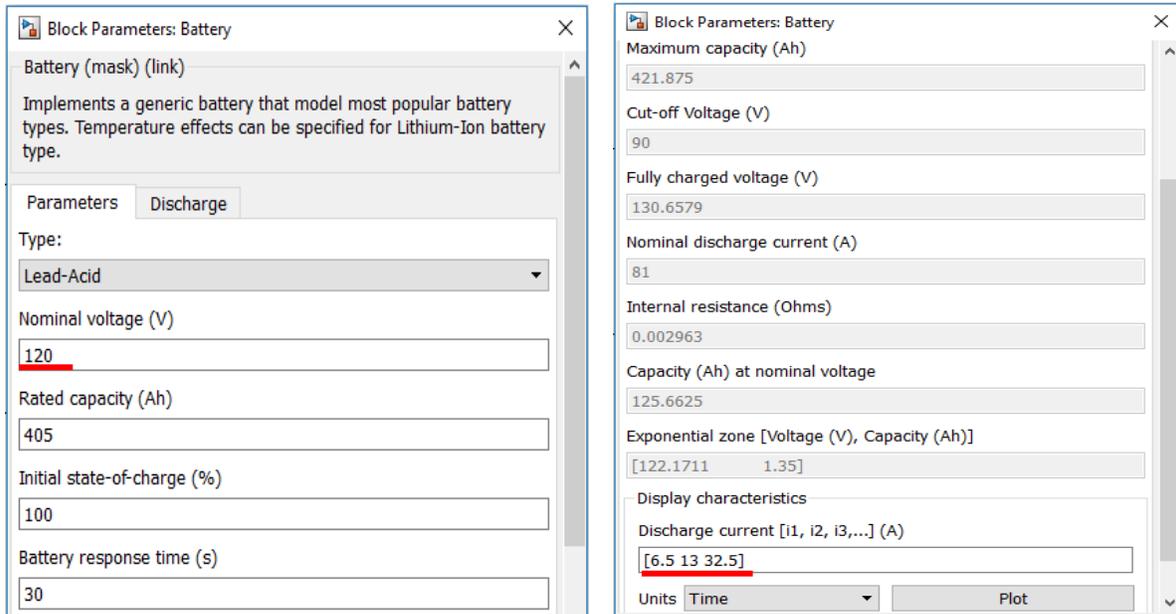
a) Características de descarga con unidad de tiempo



b) Características de descarga con unidad Amper-hora

**Figura 3.5-2 Curvas de descarga de la batería de plomo-acido (lead-acid).**

Los parámetros que se cambiaron del bloque de la batería de plomo-ácido se muestran en la Figura 3.5-3.



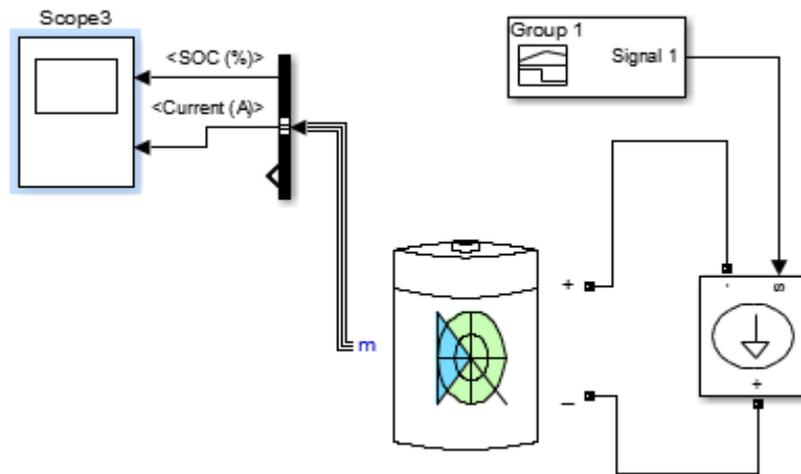
a) Parámetros nominales

b) Parámetros de descarga

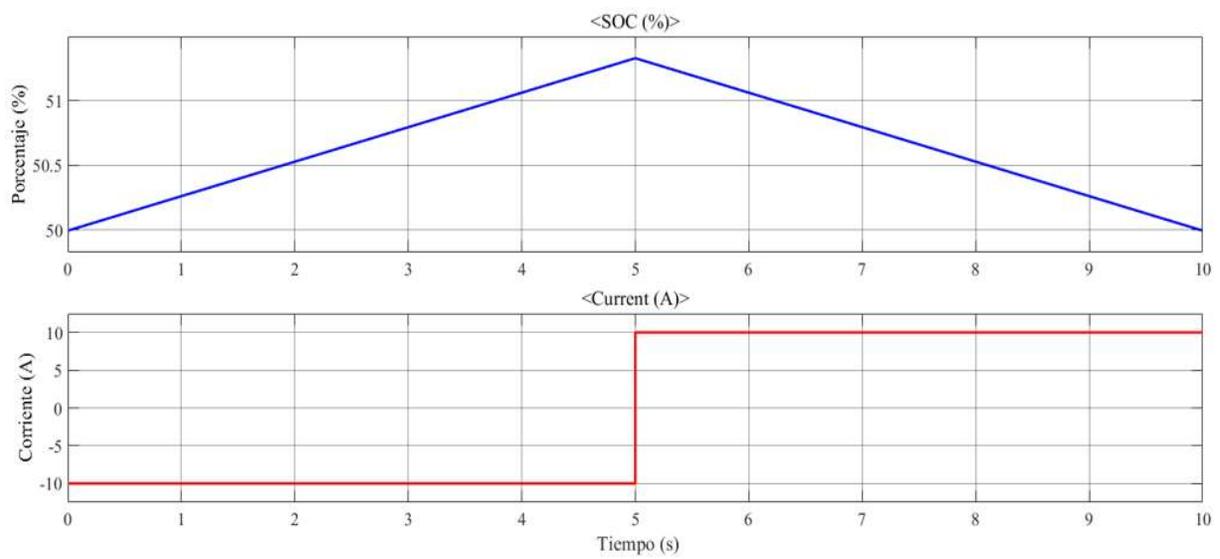
**Figura 3.5-3 Parámetros del bloque de la batería plomo-ácido en Simulink.**

Las baterías de iones de litio tienen una curva característica de descarga más plana (flatter), pero el costo adicional y la menor precisión necesaria en una micro red de CD hacen que las baterías de plomo sean las más utilizadas.

Simulink tiene un bloque incorporado para una batería como se muestra en la Figura 3.5-4 (a). La Figura 3.5-4 (b) muestra que cuando se está suministrando corriente a la batería, el SOC aumenta y cuando la corriente se extrae de la batería, el SOC disminuye. Este diseño incorporado se usará junto con la micro red de DC.



a) Circuito de la batería



b) Gráficas de salidas del circuito de la batería

**Figura 3.5-4 Simulación de la batería en Simulink.**

## 3.6 Controlador de Carga

### 3.6.1 Introducción

Los controladores de carga se utilizan para regular el flujo de corriente del sistema FV hacia las baterías en una micro red [27].

En el caso de que la fuente de energía principal, que es el Sol, esté ausente por más de dos días o incluso por las noches, el controlador de carga tiene un papel importante, aunque hay que destacar que la batería como almacenador de energía solar es un componente esencial.

Para que la energía que está almacenada en la batería no vuelva a los paneles, se bloquea esta transmisión a través de un diodo. Los diodos protegen las celdas solares y mantiene que los paneles trabajen normalmente. Estos dispositivos hacen posible un equilibrio en el flujo de potencia a través de todo el circuito que conforma el sistema de energía fotovoltaico, bloquean corrientes inversas, previenen sobrecargas y mantienen apropiadamente la alimentación de las baterías de manera segura para que el sistema esté en condiciones óptimas a largo plazo [40].

En este proyecto de micro redes de CD, el controlador de carga controlará un convertidor bidireccional que reduzca la tensión FV de salida producida al nivel requerido por las baterías y cuando la tensión FV de salida se reduzca a cero, el controlador de carga activará el convertidor bidireccional para enviar la potencia de las baterías a la micro red.

La [Figura 3.6-1](#) muestra la lógica propuesta para un controlador de carga en una micro red de CD. La mayoría de las baterías están diseñadas para operar en la región de 30-90%. Por lo tanto, la lógica en el controlador comprobará si las baterías están en la región de 30-90%, depende del balance de potencia entre la generación y la carga, así las baterías se cargarán o descargarán.

Si las baterías tienen un SOC bajo (menos del 30%) y si la potencia generada es mayor que la carga requerida, las baterías se cargarán, pero si la carga es superior a la potencia generada, se debería considerar la eliminación de carga para proteger las baterías. El último caso es si las baterías tienen un SOC alto de más del 90%. En este caso, si la micro red está generando un exceso de energía, la corriente se enviará a una carga de descarga para proteger las baterías contra la sobrecarga e incrementar el voltaje del bus de CD.

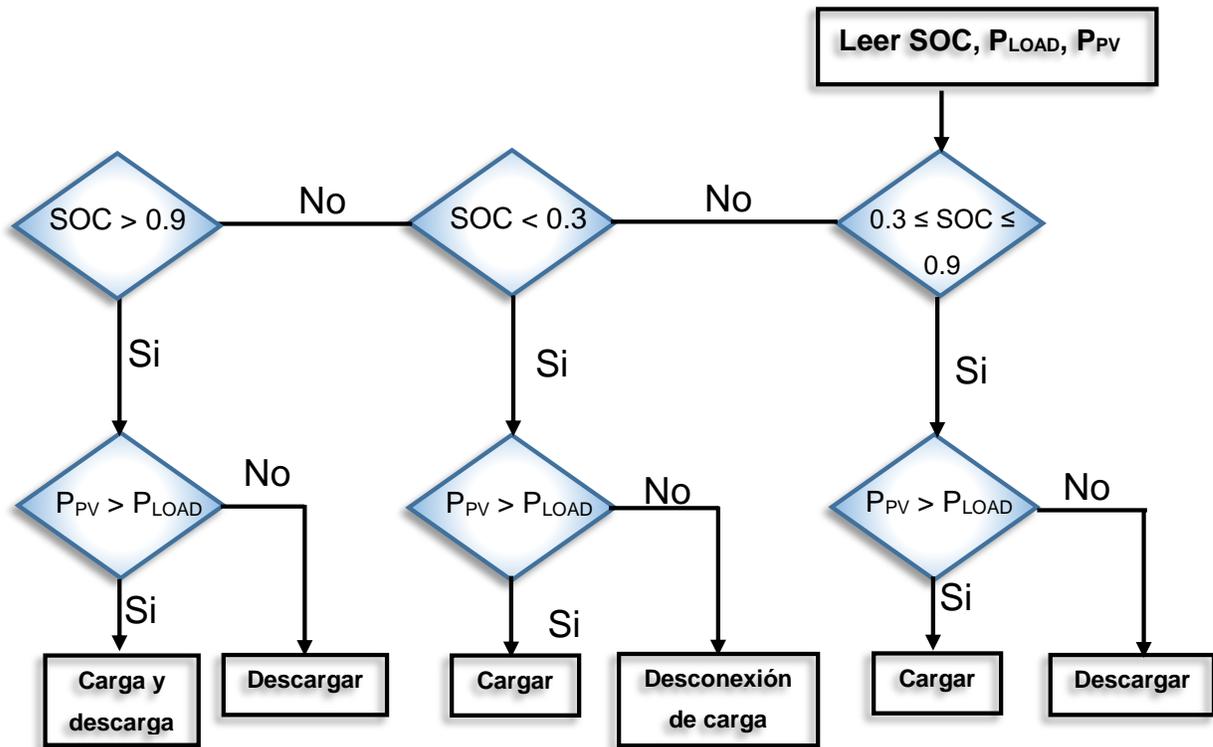


Figura 3.6-1 Diagrama de bloques de la lógica del controlador de carga.

### 3.6.2 Controlador PI

Una micro red puede ser controlada por control de caída de voltaje (droop control) o control basado en la comunicación (communication-based control) [41]. En este trabajo de tesis se usará el control basado en la comunicación con un controlador proporcional – integral (PI). En la Figura 3.6-2 se muestra el diagrama de un controlador PI.

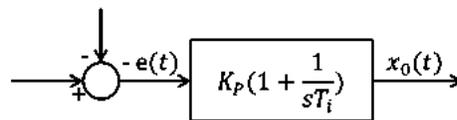


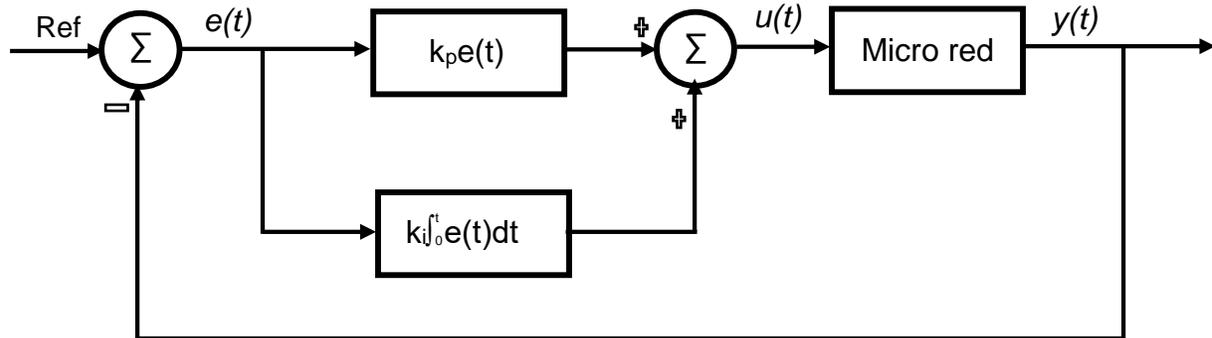
Figura 3.6-2 Diagrama del controlador PI.

La ecuación (3-9) es la relación entre la entrada  $e(t)$  y la salida  $y(t)$

$$x_0(t) = K_p e(t) + \frac{K_p}{T_i} \int_0^t e(t) dt \quad (3-9)$$

Dónde:  $K_p$  es el coeficiente de proporción,  $T_i$  es la constante integral de tiempo.

Se usará un controlador PI como el mecanismo de control para el controlador de carga. En la [Figura 3.6-2](#) se muestra un diagrama de bloques de un controlador PI. Este es un mecanismo de control comúnmente utilizado para calcular el error  $e(t)$  entre la salida  $y(t)$  y el punto de referencia deseado  $Ref$ .

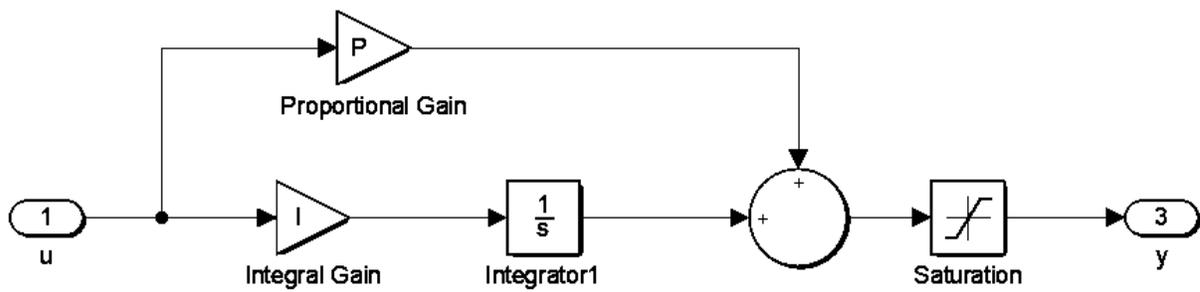


**Figura 3.6-3 Diagrama de bloques del controlador PI.**

Se realiza una corrección proporcional e integral de la señal de error y la combinación de estas correcciones forma la variable de control  $u(t)$ . Esta variable de control se usa para reducir el error en el sistema. En el diseño de la micro red de CD, la referencia será la tensión de CD deseada, en este caso de 350 V y la salida  $y(t)$  será la tensión del bus de CD. La variable de control  $u(t)$  operará el convertidor bidireccional que controlará el flujo de energía entre la micro red y la batería para estabilizar la tensión del bus de CD. El término proporcional genera una respuesta proporcional relativa al error. Por lo tanto, si no hay señal de error, el convertidor bidireccional no podrá ser activado y la tensión de CD se desviará una vez que se alcance un error de cero en estado estable. Por lo tanto, también usamos una respuesta integral que agrega un control basado en los errores pasados. Un controlador P excitará una respuesta más rápida, pero un controlador PI tiene una mejor regulación de potencia y cero error de estado estable [42].

El controlador PI se implementó en Simulink usando bloques como se muestra en la Figura 3.6-4. El bloque proporcional fue seleccionado para ser 0.02 y el bloque integral fue seleccionado como 3. Se colocó un bloque de límite que se aplicó entre 0.95 y -0.95 porque la salida operará un convertidor bidireccional que tiene una relación de ciclo de trabajo máxima de 1, pero los problemas ocurren con el infinito a 1, por lo que se eligió 0.95. La salida se envía al puerto de salida y el error se devuelve al puerto de entrada  $u$ . La salida  $y$  será positiva o negativa

dependiendo de si la tensión de CD necesita aumentarse o disminuirse. Por lo tanto, la lógica se usará para transmitir las señales positivas al control elevador y las señales negativas al control reductor del convertidor bidireccional.



*Figura 3.6-4 Topología del controlador PI en Simulink.*

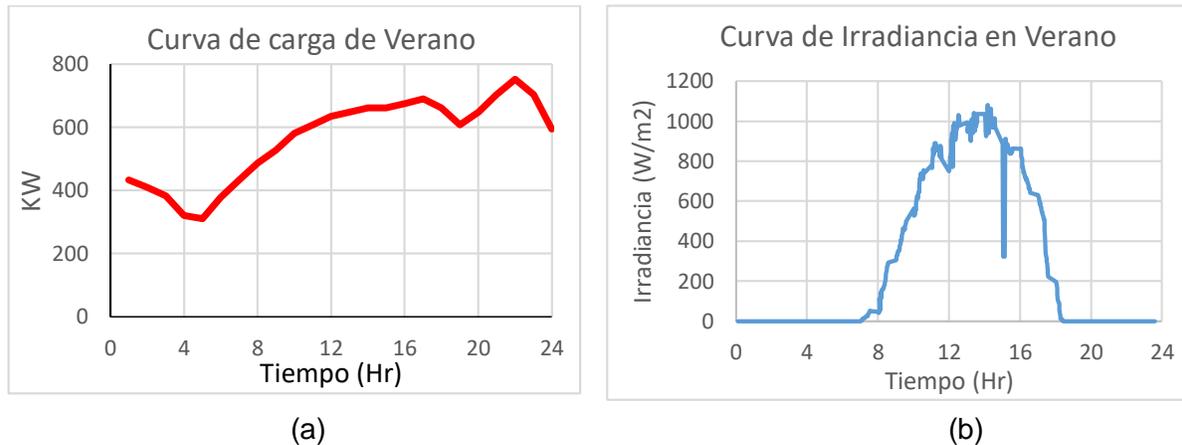
### 3.7 Micro red en Simulink

#### 3.7.1 Perfil de carga de la Isla de Janitzio

Se analizarán 2 estaciones del año: verano e invierno. En verano es donde se tiene el mayor consumo de energía, y en invierno es donde se tiene el menor consumo.

##### 3.7.1.1 Perfil de carga de la estación de verano

La estación de verano comprende del 21 de junio al 21 de septiembre. Las curvas tanto de irradiancia como de carga se muestran en la Figura 3.7.1.



*Figura 3.7-1 Curvas de la estación de verano.*

En la Figura 3.7.1 (a), se presenta la curva de carga, correspondiente a la estación de verano, en dicha estación se tiene un promedio de 563.23 KW al día, teniendo un pico de 752 KW entre 10 y 11 pm. En la Figura 3.7.1 (b) se tiene la curva de irradiancia, la cual comienza entre 6:30 - 7 am, hasta las 6:30 - 7 pm.

En la Figura 3.7.2, se presenta la temperatura variable al día para la estación de verano.



*Figura 3.7-2 Curva de temperatura en la estación de verano.*

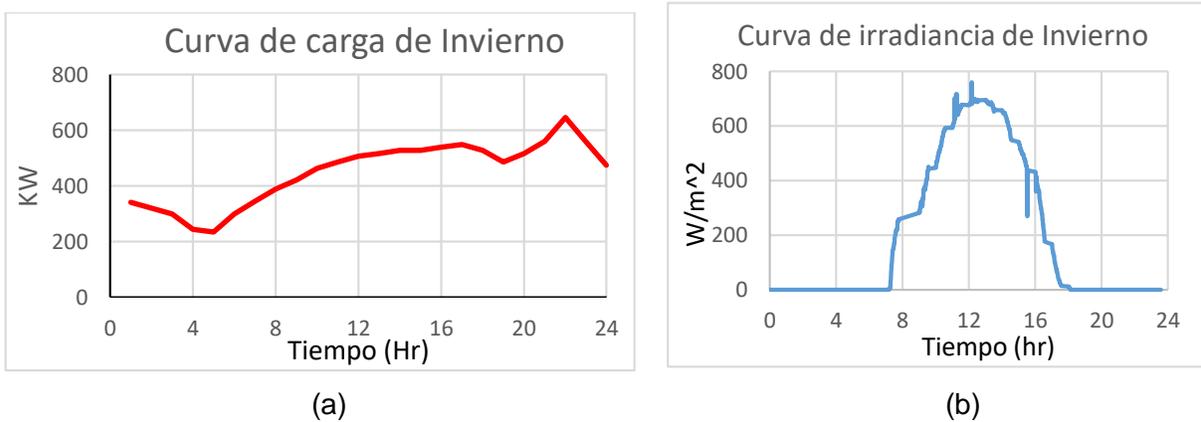
Los datos de carga y de temperatura se resumen de la tabla 3.7.1.

**Tabla 3.7-1 Resumen de datos correspondientes a la estación de verano**

Horario (Hr)	Carga en verano (KW)	Temperatura (°C)	Horario (Hr)	Carga en verano (KW)	Temperatura (°C)
00-01	432.6677702	16.45	12-13	649.0016553	21.23
01-02	410.083226	16.10	13-14	662.5225231	22.84
02-03	383.0414904	15.77	14-15	662.5225231	23.34
03-04	320.0094211	15.49	15-16	676.0433909	23.49
04-05	310.9799598	15.31	16-17	689.5642587	24.46
05-06	378.5842989	15.09	17-18	662.5225231	23.53
06-07	432.6677702	14.73	18-19	608.4390518	22.66
07-08	486.7512415	14.58	19-20	649.0016553	20.98
08-09	527.3138449	15.12	20-21	703.0851266	20.05
09-10	581.3973162	16.71	21-22	752.7456215	19.38
10-11	608.4390518	18.97	22-23	703.0851266	18.74
11-12	635.4807875	20.36	23-24	594.918184	18.09

### 3.7.1.2 Perfil de carga de la estación de invierno

La estación de invierno comprende del 21 de diciembre al 20 de marzo. Las curvas tanto de irradiancia como de carga se muestran en la Figura 3.7.3



**Figura 3.7-3 Curvas de la estación de invierno.**

En la Figura 3.7.3 (a), se presenta la curva de carga, correspondiente a la estación de invierno, en dicha estación se tiene un promedio de 448.56 KW al día, teniendo un pico de 646.23 KW entre 10 y 11 pm. En la Figura 3.7.3 (b), se tiene la curva de irradiancia, la cual comienza entre 6:30 - 7 am, hasta las 6:30 - 7 pm.

En la Figura 3.7.4, se presenta la temperatura variable para la estación de invierno



**Figura 3.7-4** Curva de temperatura en la estación de invierno.

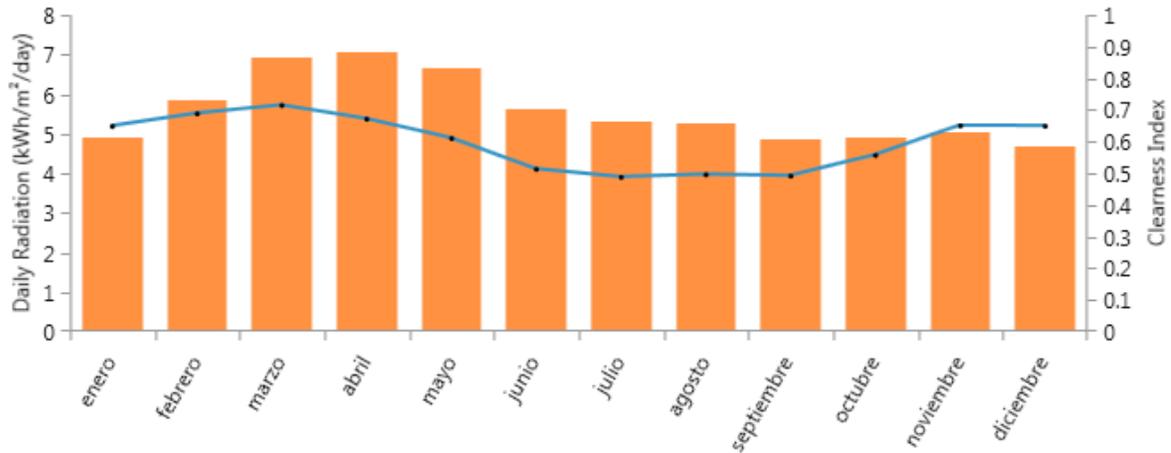
Los datos de carga y de temperatura se muestran en el resumen de la tabla 3.7.2.

**Tabla 3.7-2** Resumen de los datos correspondientes a la estación de invierno.

Horario (Hr)	Carga en verano (KW)	Temperatura (°C)	Horario (Hr)	Carga en verano (KW)	Temperatura (°C)
00-01	340.8564148	12.55	12-13	516.7437386	21.52
01-02	319.3254257	11.31	13-14	527.5092332	22.43
02-03	297.7944366	10.53	14-15	527.5092332	23.19
03-04	243.9669638	9.86	15-16	538.2747277	22.96
04-05	233.2014692	9.65	16-17	549.0402223	22.84
05-06	297.7944366	8.97	17-18	527.5092332	22.22
06-07	344.4958258	8.63	18-19	484.447255	20.82
07-08	387.557804	8.37	19-20	516.7437386	19.30
08-09	419.8542876	9.82	20-21	559.8057169	17.63
09-10	462.9162659	12.96	21-22	646.2351501	16.81
10-11	484.447255	16.76	22-23	559.8057169	15.99
11-12	505.9782441	19.83	23-24	473.6817604	21.52

### 3.7.2 Dimensionamiento del sistema Fotovoltaico en la isla de Janitzio

El estado de Michoacán, en particular es excelente para la instalación de paneles solares, ya que tiene una fuerte radiación solar diaria, en promedio anual cuenta con  $5.58 \text{ kWh/m}^2/\text{d}$ , en la Figura 3.7.5, se muestra la radiación solar por mes en la Isla de Janitzio.



**Figura 3.7-5 Radiación Solar.**

### 3.7.2.1 Área de la Isla de Janitzio

El área que ocupa la Isla de Janitzio es de 231,766 m<sup>2</sup>, ver la Figura 3.7.6, utilizando la herramienta de Google Earth<sup>2</sup>.



**Figura 3.7-6 Isla de Janitzio con la herramienta Google Earth.**

No es posible poner paneles solares en toda la isla, ya que tienen zonas protegidas. En la parte más alta de la isla se encuentra la figura de Morelos, patrimonio de la Isla de Janitzio, es la más visitada por los turistas, por lo que, quitando el área donde no se permite poner paneles solares, que en este caso es un área aproximado de 25,903.18 m<sup>2</sup>, ver Figura 3.7.7, y quitando otras áreas que es imposible acceder, se tiene un área útil de 150,000 m<sup>2</sup>. Las coordenadas de la isla de Janitzio son 19° 34' 25" N, 101° 39' 7" W.

<sup>2</sup> La página de google earth es: <https://earth.google.com/web/>



**Figura 3.7-7 Zona protegida de la Isla de Janitzio.**

Como se había comentado anteriormente, el panel a utilizar es el Canadian Solar CS6X-310P, este panel ocupa un área de 1.9149 m<sup>2</sup>, teniendo en cuenta el área útil de la isla de Janitzio que es de 150,000 m<sup>2</sup>, podemos hacer el cálculo de cuantos paneles se pueden instalar en la isla, en este caso se pueden se pueden instalar 78,333 paneles. Teniendo en cuenta los factores que nos pueden reducir el área disponible se considera instalar el 70%, es decir, solo 54,833 paneles [43].

### 3.7.2.2 Dimensionamiento Fotovoltaico para la estación de verano

Para calcular el número de paneles en serie y en paralelo que se ocuparan para generar la energía suficiente para la carga correspondiente a la estación de verano, se ocupan las siguientes ecuaciones:

Para la corriente total del sistema Fotovoltaico:

$$I_{A.FV} = \frac{P_{A.FV}}{V_{A.FV}} \quad (3-9)$$

Donde,

$I_{A.FV}$ = Corriente total entregada por el arreglo fotovoltaico

$P_{A.FV}$ = Potencia total entregada por el arreglo fotovoltaico

$V_{A.FV}$ = Voltaje total entregado por el arreglo fotovoltaico

Para el cálculo de paneles en serie:

$$N_s = \frac{V_{A.FV}}{V_{mod}} \quad (3-10)$$

Donde,

$N_s$ = Número de módulos en serie

$V_{A.FV}$ = Voltaje total entregado por el arreglo Fotovoltaico

$V_{mod}$ = Voltaje del módulo

Para el cálculo de paneles en paralelo:

$$N_p = \frac{I_{A.FV}}{I_{mod}} \quad (3-11)$$

Donde,

$N_p$ = Número de módulos en paralelo

$I_{A.FV}$ = Corriente entregada por el arreglo Fotovoltaico

$I_{mod}$ = Corriente del módulo.

Entonces, para la estación de verano se tiene una carga promedio de 563.36 KW.

Para los paneles, como ya se había comentado, se usará el Canadian solar CS6X-310P, las características técnicas se pueden observar en Anexo A, los datos básicos de este panel son:

$V_{mod}$ =36.4 V (Voltaje a máxima potencia)

$I_{mod}$ =8.52 A (Corriente a máxima potencia)

$D$ = 1954mm x 982mm (Dimensiones).

Algunas consideraciones para los cálculos:

$V_{A.FV}$ = 350 V

$P_{A.FV}$  =563.36 KW

Sustituyendo (3-9), tenemos que se ocupa una corriente total del arreglo fotovoltaico de 1,609.6 A. Para los paneles que se ocupan en serie se sustituye (3-10) y tenemos un resultado de 9.61 paneles, se redondea al próximo superior, es decir, los paneles en serie que se ocupan para tener un voltaje de 350 V son 10 paneles. Para los paneles en paralelo se sustituye (3-11) y se tiene que se ocupan 188.9, es decir, 189 paneles en paralelo, por lo que multiplicando el número de paneles en serie por el número de paneles en paralelo tenemos 1,890 paneles. En el arreglo se debe tomar en cuenta un factor global de pérdidas contemplando las pérdidas por conexionado y dispersión de parámetros, las pérdidas por disminución de potencia entre la nominal y la real de los módulos, teniendo en cuenta todos estos factores se recomienda aumentar el 20% - 25%

el arreglo FV para asegurar que en un mal día se tenga cubierta la carga [44]. Entonces para satisfacer la demanda de la isla de Janitzio se ocupa un total de 2,270 paneles.

De acuerdo a los cálculos anteriores, en el área útil de la isla de Janitzio se pueden instalar 54,833 paneles. Si se instalaran los 2,270 paneles el área que ocuparían sería del 5% aproximadamente, por lo que a continuación se analizaron varios casos de penetración FV.

### 3.7.3 Casos de Penetración FV

#### 3.7.3.1 Caso con el 40 % de penetración FV

En este caso de estudio, lo que se pretende es abastecer el 40% de la demanda de la estación de verano, ya que es imposible aportar más generación fotovoltaica debido al espacio que se tiene en la isla de Janitzio, entonces, para este caso se tiene que dimensionar de nuevo el sistema FV, ya que la carga cambia. La carga al 40 % se muestra en la tabla 3.7-3.

*Tabla 3.7-3 Datos de carga de la estación de verano al 40%.*

Horario (Hr)	Carga en verano (KW)	Horario (Hr)	Carga en verano (KW)
00-01	173.0671081	12-13	259.6006621
01-02	164.0332904	13-14	265.0090092
02-03	153.2165961	14-15	265.0090092
03-04	128.0037685	15-16	270.4173564
04-05	124.3919839	16-17	275.8257035
05-06	151.4337196	17-18	265.0090092
06-07	173.0671081	18-19	243.3756207
07-08	194.7004966	19-20	259.6006621
08-09	210.925538	20-21	281.2340506
09-10	232.5589265	21-22	301.0982486
10-11	243.3756207	22-23	281.2340506
11-12	254.192315	23-24	237.9672736
Prom.			<b>225.347797</b>

Entonces, para los cálculos se emplean (3-9) a (3-11). Los cálculos de los paneles en serie no cambian, ya que el voltaje del sistema sigue siendo el mismo, aplicando (3-9) se tiene que se ocupa una corriente total FV de 643.82 A, para paneles en paralelo se aplica (3-11) y por lo tanto se ocupan 76 paneles en paralelo, es decir, que en total se requieren 760 paneles,

multiplicando por el factor de pérdidas que se considera del 20% se tiene un total de 912 paneles, de los 54,833 paneles que se pueden instalar en la isla de Janitzio.

### 3.7.3.2 Caso con el 30% de penetración FV

En este caso de estudio, lo que se pretende es abastecer el 30% de la demanda de la estación de verano, entonces, para este caso se tiene que dimensionar el sistema FV.

La carga al 30% se muestra en la tabla 3.7-4.

*Tabla 3.7-4 Datos de carga de la estación de verano al 30%.*

Horario (Hr)	Carga en verano (KW)	Horario (Hr)	Carga en verano (KW)
00-01	129.8003311	12-13	194.7004966
01-02	123.0249678	13-14	198.7567569
02-03	114.9124471	14-15	198.7567569
03-04	96.00282634	15-16	202.8130173
04-05	93.29398795	16-17	206.8692776
05-06	113.5752897	17-18	198.7567569
06-07	129.8003311	18-19	182.5317155
07-08	146.0253724	19-20	194.7004966
08-09	158.1941535	20-21	210.925538
09-10	174.4191949	21-22	225.8236864
10-11	182.5317155	22-23	210.925538
11-12	190.6442362	23-24	178.4754552
Prom.			<b>169.0108477</b>

Entonces, para los cálculos se emplean (3-9) a (3-11). Los cálculos de los paneles en serie no cambian, ya que el voltaje del arreglo FV sigue siendo el mismo, es decir 10 paneles en serie, aplicando (3-9) se tiene que se ocupa una corriente total FV de 482.85 A, para los paneles en paralelo, con (3-11), se tiene que se ocupan 57 paneles, es decir, que en total se requieren 570 paneles, multiplicando por el factor de pérdidas que se considera del 20% se tiene un total de 684 paneles, de los 54,833 paneles que se pueden instalar en la isla de Janitzio.

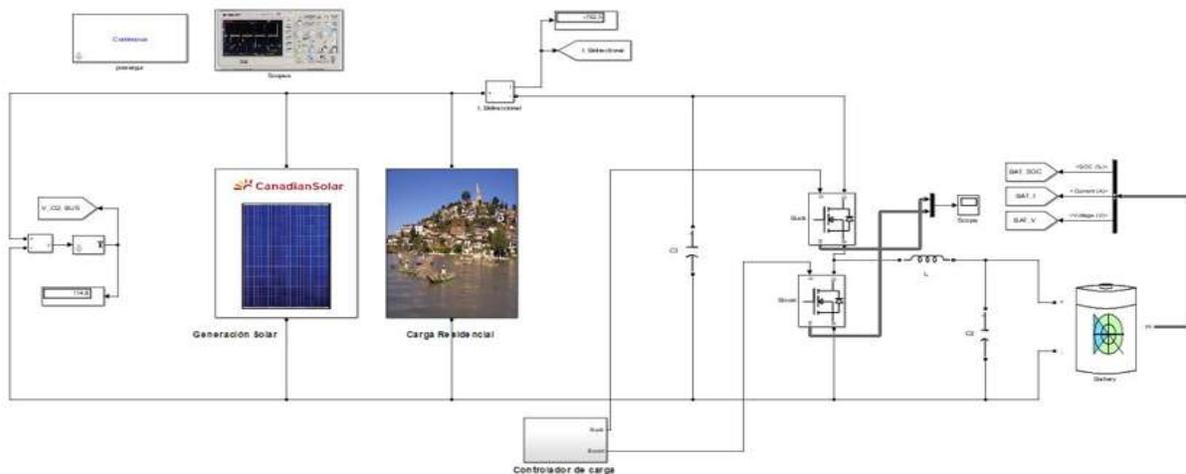
### 3.7.4 Diseño de la Micro red

La micro red de CD se construyó en Simulink, como se muestra en la Figura 3.7.8, el diseño de la micro red es para la Isla de Janitzio. La micro red comprende: la generación solar, la carga residencial-comercial, almacenamiento de energía por medio de baterías, convertidor bidireccional, controlador de carga, algoritmo MPPT.

En la parte de la generación fotovoltaica, se han ingresado parámetros de entrada, como la irradiancia variable y la temperatura variable, estos dos como promedio de la estación de verano, que es donde se tiene la mayor demanda de energía y en la parte de carga variable, se anexa en un bloque de Simulink los datos de la carga, como se muestra en la Tabla 3.7-1 y en la Figura 3.7.1 (a).

Se monitorean las señales de los parámetros más importantes como: la potencia de generación, la potencia de carga, el voltaje del bus de CD, la corriente (bidireccional, generación FV, etc.), con las gráficas resultantes se puede observar si se cumple la generación FV con respecto a la carga.

En general, lo que se hace en la micro red es generar energía FV por medio de los paneles solares, en los paneles solares se encuentra el algoritmo MPPT, el cual siempre está en busca del máximo punto de potencia, el flujo de energía generado se controla mediante un controlador de carga, dicho controlador controla el flujo de energía entre la micro red y las baterías, activando el convertidor bidireccional.



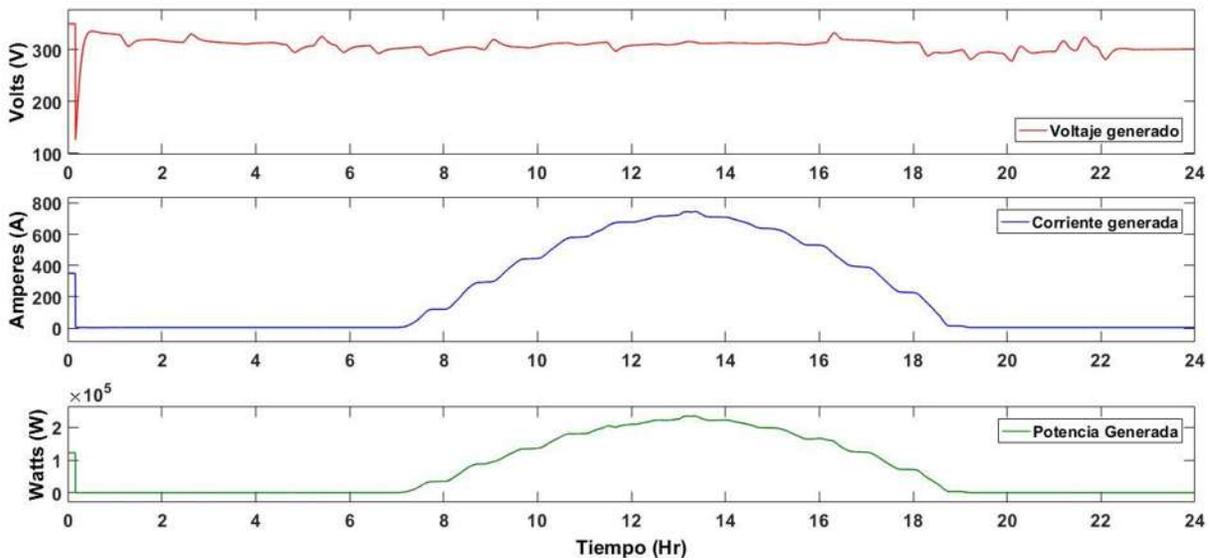
*Figura 3.7-8 Modelo de la micro red de la Isla de Janitzio en Simulink.*

### 3.7.5 Resultados de la simulación de la micro red en Simulink

Los resultados que se presentan son en un plazo de 24 horas, como se ha comentado, la irradiancia es variable, correspondiente a la estación de verano, es decir, es promedio de todos los días que conforman la estación, la temperatura también se encuentra variable conforme la estación.

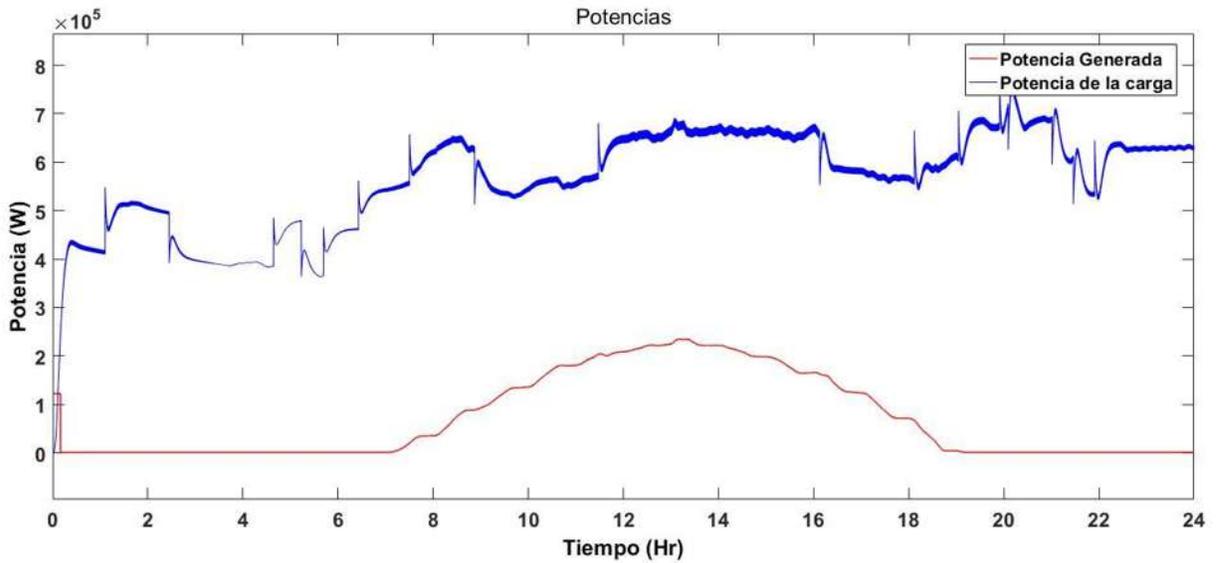
#### 3.7.5.1 Resultados con el 40% de generación FV

La Figura 3.7.9 muestra los resultados simulados en Simulink para la estación de verano, en la Figura se muestra por separado el voltaje, la corriente y la potencia consecutivamente, estas gráficas corresponden a lo generado por el arreglo fotovoltaico. El voltaje es de 350 V, que es el voltaje del bus de CD, está variando entre 350-300V debido a la carga variable y cambios repentinos que se encuentran en la misma. La potencia generada se encuentra en 225 KW que es lo que corresponde al 40 % de la carga promedio total para la estación de verano.



*Figura 3.7-9 Generación FV al 40% para la estación de verano.*

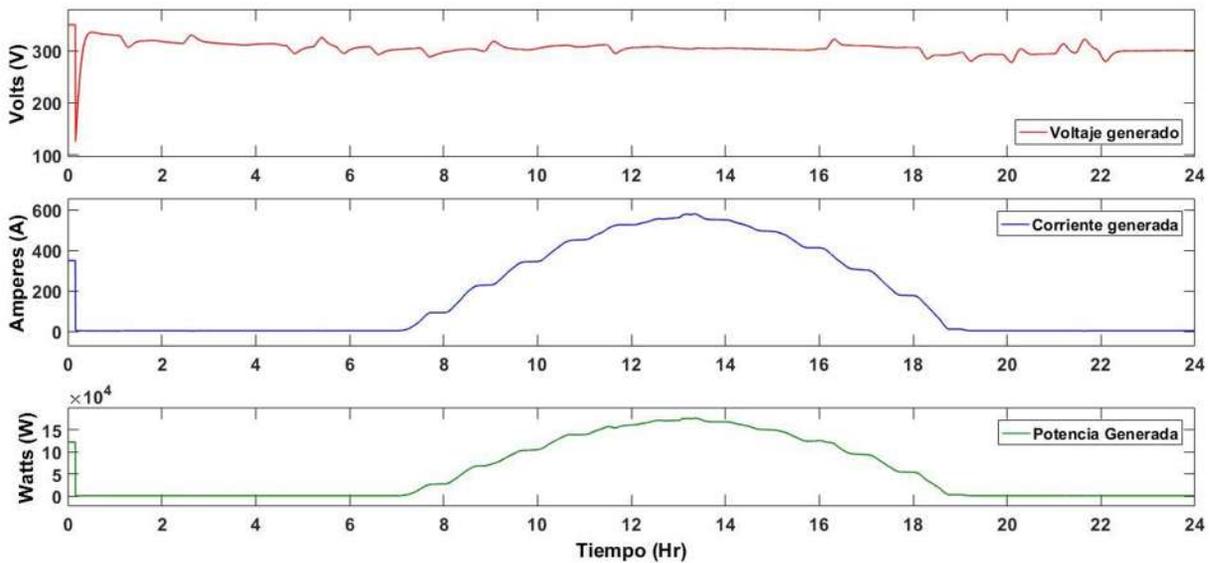
En la Figura 3-7.10 se muestra las gráficas de las potencias, es decir, la potencia generada por el arreglo FV y la potencia demandada por la isla de Janitzio. En esta gráfica se puede observar que la carga es por mucho mayor a la potencia demandada, esto debido a que solo se está generando para un 40% de la carga, teniendo en cuenta los cálculos que se realizaron para una penetración FV del 40% se puede comprobar que se está en lo correcto los cálculos con la simulación.



*Figura 3.7-10 Gráfica de potencias para la estación de verano al 40%.*

### 3.7.5.2 Resultados con el 30% de generación FV

La Figura 3.7.11 muestra las gráficas para el voltaje, la corriente y la potencia consecutivamente al 30% de generación fotovoltaica. Estas gráficas corresponden a lo generado por el arreglo fotovoltaico.

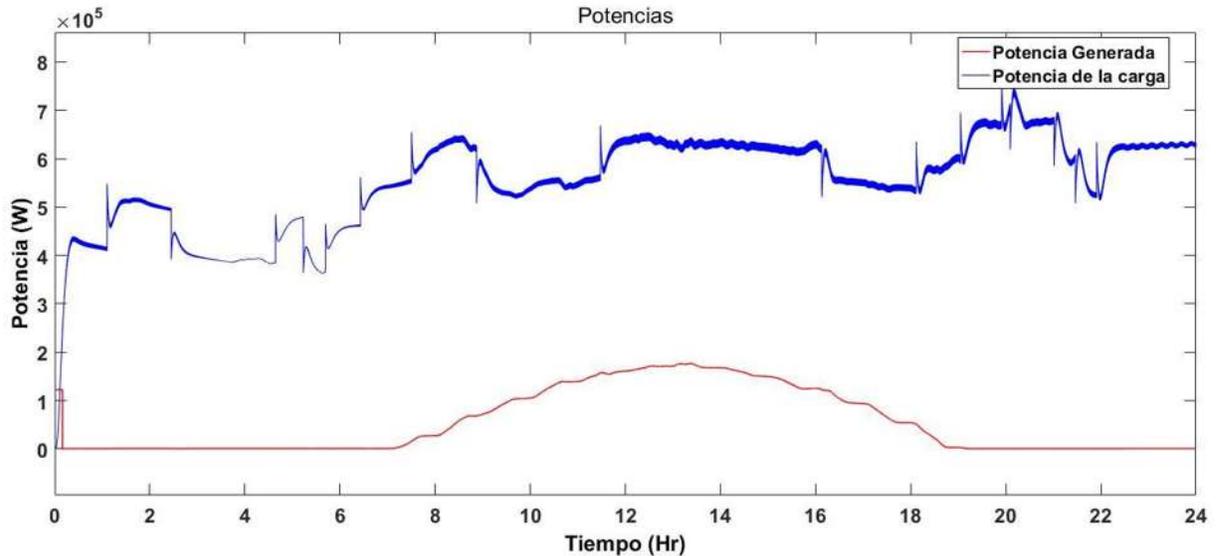


*Figura 3.7-11 Generación FV al 30% para la estación de verano.*

El voltaje es de 350 V, que es el voltaje del bus de CD, está variando entre 350-300V debido también a la carga variable y cambios repentinos que se encuentran en la misma. La potencia

generada se encuentra en 170 KW que es lo que corresponde al 30 % de la carga promedio total para la estación de verano.

En la Figura 3.7.12 se muestra la gráfica de las potencias, tanto de la potencia generada, como la potencia demanda de la carga de la isla de Janitzio.



*Figura 3.7-12 Gráficas de potencia para la estación de verano al 30%.*

En este capítulo se puede observar el funcionamiento de cada componente por separado. Podemos observar como es el comportamiento de los convertidores, después haciendo la conexión del convertidor y los paneles solares (se realizaron simulaciones en Simulink para obtener los resultados de lo que está pasando), y por ultimo añadir el MPPT y observar en simulación de que en realidad está funcionando y estamos trabajando en el máximo punto de operación con el algoritmo Perturbar y Observar, se colocó una imagen donde se muestra el diagrama de bloques, para ver cómo va conectado dentro del circuito. Todo lo antes mencionado va acompañado de gráficos y tablas que lo demuestran. También con la importancia del almacenamiento de energía por medio de las baterías, es muy importante tener el almacenamiento, ya que en días donde se tiene una máxima radiación solar se cargan las baterías para después utilizar esa energía almacenada en días donde la generación solar es baja, aparte de que mantienen el voltaje de la micro red de CD, en las baterías se presenta en un subcapítulo el controlador de carga, este va conectado entre las baterías y los paneles solares, ya que

mediante una lógica (Figura 3.6-1) depende si se cargan o descargan las baterías. El controlador PI mencionado, es para los cambios repentinos o caídas de voltaje, con este controlador podemos hacer que reaccionen las baterías de una manera rápida evitando la caída de carga conectada al sistema.

Una vez teniendo claro los componentes a utilizar en la micro red se comenzó por analizar la demanda o perfil de carga de la isla de Janitzio, se analizaron dos estaciones principalmente, estas fueron verano e invierno, esto debido a que verano es la estación donde se tiene mayor demanda de energía e invierno es la que menor demanda de energía se tiene en la isla de Janitzio. Con el perfil de carga analizado se dimensiona la isla de Janitzio, es decir, ver cuántos son los paneles que podemos instalar de acuerdo a la superficie de la misma no dejando de lado lo económico, como se obtuvieron unos precios del proyecto muy elevados se propuso solo tener el 40 y 30% de generación solar sobre el total de la carga o demanda de la isla de Janitzio.

Por último, se simuló toda la micro red en Simulink, ver Figura 3.7-8, con esta simulación se obtuvieron los resultados de tener toda la carga de la isla de Janitzio y el 40 o 30% de la generación solar, se graficaron los parámetros importantes como el voltaje, la corriente y la potencia.

# **CAPÍTULO 4. ANÁLISIS FINANCIERO CON EL USO DE HOMER**

## **4.1 Introducción**

El software HOMER Pro® de micro redes de HOMER Energy es el estándar mundial para optimizar el diseño de micro redes en todos los sectores, desde la energía de las aldeas y las islas hasta los campus conectados a la red y las bases militares. Originalmente desarrollado en el Laboratorio Nacional de Energía Renovable, y mejorado y distribuido por HOMER Energy, HOMER (Modelo de Optimización Híbrida para Recursos de Energía Múltiple) jerarquiza tres poderosas herramientas en un producto de software, de modo que la ingeniería y la economía funcionen una al lado de la otra.

En este capítulo se hace el análisis financiero de la micro red de Janitzio. Primeramente, se dará una presentación por lo que es HOMER y para que nos puede servir, cada una de sus partes que lo componen, para después pasar a lo que es la micro red de Janitzio.

Los componentes que se utilizaron en la micro red también son mostrados, así como los resultados más factibles y/o viables que HOMER encontró ya que hace cientos de posibilidades [45].

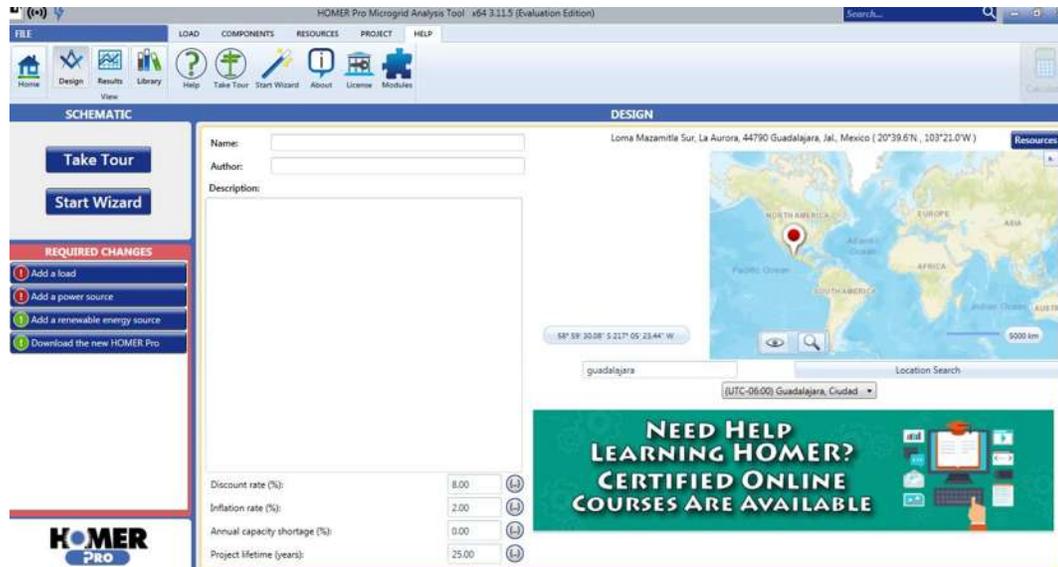
### **4.1.1 Inicio en HOMER**

Para usar HOMER, seleccione e ingrese información en el botón Diseño para proporcionar al modelo las entradas, incluidos los componentes (por ejemplo, generador, viento y solar), los costos de los componentes y la disponibilidad de recursos. También puede agregar nuevos componentes, recursos y cargas en el botón Biblioteca.

Al hacer clic en el botón Calcular, HOMER utiliza estas entradas para simular diferentes configuraciones del sistema, o combinaciones de componentes, y genera resultados que puede ver como una lista de configuraciones factibles ordenadas por costo actual neto bajo el botón Resultados. HOMER también muestra resultados de simulación en una amplia variedad de tablas y gráficos que lo ayudan a comparar configuraciones y evaluarlas según sus ventajas económicas y técnicas. Puede exportar las tablas y gráficos para usar en informes y presentaciones [45].

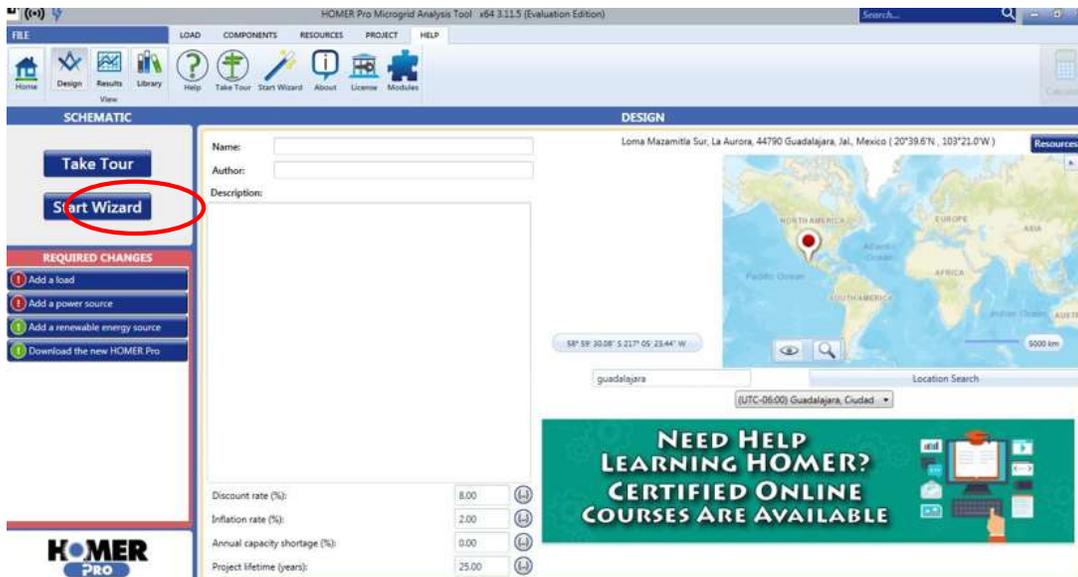
## 4.2 Asistente de uso del Software HOMER

La interfaz principal de HOMER se muestra en la [Figura 4.2-1](#):



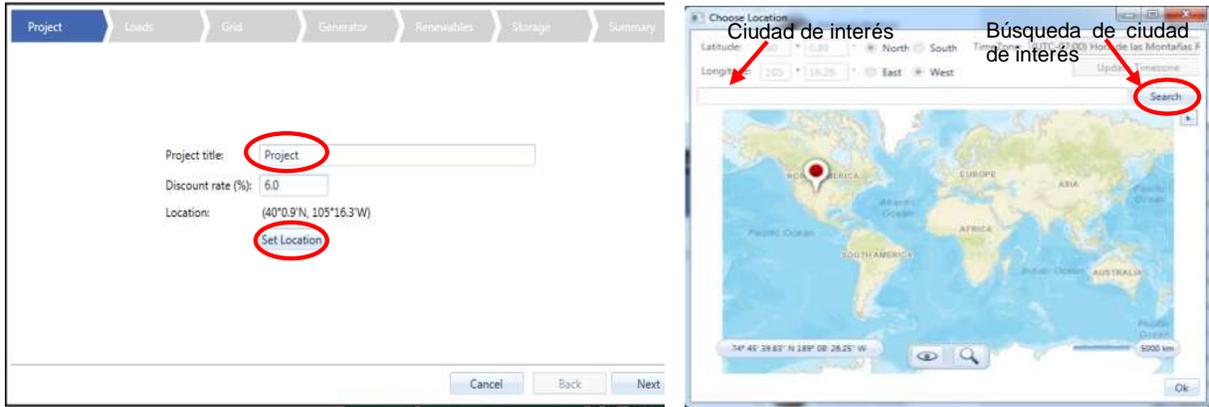
*Figura 4.2-1 Interfaz de HOMER Pro.*

Para empezar con un nuevo proyecto primero debemos seleccionar Start Wizard, ver Figura 4.2-2, esto como una idea general de lo que debemos ingresar en HOMER para un proyecto.



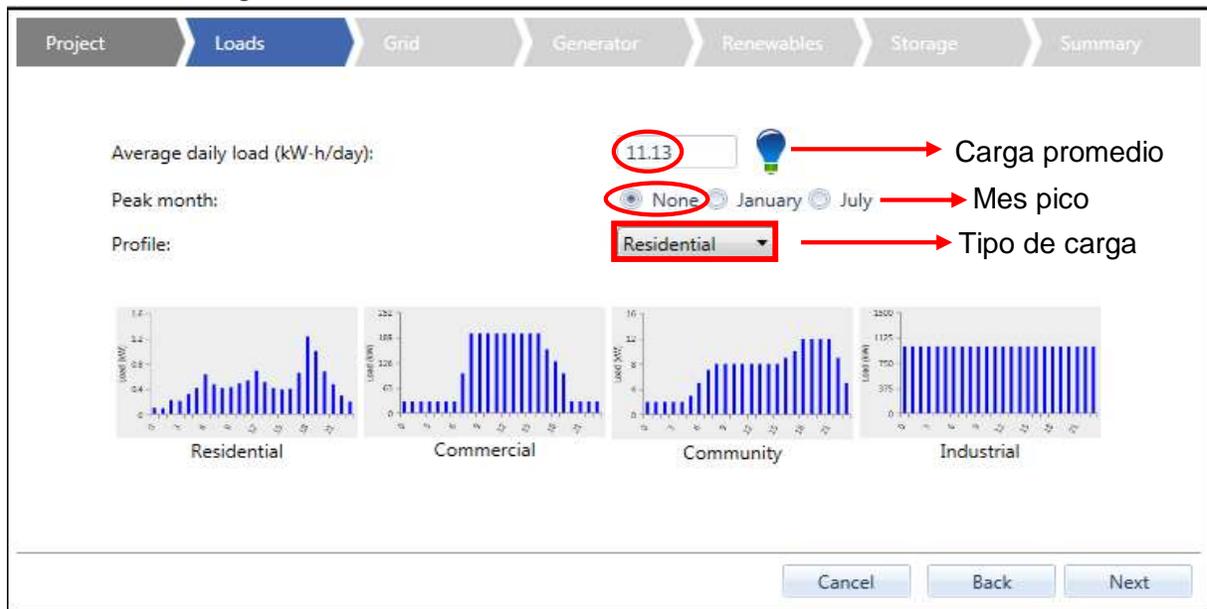
*Figura 4.2-2 Start Wizard.*

Start Wizard nos manda a una pestaña como se muestra en la Figura 4.2-3, aquí ponemos el nombre al proyecto, dejamos por default la tasa de descuento en 6%, después seleccionamos set location (establecer ubicación) para abrir otra pestaña como en la Figura 4.2-3 y elegir la ubicación de interés.



**Figura 4.2-3 Selección de la ubicación.**

Al finalizar seleccionamos siguiente (next), con esto nos aparecerá una ventana como se muestra en la Figura 4.2-4. Start Wizard nos pone cuatro cargas de muestra para poder comenzar (Residencial, comercial, comunidad e Industrial). Ya por defecto HOMER da unos valores promedios para cada tipo de carga seleccionada. También contiene una plantilla de carga en blanco para nosotros modificar si ninguna de las otras plantillas nos sirve. Además, podemos seleccionar el mes pico del tipo de carga seleccionada, ver Figura 4.2-5



**Figura 4.2-4 Tipos de Cargas.**

Carga: mes pico

Seleccione una opción para el mes pico. Si desea que la carga tenga una variación anual cíclica, elija enero o julio como el mes pico. Al elegir "Ninguno" se obtiene un perfil anual que es uniforme, excepto por la variación aleatoria.



**Figura 4.2-5 Mes pico en la carga.**

Estas plantillas de carga tienen diferentes magnitudes globales predeterminadas: 11.35, 2.620, 24,000 y 170 kWh / día, respectivamente. Puede escalar fácilmente la carga promedio de cualquiera de ellos para adaptarse a su aplicación cambiando el valor de "Promedio anual escalado (kWh / día)".

Ya en la parte de HOMER (fuera del start wizard) en la pestaña "Loads" además podemos importar una carga de un archivo de serie temporal utilizando uno de los diversos formatos que reconoce HOMER Pro (Two Column Format, Three Column Format, Green Button Format, Utility API Format, Day by Row, Single column of values).

HOMER detecta el paso de tiempo en función del número de filas en el archivo. Por ejemplo, si el archivo de datos contiene 8760 líneas, HOMER asume que se trata de datos por hora. Si el archivo de datos contiene 34,350 líneas, HOMER asume que se trata de datos de intervalo de 15 minutos.

Una vez que seleccionemos siguiente (en start wizard) tendremos una ventana como se muestra en la Figura 4.2-6. Aquí HOMER nos da la opción de incluir la red eléctrica, aquí si se está conectado debemos poner el precio por KW\*h que cobra la empresa suministradora y en caso de venderle la electricidad generada a dicha empresa colocamos el precio, solo basta con marcar la casilla, de lo contrario la dejaremos vacía.

Project > Loads > **Grid** > Generator > Renewables > Storage > Summary

I am connected to the Grid 

Power price (\$/kW-h):

I cannot sell electricity back to the grid

I sell electricity with a feed-in-tariff

I sell electricity using monthly net metering

I sell electricity using annual net metering

Sellback rate (\$/kW-h):

Cancel Back Next

**Figura 4.2-6 Red Eléctrica.**

El siguiente paso se muestra en la Figura 4.2-7, en este paso start wizard incluye por defecto un generador diesel con una capacidad de 1.2 veces la carga máxima. Se puede modificar todos los datos de entrada más adelante, según sea necesario. Los valores en la imagen están por defecto.

Project > Loads > Grid > **Generator** > Renewables > Storage > Summary

HOMER will consider systems with and without the generator. 

Generator cost (\$/kW):

Fuel cost (\$/liter):

Cancel Back Next

**Figura 4.2-7 Generador Diésel.**

Después sigue la parte de fuentes renovables (Paneles Fotovoltaicos y aerogeneradores), como se muestra en la Figura 4.2-8. Por defecto, los paneles están seleccionados y los aerogeneradores no. Los recursos solares son importados directamente por HOMER desde la base de datos de meteorología solar y energía solar de la NASA, ingresando las coordenadas GPS. Debemos poner el costo por KW del panel y hacemos clic en Siguiente para continuar.

The screenshot shows the 'Renewables' configuration screen in HOMER. The 'Renewables' tab is selected in the top navigation bar. The interface is divided into two main sections: 'PV' and 'Wind turbine'. The 'PV' section has a checked checkbox, a solar panel icon, and a text input field for 'Capital cost (\$/kW)' with the value '3000'. The 'Wind turbine' section has an unchecked checkbox, a wind turbine icon, a dropdown menu for 'Wind turbine type' set to 'Generic 3 kW', and a text input field for 'Capital cost (\$/turbine)' with the value '18000'. At the bottom right are 'Cancel', 'Back', and 'Next' buttons.

**Figura 4.2-8 Fuentes Renovables.**

En la ventana de la Figura 4.2-9 tenemos el almacenamiento de energía en baterías, HOMER pone por defecto una batería genérica de plomo - ácido de 1kWh con su respectivo precio.

The screenshot shows the 'Storage' configuration screen in HOMER. The 'Storage' tab is selected in the top navigation bar. The interface has a 'Battery' section with a checked checkbox, a battery icon, a dropdown menu for 'Battery type' set to 'Generic 1kWh Lead Acid', and a text input field for 'Battery cost (\$/kW-h)' with the value '300'. A red box highlights the 'Battery type' dropdown, and a red arrow points from it to a text box that says 'Cambio del tipo de batería'. At the bottom right are 'Cancel', 'Back', and 'Next' buttons.

**Figura 4.2-9 Almacenamiento de energía en baterías.**

En la siguiente ventana que se muestra en la Figura 4.2-10 nos permite revisar todas las entradas que se han seleccionado en start wizard. Además, podemos elegir incluir casos de sensibilidad en el modelo. Esto ejecutará automáticamente las optimizaciones adicionales utilizando valores de entrada 50% más altos y más bajos que del caso base para ciertas variables. En start wizard, las variables de entrada para los cuales se producen casos de sensibilidad son:

- Precio del combustible
- Velocidad del viento (si se selecciona un componente de viento)
- Tasa de descuento (si no se selecciona un componente eólico)

The screenshot shows the 'Summary' tab of the HOMER software interface. The navigation bar at the top includes 'Project', 'Loads', 'Grid', 'Generator', 'Renewables', 'Storage', and 'Summary'. The main content area is divided into several sections:

- Project:** Discount rate: 6.0 %
- Load Information:** Average daily load: 11.13 kW-h/day, Peak month: None, Profile: Residential
- Grid Information:** No grid is included in this system
- Generator Information:** I might want a generator, Generator cost: 500 \$/kW, Fuel cost: 1 \$/liter
- Renewables Information:** A PV is included in this system, PV capital cost: 3000 \$/kW, No wind turbine is included in this system
- Storage Information:** A battery is included in this system, Battery type: Generic 1kWh Lead Acid, Battery cost: 300 \$/kW-h

A red circle highlights the 'Include Sensitivity Cases' checkbox, which is checked. At the bottom right, there are 'Cancel', 'Back', and 'Calculate' buttons.

*Figura 4.2-10 Resumen de las entradas seleccionadas.*

Para los resultados solo basta con seleccionar calcular y así HOMER comenzará a optimizar los resultados de las entradas seleccionadas.

## EJEMPLO

Para poder observar con mayor claridad, se tomarán los siguientes datos de ejemplo que tiene HOMER:

- Ubicación: Arusha TZ
- Carga: Comunidad 170 KWh/día, sin pico de carga.
- Red: no incluye red en este sistema
- Generador: costo y precio de combustible por default
- Panel solar: precio por default sin incluir generador eólico en este sistema
- Batería: tipo Genérica de 1kWh Li- Ion con precio de 700 \$/kWh
- Incluye casos de sensibilidad

Entonces, ahora metemos los datos anteriores en un nuevo start wizard y seleccionamos calcular.

HOMER Pro utiliza el algoritmo patentado de HOMER Optimizer™ para buscar el sistema de costo actual neto más bajo dependiendo de la carga y ubicación. Esto puede tomar unos minutos ya que HOMER busca miles de posibilidades como se muestra en la Figura 4.2-11, HOMER busca el más óptimo.



Figura 4.2-11 Búsqueda de optimizaciones.

La siguiente ventana muestra Resultados de sensibilidad en la parte superior y Resultados de optimización en la parte inferior, Figura 4.2-12. Podemos observar los resultados en modo tabla o en gráfica. Seleccionamos el caso de sensibilidad en el que la tasa de descuento nominal es del 6% y el precio del combustible diésel es de \$ 1 / L para cargar los resultados de optimización correspondientes.

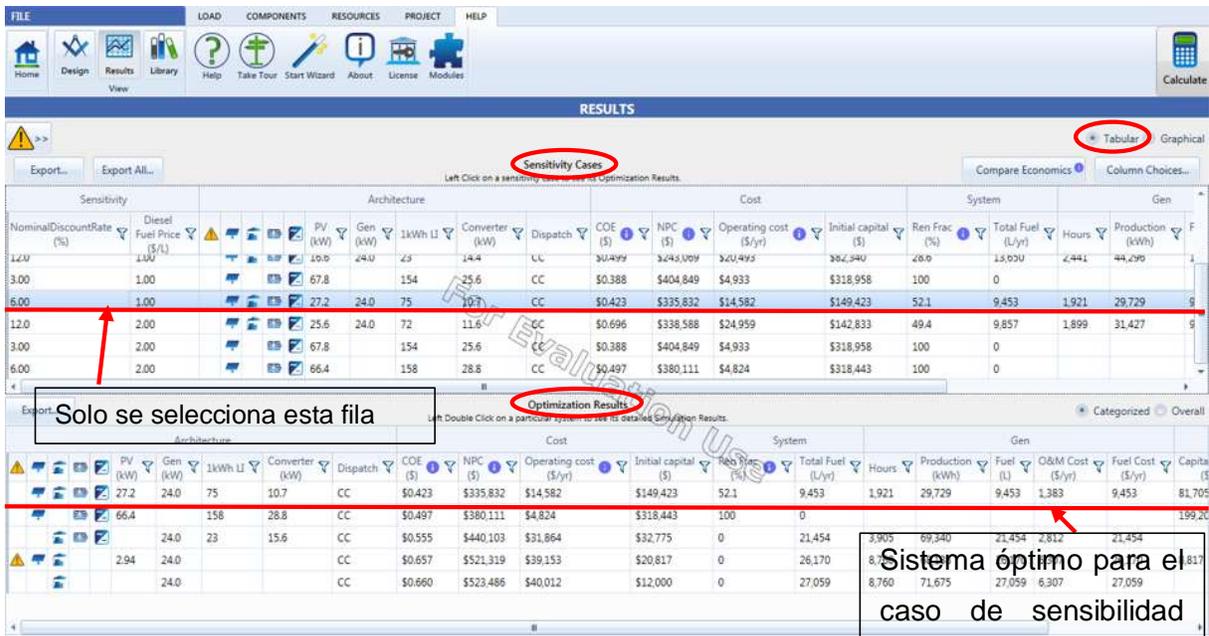


Figura 4.2-12 Resultados.

Los resultados actualmente están ordenados por Costo Presente Neto (por sus siglas en inglés NPC). Hay dos formas de ver los resultados de optimización: categorizados o generales, ver Figura 4.2-13. El modelo está predeterminado en Categorizado, que muestra el sistema de menor costo para cada categoría o tipo de sistema. El tipo de sistema se define por los componentes por el que está constituido. Cuando selecciona General, se muestran todas las soluciones posibles que el modelo produjo para un caso de sensibilidad particular.

Sensitivity		Architecture				Cost				System		Gen		
NominalDiscountRate (%)	Diesel Fuel Price (\$/l)	Gen (kW)	1kWh LI	Converter (kW)	Dispatch	CDE (\$)	NPC (\$)	Operating cost (\$/yr)	Initial capital (\$)	Ren Frac (%)	Total Fuel (l/yr)	Hours	Production (kWh)	
12.0	1.00	27.2	24.0	75	10.7	CC	\$0.423	\$335,832	\$14,582	\$149,423	52.1	9,453	1,921	29,729
3.00	1.00	27.2	24.0	75	10.7	CC	\$0.423	\$335,832	\$14,582	\$149,423	52.1	9,453	1,921	29,729
6.00	2.00	25.6	24.0	72	11.6	CC	\$0.696	\$338,588	\$24,959	\$142,833	49.4	9,857	1,899	31,427
12.0	2.00	25.6	24.0	72	11.6	CC	\$0.696	\$338,588	\$24,959	\$142,833	49.4	9,857	1,899	31,427
3.00	2.00	25.6	24.0	72	11.6	CC	\$0.696	\$338,588	\$24,959	\$142,833	49.4	9,857	1,899	31,427
6.00	2.00	25.6	24.0	72	11.6	CC	\$0.696	\$338,588	\$24,959	\$142,833	49.4	9,857	1,899	31,427

Architecture		Cost				System		Gen								
Gen (kW)	1kWh LI	Converter (kW)	Dispatch	CDE (\$)	NPC (\$)	Operating cost (\$/yr)	Initial capital (\$)	Ren Frac (%)	Total Fuel (l/yr)	Hours	Production (kWh)	Fuel (l)	O&M Cost (\$/yr)	Fuel Cost (\$/yr)	Capita (\$)	
27.2	24.0	75	10.7	CC	\$0.423	\$335,832	\$14,582	\$149,423	52.1	9,453	1,921	29,729	9,453	1,383	9,453	81,705
66.4	158	28.8	CC	\$0.497	\$380,111	\$4,824	\$318,443	100	0	0	0	0	0	0	199,200	
24.0	23	15.6	CC	\$0.555	\$440,103	\$31,864	\$32,775	0	21,454	3,905	69,340	21,454	2,812	21,454	0	
2.94	24.0	CC	\$0.657	\$521,319	\$39,153	\$20,817	0	26,170	8,760	68,138	26,170	6,307	26,170	8,817	0	
24.0	CC	\$0.660	\$523,486	\$40,012	\$12,000	0	27,059	8,760	71,675	27,059	6,307	27,059	0	0	0	

Figura 4.2-13 Resultados de optimización (categorizado y generales).

Si seleccionamos Gráfico en la esquina superior derecha, ver Figura 4.2-14, nos ilustra los sistemas óptimos, dados los valores de las variables de sensibilidad. Las variables para este modelo son la tasa de descuento nominal y el precio del combustible diésel, ya que aerogeneradores no se colocaron.

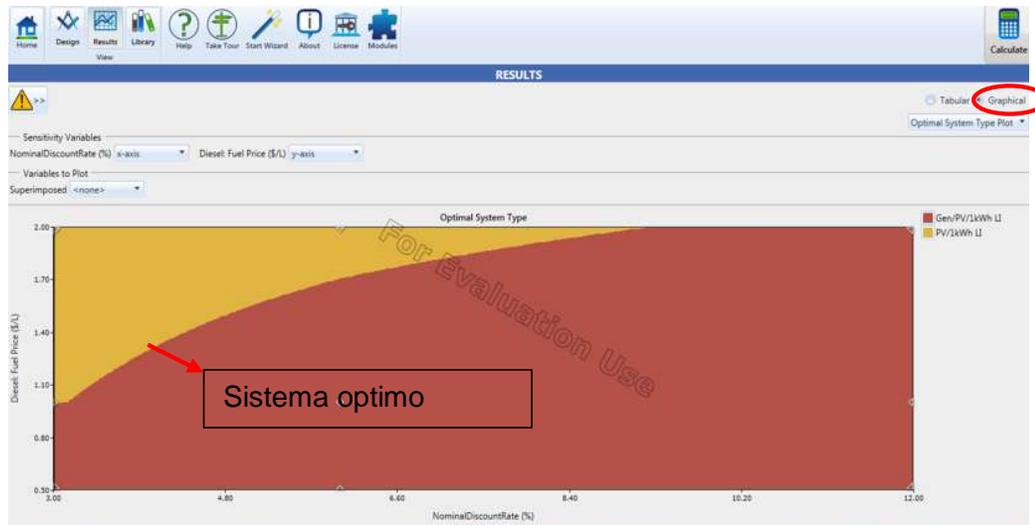


Figura 4.2-14 Modo Gráfico.

La ventana de resultados de simulación tiene muchas pestañas, ver Figura 4.2-15. Se abre por default con la pestaña Resumen de costos. La tabla muestra los costos actuales netos por componente. Presione plot para ir a la pantalla de análisis de series temporales

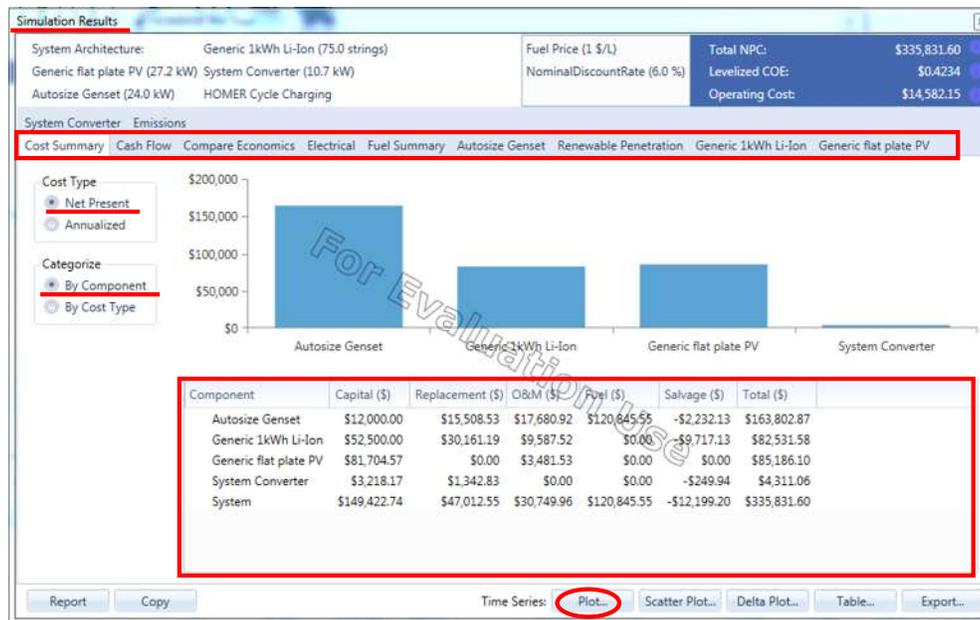


Figura 4.2-15 Resumen de costos.

Al seleccionar plot, se muestra el detalle cronológico completo que HOMER simuló, ver Figura 4.2-16. Cuando se abre por primera vez, se aleja para incluir todo el año. Puede acercarse a cualquier período de tiempo para más detalle. En la parte superior izquierda de la pantalla le permite ver los resultados en varios formatos. Solo se muestra la gráfica de carga primaria, para más gráficas se marcan las casillas del cuadro de derecha.

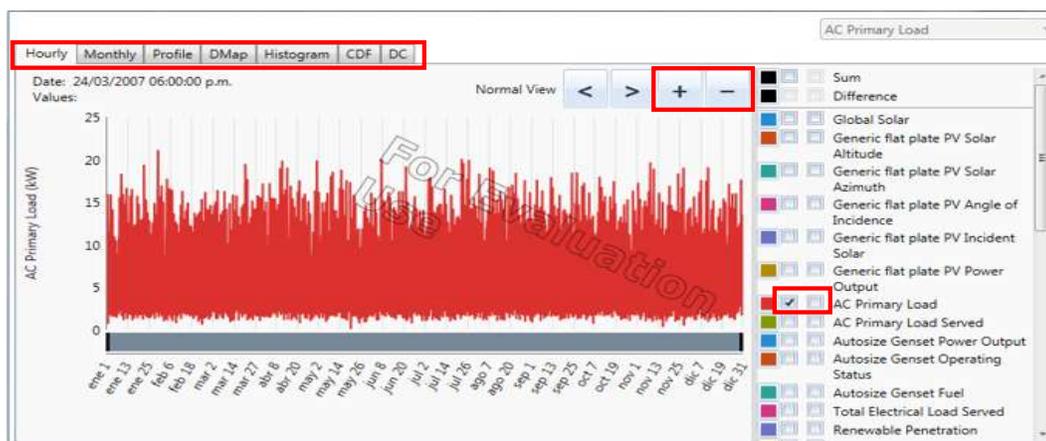
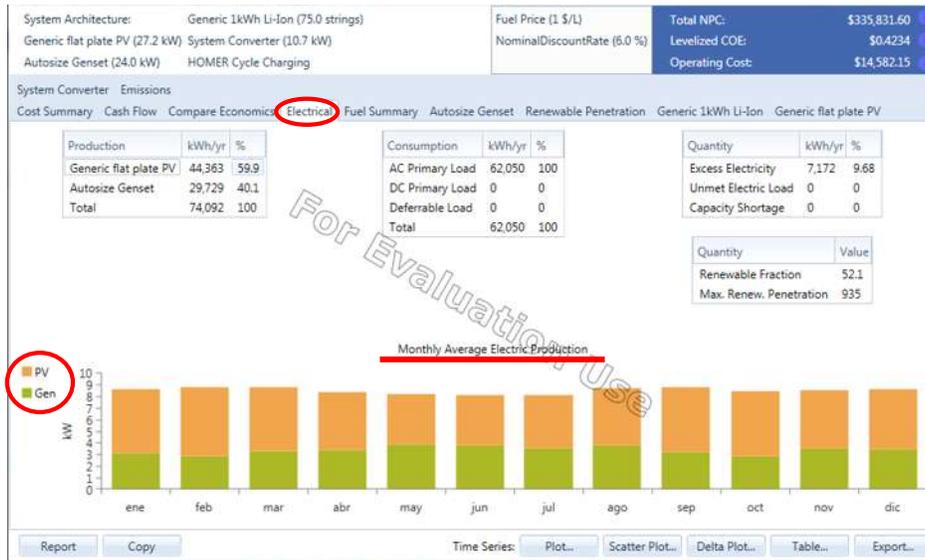


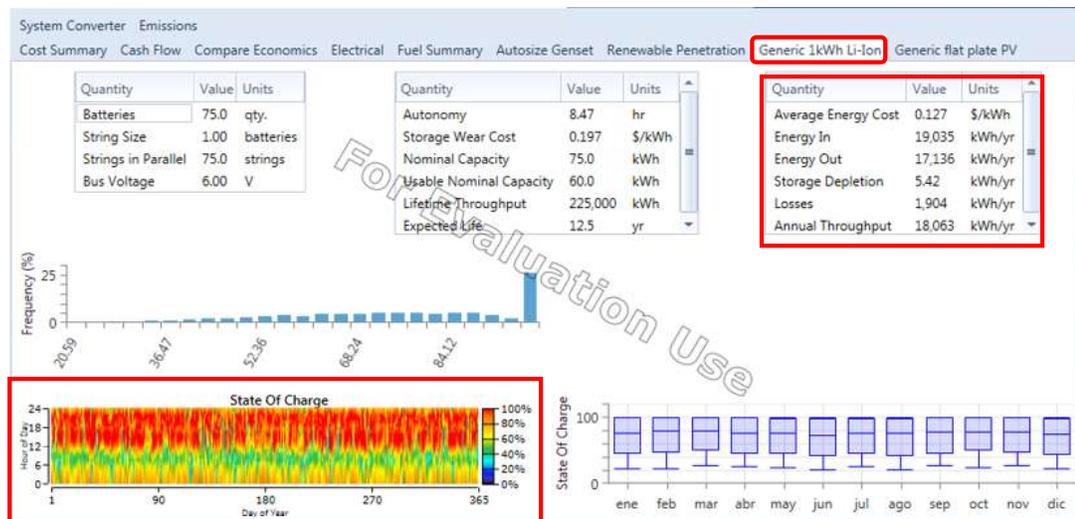
Figura 4.2-16 Gráfica resultante del resumen de costos.

En la ventana de resultados de simulación hay otras pestañas disponibles para explorar los resultados generados por el modelo. Como la pestaña Eléctrica, ver Figura 4.2-17, aquí se puede ver la generación eléctrica de cada componente, el consumo y otras tablas que están disponibles para su visualización. También se muestra una gráfica de generación eléctrica por tipo de componente al mes.



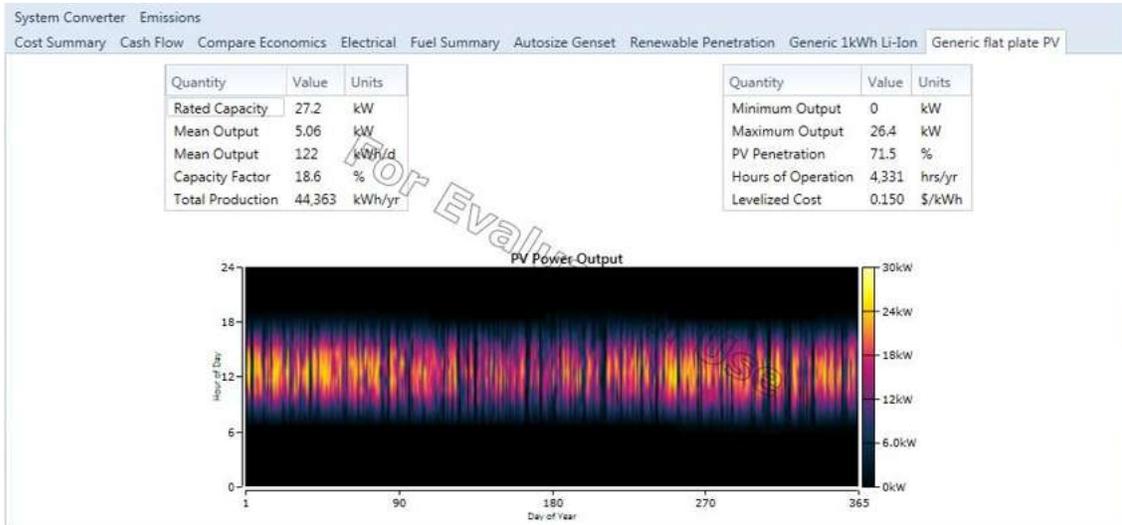
**Figura 4.2-17 Pestaña de especificaciones Eléctricas.**

Tenemos la pestaña de la batería, Figura 4.2-18. El Dmap de estado de carga en la esquina inferior izquierda tiene el día del año en el eje horizontal y la hora del día en el eje vertical. El color representa el estado de carga de la batería, donde el rojo está completamente cargado y el verde está vacío. En este caso, está cargado la mayor parte del tiempo. Además, observe la tabla en el extremo derecho que incluye la información del balance de energía.



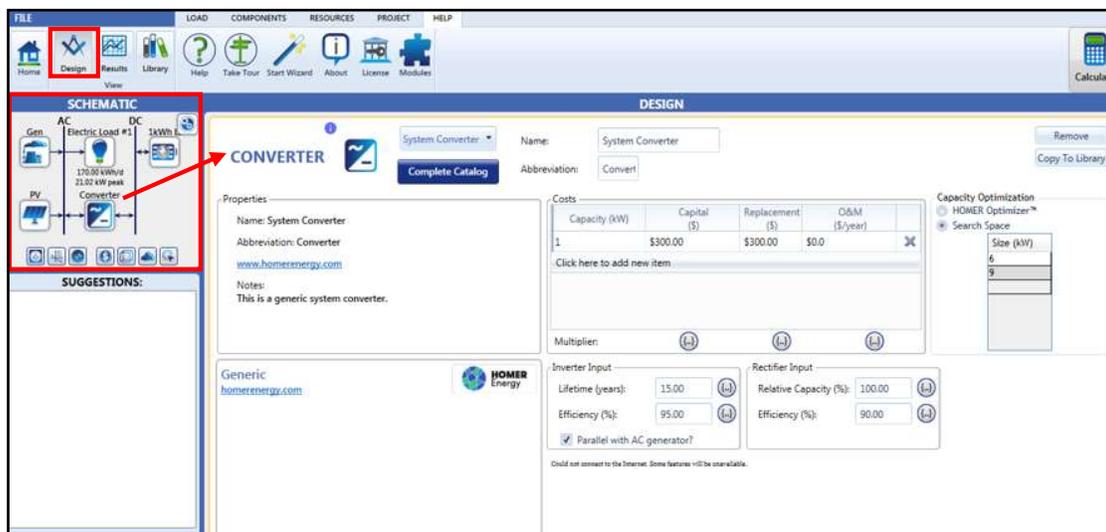
**Figura 4.2-18 Información del almacenamiento de energía en baterías.**

Igualmente tenemos en este caso información de los paneles fotovoltaicos como se muestra en la Figura 4.2-19. Tenemos un Dmap que nos muestra las horas del día con los picos máximos de potencia generada en las HSP (horas solar pico) en color amarillo, los 365 días del año.



**Figura 4.2-19 Información de los paneles fotovoltaicos.**

Los resultados generados hasta este punto utilizaron HOMER Optimizer™ para encontrar el sistema óptimo. También puede refinar sus resultados para que coincidan mejor con las necesidades del proyecto. Por ejemplo, se puede cambiar la información proporcionada para que utilicen tamaños específicos. Para comenzar, haga clic en el botón Diseño para poder ver el esquema, Figura 4.2-20, luego doble clic en el dispositivo deseado. Esto abrirá la información del dispositivo utilizado.



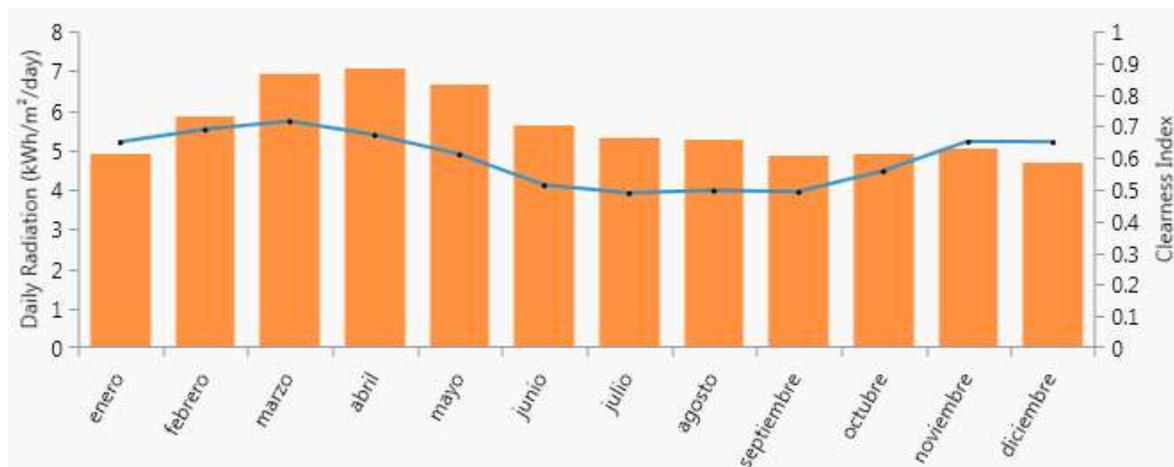
**Figura 4.2-20 Cambio en las entradas seleccionadas.**

## 4.3 Descripción del Sistema

### 4.3.1 Recurso Solar

Los datos solares de Janitzio se cargaron en el software Hybrid Optimization Model for Electric Renewables (HOMER) especificando las coordenadas de 19° 34' 25" N, 101° 39' 7" W. El estado de Michoacán en particular es excelente para paneles solares ya que tiene una fuerte radiación solar diaria y en promedio anual cuenta con  $5.58 \text{ kWh/m}^2/\text{d}$ .

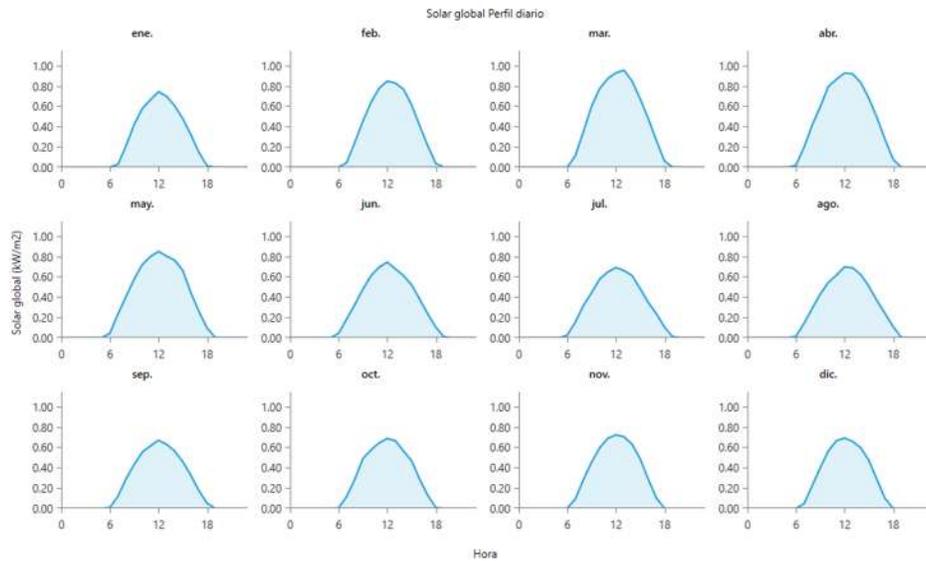
Se muestra un gráfico de la radiación diaria promedio de cada mes en la Figura 4.3-1. Los meses de febrero a abril tienen las mayores cantidades de radiación solar, pero con una mayor cantidad de cobertura de nubes indicada por la línea azul.



*Figura 4.3-1 Gráfico de radiación solar.*

El promedio diario de radiación solar de cada mes se muestra en la [Figura 4.3-2](#), equivale al promedio de radiación de un día en cada mes del año.

Como podemos ver la radiación solar comienza a incrementar a las 6:30am, con pico entre las 12 pm y 2 pm, regresando a cero justo después de las 6 pm para todos los meses, pero con variaciones en magnitud.



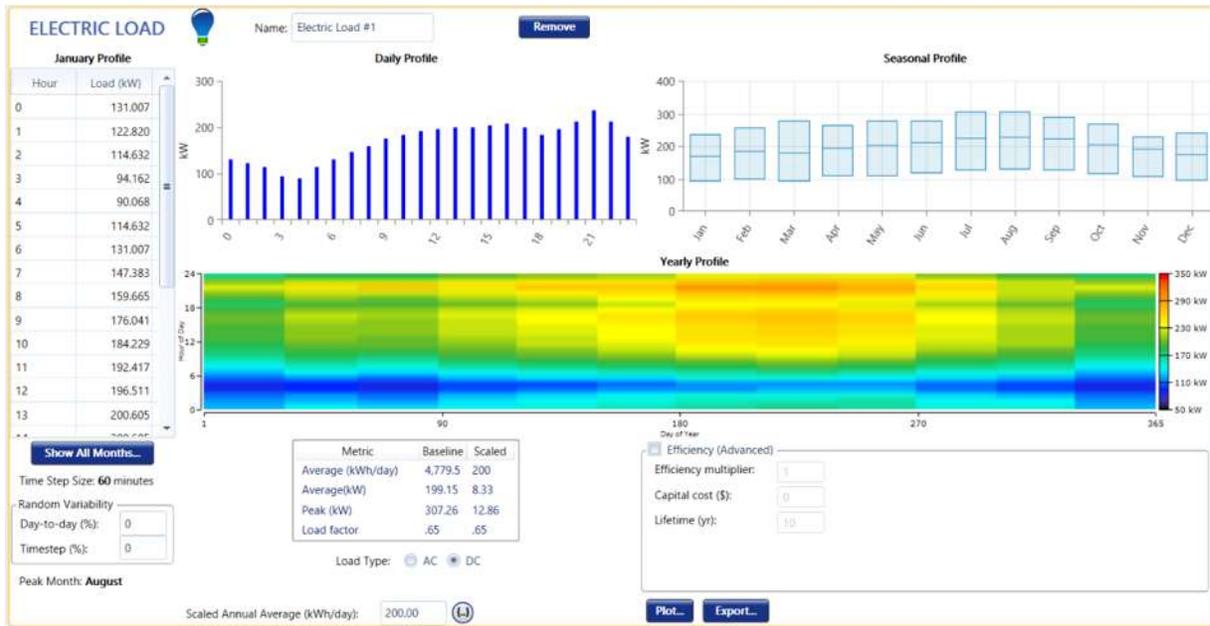
*Figura 4.3-2 Promedio de Radiación Solar al día en cada mes del año.*

### 4.3.2 Carga Eléctrica

La distribución completa de la carga eléctrica de la isla de Janitzio se muestra en la Figura 4.3-3. Estos datos son ingresados en HOMER.

En este caso los datos proporcionados no hacen distinción en si es Residencial o Comercial, a pesar de que tienen comercios y casa – habitación debería ser separado ya que no es la misma cantidad de energía requerida por cada uno y los recibos de las tarifas que da la empresa suministradora en este caso CFE son diferentes, por lo tanto, como no se proporcionaron en forma específica cada una de las cargas correspondientes a la isla, se utilizó el promedio de energía, por lo que se trabajó con una tarifa promedio.

Entonces, la carga Eléctrica en HOMER queda como se muestra en la [Figura 4.3-3](#). En la gráfica de esta Figura se puede ver cómo cambia la carga en cada mes del año, teniendo al mes de agosto como mes pico, ya que es el mes donde más se consume electricidad en la isla de Janitzio. El resumen de la carga eléctrica de la isla de Janitzio se muestra en la [tabla 4.3-1](#).



**Figura 4.3-3 Perfil de la carga eléctrica de Janitzio.**

**Tabla 4.3-1 Resumen de la carga eléctrica.**

Carga Eléctrica	
Promedio (kWh/d)	4,779.5
Promedio (kW)	199.15
Pico (kW)	307.26
Factor de carga	0.65

### 4.3.3 Generación de energía

#### 4.3.3.1 Panel Solar: Canadian Solar CS6X-310P

Los paneles solares Canadian Solar’s CS6X-310P se modelaron para la micro red, ver tabla 4.3-2. Cada panel solar de 0.31 KW cuesta \$295 dólares. Este panel es el mejor si en términos de producción, potencia y fiabilidad hablamos, y que mejor que sea a largo plazo y a un precio bajo. Algunas de sus características son: aleación de aluminio anodizado, marco de plata con la certificación UL1703. Ficha técnica [anexo A](#).

Estos paneles se han utilizado en una amplia gama de proyectos en todo el mundo y son capaces de entregar grandes cantidades de energía con 310 W bajo STC (Standard Test Conditions).

**Tabla 4.3-2 Especificaciones panel solar**



Canadian Solar CS6X-310P Especificaciones	
Número de modelo	<b>CS6X-310P</b>
STC Rating (w)	<b>310</b>
PTC Rating (w)	<b>285</b>
Voltaje circuito abierto (V)	<b>44.9</b>
Corriente circuito cerrado (A)	<b>9.08</b>
Longitud (m)	<b>1.95</b>
Ancho (m)	<b>0.98</b>
Altura (m)	<b>0.04</b>
Tiempo de duración (Years)	<b>25</b>
Precio (\$)	<b>295</b>

#### 4.3.4 Almacenamiento de energía en Baterías

##### 4.3.4.1 Trojan SAGM Batteries

Las baterías que se eligieron para la micro red fueron las baterías de plomo-ácido Trojan SAGM, ya que es una excelente opción para cualquier sistema de energía renovable, sus especificaciones se muestran en la [tabla 4.3-3](#). Las baterías cuestan \$300 dólares, cada una. Las baterías de plomo ácido Trojan SAGM tienen una vida útil mínima de +8 años, pero la vida real depende de muchos factores, como la profundidad de descarga (DOD), el número de ciclos de carga y descarga, etc. Las baterías de plomo-ácido son el tipo de batería más utilizado para el almacenamiento de energía en micro redes debido a su disponibilidad en muchos tamaños, bajo costo y características de rendimiento bien determinados. Ficha técnica en [anexo B](#).

**Tabla 4.3-3 Especificaciones de la batería**



Baterías Trojan SAGM Lead – Acid Especificaciones	
Número de Modelo	<b>SAGM 12</b>
Capacidad Nominal (Ah)	<b>135</b>
Voltaje (v)	<b>12</b>
Baterías por cadena	<b>20</b>
Mínimo SOC (%)	<b>30</b>
Tiempo de vida mínimo (años)	<b>+8</b>
Precio (\$)	<b>280</b>

## 4.4 Análisis Financiero

La isla de Janitzio se encuentra conectada a la Red principal, es decir, CFE le suministra la energía. Lo que se desea es que la isla este completamente aislada de CFE o en dado caso tener un parte de la carga de la isla de Janitzio en forma aislada de la Red Eléctrica de CFE, utilizando Generación Eléctrica Renovable, aprovechando la ubicación del lugar y los recursos disponibles. El espacio en la zona y la estética es muy importante para los propietarios, ya que a esto se debe el turismo. Para esto, se realizó un análisis financiero utilizando el software HOMER, que utiliza el método de enumeración y comparación para optimizar las capacidades de los componentes. La solución más rentable, en este caso en cuestión financiera, de forma aplicable se dio para el 40% de penetración FV en la zona.

### 4.4.1 Micro red con carga eléctrica en CD para el 40%

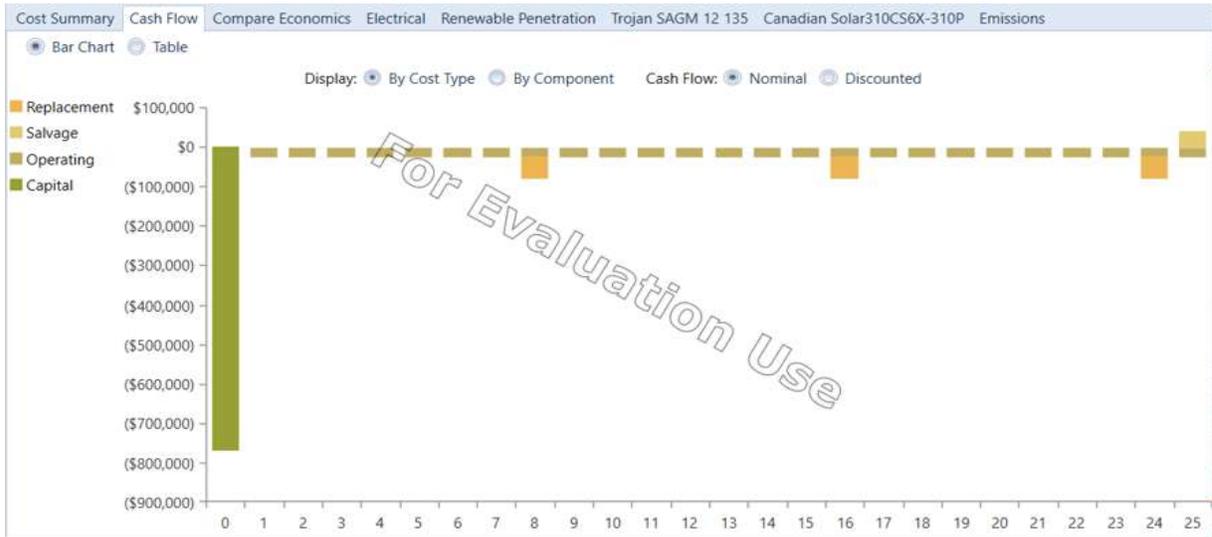
La propuesta de Micro red en CD, se realizó para el 40% de penetración FV, debido al costo muy elevado que sería si se realizara mayor al 40%. Los beneficios de una micro red en CD ya se han presentado con anterioridad, por lo que los resultados financieros de la micro red en CD se presentan a continuación:

1. En la Figura 4.4-1, se tiene la información de resumen de costos de la micro red en CD, aquí se pueden observar los costos por componente, en donde tenemos que el costo inicial es de \$770,709 dls. Los paneles tendrían un costo de \$713,709 dls y las baterías, en este caso tienen un costo de \$57,000 dls, dando así el total de inversión inicial.



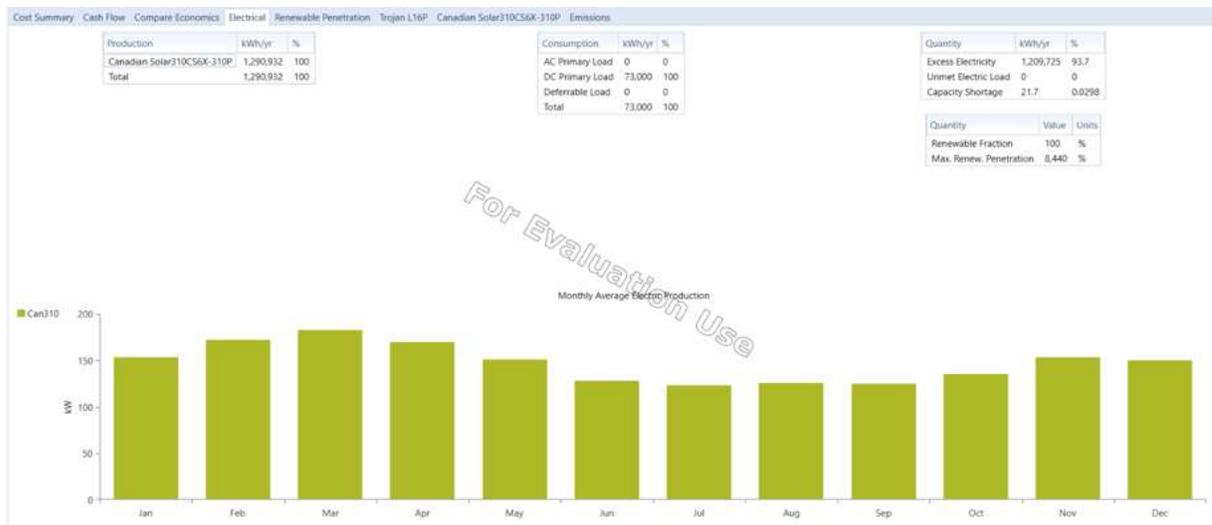
**Figura 4.4-1 Resumen de costos para el 40% de penetración FV**

2. En la siguiente pestaña, se presenta el flujo de dinero de la micro red de CD, ver la [Figura 4.4-2](#), así como los reemplazos que se ocuparan en los años de vida del proyecto. El ahorro que se tendría en los años de vida del proyecto, el ahorro se representa en la parte positiva de la gráfica y los gastos como parte negativa.



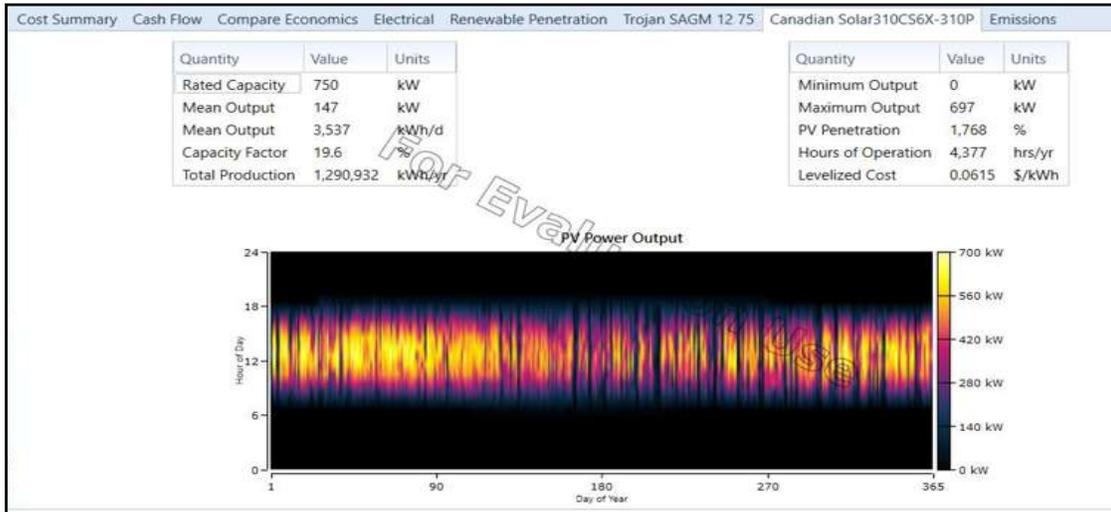
**Figura 4.4-2 Flujo de dinero de la Micro red en CD**

3. En la siguiente pestaña, se tiene la información eléctrica de la micro red, ver Figura 4.4-3, en esta parte se puede observar cómo se tiene una producción eléctrica de 1,290,932 kWh/año. La carga en CD se tiene de 73,000 kWh/año.



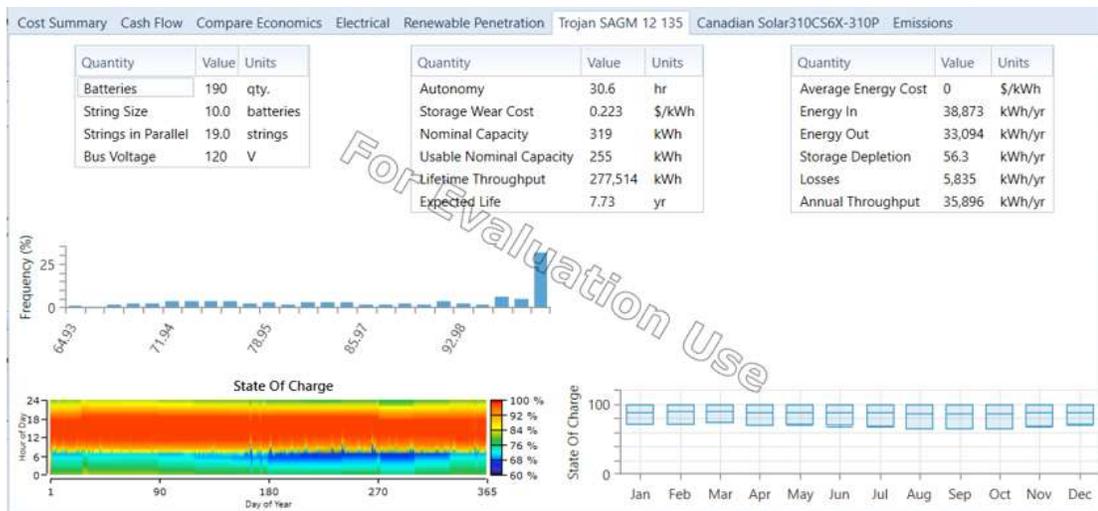
**Figura 4.4-3 Información eléctrica de la Micro red en CD**

4. En la pestaña siguiente, se muestra la información del arreglo FV, ver [Figura 4.4-4](#) en el cual se tiene una capacidad de 750 kW de los cuales HOMER nos dice que en realidad tendremos 697 kW disponibles por la ubicación en la que nos encontramos, con una media de 147 kW.



**Figura 4.4-4 Información de los paneles FV de la Micro red en CD**

5. En la siguiente pestaña, se muestra la información de la batería, ver Figura 4.4-5, nos indica la autonomía, que en este caso es de 30.6 hr. HOMER toma en cuenta los días donde la producción solar es muy baja, por lo que se usa con frecuencia la energía almacenada en las baterías para continuar con la operación normal.

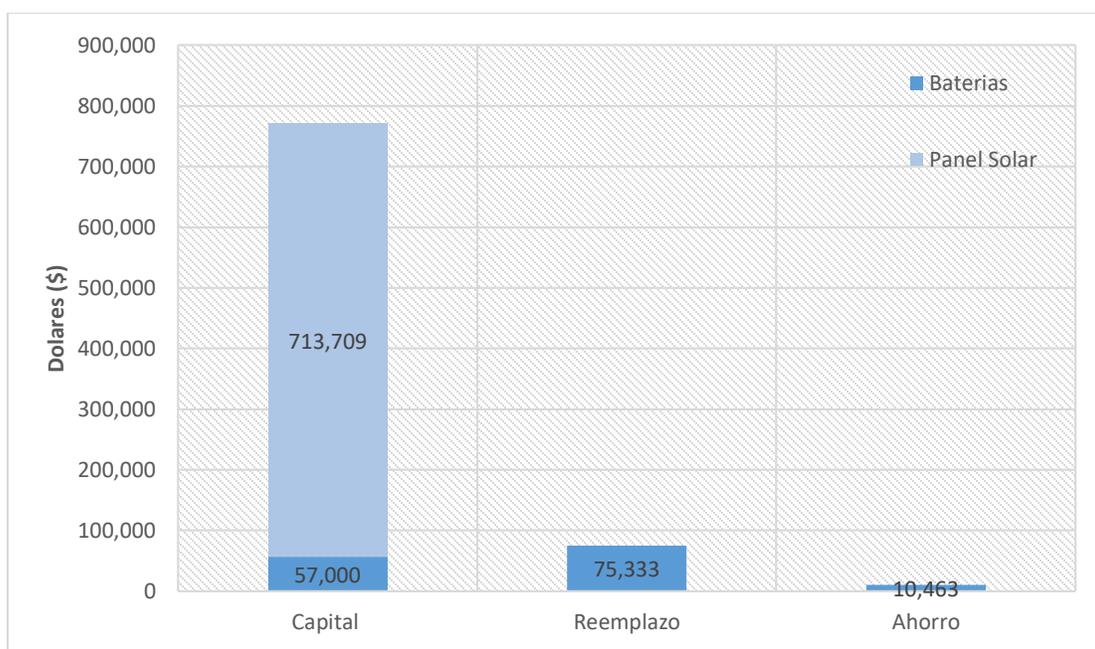


**Figura 4.4-5 Información de la Batería en la Micro red de CD**

En la tabla 4.4-1 se muestran los resultados que corresponden al análisis financiero realizado por HOMER para la isla de Janitzio. La gráfica de la Figura 4.4-6 muestra el precio del capital inicial que se tendrá con una penetración FV del 40%. El precio está dado en dólares. También para observar la magnitud del reemplazo y del ahorro que se tendría en los años del proyecto.

**Tabla 4.4-1 Resumen de costos de la Micro red en CD**

Capital inicial (dll)	Producción Solar	KWh/año	Autonomía en Baterías	Costo de Baterías	LCOE
\$770,709	40%	1,290,932	30.4 hr	\$57,000	\$1.24



**Figura 4.4-6 Gráfica de costos de la Micro red de CD con 40% de penetración FV**

#### 4.4.2 Micro red con carga eléctrica en CD para el 30%

Otro caso que se tuvo presente es proponer el 30% de generación solar en la isla de Janitzio, y así poder empezar por un 30% de la carga, y consecutivamente aumentar la generación fotovoltaica.

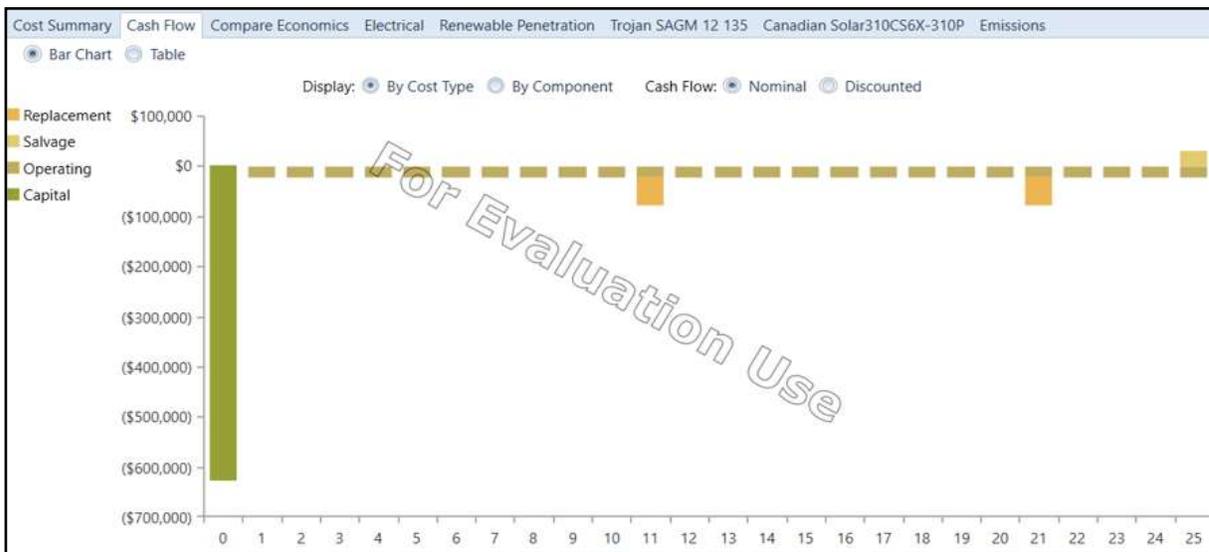
1. En la Figura 4.4-7, se tiene la información de resumen de costos de la micro red en CD, aquí se pueden observar los costos por componente, en donde tenemos que el costo inicial es de

\$627,967 dls. Los paneles tendrían un costo de \$570,967 dls y las baterías, en este caso tienen un costo de \$57,000 dls dando así el total de inversión inicial.



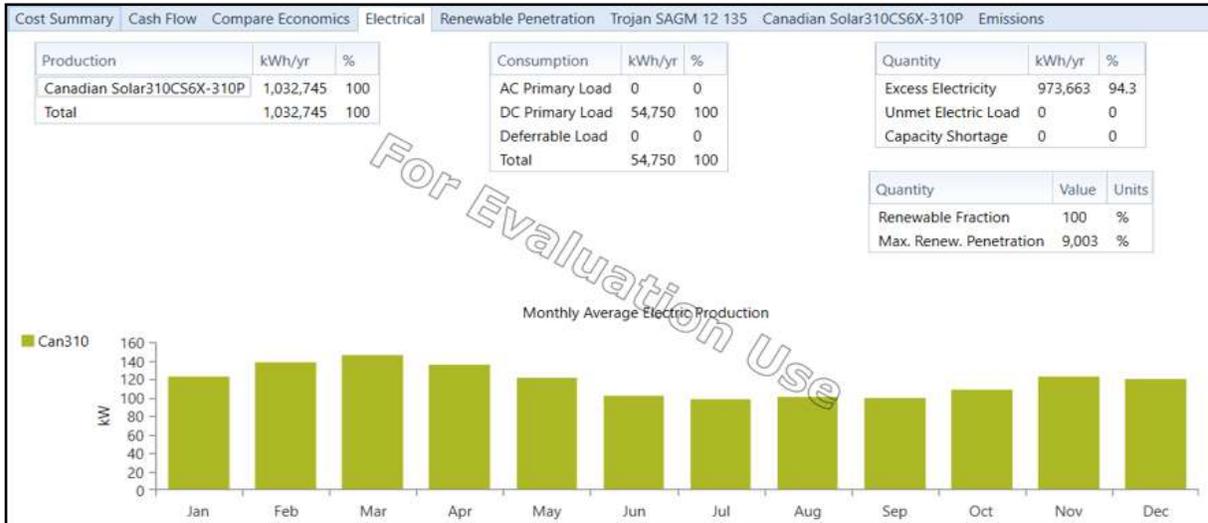
**Figura 4.4-7 Resumen de costos para el 30% de penetración FV**

- En la siguiente pestaña, se presenta el flujo de dinero de la micro red de CD, ver la Figura 4.4-8, así como los reemplazos que se ocuparan en los años de vida del proyecto. El ahorro que se tendría en los años de vida del proyecto, el ahorro se representa en la parte positiva de la gráfica y los gastos como parte negativa.



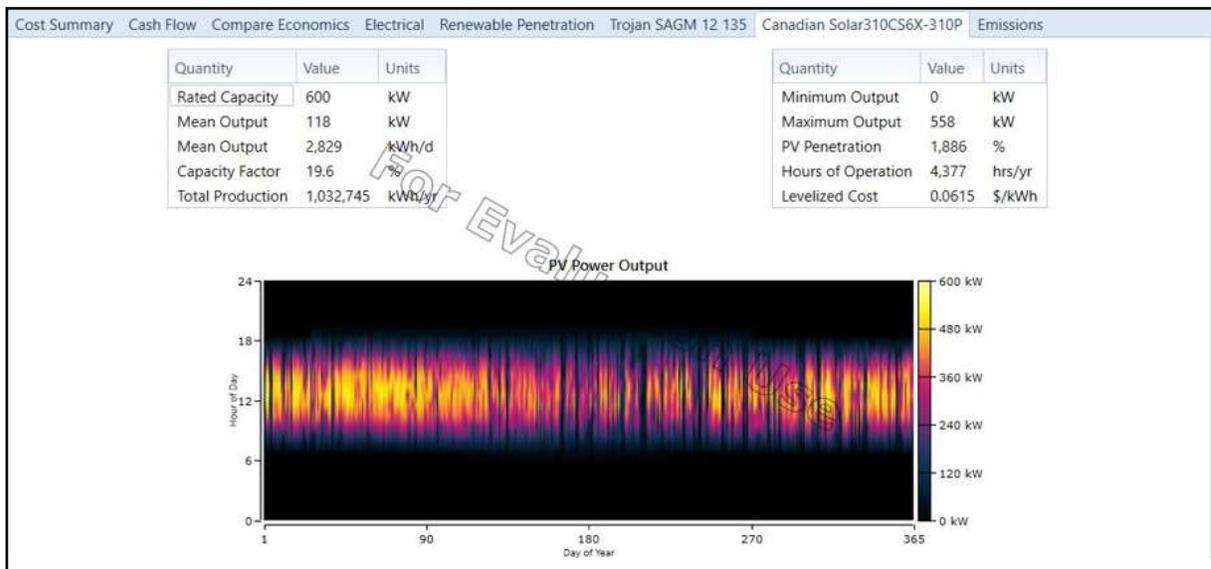
**Figura 4.4-8 Flujo de dinero de la micro red con 30% de penetración FV**

3. En la siguiente pestaña, se tiene la información eléctrica de la micro red, ver Figura 4.4-9, en esta parte se puede observar cómo se tiene una producción eléctrica de 1,032,745 kWh/año. La carga en CD se tiene de 54,750 kWh/año.



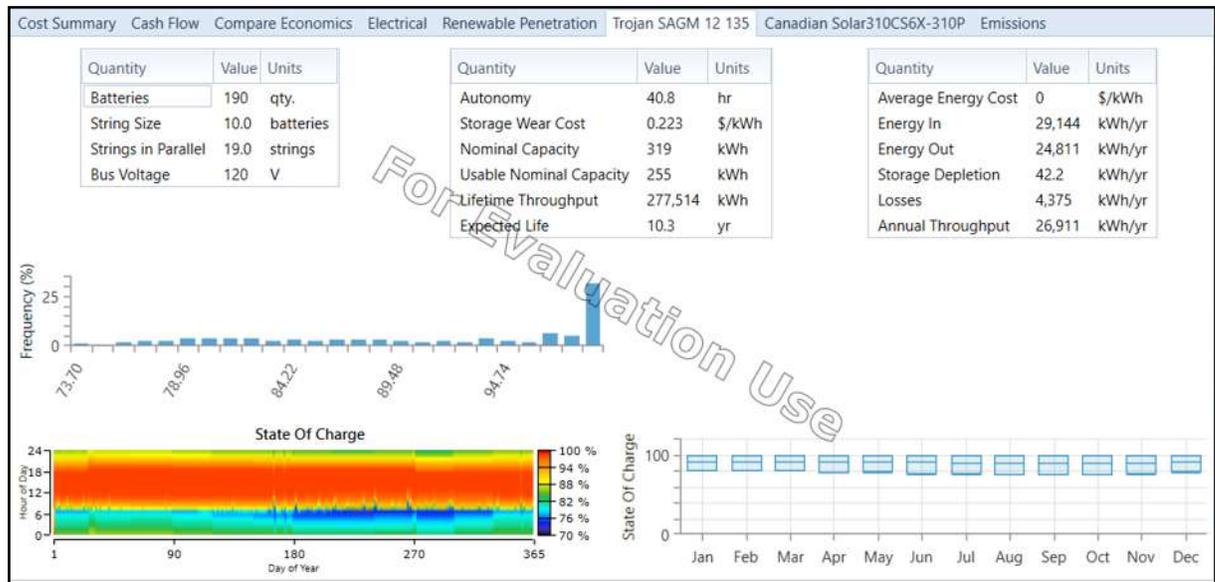
**Figura 4.4-9 Información eléctrica de la Micro red en CD**

4. En la pestaña siguiente, se muestra la información del arreglo FV, ver Figura 4.4-10, en el cual se tiene una capacidad de 600 kW de los cuales HOMER nos dice que en realidad tendremos 558kW disponibles por la ubicación en la que nos encontramos, con una media de 118 kW.



**Figura 4.4-10 Información de los paneles FV de la Micro red en CD**

5. En la siguiente pestaña, se muestra la información de la batería, ver Figura 4.4-11, nos indica la autonomía, que en este caso es de 40.8 hr. HOMER toma en cuenta los días donde la producción solar es muy baja, por lo que da la mejor elección de autonomía en cuanto al almacenamiento de baterías se trata, también nos muestra que se tiene una expectativa de vida de 10.3 años, lo cual nos da una mejor economía en los 25 años del proyecto.



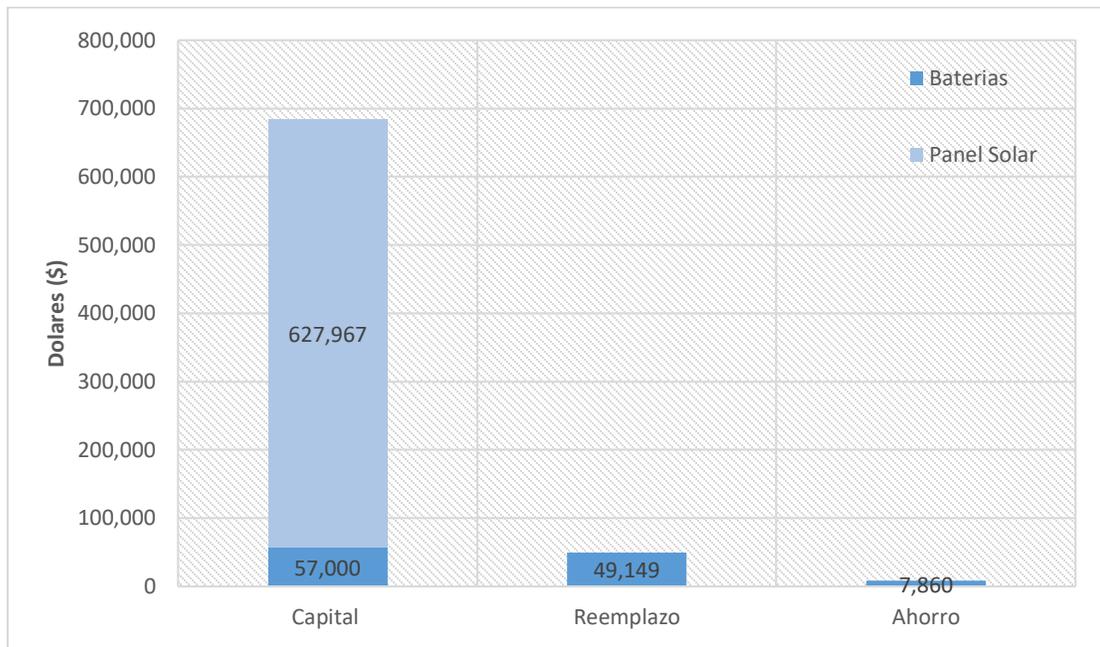
**Figura 4.4-11 Información de la Batería en la Micro red de CD**

En la tabla 4.4-2 se muestran los resultados que corresponden al análisis financiero realizado por HOMER para la isla de Janitzio.

**Tabla 4.4-2 Resumen de costos de la Micro red en CD**

Total neto (dll)	Capital inicial (dll)	Producción Solar	KWh/año	Autonomía en Baterías	Costo de Baterías	LCOE
\$944,029	\$627,967	30%	1,032,745	40.8 hr	\$57,000	\$1.11

La grafica de la Figura 4.4-12, muestra el precio del capital inicial que se tendrá con una penetración FV del 30%. El precio está dado en dólares. También para observar la magnitud del reemplazo y del ahorro que se tendría en los años del proyecto.



**Figura 4.4-12 Gráfica de costos de la Micro red de CD con 30% de penetración FV**

- Con el 30% de penetración FV se tiene un ahorro de 7,860 dls en los 25 años del proyecto, si se decidiera instalar esta propuesta sobre la propuesta con el 40% nos estaremos ahorrando 85,742 dls, que en un proyecto grande significa mucho lo financiero. Se puede comenzar solo por el 30% e ir aumentando gradualmente los paneles solares, incrementando así la generación solar.
- Con el 40% aunque es caro en una inversión inicial, se puede recuperar la inversión en un menos tiempo que si se decide instalar la propuesta del 30%
- En ambos casos se puede ir expandiendo la generación solar, el espacio que se ocupa en la superficie de la isla es poco, así que se puede ir incrementando conforme pase el tiempo y mejore la tecnología para este tipo de generación renovable.

## **CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS**

### **5.1 Resumen**

Este proyecto se presenta como caso de estudio, un lugar real bajo condiciones de carga reales. Los datos mostrados en este trabajo fueron obtenidos de la ubicación, en este caso de la isla de Janitzio, se realizó la visita al lugar donde se solicitaron los datos de la carga Eléctrica o consumo eléctrico, algunos de los habitantes de la zona nos comentaron que como es lugar turístico la demanda energética es muy alta todos los días. También nos comentaron, que los costos por la energía son elevados, no se pudo obtener un recibo como tal por parte de la empresa (CFE) ya que los jefes del departamento lo consideran como información confidencial.

La información aquí presentada está respaldada por artículos de la IEEE, revistas e información de internet, páginas validadas al igual que las revistas y artículos.

Con respecto a los componentes, se presentaron convertidores electrónicos de potencia como el elevador y reductor-elevador que se usaron junto con los paneles solares. Posteriormente se simuló el convertidor bidireccional, que se necesita para funcionar junto con la batería para su carga y descarga. También se presentó el modelado de módulos fotovoltaicos y se codificó en MATLAB un seguidor de punto de máxima potencia basado en el algoritmo perturbar y observar (P&O) para poder extraer la máxima potencia de un panel solar, luego se conectó a un convertidor elevador y al MPPT. La micro red necesitaría almacenamiento de energía para suavizar las fluctuaciones de la generación de energía renovable y proporcionar control de estabilidad de voltaje, por lo que se presentó el modelado de baterías de plomo-ácido. Se presentó un algoritmo para un controlador de carga con la finalidad de proteger las baterías y así decidir en qué estado de carga (SOC) se encuentra la batería, para cargar o dejar de cargar y así evitar sobrecargarlas.

La energía eólica es una parte importante y de gran investigación hoy en día, sin embargo, por las condiciones de la isla de Janitzio en cuanto a velocidad de viento no es muy beneficioso ya que es más fuerte el recurso solar que el recurso eólico. Sin embargo, no se descarta la idea o posibilidad de un planteamiento posterior de aerogeneradores para la isla con motivo de investigación, además

de que los costos también son más elevados en energía eólica para la misma cantidad de generación, por ejemplo, si tenemos un generador eólico de 10 kW este tiene un costo de \$19,770 contra 10 kW en energía solar que costaría \$9,840.

Cuando se tiene cantidad de exceso de generación en la micro red, se debe a que cuando se diseña una micro red se debe sobredimensionar para cumplir con la carga en el peor día de generación renovable, lo que da como resultado días en los que una buena generación da como resultado un exceso de electricidad.

En la isla de Janitzio se tendría que estudiar perfectamente la ubicación de los paneles solares, ya que se requieren muchos para tener el 100% de energía renovable, además de los contenedores para las baterías, así como de cuidar el aspecto por el turismo que visita diariamente la Isla.

## **5.2 Conclusiones**

- El convertidor bidireccional se usó para que se produzca la transferencia de energía entre la micro red y la batería.
- Los Paneles Solares se pueden utilizar junto con los convertidores y seguidores de punto de máxima potencia para aumentar la energía extraída del recurso solar.
- El uso del algoritmo P&O en el algoritmo MPPT es suficiente para un sistema real. Hay otros algoritmos capaces de extraer más potencia, pero el costo adicional y la complejidad en comparación con el algoritmo P & O hace que no valga la pena la inversión adicional.
- Si se pensara en una micro red híbrida, donde se utilizará también un generador diésel aparte de los paneles solares, saldría más caro debido al alto precio del combustible diésel y aumentaría el LCOE del sistema.
- Las baterías de plomo-ácido tienen un bajo precio y facilidad de uso, son más adecuadas para diseños de micro redes.
- Diseñar una micro red basada en energía 100% renovable puede crear un sistema grande para cumplir con la carga los días en que la energía renovable es baja. Sería para la isla de Janitzio un proyecto muy caro, con el 30% de generación FV cuesta aproximadamente...

- Las baterías también crean problemas de espacio para alojarlas en los contenedores. Sin embargo, si la generación de energía renovable es baja en cuestión de semanas, una batería con autonomía de semanas no sería realista.

### **5.3 Trabajos Futuros**

En relación con los resultados obtenidos en esta tesis se proponen los siguientes temas como referencia para trabajos futuros.

- Mejora de la Micro red con un sistema de generación eólica con su factibilidad económica.
- Estrategias de protección para micro redes.
- Incluir el tema de estabilidad de la micro red.
- Posibles desarrollos de micro redes en partes remotas donde se requiera energía eléctrica, aprovechando los recursos naturales de las zonas.

Debido a la tendencia decreciente en los precios de las instalaciones fotovoltaicas y el aumento de la potencia generada, sería posible que, en los próximos años, el espacio disponible para la instalación fotovoltaica sea mucho menor de lo que ahora es y el precio estimado se reduzca considerablemente.

Se comenzó por una parte de energía renovable, así que podemos ver como mejora la tecnología solar, hasta completar el 100% de energía solar, por lo que se daría seguimiento al proyecto para observar cada vez mejoría en lo financiero y aumentar la penetración FV hasta completar el 100% de la carga.

## Referencias

- [1] J. C. Lopez Vazquez, «Repositorio.unican.es.» [En línea]. Available: <https://repositorio.unican.es/xmlui/bitstream/handle/10902/9143/386883.pdf?sequence=1>. [Último acceso: 14 Mayo 2018].
- [2] D. E. O. Villalba, «Tesis.uchile.cl.» [En línea]. Available: [http://www.tesis.uchile.cl/tesis/uchile/2011/cf-ortiz\\_dv/pdfAmont/cf-ortiz\\_dv.pdf](http://www.tesis.uchile.cl/tesis/uchile/2011/cf-ortiz_dv/pdfAmont/cf-ortiz_dv.pdf). [Último acceso: 14 Mayo 2018].
- [3] «Impuls-solar.com.» [En línea]. Available: <http://www.impuls-solar.com/es/energia-solar/solar-fotovoltaica-2/instalaciones-aisladas-de-la-red>. [Último acceso: 16 Mayo 2018].
- [4] R. Velazquez Sanchez, H. G. Sarmiento Uruchurtu y J. L. Silva Farias, «Ineel.mx.» [En línea]. Available: <https://www.ineel.mx/boletin032010/tenden.pdf>. [Último acceso: 16 Mayo 2018].
- [5] «Researchgate.net.» [En línea]. Available: [https://www.researchgate.net/figure/Structure-of-an-residential-DC-microgrid\\_fig1\\_304411960](https://www.researchgate.net/figure/Structure-of-an-residential-DC-microgrid_fig1_304411960). [Último acceso: 16 Mayo 2018].
- [6] L. E. Zubietta, *Are Microgrids the future of Energy?*, p. 8, 2016.
- [7] ABB, «Kodiak island - Microgrid Projects - Browse our Microgrid References | ABB.» [En línea]. Available: <https://new.abb.com/distributed-energy-microgrids/references/kodiak-island>. [Último acceso: 23 Mayo 2018].
- [8] J. Grant y A. Angeles Camacho, «Design and Simulation of a DC microgrid for the island of caye chapel,» p. 8, 2017.
- [9] S. ZEKUN y D. Callejo, «e-REdING. Biblioteca de la Escuela Superior de Ingenieros de Sevilla,» [En línea]. Available: <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/70686/fichero/Nuveva+Versi%C3%B3n+del+TFM+de+Shi%2CZekun.pdf>. [Último acceso: 24 Mayo 2018].
- [10] «Prezi.com.» [En línea]. Available: <https://prezi.com/kbm25ibuqexb/historia-de-la-energia-tradicional/>. [Último acceso: 24 Mayo 2018].
- [11] «PVTECH.» [En línea]. Available: <https://www.pv-tech.org/news/mexico-to-hit-30-40gw-of-solar-pv-by-2040-iea>. [Último acceso: 05 07 2018].
- [12] «Energía renovable - EcuRed.» [En línea]. Available: [https://www.ecured.cu/Energ%C3%ADa\\_renovable](https://www.ecured.cu/Energ%C3%ADa_renovable). [Último acceso: 24 Mayo 2018].
- [13] J. Mírez, «J343: Las microrredes eléctricas de corriente continua,» [En línea]. Available: <https://jmirez.wordpress.com/2011/09/12/j343-las-microrredes-electricas-de-corriente-continua/>. [Último acceso: 24 Mayo 2018].
- [14] A. T. Elsayed, A. A. Mohamed y O. A. Mohammed, «"DC microgrids and distribution systems: An overview",» vol. 119, pp. 407 - 417, 2015.
- [15] Y. K. Chen, Y. C. Wu, C. C. Song y Y. S. Chen, «"Desing and implementation of energy management system with fuzzy control for DC microgrid systems",» *IEEE Energy for sustainable Development*, vol. 28, n° 4, pp. 1563 - 1570, 2013.
- [16] «Decentralized Control of Low-Voltage Islanded DC Microgrid Using Power Management Strategies,» [En línea]. Available: <http://www.sciencepublishinggroup.com/journal/paperinfo.aspx?journalid=325&doi=10.11648/j.ajset.20160102.13>. [Último acceso: 25 Mayo 2018].
- [17] «Researchgate.net.» [En línea]. Available: [https://www.researchgate.net/figure/Structure-of-an-residential-DC-microgrid\\_fig1\\_304411960](https://www.researchgate.net/figure/Structure-of-an-residential-DC-microgrid_fig1_304411960). [Último acceso: 26 Mayo 2018].
- [18] «Micro Redes | ABB.» [En línea]. Available: <https://new.abb.com/es/micro-redes>. [Último acceso: 26 Mayo 2018].
- [19] «Pátzcuaro, Portal Turístico. Guía de Hoteles, Restaurantes, Servicios :: Pueblo Mágico,» [En línea]. Available: <http://www.patzcuaro.com>. [Último acceso: 26 Mayo 2018].
- [20] F. Medina Rios, N. Vasquez Nava, J. Arau Roffiel y C. Hernandez Gutierrez, «Familia de Convertidores CD/CD de Alta Elevación y Usos en la Actualidad,» n° 99, p. 14.
- [21] «Radiación solar,» [En línea]. Available: [https://es.wikipedia.org/w/index.php?title=Radiaci%C3%B3n\\_solar&oldid=108043550](https://es.wikipedia.org/w/index.php?title=Radiaci%C3%B3n_solar&oldid=108043550). [Último acceso: 26 Mayo 2018].
- [22] «Solar Radiation | EM SC 100,» [En línea]. Available: <https://www.e-education.psu.edu/emsc100tsb/node/324>. [Último acceso: 26 Mayo 2018].

- [23] J. A. Gamez Guevara, «Convertidores-1,» [En línea]. Available: <http://www.itsteziutlan.edu.mx/pdfs/revistatec/2014/convertidores-1.pdf>. [Último acceso: 26 Mayo 2018].
- [24] P. Biczek y L. Michalski, «"Simulink models of power electronic converters for DC microgrid simulation",» *Power Electronics*, pp. 161 - 165, 2009.
- [25] Y. Ito, Y. Zhongqing y H. Akagi, «"DC microgrid based distribution power generation system",» *Power Electronics and Motion Control Conference*, vol. 3, pp. 1740 - 1745, 2004.
- [26] «Paneles Fotovoltaicos: Concepto y tipos,» [En línea]. Available: <http://www.energiza.org/solar-fotovoltaica/22-solar-fotovoltaica/627-paneles-fotovoltaicos-concepto-y-tipos>. [Último acceso: 26 Mayo 2018].
- [27] S. Sumathi, L. A. Kumar y P. Surekha, *Solar PV and wind energy conversion systems : an introduction to theory, modeling with MATLAB/SIMULINK, and the role of soft computing techniques*, Springer, 2015.
- [28] «"Arreglo de celdas solares y carga de las baterías para obtener la fuente de alimentación de VCD del convertidor",» [En línea]. Available: [http://catarina.udlap.mx/u\\_dl\\_a/tales/documentos/meie/martinez\\_h\\_d/capitulo6.pdf](http://catarina.udlap.mx/u_dl_a/tales/documentos/meie/martinez_h_d/capitulo6.pdf). [Último acceso: 26 Mayo 2018].
- [29] «Slideplayer "Modulos Fotovoltaicos",» [En línea]. Available: <http://slideplayer.es/slide/1078130/>. [Último acceso: 26 Mayo 2018].
- [30] «Baterías para almacenamiento de energía,» [En línea]. Available: <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/70692/fichero/10+Baterias+para+Almacenamiento+de+Energia.pdf>. [Último acceso: 05 julio 2018].
- [31] C. Evanich, «Energy Storage in Microgrids: A Path to Reduce Energy Costs and Improve Grid Resiliency,» [En línea]. Available: <https://microgridknowledge.com/value-energy-storage-microgrids/>. [Último acceso: 04 Junio 2018].
- [32] «Solar Battery Storage Explained | Solar Quotes,» [En línea]. Available: <https://www.solarquotes.com.au/battery-storage/>. [Último acceso: 04 Junio 2018].
- [33] «Energy Matters,» [En línea]. Available: <http://euanmearns.com/is-large-scale-energy-storage-dead/>. [Último acceso: 04 Junio 2018].
- [34] «Diferencia entre controlador de carga PWM y MPPT | Energía solar fotovoltaica | Paneles solares | sistema solar fotovoltaico,» [En línea]. Available: <http://www.tritec-intervento.cl/productostritec/diferencia-entre-controlador-de-carga-pwm-y-mppt/>. [Último acceso: 04 Junio 2018].
- [35] tech4admin, «Battery Energy Systems,» [En línea]. Available: <https://southfacesolar.com/battery-energy-systems/>. [Último acceso: 04 Junio 2018].
- [36] H. D. W., *Power electronics*, Tata McGraw-Hill Education, 2011.
- [37] J. Mdhavi, «Modelling and Coordination Control of Hybrid AC/DC Microgrid,» *International Journal of Emerging Technology and Advanced Engineering*, 2014.
- [38] R. Saiju y S. Heier, «Performance analysis of lead acid battery model for hybrid power system,» *Transmission and Distribution Conference and exposition*, pp. 1-6, 2008.
- [39] F. Ding, P. Li, F. Gao, C. Ding y C. Wang, «Modeling and Simulation of grid-connected hybrid photovoltaic/battery distributed generation system,» *Electricity distribution (CICED)*, pp. 1-10, 2010.
- [40] «¿Como funciona un controlador de carga?,» [En línea]. Available: <http://calefaccion-solar.com/como-funciona-un-controlador-de-carga-solar.html>. [Último acceso: 05 Octubre 2018].
- [41] M. Saleh, Y. Esa y A. Mohamed, «"Hardware Based Testing of Communication Based Control for DC Microgrid",» *Industry Applications Society Annual Meeting*, 2016.
- [42] R. A. Ferreira, H. A. Braga, A. A. Ferreira y P. G. Barbosa, «Analysis of voltage droop control method for dc microgrids with Simulink: Modelling and simulation,» *Industry Applications (INDUSCON) International Conference*, pp. 1-6, 2012 10th IEEE.
- [43] CGS, «Grid connected Solar PV project in Sri Lanka,» *The Pooneryn Site*, p. 83, 2018.
- [44] M. A. Abella, «Centro de Investigaciones Energeticas, Medioambientales y Tecnologicas,» [En línea]. Available: [http://api.eoi.es/api\\_v1\\_dev.php/fedora/asset/eoi:45302/componente45301.pdf](http://api.eoi.es/api_v1_dev.php/fedora/asset/eoi:45302/componente45301.pdf). [Último acceso: 17 12 2018].
- [45] «HOMER Pro,» [En línea]. Available: <https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/3.11/index.html>. [Último acceso: 05 Octubre 2018].

## **GLOSARIO DE TÉRMINOS**

PFV	Paneles Fotovoltaicos
FV	Fotovoltaico
PWM	Pulse Width Modulation (Modulación por ancho de pulso)
V	Voltaje
I	Corriente
P	Potencia
W	Watt
KWh	Kilo-Watt-hora
LCOE	Levelized Cost of Energy
NPC	Total Net Present Cost

# Apéndice A



## MAXPOWER CS6X-310 | 315 | 320 | 325 P

The high quality and reliability of Canadian Solar's modules is ensured by 15 years of experience in module manufacturing, well-engineered module design, stringent BOM quality testing, an automated manufacturing process and 100% EL testing.



**25** years linear power output warranty

**10** years product warranty on materials and workmanship

### KEY FEATURES



Excellent module efficiency of up to 16.94 %



Outstanding low irradiance performance: 96.0 %



High PTC rating of up to 91.97%



IP67 junction box for long-term weather endurance



Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa

### MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES\*

ISO 9001:2008 / Quality management system  
ISO 14001:2004 / Standards for environmental management system  
OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

### PRODUCT CERTIFICATES\*

IEC 61215 / IEC 61730: TÜV-Rheinland / VDE / KEMCO / MCS / CE / CECAU / INMETRO  
UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC listed (US)  
UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE  
Take-e-way / UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1



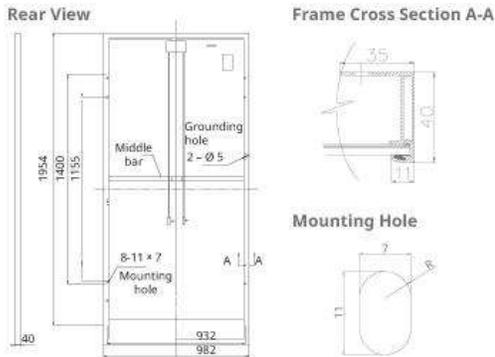
\* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

**CANADIAN SOLAR INC.** is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 15 GW deployed around the world since 2001, Canadian Solar Inc. (NASDAQ: CSIQ) is one of the most bankable solar companies worldwide.

### CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, [www.canadiansolar.com](http://www.canadiansolar.com), [support@canadiansolar.com](mailto:support@canadiansolar.com)

## ENGINEERING DRAWING (mm)



## ELECTRICAL DATA / STC\*

CS6X	310P	315P	320P	325P
Nominal Max. Power (Pmax)	310 W	315 W	320 W	325 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	36.4 V	36.6 V	36.8 V	37.0 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.52 A	8.61 A	8.69 A	8.78 A
Open Circuit Voltage (Voc)	44.9 V	45.1 V	45.3 V	45.5 V
Short Circuit Current (Isc)	9.08 A	9.18 A	9.26 A	9.34 A
Module Efficiency	16.16 %	16.42 %	16.68 %	16.94 %
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C			
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000 V (UL)			
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)			
Max. Series Fuse Rating	15 A			
Application Classification	Class A			
Power Tolerance	0 ~ + 5 W			

\* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C

## ELECTRICAL DATA / NOCT\*

CS6X	310P	315P	320P	325P
Nominal Max. Power (Pmax)	225 W	228 W	232 W	236 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	33.2 V	33.4 V	33.6 V	33.7 V
Opt. Operating Current (Imp)	6.77 A	6.84 A	6.84 A	6.98 A
Open Circuit Voltage (Voc)	41.3 V	41.5 V	41.6 V	41.8 V
Short Circuit Current (Isc)	7.36 A	7.44 A	7.50 A	7.57 A

\* Under Nominal Operating Cell Temperature (NOCT), irradiance of 800 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

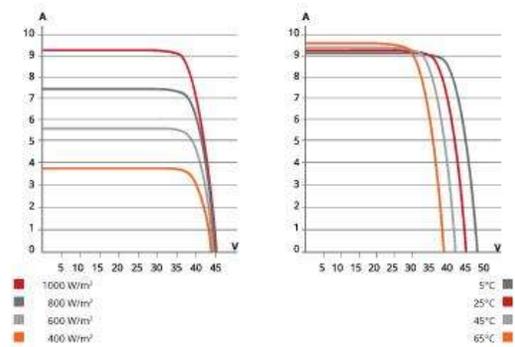
## PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE

Outstanding performance at low irradiance, with an average relative efficiency of 96.5 % from irradiances, between 200 W/m<sup>2</sup> and 1000 W/m<sup>2</sup> (AM 1.5, 25°C).

The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to on-going innovation, research and product enhancement, Canadian Solar Inc. reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.

Caution: For professional use only. The installation and handling of PV modules requires professional skills and should only be performed by qualified professionals. Please read the safety and installation instructions before using the modules.

## CS6X-320P / I-V CURVES



## MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	72 (6 x 12)
Dimensions	1954 x 982 x 40 mm (76.9 x 38.7 x 1.57 in)
Weight	22 kg (48.5 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP67, 3 diodes
Cable	4 mm <sup>2</sup> (IEC) or 4 mm <sup>2</sup> & 12 AWG 1000 V (UL), (UL), 1150 mm
Connector	T4 (IEC/UL)
Per Pallet	26 pieces, 620 kg (1366.9 lbs)
Per Container (40' HQ)	624 pieces

## TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temp. Coefficient (Pmax)	-0.41 % / °C
Temp. Coefficient (Voc)	-0.31 % / °C
Temp. Coefficient (Isc)	0.053 % / °C
Nominal Operating Cell Temperature	45±2 °C

## PARTNER SECTION



# Apéndice B



## DATA SHEET

**SOLAR**  
TRUE DEEP-CYCLE AGM

MODEL **SAGM 12 135**  
 VOLTAGE **12V**  
 CAPACITY **135Ah @ 20Hr**  
 MATERIAL **Polypropylene**  
 BATTERY **VRLA AGM / Non-Spillable / Maintenance-Free**  
 COLOR **Maroon**  
 WATERING **No Watering Required**   
 IEC 61427 **8+ Years Life**



**12V**

### PRODUCT + PHYSICAL SPECIFICATIONS

Model	Terminal Type <sup>6</sup>	Dimensions <sup>4</sup> Inches (mm)			Weight Lbs. <sup>5</sup> (kg)	Handles	Installation Orientation
		Length	Width	Height <sup>4</sup>			
SAGM 12 135	M8/LT	12.96 (329)	7.06 (179)	10.96 (278)	83 (38)	Embedded	Horizontal and Vertical

### ELECTRICAL SPECIFICATIONS

Voltage	Capacity <sup>4</sup> Amp-Hours (Ah)					Energy kWh	Internal Resistance (mΩ)	Short Circuit Current <sup>9</sup>
	10-Hr	20-Hr	48-Hr	72-Hr	100-Hr			
12V	131	135	136	137	137	1.62	4.3	2920

### CHARGING INSTRUCTIONS

Charger Voltage Settings (at 77°F/25°C)						
System Voltage	6V	8V	12V	24V	36V	48V
Bulk	20% of C <sub>20</sub>					
Absorption Charge (2.40 VPC)	7.20	9.60	14.40	28.80	43.20	57.60
Float Charge (2.25 VPC)	6.75	9.00	13.50	27.00	40.50	54.00

Do not install or charge batteries in a sealed or non-ventilated compartment. Constant under or overcharging will damage the battery and shorten its life as with any battery.

### CHARGING TEMPERATURE COMPENSATION

Add	Subtract
0.005 volt per cell for every 1°C below 25°C	0.005 volt per cell for every 1°C above 25°C
0.0028 volt per cell for every 1°F below 77°F	0.0028 volt per cell for every 1°F above 77°F

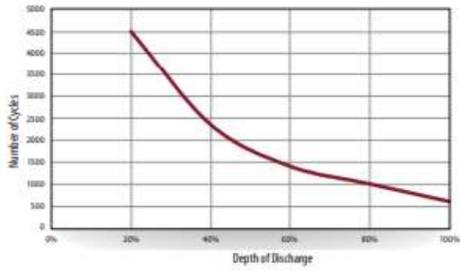
### STATE OF CHARGE MEASURE OF OPEN-CIRCUIT VOLTAGE

Percentage Charge	Cell	12 Volt
100	2.14	12.84
75	2.09	12.54
50	2.04	12.24
25	1.99	11.94
0	1.94	11.64

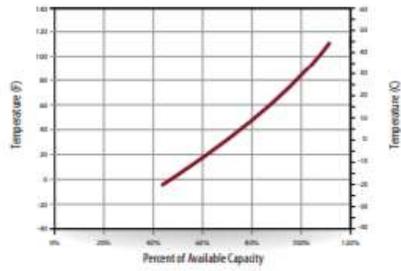
### OPERATIONAL DATA

Operating Temperature	Self Discharge
-4°F to 122°F (-20°C to 50°C) At temperatures below 32°F (0°C) maintain a state of charge greater than 60%	Less than 3% per month depending on storage temperature conditions

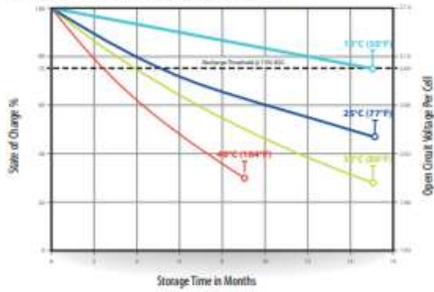
### SOLAR CYCLE-LIFE



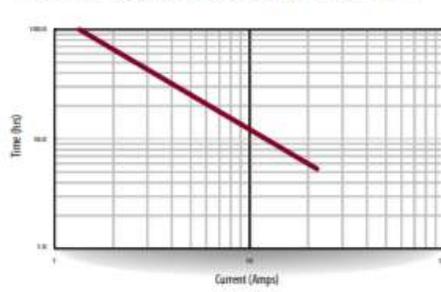
### CAPACITY VS. OPERATING TEMPERATURE



### SELF DISCHARGE VS. TIME

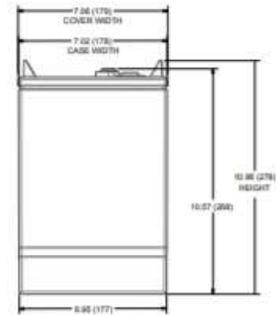
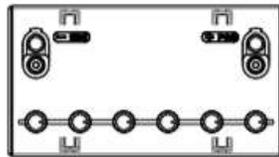
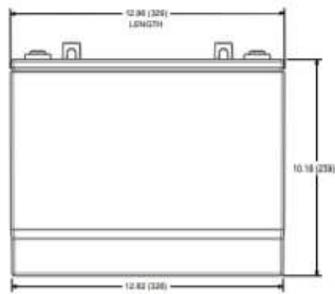


### TROJAN SAGM 12 135 PERFORMANCE



### BATTERY DIMENSIONS

Dimensions Inches (mm) - shown with M8, height is 12.07 with LT



## Apéndice C

### Código del Algoritmo perturbar y observar

```
function D = PandO(Vpv,Ipv)

persistent Dprev Pprev Vprev

if isempty(Dprev)
    Dprev = 1;
    Vprev = 360.8;
    Pprev = 97.6e3;
end

% Initialize algorithm parameters
deltaD = 0.001; %0.1;

% Calculate measured array power
Ppv = Vpv*Ipv;

% Increase or decrease duty cycle based on conditions
if (Ppv-Pprev) ~= 0
    if (Ppv-Pprev) > 0
        if (Vpv-Vprev) > 0
            D = Dprev - deltaD;
        else
            D = Dprev + deltaD;
        end
    else
        if (Vpv-Vprev) > 0
            D = Dprev + deltaD;
        else
            D = Dprev - deltaD;
        end
    end
else
    D = Dprev;
end

% Update internal values
Dprev = D;
Vprev = Vpv;
Pprev = Ppv;
```