



PONTIFICIA
UNIVERSIDAD
CATÓLICA DE
VALPARAÍSO



Cristian Ignacio Villablanca Gallardo

Estudio y Simulación de un Sistema de Generación Híbrido Solar Diésel que Alimenta una Carga Aislada

Informe Proyecto de Título de Ingeniero Eléctrico



**Escuela de Ingeniería Eléctrica
Facultad de Ingeniería**

Valparaíso, 03 de enero de 2019



Estudio y simulación de un sistema de generación híbrido solar diésel que alimenta una carga aislada

Cristian Ignacio Villablanca Gallardo

Informe Final para optar al título de Ingeniero Eléctrico,
aprobada por la comisión de la
Escuela de Ingeniería Eléctrica de la
Facultad de Ingeniería de la
Pontificia Universidad Católica de Valparaíso
conformada por

Sr. Javier Alejandro Riedemann Aros
Profesor Guía

Sr. Werner Eduardo Jara Montecinos
Segundo Revisor

Sr. Sebastián Carlos Fingerhuth Massmann
Secretario Académico

Valparaíso, 03 de enero de 2019

Agradecimientos

Primero que todo quiero agradecer a mis abuelos Roberto, Isabel, Miguel y Olivia por haberme formado como persona, por compartirme sus valores, enseñanzas de vida, por su amor y apoyo incondicional, tanto desde plano terrenal como del espiritual. A mis padres Miguel y Carolina por entregarme todo su amor y apoyo en las decisiones que he tomado en mi vida, por creer en mí y darme la oportunidad de adquirir los conocimientos que me servirán como herramienta para cumplir mis sueños. A mis tíos y primos por apoyarme siempre de alguna u otra manera, por entregarme el cariño y las energías para seguir luchando. A mi polola Daniela, por confiar siempre en mis capacidades, por ser uno de los pilares fundamentales al entregarme su amor, apoyo y comprensión a lo largo de esta etapa. A mis amigos de la EIE, por haberme dado la oportunidad de conocerlos, por haber compartido lindos momentos que recordare siempre con alegría y por haber formado buenos lazos de amistad que espero que no se pierdan nunca. A mis amigos de infancia, que a pesar de la distancia siempre estuvieron conmigo y me entregaron su apoyo. Finalmente, quiero agradecer a los profesores Javier Riedemann y Werner Jara, por guiarme por el camino correcto, por su tiempo y buena disposición a ayudarme en la elaboración de mi tesis.

Valparaíso, 3 de enero de 2019

Cristian Villablanca Gallardo

Resumen

El siguiente trabajo de titulación, tiene como objetivo principal el estudio y simulación de un sistema de generación híbrido solar diésel que alimenta una carga aislada compuesta por veinte viviendas. En el capítulo 1, se realiza una descripción general del grupo electrógeno, en donde se explican sus principales aplicaciones, su principio de funcionamiento y los elementos que lo componen. Luego, se describen distintos sistemas de excitación y control, estos en conjunto permiten obtener una respuesta estable a la salida del generador, independiente de las perturbaciones del sistema. También se describen las protecciones con las que cuenta el generador. Estas se encargan principalmente de resguardar la integridad del equipo ya sea, ante una falla que se presente en alguno de sus componentes o a causa de algún tipo de falla externa. En el capítulo 2, se describe el funcionamiento del sistema de generación fotovoltaico, en donde se explica que es la energía solar y se describen los tipos de radiación que inciden sobre la superficie terrestre. En éste se detalla el funcionamiento de la celda solar, siendo esta el elemento principal del sistema fotovoltaico, ya que esta por medio del efecto fotoeléctrico, permite transformar la radiación solar incidente en energía eléctrica de corriente continua. Junto a lo anterior, en este capítulo, se describen las condiciones de trabajo a las que se exponen los paneles solares, y los elementos que conforman el sistema de generación fotovoltaico, entre ellos: los reguladores de carga, inversores y baterías. Todo lo anterior permite finalizar el capítulo con una visión global del funcionamiento del sistema fotovoltaico.

En el capítulo 3, se describen los factores que se deben tener en consideración a la hora de implementar este tipo de sistema de generación, y los principales casos en los cuales puede ser aplicado. Aquí, también se describen los tres tipos de acoplamiento que pueden tener las fuentes de generación y almacenamiento de energía, y se indica que la elección del tipo de acoplamiento dependerá directamente de la disponibilidad de energía solar y de la demanda energética de la carga. En la parte final de este capítulo, se describen los modos de operación y las funciones con las que cuentan dos equipos que actualmente existen en el mercado, los cuales permiten dar forma a un sistema de generación de este tipo, estos son el Conext XW 8548 E y el Conext XW Multi-Cluster.

Posteriormente, en los capítulos 4, 5 y 6, se realiza el dimensionamiento del generador diésel y del banco de baterías del sistema híbrido. Esto se lleva a cabo, estimando el consumo que tendría una vivienda tipo y luego, este resultado se extrapola para obtener un perfil de carga aproximado del conjunto de viviendas. Luego, en el capítulo 7, se lleva a cabo el dimensionamiento del

sistema de generación fotovoltaico en dos zonas distintas del país. El primero, se ubica en la zona norte de Chile, en donde las condiciones climatológicas son favorables para la instalación fotovoltaica dada la irradiación presente en el lugar; y el segundo, se ubica en la zona sur del país, en donde las condiciones climáticas son más adversas, pero aun así son suficientes como para poder instalar este tipo de fuentes de energía.

En el capítulo 8, se muestra como se realizó el modelamiento de los equipos con los que cuenta el sistema fotovoltaico. Primero, se realiza el modelamiento del regulador de carga representado por un convertidor CC/CC reductor. Dicho regulador, cuenta con el algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia de perturbación y observación (algoritmo MPPT P&O), este permite que el arreglo fotovoltaico opere siempre en el punto de máxima potencia por medio del control del ciclo de trabajo del convertidor, de esta forma es posible obtener un alto rendimiento de la instalación fotovoltaica, independiente de las condiciones de irradiación y temperatura presentes en el lugar. Luego, se realiza el modelamiento del inversor de tres niveles, éste es el encargado de transformar la energía de corriente continua a la salida del regulador de carga o del banco de baterías en energía de corriente alterna para poder alimentar a las cargas. Este cuenta con su respectivo filtro de salida y transformador elevador, los que en conjunto permiten llevar la energía generada o almacenada al nivel y a las condiciones requeridas por la carga. Luego, se realizó el modelamiento del generador diésel y del banco de baterías. Éste se llevó a cabo por medio de los bloques que se encuentran en la librería de Simulink, los que se configuran con los parámetros determinados en el capítulo de dimensionamiento de las fuentes de generación.

Finalmente, en el capítulo 9, se muestran los resultados obtenidos por medio de simulación, en donde a través de los gráficos presentados se puede observar, discutir y concluir acerca del comportamiento que tendría el sistema de generación híbrido al operar bajo el perfil de demanda de energía del conjunto de viviendas.

Palabras clave: generador diésel, generación fotovoltaica, banco de baterías, tipos de acoplamiento, perfil de carga, dimensionamiento, modelamiento, algoritmo MPPT P&O, simulación, resultados.

Abstract

The main aim of this thesis was to study and simulate a hybrid diesel/solar generation system that feeds an isolated load consisting of twenty residential dwellings. Chapter 1 provides a general description of the generator set, its main applications, its operating principle and its various elements. It goes on to describe the different excitation and control systems, which, in conjunction, make it possible to obtain a stable response at the output of the generator, irrespective of the system disturbances. It also describes the generator's safety mechanisms, which are mainly responsible for safeguarding the integrity of the equipment either in the event of failure in one of its components or due to some type of external failure. Chapter 2 explains how the photovoltaic generation system operates, what solar energy is and the types of radiation that affect the earth's surface. It then outlines the inner workings of the solar cell, which is the main element of the photovoltaic system, given that the solar cell, thanks to the photoelectric effect, makes it possible to transform the incident solar radiation into electrical direct current energy. In addition, this chapter highlights the working conditions to which the solar panels are exposed, and the elements that make up the photovoltaic generation system, including charge regulators, inverters and batteries. The chapter closes with a general view of how a photovoltaic system works.

Chapter 3 outlines the factors which must be taken into account when implementing this type of generation system, and the main cases in which it can be applied. It also describes the three types of couplings employed in generation sources and energy storage, and it explains how to choose a type of coupling depending directly on the availability of solar energy and the energetic demand of the load. The final part of this chapter describes the operation modes and the functions of two machines that currently exist in the market, with which one can put together a generation system of this nature. These are the Conext XW 8548 E and the Conext XW multi-cluster.

Subsequently, Chapters 4, 5 and 6 cover the dimensioning of the the hybrid system's diesel generator and battery bank. This is carried out by estimating the consumption that a typical residential dwelling would have, and then the result is extrapolated to obtain an approximate load profile of the cluster of dwellings. Chapter 7 discusses how the dimensioning of the photovoltaic generation system was conducted in two different regions of the country. The first region is in the north of Chile, where the climate conditions are favorable for the photovoltaic installation due to high exposure to sunlight; and the second region is located in the southern part of the country,

where the climate conditions are more adverse, yet are favorable enough to be able to install these types of energy sources.

Chapter 8 describes how the modeling of the equipment of the photovoltaic system was carried out. First came the modeling of the charge controller represented by a buck DC/DC converter. This regulator has an algorithm that tracks the maximum power point of perturbation and observation (MPPT P&O algorithm). This allows the photovoltaic array to always operate at its maximum power point as it takes control of the duty cycle of the converter, thus making it possible to obtain a high performance of the photovoltaic installation, irrespective of the irradiation and temperature conditions present on site. The chapter then describes the modeling of the three-level inverter, which is responsible for transforming the DC power at the output of the charge regulator or battery bank into AC power in order to power the loads. The three-level inverter has its respective output filter and step-up transformer, which, in conjunction, allow the energy generated or stored to be brought to the level and conditions required by the load. After that came the modeling of the diesel generator and the battery bank. This was carried out by using the blocks that are part of the Simulink library, which are configured with the parameters defined in the chapter covering the dimensioning of the generation sources.

Finally, Chapter 9 presents the results obtained through simulation. The figures therein make it possible to observe, discuss and reach a conclusion in regards to the expected behavior that the hybrid generation system would have when operating under the energy demand profile of the cluster of dwellings.

Key words: diesel generator, photovoltaic generation, battery bank, coupling types, load profile, dimensioning, modeling, MPPT P&O algorithm, simulation, results.

Índice general

Introducción.....	1
Objetivos generales.....	3
Objetivos específicos	3
1 Grupo electrógeno	4
1.1 Descripción general.....	4
1.1.1 Aplicaciones	5
1.2 Principio de funcionamiento	5
1.3 Elementos de un grupo electrógeno	5
1.4 Sistemas de excitación de un grupo electrógeno	6
1.4.1 Sistemas de control de excitación.....	6
1.5 Sistemas de excitación.....	8
1.5.1 Sistemas de excitación estáticos	8
1.5.2 Sistema de excitación rotacional	10
1.6 Control y funciones de protección	10
1.6.1 Regulador AC y DC	11
1.6.2 Estabilizador de potencia	11
1.6.3 Compensador de carga	11
1.6.4 Limitador de subexcitación y de sobreexcitación	12
1.6.5 Regulador de velocidad del motor	12
2 Sistema solar fotovoltaico	14
2.1 Energía solar	14
2.1.1 Radiación solar	14
2.2 Panel fotovoltaico	16
2.2.1 Efecto fotoeléctrico	16
2.2.2 Celdas fotovoltaicas	17
2.2.3 Tipos de celdas fotovoltaicas.....	18
2.2.4 Componentes panel fotovoltaico.....	18
2.3 Condiciones de trabajo.....	19
2.3.1 Irradiación.....	19
2.3.2 Temperatura	20

2.4 Elementos de un sistema fotovoltaico	21
2.4.1 Regulador de carga	21
2.4.2 Inversor	22
2.4.3 Baterías	27
2.5 Funcionamiento de un sistema solar fotovoltaico.....	28
2.6 Protección de un panel fotovoltaico	29
3 Sistema de generación híbrido solar diésel	31
3.1 Descripción	31
3.2 Elementos del sistema de generación híbrido solar diésel	33
3.3 Configuraciones	36
3.4 Tipos de acoplamiento	36
3.4.1 Acoplamiento DC	36
3.4.2 Acoplamiento AC.....	37
3.4.3 Configuración mixta.....	38
3.5 Inversor híbrido Conext XW 8548 E.....	39
3.5.1 Descripción	39
3.5.2 Modos de operación.....	40
3.5.3 Funciones adicionales	44
3.6 Conext XW Multi-Cluster	45
3.6.1 Descripción	45
3.6.2 Equipos.....	47
3.6.3 Funcionamiento	48
4 Dimensionamiento del sistema de generación híbrido solar diésel.....	51
4.1 Estimación de la demanda	51
4.2 Dimensionamiento del generador diésel	52
4.2.1 Factor de demanda y factor de diversidad	52
4.2.2 Potencia del generador	53
4.3 Dimensionamiento del banco de baterías.....	53
4.4 Dimensionamiento del generador fotovoltaico	54
4.4.1 Cálculo del número de paneles.....	55
4.5 Dimensionamiento del regulador de carga	56
4.5.1 Cálculo del número máximo de paneles en serie.....	56
4.5.2 Cálculo del número máximo de ramas en paralelo.....	57
5 Estimación de la demanda	58
5.1 Estimación de la demanda del conjunto de viviendas	58
6 Dimensionamiento del generador diésel y banco de baterías	61
6.1 Dimensionamiento del generador diésel	61
6.1.1 Factor de demanda y diversidad	61
6.2 Cálculo del número de inversores cargadores Conext XW 8548 E	62
6.3 Dimensionamiento del banco de baterías.....	63

7 Dimensionamiento del sistema fotovoltaico.....	65
7.1 Dimensionamiento sistema fotovoltaico zona norte	65
7.1.1 Cariquima	65
7.1.2 Radiación y temperatura media mensual	66
7.1.3 Dimensionamiento sistema fotovoltaico	67
7.2 Dimensionamiento del regulador de carga	71
7.2.1 Cálculo del número máximo de paneles en serie	71
7.2.2 Cálculo del número máximo de ramas en paralelo.....	73
7.3 Dimensionamiento sistema fotovoltaico zona sur	73
7.3.1 Isla Huapi	73
7.3.2 Radiación y temperatura media mensual	74
7.3.3 Dimensionamiento del sistema fotovoltaico	75
7.4 Dimensionamiento del regulador de carga	79
7.4.1 Cálculo del número máximo de paneles en serie	80
7.4.2 Cálculo del número máximo de ramas en paralelo.....	81
8 Diseño de equipos del sistema de generación	82
8.1 Regulador de carga	82
8.2 Convertidor DC/DC reductor	82
8.2.1 Modo de conducción continua	83
8.2.2 Expresiones matemáticas	84
8.2.3 Diseño convertidor buck	87
8.3 Seguimiento punto máxima potencia (MPPT)	88
8.4 Control del convertidor	89
8.4.1 Lazo de corriente	91
8.4.2 Lazo de tensión	94
8.5 Inversor	96
8.5.1 Operación a tres niveles de tensión	97
8.5.2 Índice de modulación y razón de frecuencia	98
8.5.3 Filtro de salida	99
8.5.4 Diseño inversor monofásico.....	99
8.6 Generador diésel	105
9 Simulación del sistema de generación híbrido	109
9.1 Funcionamiento del sistema fotovoltaico	109
9.1.1 Regulador de carga	110
9.1.2 Banco de baterías	112
9.1.3 Inversores	115
9.2 Generador	115
9.3 Resultados	116
9.3.1 Sistema fotovoltaico y banco de baterías como fuente principal	116
9.3.2 Generador diésel como fuente principal.....	119
9.3.3 Carga.....	120

Discusión y conclusiones.....	122
Bibliografía	125

Introducción

El uso de energías renovables no es reciente, en la historia de la humanidad, las energías renovables han sido durante mucho tiempo la principal posibilidad de generar energía. Esto solo cambio con la revolución industrial cuando el lignito y el carbón se volvieron cada vez más importantes, mientras que más tarde el petróleo crudo también gano gran importancia. Estos presentaban una ventaja asociada a su fácil transporte y procesamiento, siendo el petróleo crudo una de las principales fuentes de energía utilizadas en la actualidad.

Además, el gas natural utilizado para la calefacción de espacios y como combustible para el transporte, se ha vuelto cada vez más importante, esto se debe a que se encuentra en abundancia y solo requiere de una baja inversión asociada a la construcción de instalaciones utilizadas para su tratamiento. A medida que se utilizaban en mayor cantidad este tipo de combustibles para la generación de energía, el uso de las energías renovables disminuía, debido a que estas pasaron a ser de menos importancia a causa de la gran inversión que implicaban respecto a la generación de energía en general. Sin embargo, un punto importante a considerar es el aumento en los precios de los combustibles fósiles en los mercados mundiales, como es el caso del petróleo crudo, el cual ha ido al alza durante los últimos años, ya que un barril tenía un costo de 19.69 USD en febrero del año 2016 y en febrero del 2018 tuvo un costo de 40.92 USD. [1]

Otro punto y actualmente de gran importancia para el mundo científico se debe a que el uso de combustibles fósiles tiene una serie de efectos indeseados que la mayor parte de sociedad quiere excluir, ya que estos afectan principalmente al medio ambiente y al clima provocando el conocido efecto invernadero. Esta es la razón por la cual se buscan alternativas ecológicas, amigables con el medio ambiente, que sean socialmente aceptables y que tengan la capacidad de cubrir la demanda energética de la población.

Una alternativa a esta problemática es utilizar sistemas de generación híbridos. Estos están conformados solo por sistemas de energías renovables, como un sistema eólico- solar o también pueden formar parte de este sistema los denominados grupos electrógenos, generalmente utilizados en caso de que el sistema de energías renovables no tenga la capacidad de suministrar la energía eléctrica que demanda la carga.

La fuente principal de energía del sistema de generación híbrido es a base de energías renovables, estas se basan en flujos de energía originados por el movimiento y la gravitación de los planetas

(energía de las mareas), el calor almacenado y liberado por la tierra (energía geotérmica) y en particular la energía radiada por el sol (radiación solar). Por lo tanto, una gran variedad de energías renovables en términos de densidad de energías, variaciones de las formas de energía disponibles, los portadores de energía secundarios relacionados y la energía final que se proporcionara. Cada opción técnica para utilizar los flujos de energía renovable debe adaptarse a las características correspondientes de la energía renovable disponible, por lo que existe una amplia gama de procesos o métodos técnicos para explotar con mayor éxito las opciones que se presenten. Este tipo de energía es generada a partir de las fuentes primarias mencionadas en los párrafos anteriores y tienen la ventaja de que no tienen gran impacto sobre el ecosistema, además su obtención y modo de uso no emite subproductos que puedan afectar de forma negativa el medio ambiente. [2]

De las fuentes de energía renovable, la energía solar puede ser considerada una de las más importantes debido a su abundancia y disponibilidad. Una de las formas de aprovechar esta energía es convirtiendo la radiación solar en energía eléctrica, por medio del efecto fotoeléctrico y con ayuda de dispositivos semiconductores. Estos convierten parte de la radiación solar en energía eléctrica, específicamente en corriente continua. [3]

En la otra parte del sistema híbrido están los denominados grupos electrógenos, estos se encuentran constituidos por un motor primario, principalmente motores de combustión interna a diésel o gasolina acoplado a un generador sincrónico, siendo este último el encargado de la conversión de la energía mecánica entregada por el motor primario en energía eléctrica de corriente alterna. Estos equipos son ampliamente utilizados como generadores eléctricos de emergencia en hospitales, aeropuertos y centrales telefónicas entre otros. [4]

En el caso de sistemas de generación híbridos el uso es similar, sirven como apoyo en caso de emergencia. En este caso los paneles fotovoltaicos se encargan de abastecer la demanda de energía eléctrica y cuando haya excedente de energía cargara las baterías. Cuando las baterías hayan llegado a su profundidad de descarga y los paneles fotovoltaicos no sean capaces de cubrir la demanda de energía entra en juego el generador de apoyo, siendo este capaz de cubrir la demanda de energía. [5]

Uno de los principales objetivos de los sistemas de generación híbridos es entregar energía a cargas que se encuentran desacopladas de la red eléctrica, como es el caso de pueblos o localidades que se ubican en lugares de difícil acceso o el consumo de energía eléctrica es mínimo en comparación con los recursos que tienen que invertir las empresas eléctricas, haciendo que esta no sea atractiva desde el punto de vista económico.

Este proyecto tiene como objetivo general estudiar el funcionamiento de las partes que componen este sistema de generación híbrido solar- diésel, además de describir las características con las que debe contar cada parte del sistema de generación para poder entregar energía eléctrica de forma continua y eficiente a una carga aislada. Esta carga presentará un perfil de consumo determinado al cual deberá adecuarse el sistema de generación. Todo lo descrito anteriormente se complementará con simulaciones que tendrán como objetivo modelar el

sistema de generación híbrido, a modo de obtener una mejor aproximación del comportamiento que presentaría en la realidad.

Objetivos generales

- Estudiar y simular un sistema de generación híbrido solar diésel para alimentar una carga aislada.

Objetivos específicos

- Realizar una búsqueda bibliográfica sobre los elementos que componen un sistema de generación híbrido solar-diésel.
- Describir el funcionamiento y componentes de un sistema de generación diésel.
- Describir el funcionamiento y componentes de un sistema de generación fotovoltaico.
- Describir los elementos que componen del sistema de generación híbrido solar diésel.
- Describir las configuraciones y tipos de acoplamiento del sistema de generación híbrido solar diésel.
- Describir el funcionamiento y modos de operación de equipos utilizados en este tipo de sistemas de generación.
- Determinar los parámetros que permitan realizar el dimensionamiento de las fuentes de energía que componen el sistema de generación híbrido.
- Realizar el dimensionamiento del sistema de generación híbrido en dos zonas distintas del país.
- Diseñar y simular los equipos que componen el sistema de generación fotovoltaico.
- Realizar la simulación del sistema de generación híbrido para determinar el comportamiento de ambos sistemas de generación funcionando de forma complementaria para alimentar una carga aislada.

1 Grupo electrógeno

1.1 Descripción general

Un grupo electrógeno es una máquina que tiene como función generar energía eléctrica. Está formado principalmente por un motor a combustión interna acoplado a un alternador, este último es el encargado de transformar la energía mecánica que entrega el motor primario en energía eléctrica. Son comúnmente utilizados cuando existe déficit de energía o cuando son recurrentes los cortes de suministro eléctrico. Dependiendo de la legislación de un país, puede ser obligatoria la instalación de un grupo electrógeno en lugares donde exista una gran densidad de personas, como por ejemplo hospitales, centros comerciales, cárceles entre otros. Otra utilidad que tiene los grupos electrógenos es entregar suministro eléctrico a localidades que se encuentran aisladas debido a su difícil acceso, estas generalmente presentan baja densidad de personas y su infraestructura no presenta mayor desarrollo.



Figura 1-1: Grupo electrógeno Caterpillar 3512B 1320 [KVA] 50[Hz]
(fuente: <http://www.hastingsdeering.com.au>)

1.1.1 Aplicaciones

Los grupos electrógenos se utilizan principalmente para entregar dos tipos de servicios, estos son:

- Servicio de Producción: producción de energía eléctrica en zonas donde no existe otra fuente energética.
- Servicio de Emergencia: proporciona energía eléctrica en caso de que se produzca alguna falla en el sistema de distribución, evitando problemas a personas y equipos.

1.2 Principio de funcionamiento

El proceso comienza cuando el motor a combustión interna pone en movimiento los componentes internos del generador principal. El magnetismo remanente en el rotor induce una pequeña tensión en el estator. Luego el regulador (AVR) de tensión amplifica y rectifica esta tensión, para luego aplicarla al circuito de campo del generador auxiliar de excitación. La corriente continua en el campo del generador auxiliar crea un campo magnético que induce una tensión de corriente alterna en el estator. Esta tensión de corriente alterna se convierte nuevamente en corriente continua por medio de diodos estáticos o rotatorios (conjunto rectificador). Cuando esta tensión de corriente continua aparece en el rotor del generador principal crea un campo magnético más fuerte que el campo remanente inicial, induciendo una tensión mayor en el estator. Este ciclo se repite hasta que se alcanza una tensión adecuada a la salida del grupo electrógeno. En este punto el regulador automático limita la tensión que pasa al circuito de campo del generador auxiliar de excitación manteniendo constante la tensión generada, y en consecuencia limita la tensión de salida del grupo electrógeno. [6]

1.3 Elementos de un grupo electrógeno

Un grupo electrógeno está compuesto de diferentes elementos, que en conjunto permiten obtener energía eléctrica con las condiciones necesarias para alimentar una carga, estos se describen a continuación:

- Alternador: la energía eléctrica se genera por medio de un alternador, auto excitado, autorregulado y sin escobillas acoplado con precisión al motor primario, aunque también se pueden acoplar alternadores con escobillas para aquellos grupos cuyo funcionamiento vaya a ser limitado.
- Motor: el motor es el encargado de entregar la energía mecánica para que el alternador gire y genere electricidad. Existen dos tipos de motores, estos son los motores a gasolina y a diésel (gasoil). Comúnmente los más utilizados en los grupos electrógenos son los motores diésel, esto es por las prestaciones mecánicas, ecológicas y económicas.
- Regulación del motor: el regulador del motor es un dispositivo mecánico o electrónico utilizado para mantener la velocidad constante del motor en relación a los requisitos de la carga. La velocidad del motor está directamente relacionada con la frecuencia de salida

del alternador, por lo que la potencia de salida se verá afectada ante cualquier variación de esta.

- **Regulador de Tensión:** el regulador de tensión es un dispositivo electrónico que se encarga de mantener la tensión de salida del generador principal cercana a un valor de referencia. Este logra a regulación actuando sobre la excitación del generador piloto, de esta manera controla la excitación aplicada al campo del generador principal y en consecuencia la tensión de salida.
- **Sistema eléctrico del motor:** el sistema eléctrico del motor es de 12 [V] o 24 [V] de corriente continua. El sistema incluye el motor eléctrico de arranque y baterías que generalmente no requieren de mantenimiento como las de plomo.
- **Sistema de refrigeración:** el sistema de refrigeración del motor puede ser por medio de agua, aceite o aire. El sistema de refrigeración por aire consiste en un ventilador de gran capacidad que hace circular aire frío por el motor para reducir su temperatura. Tanto el sistema de refrigeración por agua como por aceite constan de un radiador y un ventilador interior utilizado para enfriar sus componentes.
- **Depósito de combustible y bancada:** el motor y el alternador están acoplados y montados sobre una bancada de acero de gran resistencia. La bancada incluye un depósito de combustible con una capacidad mínima de 8 horas de funcionamiento a plena carga.
- **Aislamiento de la vibración:** los tacos anti vibración son diseñados para disminuir las vibraciones generadas por el grupo electrógeno. Estos aisladores se encuentran en la base del motor, del alternador, del cuadro de mando y de la bancada.
- **Silenciador y sistema de escape:** el silenciador y el sistema de escape reducen la emisión de ruidos producidos por el motor.
- **Sistema de control:** este está compuesto diferentes tipos de paneles y sistema de control que permiten manejar de mejor forma el funcionamiento y salida del grupo, además de protegerlo contra posibles fallos.

1.4 Sistemas de excitación de un grupo electrógeno

Uno de los aspectos a tener en cuenta en la generación de electricidad por medio de grupos electrógenos, es la de mantener la tensión y la frecuencia de salida lo más cercano a los valores que la carga requiera. La tensión de salida es función tanto de la velocidad de giro como de la corriente de excitación del campo del generador y la frecuencia depende solo de la velocidad de giro del generador.

Para esto se cuenta con dispositivos de control electrónicos y mecánicos tanto para el motor primario como para el generador de corriente eléctrica. El tipo de dispositivo de control dependerá de cada grupo en particular y de los requerimientos asociados a la calidad de la energía eléctrica demandada por cada carga.

1.4.1 Sistemas de control de excitación

El objetivo fundamental de un sistema de control de excitación es realizar el ajuste automático de la corriente de campo del generador de modo que mantenga la tensión de salida de acuerdo a los valores requeridos.

Desde el punto de vista de su funcionamiento, el sistema de control de excitación (SCE) debe ser capaz de responder a perturbaciones, tanto transitorias como estacionarias, sin alterar la operación normal del generador. Además, debe ser capaz de integrarse con el resto de los sistemas de protección, tales como las protecciones contra fallas de aislación en el rotor debido a las altas tensiones, calentamiento en el rotor debido a las corrientes de campo y calentamientos en el estator debido a las corrientes de armadura. [7]

Desde el punto de vista de los sistemas de potencia, el sistema de control de excitación contribuye a un control efectivo de la tensión y por ello es ampliamente utilizado para mejorar la estabilidad del sistema. En particular, se utiliza en coordinación con estabilizadores de potencia (Power System Stabilizer PPS) para amortiguar oscilaciones y en el control rápido ante un disturbio de manera de mejorar la estabilidad transitoria. [7]

En la Figura 1-2 se muestra un diagrama de bloques tradicional de un sistema de control de excitación para un generador.

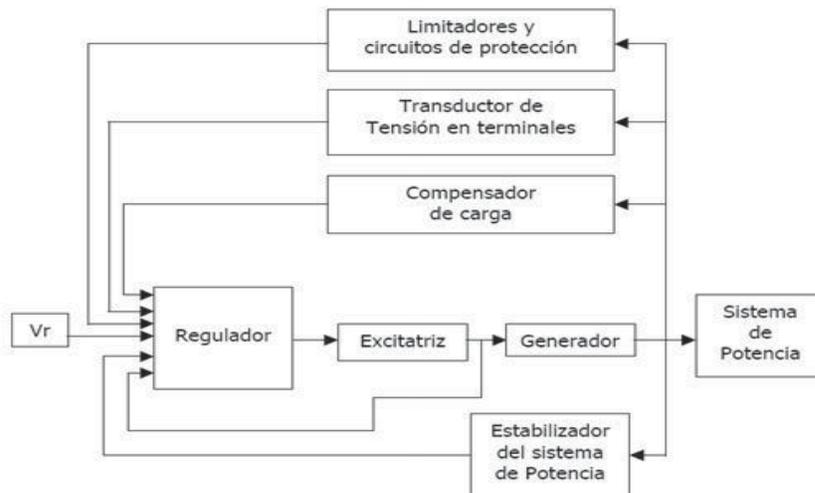


Figura 1-2: Diagrama de bloque de un SCE (fuente: <http://www.monografias.com>)

La función de cada bloque se describe a continuación:

- Excitatriz: Este bloque proporciona la energía eléctrica para alimentar el campo rotatorio del generador, constituyendo la fuente de poder del sistema de control de excitación (SCE).
- Regulador: este bloque procesa y amplifica la señal de entrada a un nivel y forma apropiada para el control. Este incluye ambas regulaciones y funciones de estabilidad del sistema de control de excitación (SCE).
- Transductor de tensión en terminales y compensador de carga: Este bloque mide la tensión en los terminales del generador y opcionalmente estima la diferencia de tensión

hasta el nodo de inyección a la red. Luego rectifica y filtra estos valores a una cantidad DC, que permite al regulador controlar la tensión de salida del generador.

- Estabilizador del sistema de potencia (PPS): este bloque entrega una señal de salida adicional al regulador, esta se usa para amortiguar las oscilaciones del sistema. Su activación es opcional.
- Limitadores y circuitos de protección: Esta unidad incluye un extenso arreglo para garantizar que los límites de capacidad del excitador y el generador no se excedan. Algunas de sus funciones son los limitadores de corriente de campo, límite máximo de excitación, limitador de tensión y limitador de baja tensión.

1.5 Sistemas de excitación

Los sistemas de excitación han cambiado a medida que pasan los años. Los primeros sistemas utilizados entre los años 20 y 60 son los sistemas de excitación de corriente continua (SCE DC). Este tipo de excitación utilizaba generadores de corriente continua como fuentes de excitación de poder para proveer de corriente al rotor de la maquina sincrónica. Estos perdieron importancia a fines de los años 60 cuando aparecieron los de excitación de corriente alterna (SCE AC). En la actualidad están desapareciendo de forma gradual y debido a la antigüedad de algunos es que están siendo reemplazados por sistemas de excitación AC o estáticos. [7]

Es por esto que se describirán solo los sistemas de excitación de corriente alterna, ya que en la actualidad son los más utilizados a causa de los avances en electrónica de potencia.

En este tipo de excitación se utilizan alternadores como fuentes para la excitación del generador de poder. En general, el excitador está montado sobre el eje del generador principal. La salida AC del excitador es rectificada por rectificadores controlados (tiristores) o no controlados (diodos), así se produce la corriente continua necesaria para alimentar el campo del generador principal. Los rectificadores pueden ser estacionarios o rotacionales y los reguladores utilizados en la actualidad son dispositivos electrónicos. [7]

1.5.1 Sistemas de excitación estáticos

En este tipo de sistemas la etapa de rectificación se produce fuera del generador por medio de rectificadores estacionarios y la salida DC alimenta el campo del generador principal a través de anillos deslizantes. En la Figura 1-3 se muestra un diagrama de control del campo del alternador con rectificador para la excitación del sistema.

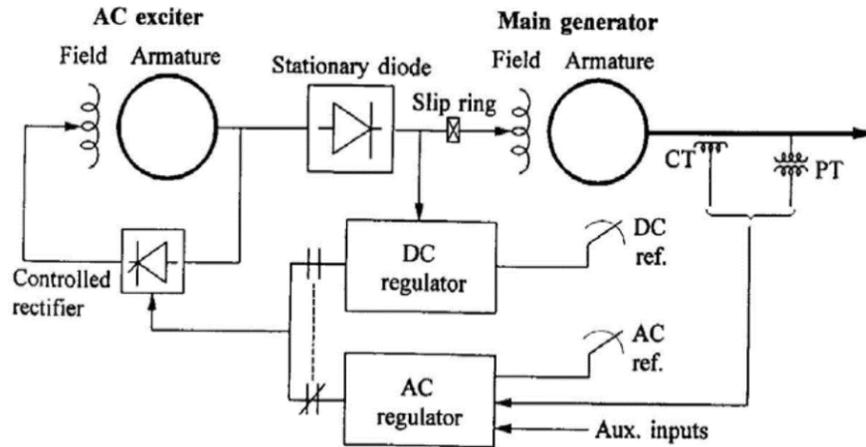


Figura 1-3: Sistema de control de excitación con tiristores y diodos. [7]

En este caso, el alternador excitador (AC exciter) también funciona como generador y está impulsado por el eje del generador principal. El excitador opera como generador autoexcitado, esto quiere decir que su campo se obtiene a través del rectificador controlado a tiristores que toma la energía de los terminales de salida del generador excitador. De esta manera el rectificador tiene control sobre la excitación del alternador excitador, el cual modifica la tensión en bornes y, en consecuencia, cambia la tensión continua de alimentación del campo del generador principal. Es necesario hacer notar que los diodos no tienen posibilidad de ser controlados, estos solo rectifican la señal de entrada. [7]

Otra alternativa es utilizar un excitador dirigido como fuente para el excitador del campo del generador principal. En este caso se utilizan solo rectificadores controlados, el regulador controla directamente la tensión de salida AC del excitador como se muestra en la Figura 1-4.

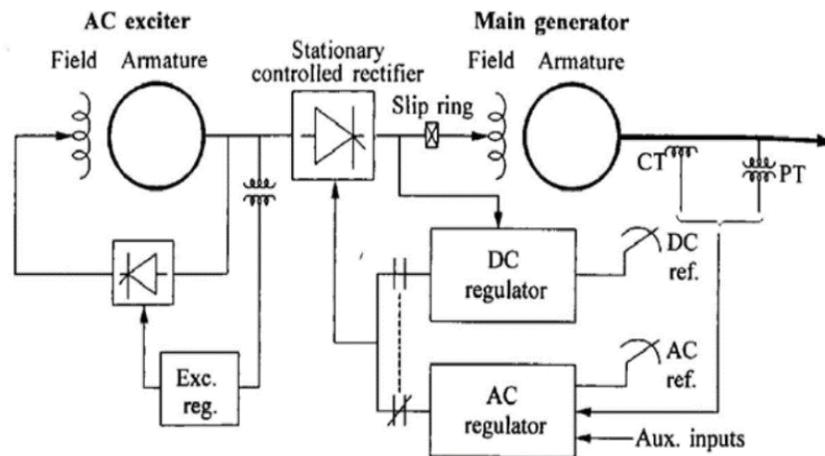


Figura 1-4: Sistema de control de excitación dirigido. [7]

En este caso el alternador excitador también es autoexcitado y el regulador de tensión controla el disparo de los tiristores, además este sistema usa un regulador estático de tensión independiente para mantener la tensión de salida del excitador AC. Dado que los tiristores son controlados directamente por la salida, este sistema tiene una respuesta rápida en el tiempo.

1.5.2 Sistema de excitación rotacional

En este tipo de sistemas de rectificación se eliminan los anillos rozantes y las escobillas, la salida DC alimenta directamente el campo del generador. En este caso la armadura del excitador AC y el rectificador a diodos rotan con el campo del generador. Un pequeño excitador piloto AC, con un rotor de imán permanente, rota con la armadura y el rectificador a diodos. La tensión de salida del excitador piloto es controlada por el regulador, este por medio de los tiristores regula la tensión aplicada al campo estático del excitador AC, de esta forma es posible controlar la tensión aplicada al campo del generador principal y en consecuencia la tensión en los terminales de salida [7]. En la Figura 1-5 se muestra el esquema del rectificador rotacional, en donde se puede ver lo descrito anteriormente.

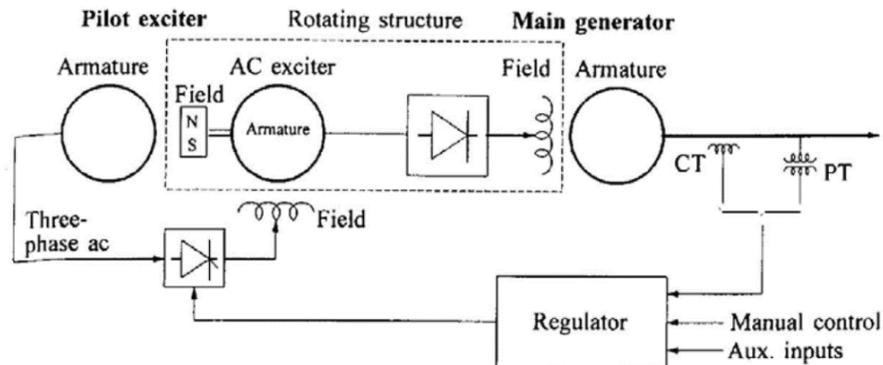


Figura 1-5: Sistema de control de excitación rotacional. [7]

Este sistema fue desarrollado con la finalidad de evitar los problemas relacionados al uso de escobillas. Los sistemas de excitación sin escobillas no permiten medir directamente la corriente de campo y la tensión del excitador AC. El control manual del generador principal cuenta con una entrada DC ajustable para poner el circuito de disparo de los tiristores y con entradas auxiliares que permiten la conexión de las protecciones y estabilizadores de potencia (PPS).

1.6 Control y funciones de protección

Un sistema de control moderno es mucho más que un simple regulador de tensión. Este incluye un número de controles, limitadores y funciones de protección que cumplen tareas específicas. Un sistema puede requerir funciones de protección de acuerdo a los requerimientos específicos de la aplicación y del tipo de excitador.

1.6.1 Regulador AC y DC

La función del regulador AC es mantener la tensión en el estator del generador principal, otros controles auxiliares y funciones de protección se ejecutan a través del regulador de tensión para controlar la tensión de campo del generador.

El regulador DC mantiene constante la tensión en el campo del generador y comúnmente es referido como un control manual, es decir, que un operario interviene para ajustar la tensión del campo. Generalmente se utiliza cuando se realizan pruebas y cuando el regulador AC falla.

1.6.2 Estabilizador de potencia

La función principal de un estabilizador de potencia (PPS), es mejorar el comportamiento dinámico del sistema. Este utiliza una señal estabilizadora auxiliar y por medio del regulador controla la excitación del generador, de modo que se pueda llevar la velocidad, frecuencia y potencia a valores nominales en el menor tiempo posible, amortiguando las oscilaciones del sistema de potencia.

1.6.3 Compensador de carga

La compensación de carga se utiliza para controlar la tensión dentro o fuera del generador, esta se realiza a través de un circuito adicional en el lazo del regulador (AVR). El compensador se puede ajustar por medio de una resistencia y/o reactancia variable que simula la impedancia entre los terminales del generador y el punto de control de tensión. Con esto es posible medir la corriente de armadura, luego la caída de tensión es sumada o restada a la tensión en los terminales, siendo la magnitud resultante la que llega al regulador. La expresión que permite determinar lo mencionado anteriormente se muestra en la ecuación 1-1.

Con R_c y X_c positivos, la caída de tensión en el compensador es sumada a la tensión en bornes del generador, de esta forma el compensador regula la tensión en un punto dentro del generador y de este modo previene la caída. En cambio, con R_c y X_c negativos, el compensador regula la tensión en un punto al otro lado de los terminales. Esta forma de compensación es utilizada para compensar las caídas de tensión a través del transformador de subida. En la Figura 1-6 se muestra un diagrama con todos los elementos que forman el compensador de carga.

$$V_c = |E_t + (R_c + X_c) \cdot I_c| \quad (1-1)$$

Donde:

V_c : Magnitud de la tensión resultante [V].

E_t : Tensión en los terminales del generador [V].

R_c : Resistencia de carga [Ω].

X_c : Reactancia de carga [H].

I_c : Corriente de armadura [A].

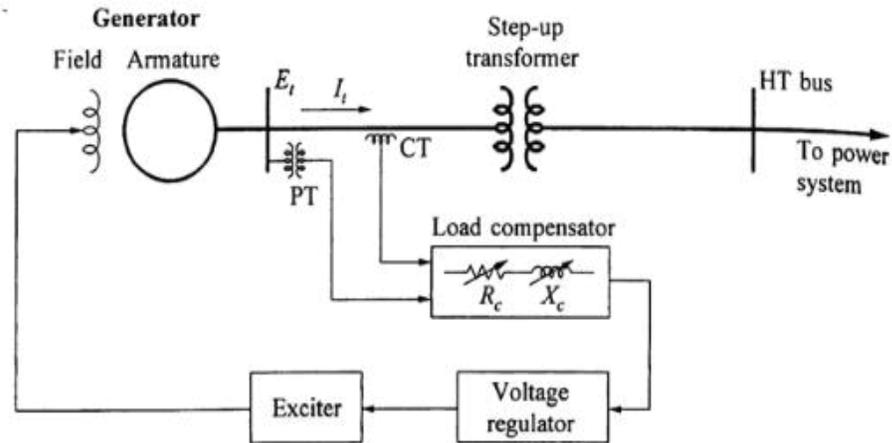


Figura 1-6: Diagrama del compensador de carga. [7]

1.6.4 Limitador de subexcitación y de sobreexcitación

El limitador de subexcitación tiene como función principal prevenir la reducción de excitación del generador hasta los límites de estabilidad y calentamiento. La señal de control es la tensión y corriente en los terminales del generador o la potencia activa y reactiva.

El limitador de sobreexcitación protege al generador de los sobrecalentamientos provocados por la aplicación prolongada de corrientes elevadas al campo. Este determina el límite de máxima excitación, ya que el generador está diseñado para operar a un valor de carga determinado. La función de sobreexcitación al detectar la condición de sobrecorriente actúa a través del regulador AC, en caso que este no responda actúa por medio del regulador DC y si este último no reduce la excitación simplemente desconecta el circuito de campo del generador principal.

1.6.5 Regulador de velocidad del motor

Existen otros dispositivos encargados de mantener la velocidad del motor primario, esto es de suma importancia debido a que la frecuencia de la tensión de salida depende directamente de la velocidad de giro impuesta por el motor, estos dispositivos se describen a continuación:

- **Regulador de velocidad electrónico:** Este actúa principalmente sobre el suministro de combustible del motor, en función de la velocidad, tensión y frecuencia de la salida del generador primario, es decir, que, ante un régimen distinto al requerido, el regulador actuara sobre la admisión del motor con la finalidad de llevar los parámetros nuevamente a los valores nominales.
- **Acumulador de energía (volante de inercia):** Este cumple la función de aportar al sistema una inercia adicional de modo que le permite almacenar energía cinética. Por ejemplo, en el caso de que se conecte una gran carga, la velocidad de giro del grupo tiende a disminuir, y por lo tanto sus parámetros tienden a variar, en este caso el acumulador

entrega de forma parcial o total el déficit de energía que se produjo ante la conexión de dicha carga, ayudando al motor primario a recuperar la velocidad nominal.

En equipos con regulación mecánica, la frecuencia puede que se recupere con mayor lentitud y puede que quede con cierta diferencia respecto de la frecuencia nominal. En muchas aplicaciones, esto no representa ningún problema, sin embargo, existen equipos que no aceptan esta diferencia como por ejemplo equipos para medicina de diagnóstico o equipamientos electrónicos en general.

2 Sistema solar fotovoltaico

La generación fotovoltaica comprende un tipo de generación eléctrica considerada del tipo renovable no convencional. Este tipo de producción energética utiliza como fuente el sol, el cual es inagotable y gratuito. El segundo elemento principal es la celda solar, compuesta por elementos fotovoltaicos que producen una diferencia de tensión cuando son expuestas a la luz solar. Si se cuenta con estos dos elementos ya es posible generar electricidad a partir del sol, pero no de la forma más eficiente, y dado el elevado costo de una celda, esto no es lo óptimo. [8]

2.1 Energía solar

El Sol como fuente de energía, emite ondas electromagnéticas que se propagan en todas direcciones a través del espacio, una parte de ellas llega a la atmósfera de la tierra y luego de pasar por ella llega finalmente a la superficie terrestre. A esta se le denomina radiación y se describe a continuación.

2.1.1 Radiación solar

La intensidad de la luz solar que llega a nuestro planeta varía según el momento del día y del año, el lugar y las condiciones climáticas. El total de energía registrado sobre una base diaria o anual se denomina radiación, esto indica la intensidad de dicha luz. La radiación se expresa en (Wh/m^2) por día, o en (KWh/m^2) por día. La energía solar se expresa en equivalentes a horas de luz plena. La luz solar plena registra una potencia de $1.000 \text{ [W}/\text{m}^2]$, por lo tanto, una hora de luz solar equivale $1[\text{KWh}/\text{m}^2]$ de energía.

La energía emitida por el Sol llega a la tierra en forma de luz y calor, a esto se le denomina radiación solar y estas se diferencian entre radiación solar directa, difusa y reflejada, estas se describen a continuación. [9]

- Radiación Directa: Es aquella que llega directamente del Sol sin haber sufrido cambio alguno en su dirección. Este tipo de radiación se caracteriza por proyectar una sombra definida de los objetos opacos que la interceptan.
- Radiación Difusa: Parte de la radiación que atraviesa la atmósfera es absorbida o reflejada por las nubes, debido a esto viaja en todas direcciones. Este tipo de radiación se caracteriza por no producir sombra alguna respecto de los objetos opacos que la

intercepten. Las superficies horizontales son las que más radiación difusa reciben, mientras que las verticales solo reciben la mitad.

- Radiación Reflejada: Es aquella reflejada por la superficie de la terrestre. La cantidad de radiación depende del coeficiente de reflexión de la superficie. Las superficies verticales son las que reciben más radiación reflejada, mientras que las superficies horizontales no reciben ninguna, esto se debe a que no ven ninguna superficie.

A continuación, en la Figura 2-1 se muestran los distintos tipos de radiación descritos anteriormente:

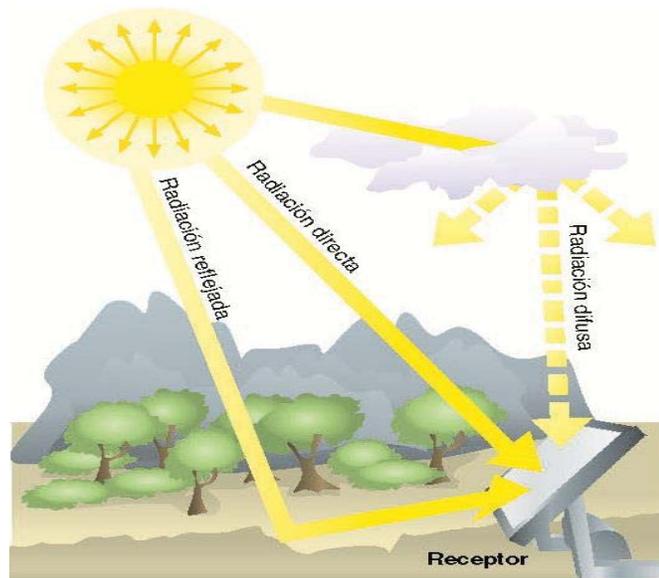


Figura 2-1: Tipos de radiación. (fuente: <http://calculationsolar.com>)

Un concepto a destacar que nace de la radiación solar es la irradiación, esta es la magnitud con que se mide la radiación incidente en una superficie y es medida en potencia sobre el área determinada, por lo general en metros cuadrados W/m^2 .

En la Figura 2-2 se muestra un mapa de la irradiación mundial. Los colores muestran un promedio de irradiación solar medido durante tres años que incluye noches y cobertura por nubes. El autor de este documento dice que, si se instalan centrales fotovoltaicas en los puntos demarcados en el mapa con celdas que presenten una eficiencia de conversión del 8%, se podrían llegar a generar hasta 18 [TW] de potencia eléctrica.

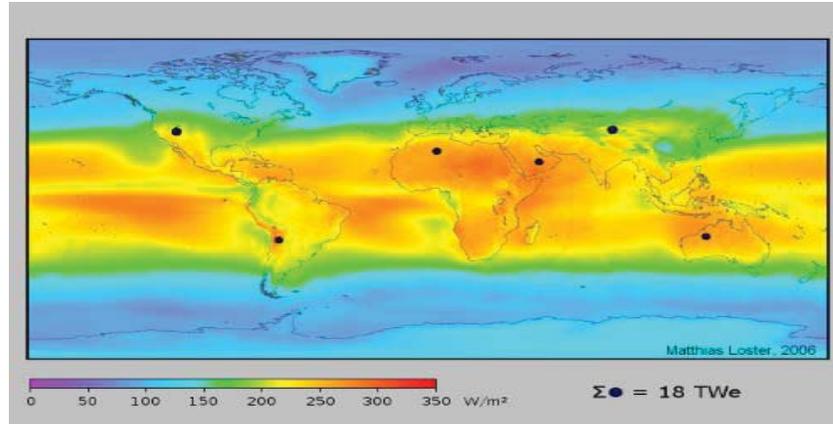


Figura 2-2: Mapa irradiación mundial (fuente: <http://www.ez2c.de>)

2.2 Panel fotovoltaico

Para poder entender el funcionamiento de un panel fotovoltaico hay que remitirse a las celdas fotovoltaicas y el efecto fotoeléctrico que ocurre en los materiales semiconductores.

2.2.1 Efecto fotoeléctrico

El efecto fotoeléctrico es el proceso mediante el cual una celda fotovoltaica convierte la luz solar en electricidad. Cuando los fotones (luz solar, radiación electromagnética) inciden sobre una celda fotovoltaica pueden ser reflejados o absorbidos. Si son reflejados no tienen incidencia, pero si esta energía es absorbida, produce un efecto físico en el interior del material semiconductor, debido a que un electrón de la banda de valencia rompe su enlace covalente con el átomo, creando una pareja hueco electrón que produce en los extremos de la unión PN una diferencia de potencial. El efecto fotoeléctrico al generar electrones libres, produce el efecto fotovoltaico, que es la capacidad de generar corriente en un circuito eléctrico a partir de los electrones libres. A continuación, en la Figura 2-3 se muestra lo descrito anteriormente.

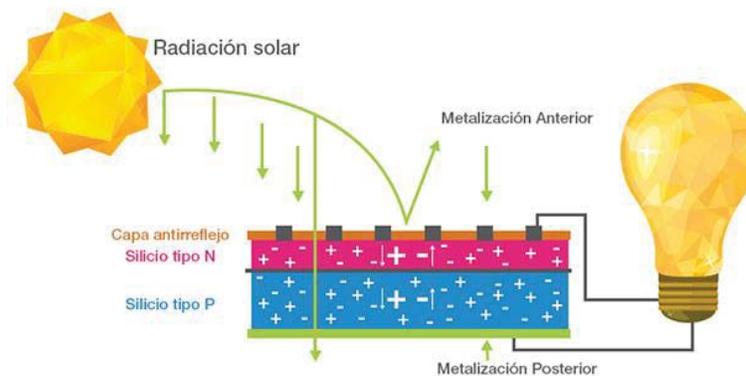


Figura 2-3: Efecto fotoeléctrico y fotovoltaico (fuente: <http://www.enerbiomex.com>)

2.2.2 Celdas fotovoltaicas

La celda fotovoltaica es un elemento que permite transformar de forma directa la luz en energía eléctrica. Su composición es a base de materiales semiconductores, esto permite que, al entrar en contacto con un fotón, se genere una diferencia de potencial. Esta celda entregara un potencial eléctrico proporcional a la irradiación solar a la que se encuentre expuesta. En la Figura 2-4, se muestra circuito equivalente de una celda y la ecuación que relaciona la tensión y la corriente, ecuación característica de un diodo.

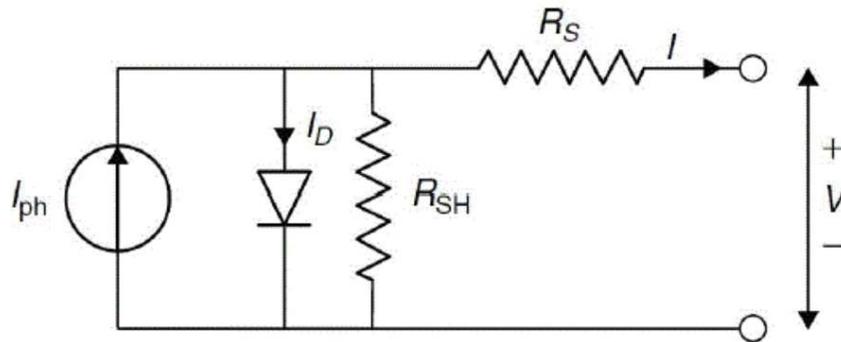


Figura 2-4: Circuito equivalente de una celda solar (fuente: <http://www.scielo.org.co>)

La celda se comporta como una fuente de corriente, por el diodo en paralelo circula la corriente de oscuridad, esta es una corriente relativamente pequeña que fluye a través de dispositivos fotosensibles. La resistencia R_{sh} (paralelo) representa las pérdidas por fuga en los bordes de la celda provocados por pequeños cortocircuitos. Por otro lado, la resistencia R_s (serie) se debe a la propia resistencia de la malla metálica y a los contactos metálicos con el semiconductor. Para determinar la corriente a la salida de una celda solar se debe utilizar la Ecuación 2-1, esta se muestra a continuación.

$$I = I_{ph} - I_0 \cdot \left(e^{\frac{q \cdot V_d}{k \cdot t}} - 1 \right) \quad (2-1)$$

Donde:

I : Corriente en los terminales de la celda [A].

I_{ph} : Corriente generada a partir de los fotones que interactúan con la celda [A].

I_0 : Corriente de saturación del diodo [A].

q : Carga del electrón ($1.6022 \cdot 10^{-19}$) [C].

V_d : Tensión en el diodo ($V - I \cdot R_s$) [V].

R_s : Resistencia serie de la celda [Ω].

k : Constante de Boltzman ($1.3806 \cdot 10^{-23}$) [J/°K].

t : Temperatura de operación de la celda [°K].

2.2.3 Tipos de celdas fotovoltaicas

El material comúnmente utilizado para la construcción de celdas es el silicio y estas se clasifican generalmente en tres tipos: monocristalinas, policristalinas y amorfas. La clasificación depende principalmente de su proceso de fabricación, rendimiento y costo. [10]

- **Celdas monocristalinas:** Estas celdas son fabricadas a partir de un solo cristal de silicio, se requiere de gran cantidad de energía para su fabricación y es por esto que tienen un elevado valor en el mercado. Estas poseen una eficiencia de conversión de entre 18% y 22%. Se caracterizan por presentar un color azul oscuro uniforme.
- **Celdas policristalinas:** Este tipo de celdas se fabrican a partir de un solo bloque de cristales, que no solo incluyen al silicio. Tienen una eficiencia de entre 14% y 17%. Poseen una desventaja respecto a las celdas monocristalinas, ya que su tiempo vida útil es menor. Estas presentan una tonalidad azul intenso.
- **Celdas amorfas:** Este tipo de celdas se construyen por medio de diferentes tipos de silicio tratado, presentan un tiempo de vida útil bajo y son de menor calidad. La eficiencia de estas celdas va desde un 8% a un 12%, siendo las de menor costo en el mercado.

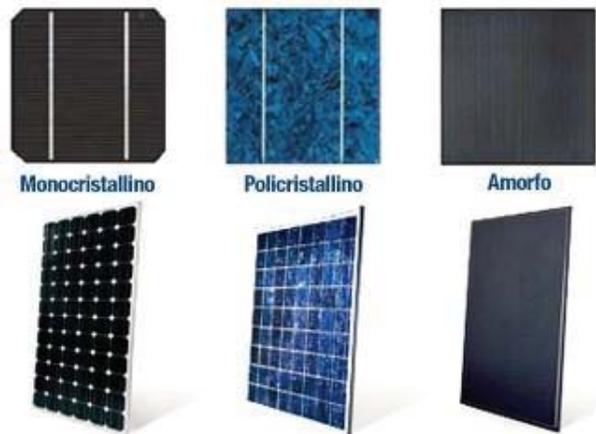


Figura 2-5: Tipos de celdas solares (fuente: <http://www.alwayson-srl.it>)

2.2.4 Componentes panel fotovoltaico

Las celdas solares proporcionan valores de tensión y corriente limitados en comparación a los requeridos normalmente por los aparatos, son extremadamente frágiles, no están aisladas eléctricamente y no cuentan con un soporte mecánico. Es por ello que se ensamblan de una forma adecuada para formar una estructura única, sólida y manejable denominada panel o módulo fotovoltaico.

El número de celdas en un panel, y por lo tanto su tensión de salida, depende tanto de los requerimientos de la carga a alimentar como del tipo de celda utilizado, generalmente el número

va de 24 a 80 celdas conectadas en serie, con una superficie que oscila entre los 0.8 [m²] a los 2 [m²]. Las células se encuentran ensambladas en la parte superior de la estructura, mientras que la parte inferior está compuesta de un material plástico (Tedlar). La estructura se coloca en un horno de alta temperatura, con un vacío de alto grado, obteniendo de esta manera un bloque único laminado en donde las células se encuentran inmersas en el material plástico fundido. Luego se añaden los marcos, generalmente de aluminio, los que le proporcionan la resistencia mecánica adecuada. Finalmente, en la parte trasera del módulo se añade una caja de unión en la que ponen los diodos de bypass y los contactos eléctricos [11]. A continuación, en la Figura 2-6 se muestran los componentes de un panel solar que se describieron anteriormente.

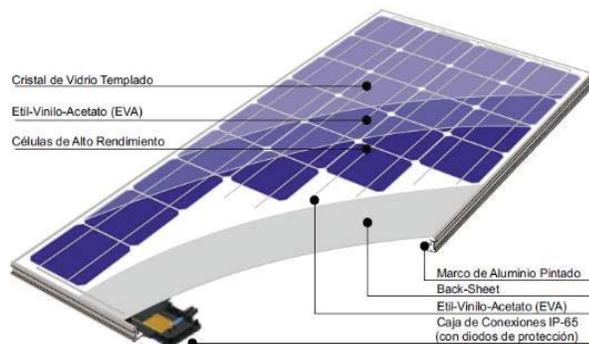


Figura 2-6: Elementos de una panel fotovoltaico (fuente: <https://www.globalenergy.solar>)

2.3 Condiciones de trabajo

Para que un panel fotovoltaico funcione de forma óptima y así poder obtener el máximo rendimiento, es importante conocer las condiciones de trabajo que presenta la ubicación en donde se instalara. Existen factores ambientales que influyen directamente en el rendimiento de este como, por ejemplo, la temperatura, la irradiación y el efecto sombra generado por nubes, árboles o estructuras que se encuentren cerca de él. Otro punto a destacar es el ángulo de inclinación al que debe ajustarse, este depende principalmente de la zona geográfica en donde se ubicarán.

2.3.1 Irradiación

La irradiación afecta directamente sobre la corriente de salida del panel y, en consecuencia, también lo hará sobre la potencia. La corriente de salida aumentara si el panel está expuesto a una mayor irradiación, en caso contrario, esta tendera a disminuir. En la Figura 2-7 se representa una familia de curvas de una celda fotovoltaica bajo distintos niveles de radiación, en esta se puede observar como la corriente de salida depende directamente de la radiación incidente sobre el panel fotovoltaico. Estas curvas están dadas bajo condiciones de temperatura estándar de 25 [°C].

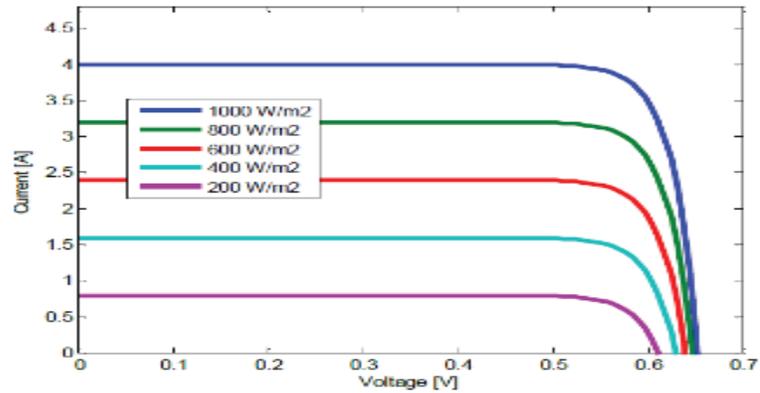


Figura 2-7: Familia de curvas bajo distintos niveles de irradiación (fuente: <https://www.sfe-solar.com>)

Debido a esto es de suma importancia el ángulo de inclinación de los paneles, ya que si tiene una buena orientación de acuerdo al lugar geográfico en donde se instala, puede captar durante más tiempo la radiación incidente. Para el hemisferio sur se recomienda siempre orientar los paneles hacia el norte geográfico y el ángulo de inclinación dependerá de su ubicación variando entre los 15° y 45°.

2.3.2 Temperatura

La temperatura a la que se encuentra sometido una celda solar repercute directamente sobre la tensión de salida. En la Figura 2-8 se puede observar este efecto, la corriente se mantiene constante bajo las distintas condiciones de temperatura, en cambio la tensión se ve afectada directamente, a consecuencia de esto la potencia que entrega el panel solar cambia, disminuyendo a medida que aumenta la temperatura. Estas curvas están dadas bajo la irradiación estándar de 1000 [W/m²].

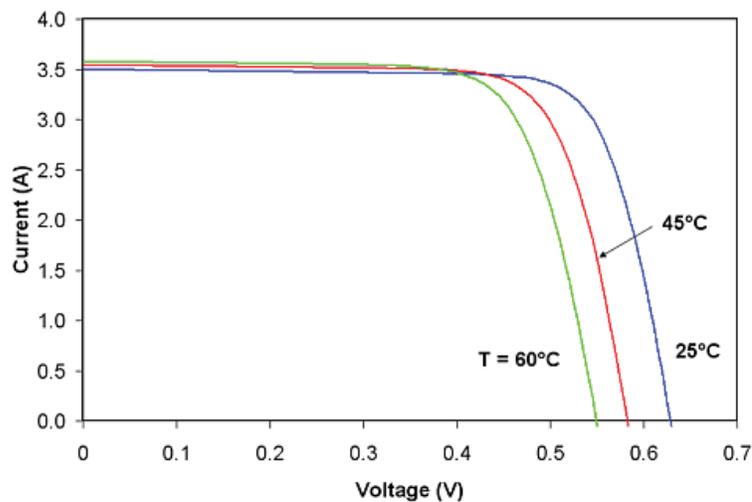


Figura 2-8: Curva de variación de potencia de salida bajo las distintas condiciones de temperatura de trabajo. (fuente: <http://www.be.iko.com>)

2.4 Elementos de un sistema fotovoltaico

Un sistema fotovoltaico está compuesto de diferentes elementos que permiten a este suministrar la energía generada en las condiciones necesarias para su consumo. Los elementos principales en un sistema fotovoltaico son el regulador de carga, inversores y baterías, estos se describen a continuación.

2.4.1 Regulador de carga

El regulador de carga es un dispositivo necesario en un sistema de generación fotovoltaico, esto se debe a que cumple diversas funciones y estas se describen a continuación:

- Controla el ciclo de carga de las baterías, esto quiere decir que una vez cargadas limita el suministro de energía proveniente de los paneles, evitando que se produzcan sobrecargas. De esta forma se evita la generación de gases y la disminución del líquido al interior de las baterías, aumentando la vida útil de estas.
- Evita que las baterías presenten un bajo nivel de carga cuando se está utilizando la energía almacenada en ellas. En este caso el regulador procede a desconectar las baterías del circuito de consumo, de forma que se recupere la carga en el menor tiempo posible.
- El regulador de carga permite obtener información sobre los parámetros del sistema de generación como tensión, corriente y el estado de las baterías entre otros.

Existen dos tipos de regulador de carga, el regulador PWM (modulación por ancho de pulso) y el regulador MPPT (Seguidor del Punto de Máxima Potencia), los dos tienen distinta composición y funcionamiento, este se describe a continuación:

- Regulador PWM: Este regulador es básicamente un interruptor que conecta un conjunto de paneles fotovoltaicos a las baterías, siendo estas últimas las que imponen la tensión del sistema. El regulador carga las baterías por medio de pulsos de tensión provenientes de los paneles, variando el ancho de pulso dependiendo del estado de carga de las baterías.
- Regulador MPPT: Este regulador está compuesto por un convertidor DC/DC y un seguidor de máxima potencia, este ajusta su tensión de entrada para conseguir la máxima potencia del panel solar y lleva esta energía a valores requeridos tanto por las baterías como por la carga.

En la Figura 2-9 se muestra la curva de corriente-tensión y la curva de potencia-tensión de un panel solar, en esta se describe como se determina el punto de máxima potencia.

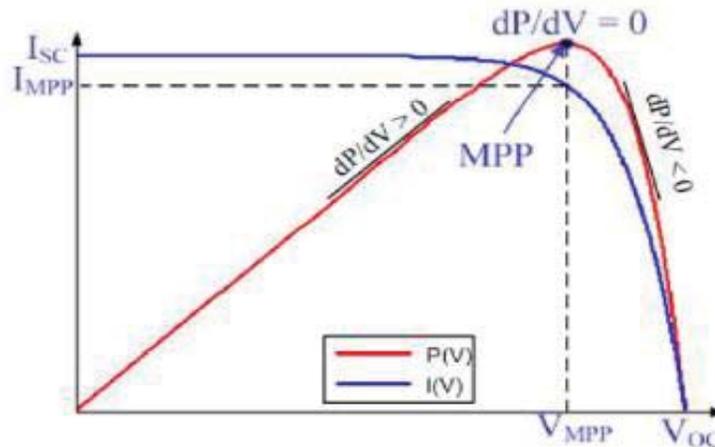


Figura 2-9: Punto de máxima potencia de un panel fotovoltaico,

2.4.2 Inversor

El sistema de generación fotovoltaico produce corriente continua, pero para poder utilizar esta energía se necesita de un dispositivo electrónico denominado inversor, este convierte la corriente continua suministrada por los paneles o las baterías en corriente alterna. Habitualmente en sistemas autónomos el inversor está conectado a una batería, mientras que en un sistema con conexión a la red el inversor está conectado directamente al generador fotovoltaico.

Las funciones principales de los inversores son llevar a cabo la conversión DC/AC, modulación de la onda alterna de salida y regular la tensión eficaz de salida. Los inversores que se pueden encontrar normalmente pueden ser monofásicos o trifásicos a 50 [Hz], con diferentes tensiones nominales de entrada y amplio rango de potencias disponibles. Pueden operar conectados a baterías o directamente al generador fotovoltaico y pueden estar conectados a diferentes consumos o inyectar energía a la red eléctrica. [12]

Los inversores se pueden clasificar en función de la forma de onda de la tensión de salida como:

- Inversor onda cuadrada: son los de menor costo en el mercado, esto se debe a que presentan un gran contenido armónico en la onda resultante. La distorsión armónica total (THD) es bastante elevada de aproximadamente un 40%, y su rendimiento está entre un 50% a 60%. La potencia de sobrecarga es baja, del 10 % al 20% de la potencia nominal. Su regulación de tensión también es baja y se suelen utilizar con pequeñas cargas inductivas o resistivas, aunque algunos tipos de carga no pueden operar correctamente con este tipo de inversores.
- Inversor onda modificada: presentan un THD del 20% y su rendimiento es mayor al 90%. Son utilizados en electrificación rural para alimentar los electrodomésticos comunes, incluyendo ordenadores y equipos musicales. Algunas cargas como impresoras láser,

microondas y relojes pueden presentar problemas de operación con este tipo de inversores.

- Inversor onda sinusoidal: tienen un cuidadoso filtrado de la señal generada. En general son la mejor opción para alimentar cargas AC, este no presenta ningún problema en relación con la THD o estabilidad de la tensión. Algunos tipos de consumos electrónicos como equipos de telecomunicaciones o instrumentación delicada pueden requerir su utilización. Los inversores que producen ondas senoidales se están imponiendo sobre el resto de los inversores, ya que estos están siendo utilizados incluso en aplicaciones más simples.

En la Figura 2-10 se muestran las diferentes formas de onda de salida de los inversores descritos anteriormente.

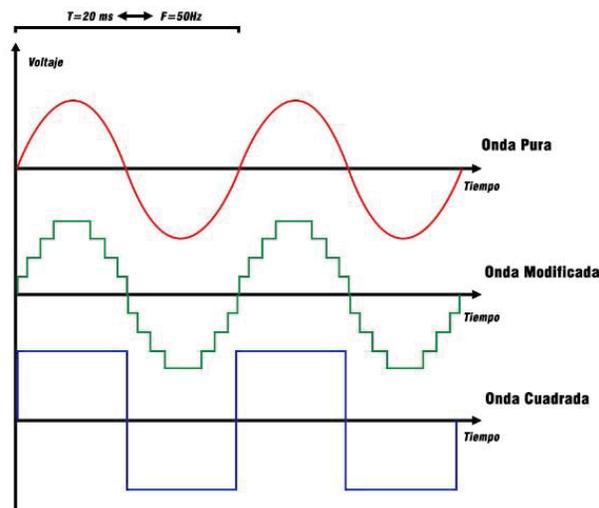


Figura 2-10: Formas de onda de cada tipo de inversor (fuente: www.himelco.cl)

Para cargas inductivas, como es el caso de motores, la forma de onda que llega al motor tiene que aproximarse lo más posible a una onda senoidal o a una onda PWM cuyos primeros armónicos se presenten a alta frecuencia, ya que el máximo rendimiento en el giro del motor es producido por la componente fundamental a una frecuencia de 50[Hz]. Cualquier otro armónico presente en la onda que llega al motor produce el efecto Joule, este se caracteriza por disipar energía en forma de calor, lo que provoca calentamientos en las bobinas de cobre y cuerpo del motor, y por lo tanto produce pérdidas de rendimiento. En ocasiones, estos armónicos son los responsables de la degradación y destrucción del aislamiento de las bobinas.

La regulación del valor eficaz de tensión a la salida de los inversores suele realizarse por PWM, ya que la tensión DC de entrada varía, también lo hace la corriente de carga y en consecuencia la tensión de apagado de los interruptores de los semiconductores que forman el inversor. En consecuencia, las duraciones de los pulsos de la onda de salida se deben modular. En algunos inversores la regulación de la tensión de salida se realiza con ayuda de transformadores o regulando la tensión antes del inversor.

Configuración de los inversores

Los semiconductores de potencia comúnmente utilizados en los inversores fotovoltaicos son: los tiristores (SCR y GTO) y los transistores de potencia (MOSFETs, bipolares e IGBT). A mayor frecuencia de conmutación se obtiene una onda de salida más cercana a la senoidal, con menor contenido de armónicos y factores de potencia mayores. [12]

En general, el modo de operación de estos dispositivos semiconductores de potencia es que cuando se le aplica un pulso o tensión a la puerta permiten el flujo de corriente de ánodo a cátodo. Se diferencian unos de otros en la tensión y corriente de trabajo máximo admisible y en el tiempo de conmutación, esta clasificación se muestra a continuación en la Tabla 2-1.

Tabla 2-1: Características principales de los semiconductores utilizados en inversores. [12]

	Tiristor o Silicon Controlled Rectifier (SCR)	GTO (Gate Turn Off Thyristor)	Transistor bipolar	MOSFET	IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor)
Tensión [V]	3000	3000	1000	1000	1000
Corriente [A]	10000	1000	200	100	300
Tiempo de conmutación	20 μs	20 μs	1 μs	100 ns	200-600 ns
Potencia	> 1 [MW]	200 [kW] - 1 [MW]	200[kW]- 1 [MW]	20 [kW]	300 [kW]

El tipo de semiconductor utilizado en un inversor dependerá de la aplicación, estas pueden ser para sistemas de generación fotovoltaico aislados o para sistemas que estén conectados a la red eléctrica.

Inversores para sistemas conectados a la red

Los inversores fotovoltaicos para conexión a la red se caracterizan por operar conectados directamente al generador fotovoltaico, transformar la corriente DC en corriente AC y finalmente inyectar la potencia a la red. Para optimizar el uso del generador FV se debe asegurar que opere en el punto de máxima potencia (MMP). Además, debe trabajar con el máximo rendimiento generando energía con una determinada calidad (baja distorsión armónica, elevado factor de potencia y bajas interferencias electromagnéticas) y también cumplir determinadas normas de seguridad.

Existen distintos tipos de configuraciones de inversores y se pueden clasificar en:

- Inversores centrales: este se caracteriza por utilizar un solo inversor para un número determinado de arreglos de paneles FV, presentan una alta eficiencia y su mantenimiento es más sencillo, pero tiene una desventaja importante, ya que si falla no es posible utilizar la energía proveniente de los paneles FV.
- Inversores modulares (string inverters): este tipo de configuración cuenta un inversor por cada arreglo de paneles FV. Presenta una ventaja respecto al anterior, ya que si falla alguno de los inversores no se pierde la totalidad de la energía generada por los paneles FV.
- Inversores integrados en módulos FV o módulos AC: en este tipo de configuración se cuenta con un inversor con una potencia comúnmente de 250 [W] por cada panel FV, este inversor cuenta con un seguidor del punto de máxima potencia, esto permite obtener el máximo rendimiento de cada uno de los paneles. Las ventajas que presenta son que simplifica el diseño del sistema fotovoltaico, en lugares donde hay problema de sombra no compromete la producción de energía y permite monitorear la energía que produce cada panel, las desventajas son su elevado costo, el mantenimiento debido al gran número de dispositivos y su eficiencia es menor en comparación a un inversor central.

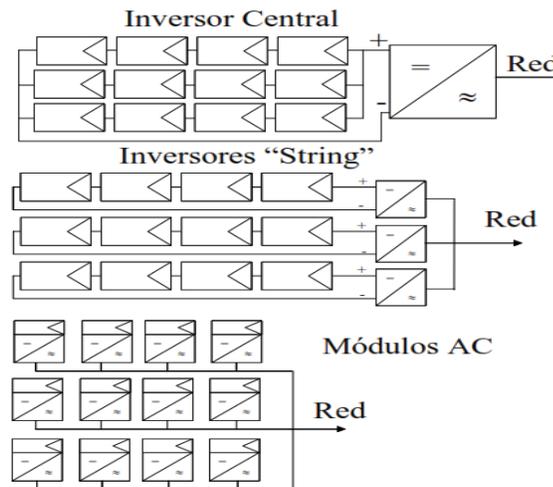


Figura 2-11: Tipos de configuración de inversores para conexión a la red (fuente: <http://www.ciemat.es>)

Dentro de los requerimientos específicos de operación en conexión a la red, el inversor fotovoltaico debe operar dentro de unos márgenes de tensión y frecuencia de salida, así como no afectar la distorsión armónica de la onda de tensión de la red. Otro requerimiento comúnmente exigido por la normativa es contar con aislamiento galvánico entre la red y la instalación fotovoltaica. Este aislamiento puede ser a través de transformadores de baja frecuencia (LF) o transformadores de alta frecuencia (HF). Los inversores con transformadores de baja frecuencia pueden alcanzar un rendimiento máximo de 92% mientras que si se utiliza un transformador de alta frecuencia el rendimiento puede llegar a un 94%. Las topologías de este tipo de inversores

con transformadores de aislamiento se muestran a continuación en la Figura 2-12 y en la Figura 2-13.

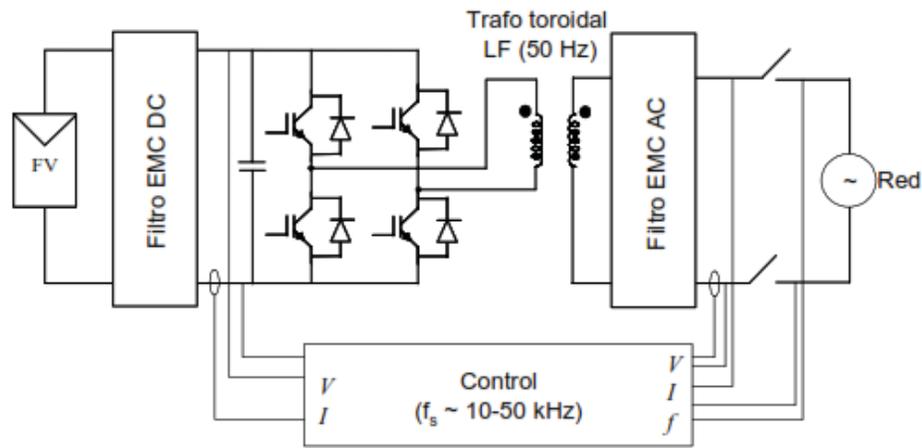


Figura 2-12: Inversor con transformador de baja frecuencia. (fuente: <http://www.ciemat.es>)

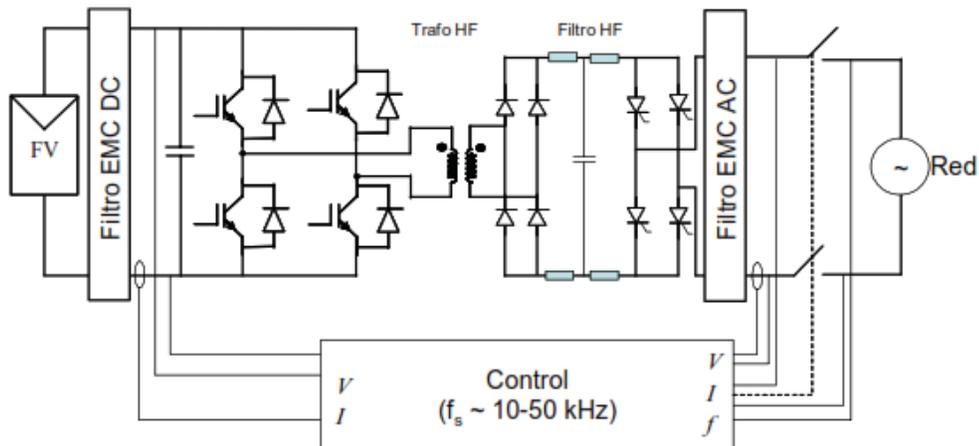


Figura 2-13: Inversor con transformador de alta frecuencia. (fuente: <http://www.ciemat.es>)

Durante los primeros años de conexión a la red de sistemas FV, solo se utilizaban inversores centrales, necesitaban un extenso cableado DC en el campo FV que consistía en varias ramas de módulos FV conectados en paralelo. Los primeros inversores de conexión a la red comúnmente eran trifásicos, conmutados por la red y utilizaban tiristores. También se fabricaron inversores autoconmutados de menor tamaño con separación galvánica mediante transformadores de alta frecuencia. Debido a que este tipo de configuración requería de gran cantidad de componentes y su diseño era más complejo, la fiabilidad era insuficiente. Luego aparecieron los inversores autoconmutados, basados comúnmente en IGBT's, monofásicos o trifásicos con control PWM senoidal con control en corriente. Con el objetivo de reducir los costos del cableado DC y los

problemas de seguridad asociados se desarrollaron posteriormente los inversores tipo string, estos son de pequeña potencia que va de 1[kW] a 3[kW], que se pueden conectar en paralelo a la red eléctrica. Finalmente se han desarrollado los denominados módulos AC, en los que cada módulo fotovoltaico dispone de su propio inversor incorporado

Los inversores de conexión a la red disponibles en el mercado pueden ser cualquiera de estos tres tipos descritos, los inversores centrales generalmente se utilizan en centrales fotovoltaicas que generan más de 100 [kWp], los inversores tipo string son comúnmente utilizados en sistemas fotovoltaicos integrados en edificios, aunque también existe experiencia de centrales FV que cuenta con inversores string y por último los inversores de pequeña potencia integrados en los paneles FV para formar los denominados módulos AC. Mientras que los inversores centralizados habitualmente disponen de aislamiento galvánico en baja frecuencia, los inversores string pueden disponer de aislamiento galvánico tanto en alta como en baja frecuencia. El rendimiento y su peso vienen determinado por el tipo de aislamiento galvánico y suele ser del mismo orden para inversores de una misma potencia nominal de diferentes fabricantes.

2.4.3 Baterías

Las baterías son las encargadas de almacenar parte de la energía generada por los paneles fotovoltaicos, para luego suministrarla en periodos de baja irradiación o en la noche, donde la irradiación es nula.

Las baterías utilizadas en aplicaciones solares deben cumplir con ciertas características y estas son:

- Soportar la máxima corriente que suministra el modulo fotovoltaico.
- Mantenimiento mínimo o nulo.
- Fácil transporte e instalación.
- Descarga profunda (70%- 80%).
- Larga vida útil.
- Alta eficiencia de almacenamiento.

Para este tipo de aplicaciones existen baterías de ciclo profundo, esto quiere decir que son capaces de entregar energía durante largos periodos de tiempo, llegando a descargarse hasta un 80% de su capacidad total, sin repercutir de sobremanera en su vida útil.

Existen distintos tipos de baterías de ciclo profundo para sistemas fotovoltaicos y estas se clasifican según su composición como se muestra a continuación:

- Plomo acido selladas: este tipo de baterías es la más utilizada debido a su bajo costo. Estas se caracterizan por tener el electrolito de forma líquida. Las desventajas que presentan

son que hay que rellenar constantemente con agua la batería y su tiempo de vida corto de aproximadamente 400 ciclos de carga y descarga.

- **Plomo-Acido Gelificado:** la diferencia con la anterior radica en que el electrolito viene en forma de gel. Las ventajas de este tipo de baterías es que tienen larga vida útil, soportan altas temperaturas, descargas profundas y no requieren de mantenimiento, las desventajas son que no pueden soportar una corriente mayor a la especificada y su mayor precio en comparación con las baterías anteriores.
- **AGM (Absorption Glass Mat):** este tipo de baterías son construidas a base de fibra de vidrio absorbente, de manera que esta absorba al electrolito. Presenta las mismas características que las de plomo ácido gelificado, pero además soporta mayores tensiones de carga. Una desventaja es su elevado costo.
- **Litio:** las baterías de litio son pequeñas, ligeras y almacenan gran cantidad de energía, su descarga es lineal y no tiene efecto memoria, pueden sufrir descargas de un 95% en pocos minutos. Las desventajas que presentan es la disminución del rendimiento a bajas temperaturas y su elevado costo.

2.5 Funcionamiento de un sistema solar fotovoltaico

Un sistema solar fotovoltaico transforma la energía que proviene del sol en energía eléctrica, esto lo realiza por medio de elementos que permiten regular, almacenar y convertir la energía eléctrica, de manera que cumpla con las características necesarias para su consumo.

El proceso comienza cuando la radiación proveniente del sol incide sobre las placas solares, los fotones transfieren energía a los electrones de valencia del material semiconductor, liberándolos y permitiendo la generar corriente a través del efecto fotovoltaico. Esta corriente pasa al regulador de tensión (MPPT), el que tiene la función de regular la corriente de alimentación de las baterías para asegurar una carga óptima y permite obtener el mayor rendimiento de los paneles solares, asegurando la operación de estos en el punto de máxima potencia (MPP). La tensión DC a la salida del regulador alimenta la entrada del inversor, este convertidor transforma la tensión DC en AC permitiendo su uso en artefactos eléctricos. La energía almacenada en las baterías entrega mayor versatilidad al sistema, ya que por medio de estas es posible continuar suministrando energía en periodos donde no exista radiación, por ejemplo, en la noche. Las baterías pueden suministrar energía por un periodo de tiempo determinado, debido a esto es de suma importancia su buen dimensionamiento. A continuación, en la Figura 2-14 se muestra lo descrito anteriormente.

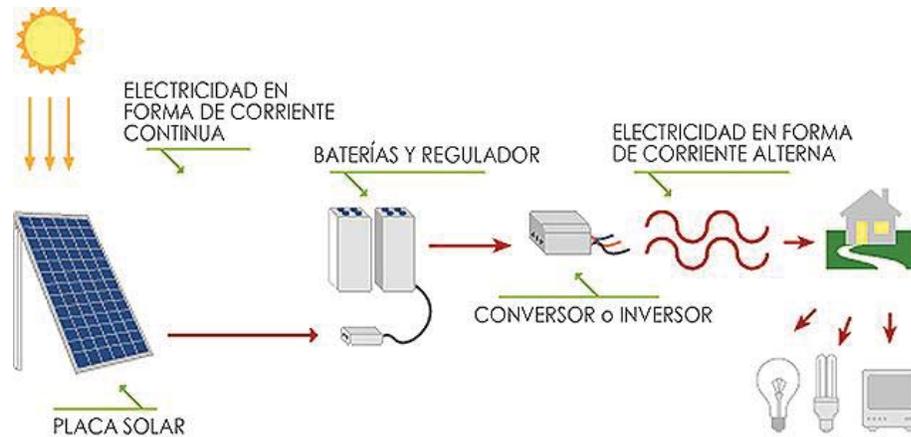


Figura 2-14: Funcionamiento de un sistema solar fotovoltaico (fuente: <https://www.soloclima.es>)

2.6 Protección de un panel fotovoltaico

Cuando existe sombra sobre los paneles o la irradiación ya no es suficiente para cargar las baterías o suministrar energía a las cargas, es que se produce el efecto sombra en la curva I-V, esto quiere decir que el panel solar ya no se comporta como un generador de energía, sino que pasa a comportarse como una carga más, en este punto es donde el panel comienza a generar calor y en él se producen daños irreversibles, disminuyendo la vida útil de las celdas que lo componen y en consecuencia del panel completo.

Este problema se soluciona con la incorporación de diodos de bypass, esto eleva el costo de los módulos, pero los hace más duraderos. La función principal de este diodo es impedir que la corriente vuelva al panel cuando la celda no esté generando, evitando que se produzcan los denominados puntos calientes. [12]

En la Figura 2-15 (a) se muestra el panel funcionando de forma normal, el diodo de bypass no actúa, debido a que cada grupo de celdas está generando energía y en consecuencia la corriente circula por el camino descrito, en cambio, en la Figura 2-15 (b) la celda demarcada indica que no está generando energía, esto se produce cuando la celda está sombreada provocando que la fuente de corriente se comporte como un circuito abierto, en este caso la corriente circula por las resistencias serie y paralelo mostradas en su circuito equivalente, estas resistencias disipan potencia en forma de calor generando un punto caliente en el panel solar. Dada esta situación, entra en conducción el diodo de bypass, este permite que la corriente no circule por la celda sombreada y en consecuencia evita que se generen puntos calientes en el panel solar.

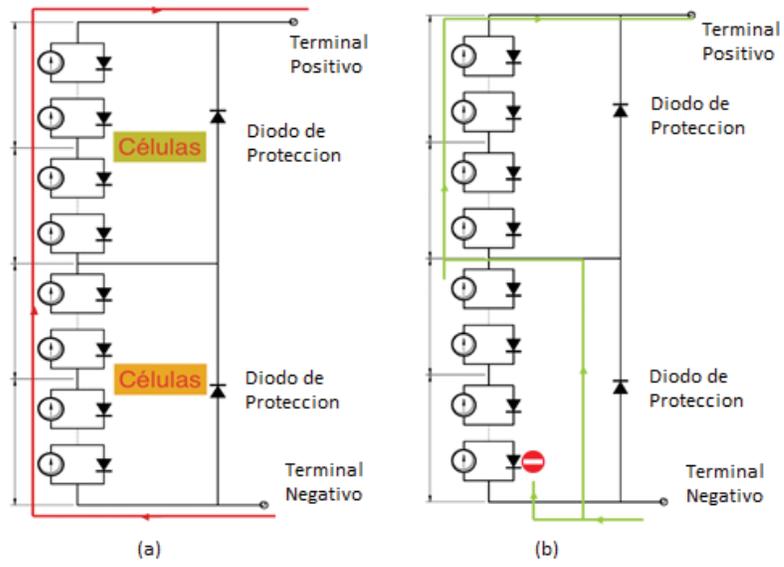


Figura 2-15: Funcionamiento de diodos de protección (fuente <https://www.sfe-solar.com>). Figura modificada

3 Sistema de generación híbrido solar diésel

Un sistema de generación híbrido está compuesto por varios tipos de fuentes, ya sea del tipo convencional o no convencional. Este tipo de sistemas tiene como finalidad satisfacer la demanda energética de localidades o instalaciones industriales que no tienen acceso a la red, también permite asegurar el suministro de energía en lugares donde los cortes de electricidad son recurrentes. En la actualidad, se presentan como una alternativa de generación que otorga ventajas económicas y medioambientales, esto se debe a que permite disminuir el consumo de combustible y en consecuencia el costo de producción de energía, por otro lado, disminuye las emisiones de gases contaminantes haciendo que este sistema sea más amigable con el medio ambiente.

3.1 Descripción

Es importante tener en cuenta que a lo largo de los años el precio de los combustibles fósiles ha aumentado considerablemente. Por otro lado, gracias a los avances tecnológicos los componentes de un sistema fotovoltaico tales como paneles solares, inversores y reguladores de carga han disminuido su precio, permitiendo que estén al alcance de los consumidores y de esta manera dicha tecnología puede ser utilizada en mayor medida.

Esto fomenta la idea de que resulta más conveniente desde el punto de vista económico reemplazar los sistemas de generación diésel por sistemas fotovoltaicos. El principal problema que surge en un sistema de generación compuesto en su totalidad por un sistema fotovoltaico es que no se puede asegurar el suministro continuo, ya que este depende directamente tanto de la irradiación como de las condiciones climáticas de la zona donde se encuentre operando. Además, no es productivo desprenderse del uso de los grupos electrógenos, ya que de cierta forma este tipo de fuente asegura el suministro de energía independiente de las condiciones climáticas. [13]

Existe una solución a este tipo de problemas, esta es utilizar ambos tipos de generación dando lugar a un sistema de generación híbrido, de esta manera se puede contar con un suministro de energía seguro gracias a los grupos electrógenos y por otro lado se puede utilizar el sistema fotovoltaico en las horas de mayor irradiación como apoyo al sistema diésel, permitiendo llevar los generadores a su nivel mínimo de operación y de esta forma disminuir el consumo de

combustible. Todo esto da lugar a la obtención de beneficios económicos y ambientales tales como la disminución del costo asociado a la producción de energía y la reducción en la emisión de gases contaminantes respectivamente.

Aunque este tipo de sistemas de generación presente varias ventajas, no puede ser instalado en cualquier lugar, ya que es necesario que este cumpla con una serie de requisitos que favorezcan que el uso del sistema sea el más eficiente.

El primer factor a tener en cuenta a la hora de instalar este tipo de sistemas es el precio del combustible. Hay que tener en cuenta que el precio es distinto en cada país, por lo que es más conveniente desde el punto de vista económico que el lugar donde se desea instalar este sistema de generación presente precios elevados, de esta forma el consumo de combustible disminuye haciendo más rentable la inversión. El segundo factor es que el lugar donde se va a instalar el sistema de generación debe presentar altos niveles de irradiación, de esta forma se puede obtener el máximo rendimiento del sistema fotovoltaico, permitiendo disminuir el uso de los grupos electrógenos y en consecuencia el uso de combustible. Por último, el lugar donde se desea instalar este sistema de generación debe disponer de una amplia superficie para la instalación del arreglo de paneles fotovoltaicos, esto permite asegurar que la capacidad de potencia que generen los paneles se adecue a las necesidades de la carga. [13]

Algunos de los lugares que cumplen las condiciones mencionadas anteriormente y son ideales para la instalación de un sistema de generación híbrido son los siguientes:

- Zonas Rurales: existen lugares en los que se generan una serie de situaciones adversas que no permiten llevar a cabo la conexión a la red eléctrica. Esto puede ser a causa de problemas geográficos que no permitan llevar a cabo dicha conexión o resulta más rentable buscar otro tipo de alternativa, como la de instalar un sistema de generación aislado que permita al usuario disponer de suministro eléctrico acorde a sus necesidades.
- Industrias sin conexión a la red: a nivel industrial se realizan actividades en donde se explotan recursos en lugares remotos donde en algunos casos resulta imposible llevar a cabo una conexión a la red. En este caso se puede optar por un sistema de generación híbrido, de esta forma se asegura el suministro continuo de energía para el proceso de explotación. Este es el caso de plantas desalinizadoras, mineras y cementeras.
- Islas: este es uno de los lugares donde es recomendable instalar este tipo de sistemas, ya que en la actualidad su sistema de generación se basa principalmente en generadores diésel. Una alternativa es incorporar un sistema fotovoltaico y utilizarlo en las horas de máxima irradiación para suministrar la totalidad de la energía demandada por la carga, de esta forma se reduce el uso de los generadores diésel y en consecuencia el consumo de combustible y las emisiones de gases contaminantes, lo que es beneficioso para estos lugares ya que generalmente se tratan de lugares turísticos.
- Riego agrícola: el aumento en las ayudas del gobierno que fomentan la generación de energía limpia genera la situación en donde los agricultores opten por utilizar tecnología fotovoltaica para alimentar sus sistemas de riego. Un sistema híbrido puede ser la solución, ya que permite generar la energía necesaria para la aplicación por medio del

sistema fotovoltaico cuando la irradiación es adecuada y en caso que no se presenten las condiciones se asegura el suministro por medio del grupo electrógeno

3.2 Elementos del sistema de generación híbrido solar diésel

El tipo de sistema de generación híbrido solar diésel que se estudiara está compuesto principalmente por un sistema de generación diésel y por un sistema solar fotovoltaico. Para comprender de mejor manera el funcionamiento de este sistema de generación a continuación se procede a describir cada uno de los elementos que lo conforma y su función específica.

- Grupo electrógeno: el grupo electrógeno transforma la energía mecánica proveniente de un motor primario en energía eléctrica por medio de un generador. Este es el elemento principal ya que permite asegurar el suministro eléctrico a la carga y en consecuencia estará en continuo funcionamiento, debido a esto es necesario tener un especial cuidado y en la medida que sea posible se debe conseguir que este opere de forma óptima. Los grupos electrógenos tienen un nivel mínimo de carga, por encima de este nivel el generador funciona en un estado óptimo. Las recomendaciones del fabricante indican que el generador debe funcionar por encima de este nivel que ronda el 30% de la potencia nominal, ya que en caso contrario la vida útil de este disminuye.



Figura 3-1: Grupo electrógeno. (fuente: <http://www.hastingsdeering.com.au>)

- Paneles fotovoltaicos: estos transforman la radiación solar en energía eléctrica de corriente continua gracias al efecto fotoeléctrico y son el elemento principal del sistema fotovoltaico. La radiación solar es distinta para cada día y en la noche es nula, por lo que la carga no puede depender solo de este sistema de generación. Por lo tanto, la generación fotovoltaica funciona de forma complementaria con el grupo electrógeno, de esta manera se logra que el grupo electrógeno funcione a un nivel de carga óptimo permitiendo reducir el consumo de combustible. La vida útil de los paneles fotovoltaicos es cercana a los 25 años y a medida que pasan los años su

rendimiento comienza a disminuir. En el transcurso de los últimos años el precio de los paneles ha ido disminuyendo y gracias a los avances tecnológicos en esta área se está consiguiendo que la vida útil y el rendimiento de los paneles fotovoltaicos aumente permitiendo hacer más rentable la inversión.



Figura 3-2: Paneles solares. (fuente: <https://cdpmexico.wordpress.com>)

- Inversor: este dispositivo se compone principalmente por semiconductores que tienen como función generar una onda de corriente sinusoidal a partir de una señal de corriente continua. Los semiconductores más utilizados son los IGBT y MOSFET, y el método de invertir la corriente puede ser por desplazamiento de fase o por modulación PWM, siendo esta última una de las más utilizadas. Todas tienen el mismo objetivo y en este caso la corriente continua a invertir es la que proviene de la instalación fotovoltaica, de esta forma se lleva a valores adecuados para su consumo y así puede ser inyectada al sistema para alimentar las cargas conectadas.



Figura 3-3: Inversor fotovoltaico. (fuente: <https://www.sma.de>)

- Regulador de carga: este dispositivo se encarga principalmente del proceso de carga y descarga de un banco de baterías, evitando que se produzcan sobrecargas o descargas profundas que les provocan daños y acortan su vida útil. Existen dos tipos de regulador de carga, estos son el regulador PWM y el regulador MPPT. El primero funciona principalmente como un interruptor que deja pasar pulsos de tensión provenientes de los paneles solares para realizar el proceso de descarga. En cambio, el regulador MPPT permite seguir el punto de máxima potencia, de esta forma es posible obtener el máximo rendimiento de los paneles solares y al mismo tiempo es posible realizar el proceso de carga de las baterías.



Figura 3-4: Reguladores PWM y MPPT. (fuente: <https://www.tecnosolab.com>)

- Baterías: estas permiten almacenar parte de la energía generada por el sistema fotovoltaico o el sistema, de esta forma es posible utilizar esta energía en cualquier hora del día, dependiendo de las necesidades energéticas de la carga. Existen distintos tipos de baterías entre estas se destacan las de litio, AGM y de plomo ácido. La elección del tipo de batería va a depender de la aplicación y del presupuesto inicial.



Figura 3-5: Baterías de litio. (fuente: <http://www.saclimafotovoltaica.com>)

3.3 Configuraciones

Existen distintas configuraciones de sistemas híbridos que se clasifican dependiendo si estos se encuentran conectados o desconectados de la red eléctrica y si estos disponen o no de un sistema de almacenamiento de energía, estos se describen a continuación.

- Conectados a la red con baterías: este tipo de sistemas permite asegurar el suministro por medio de la red o a través del sistema híbrido. Cuando existe un exceso de generación de energía por parte del sistema fotovoltaico es posible almacenarlo en las baterías, esta energía puede ser utilizada en las horas donde solo se utiliza la conexión a la red, de esta forma se reduce el consumo de energía permitiendo obtener beneficios económicos. En este tipo de conexión el generador diésel entra en funcionamiento como sistema de respaldo en caso de que la red presente problemas y la irradiación sea mínima como para que el sistema fotovoltaico pueda generar la suficiente energía para alimentar la carga.
- Conectados a la red sin baterías: este tipo de sistema presenta características similares al anterior, pero en este caso la energía generada por el sistema fotovoltaico es inyectada directamente a la red, de esta forma se obtiene una reducción del consumo de energía de la red y de esta manera se obtienen beneficios económicos. En este caso el generador diésel se utiliza como sistema de respaldo en caso que se presente una falla en la red eléctrica y condiciones de poca irradiación.
- Aislado con baterías: con este sistema es posible suministrar energía por medio del grupo electrógeno y el sistema fotovoltaico durante el día. En caso de que exista un exceso de energía, esta es almacenada en las baterías y es utilizada en durante las horas de menor irradiación. En este caso el grupo electrógeno funciona continuamente debido a que es el único elemento que permite asegurar el suministro eléctrico.
- Aislado sin baterías: este tipo de sistema presenta similares características al anterior, la única diferencia se debe a que no se utilizan baterías. En este caso el grupo electrógeno funciona continuamente y el sistema fotovoltaico funciona en las horas de máxima irradiación con la finalidad de llevar al nivel mínimo de generación al grupo electrógeno. Una ventaja importante en comparación con las anteriores es que la inversión inicial es menor, debido a que se requieren de menos equipos para su funcionamiento.

3.4 Tipos de acoplamiento

Las fuentes del sistema de generación híbrido se conectan en paralelo y existen dos tipos de acoplamiento. El primero es el acoplamiento en corriente continua y el segundo es el acoplamiento en corriente alterna. A continuación, se describen ambos tipos de configuración.

3.4.1 Acoplamiento DC

En este tipo de conexión, la potencia de salida del sistema fotovoltaico es de corriente continua y esta se puede inyectar al sistema de dos formas. La primera es transformar la corriente continua proveniente de los paneles solares directamente en corriente alterna por medio del inversor y así poder inyectar esta energía a la red. La segunda es utilizar la corriente continua que proviene de

los paneles solares para cargar un banco de baterías por medio de un regulador de carga, la energía almacenada en las baterías es transformada e inyectada a la red a través de un inversor cuando sea requerido. En este caso el generador diésel alimentará directamente a la carga a través del bus de CA y en caso de que exista una sobreproducción de energía, esta será rectificada por medio del inversor bidireccional para poder cargar las baterías. En algunos casos se omite el uso de banco de baterías debido a que aumenta considerablemente la inversión inicial. A continuación, en la Figura 3-6 se muestra la conexión en paralelo con acoplamiento DC.

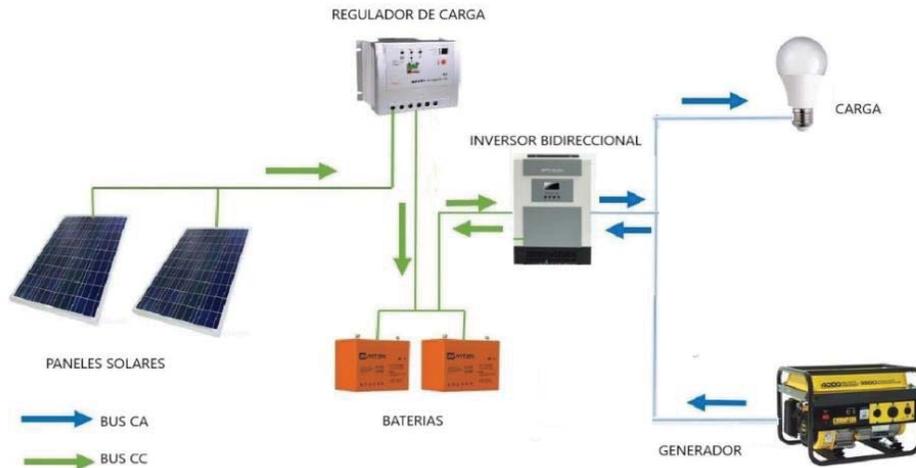


Figura 3-6: Conexión en paralelo con acoplamiento DC (fuente: <http://www.safeanasas.com>). Figura modificada

Con este tipo de acoplamiento se obtiene la ventaja de que el generador diésel opera a un nivel de carga óptimo, incluso puede llegar a operar en el umbral de su capacidad mínima que ronda el 30% de su capacidad nominal. Esto permite disminuir el consumo de combustible y de esta forma se ven disminuidos los costos de generación de energía. Una de las principales desventajas que presenta este tipo de acoplamiento es que resulta costoso ampliar la capacidad de generación, esto se debe a que se debería cambiar el inversor por uno de mayor potencia y se deberían adicionar más baterías para aumentar la capacidad del banco de almacenamiento de energía.

3.4.2 Acoplamiento AC

En este tipo de conexión se requiere de un inversor para los paneles fotovoltaicos y un inversor bidireccional para el banco de baterías. La salida de ambos inversores se conecta al bus de CA junto con el generador diésel, de esta manera se suministra energía a la carga de forma directa. En la Figura 3-7 se muestra la conexión en paralelo con acoplamiento AC descrita anteriormente.

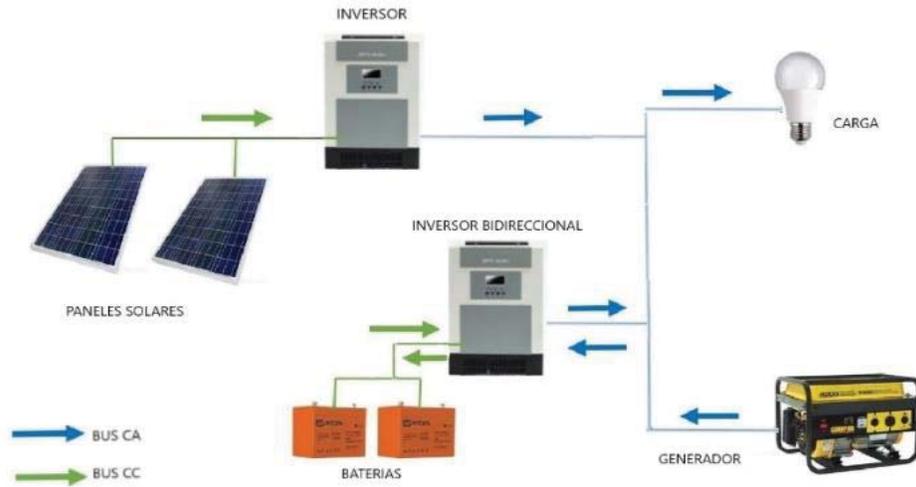


Figura 3-7: Conexión en paralelo con acoplamiento AC. (fuente: <http://www.safeanasas.com>). Figura modificada

Este tipo de configuración cuenta con ventajas similares a la de acoplamiento DC, pero además cuenta con otra importante ventaja, esta es que se puede aumentar la capacidad de generación y demanda debido a que opera de forma similar a una red eléctrica a gran escala. Las desventajas más importantes son que se debe contar con un equipo de conversión por cada grupo generador, la otra es la disminución del rendimiento de la carga de baterías a través del sistema fotovoltaico, ya que esta energía pasa por dos procesos de conversión.

El acoplamiento en CA se utiliza cuando se quiere obtener el máximo rendimiento de los paneles fotovoltaicos aprovechando los periodos de máxima irradiación, ya que en este momento es donde estos generan gran cantidad de energía. Este tipo de configuración puede ser utilizada en procesos o aplicaciones que concentren su actividad en las horas de máxima irradiación.

3.4.3 Configuración mixta

Esta configuración consiste en combinar los dos tipos de acoplamientos descritos anteriormente, de esta forma se puede obtener un mayor rendimiento del sistema alternando su funcionamiento. Uno de los principales inconvenientes es el elevado costo inicial de implementar este tipo de configuración, esto se debe a que se requiere de dos inversores, uno para los paneles fotovoltaicos y otro para el sistema de almacenamiento con baterías, además también debe contar con un regulador de carga conectado a los paneles fotovoltaicos para permitir operar el acoplamiento DC. En la Figura 3-8 se muestra la configuración con acoplamiento mixto.



Figura 3-8: Configuración con acoplamiento mixto. (fuente: <http://www.safeanasas.com>). Figura modificada

Las ventajas que se presentan al utilizar un sistema de generación híbrido son las siguientes:

- Se reducen los costos debido al menor uso de combustible.
- Asegura un suministro energético confiable y seguro.
- Se reducen las emisiones de gases de efecto invernadero.
- Se obtiene un reconocimiento al utilizar un sistema de generación que disminuye la huella de carbono.

Es necesario considerar que este tipo de sistemas de generación es conveniente instalarlos cuando las condiciones locales son aptas para el uso de fuentes de energía a base de paneles fotovoltaicos y cuando el costo del combustible es elevado. De esta manera se puede obtener el máximo rendimiento de la instalación.

3.5 Inversor híbrido Conext XW 8548 E

3.5.1 Descripción

El inversor híbrido Conext XW 8548 E (ver Figura 3-9) es un equipo que permite la conexión de distintos tipos de fuentes de energía, este cuenta con dos entradas para fuentes de corriente AC y con una entrada para fuentes DC. La primera entrada denominada AC1 es utilizada para conectar el equipo con la red eléctrica, mientras que la entrada denominada AC2, permite la conexión de un grupo electrógeno de emergencia u otro tipo de fuente como puede ser un sistema de generación fotovoltaico. En la entrada DC se puede conectar un banco de baterías que permiten almacenar parte de la energía proveniente de red pública o la sobreproducción de energía proveniente del sistema de generación que esté conectado a la entrada AC2. El Conext XW 8548 E al ser un inversor híbrido, permite rectificar la corriente alterna proveniente de alguna de las dos

entradas AC para poder cargar las baterías y también permite invertir la corriente DC almacenada para poder inyectarla a la red o suministrarla a la carga a través de la salida AC (AC Out). [14]

Este equipo está diseñado tanto para sistemas con conexión a la red como para sistemas de generación aislados, además cuenta con una serie de características que son descritas a continuación:

- Lleva a cabo el acoplamiento de CA dentro del mismo equipo.
- Puede operar a temperaturas de hasta 70[°C].
- La onda de salida es senoidal.
- Permite priorizar el uso de las fuentes de energía conectadas a sus distintos terminales de entrada AC y DC.
- Posee una función de soporte de generador que ayuda a generadores pequeños con cargas pesadas.
- Permite transformar la energía DC almacenada en las baterías en energía AC para poder inyectarla a la red.



Figura 3-9: Inversor Conext XW 8548 E (fuente: <https://www.schneider-electric.cl>)

3.5.2 Modos de operación

El inversor Conext XW 8548 E tiene incorporado un interruptor de transferencia automático (K1, K2) que permite llevar a cabo la conexión de las entradas AC (AC1, AC2) con el inversor y con la salida de CA (AC OUT), siendo este último terminal el que permite llevar a cabo la conexión con la carga. En la Figura 3-10 se muestra un esquema con los principales puntos de conexión del equipo. [14]

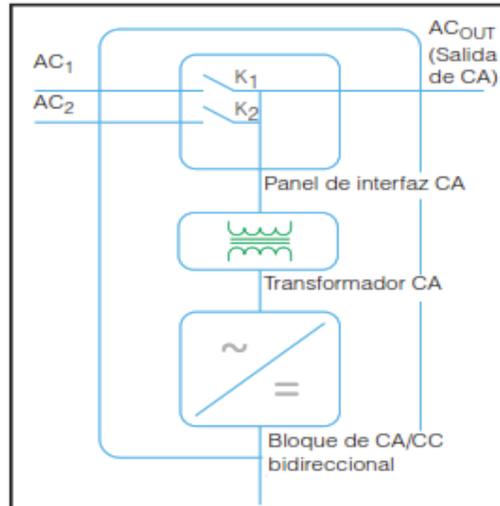


Figura 3-10: Esquema de los principales puntos de conexión del inversor. [14]

El control del Conext XW 8548 E permite llevar a cabo la conexión de solo una de las entradas AC a la vez, esto se debe a que en caso de conectar un sistema de alimentación de emergencia de pequeña capacidad el flujo de potencia se puede dirigir hacia dicho sistema de emergencia provocando una avería o incluso la pérdida total del equipo.

A continuación, se muestran los distintos modos de operación del inversor Conext XW 8548 E, en los que se muestra la dirección del flujo de potencia dependiendo del modo de operación utilizado:

- Inversión de CC a CA conectada a AC Out (salida CA): en este modo de operación el inversor transforma la corriente continua almacenada en un banco de baterías en corriente alterna para alimentar a la carga. Este modo de operación puede ser utilizado hasta que la carga de las baterías alcance la profundidad de descarga previamente establecida en el menú del equipo. Al alcanzar dicho umbral de descarga el equipo realiza la conexión con una de las dos entradas AC previamente establecida. A continuación, en la Figura 3-11 se muestra la dirección del flujo de potencia asociado a este modo de operación.

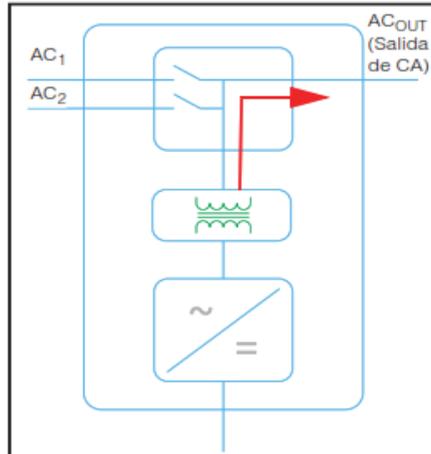


Figura 3-11: Dirección del flujo de potencia en modo de inversión utilizando solo la fuente de almacenamiento de energía. [14]

- Conexión a la red con carga de baterías: en este modo de operación el equipo conecta directamente la entrada AC1 y la salida AC (AC Out) a través del interruptor K1, de esta forma la carga se alimenta directamente desde la red. Para el proceso de carga de las baterías primeramente se disminuye el nivel de tensión de la red por medio de un transformador que está conectado al inversor bidireccional, siendo este último el encargado de rectificar esta tensión y suministrarla a las baterías. En la Figura 3-12 se muestra la dirección del flujo de potencia en este modo de operación.

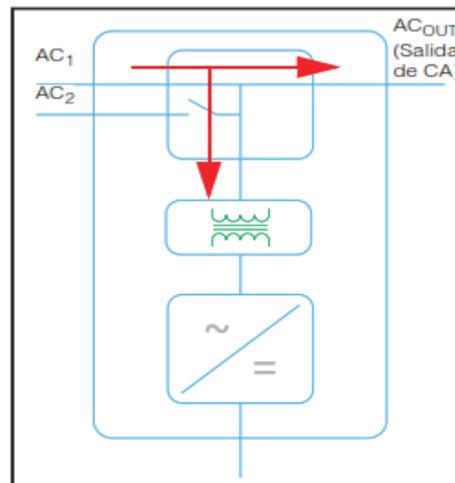


Figura 3-12: Carga de baterías externas y alimentación de salida AC con transmisión de CA desde la red. [14]

- Conexión a sistema de generación complementario con carga de baterías: en este caso el modo de operación es similar, ya que conecta la entrada AC2 directamente con la salida AC (AC Out). En esta entrada se conecta un sistema de generación complementario o de emergencia como puede ser un sistema de generación fotovoltaico o un grupo electrógeno respectivamente. Al igual que en el caso anterior, se lleva a cabo la

disminución del nivel de tensión entregado por la fuente conectada a AC2 a través del transformador y luego es rectificadora por el inversor bidireccional, de esta manera se puede llevar a cabo la carga del banco de baterías. En la Figura 3-13 se muestra la dirección del flujo de potencia en este modo de operación.

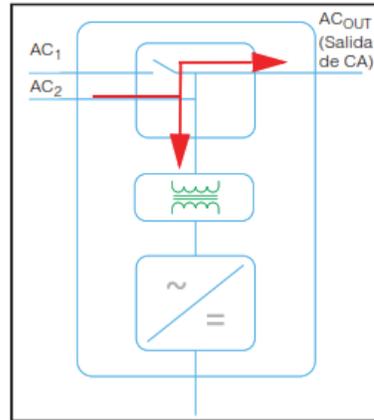


Figura 3-13: Carga de baterías externas y alimentación de AC Out con transmisión de CA desde fuente conectada a AC2. [14]

- Inyección de energía almacenada en las baterías: en este modo de operación el equipo permite inyectar la energía almacenada en el banco de baterías a la red y a la carga. La tensión entregada por el banco de baterías es transformada en una tensión de CA por medio del inversor híbrido y luego es elevada hasta alcanzar el nivel de tensión impuesto por la red. Finalmente, el equipo verifica que el nivel tensión y la frecuencia de salida sean los adecuados, luego de verificar esto realiza el acoplamiento con el bus de CA. En la Figura 3-14 se muestra la dirección del flujo de potencia en este modo de operación.

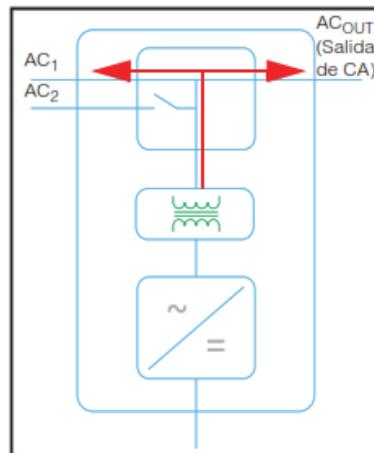


Figura 3-14: Conversión e inyección de energía almacenada en el banco de baterías. [14]

- **Conexión a la red:** en este modo de operación se alimenta la salida de corriente alterna (AC Out) sin utilizar la energía proveniente de la red para cargar el banco de baterías, debido a que estas se encuentran al máximo de su capacidad de almacenamiento. En la Figura 3-15 se muestra la dirección del flujo de potencia en este modo de operación.

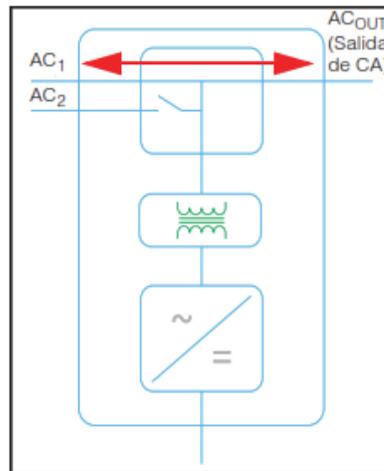


Figura 3-15: Alimentación de salida AC Out a través de la red. [14]

3.5.3 Funciones adicionales

El equipo cuenta con una serie de funciones adicionales que permiten asegurar el correcto funcionamiento. [14]

- **Protección anti-isla:** esta función permite supervisar continuamente la tensión y frecuencia de la red, ya sea cuando el equipo este absorbiendo o inyectando energía a esta. Si la tensión y frecuencia de la red se alejan de los valores previamente configurados a causa de algún tipo de falla transitoria, el equipo se desconectará de la red durante cinco minutos que es el tiempo mínimo de reconexión (valor no ajustable), transcurrido este tiempo el equipo determinara si las condiciones de la red son las adecuadas, si cumple con las condiciones el equipo reestablecerá la conexión a la red, en caso contrario el tiempo mínimo de reconexión se reiniciara. De esta forma se protege tanto al personal que realiza trabajos en la red pública como a las cargas conectadas al equipo.
- **Acoplamiento en CA:** en algunos casos se realiza un acoplamiento AC a fuera de la red para crear una red independiente, es decir, que los inversores fotovoltaicos se conectan a la salida del equipo Xantrex XW. En este caso, el equipo Xantrex XW es el encargado de imponer la tensión y frecuencia para permitir que el inversor fotovoltaico produzca energía. Este tipo de sistema tiene que mantener el equilibrio en la generación en todo momento. En caso de que el sistema fotovoltaico genere más energía de la requerida por las cargas, esta energía será rectificadada y almacenada en el banco da baterías. Una vez que las baterías alcancen su capacidad máxima de carga, se debe limitar la energía generada

por el sistema fotovoltaico para mantener el equilibrio entre la generación y el consumo. Al llegar a este punto, el inversor Xantrex XW limita la generación del sistema fotovoltaico mediante la elevación de la frecuencia de la línea AC, provocando que los inversores compatibles reduzcan la generación de energía de forma ordenada. Este proceso se denomina limitación de potencia por cambio de frecuencia activa.

- Operación de unidades múltiples: se pueden conectar hasta tres unidades juntas del Xantrex XW en una configuración monofásica y también se pueden conectar hasta tres unidades en conjunto para obtener una configuración trifásica. Para llevar a cabo esto, es necesario contar con el equipo Conext PDP, que cumple la función de distribuir la energía generada de forma adecuada.

En el caso de utilizar múltiples equipos Xantrex XW se debe escoger un equipo maestro que sincronice la operación de las demás unidades conectadas por medio de la red Xanbus, de forma que, al existir alguna carga conectada todas las unidades producen energía compartiendo la carga de forma efectiva.

Los equipos conectados se monitorean entre sí para determinar la calidad de la entrada de corriente AC, si cualquiera de las unidades considera que la calidad de la energía no es la adecuada todas las unidades interrumpirán el suministro de energía a la carga hasta que la calidad de esta sea aprobada por todas.

Por otro lado, en caso de que exista algún tipo de falla en el modo de inversión en alguno de los equipos esclavos, solo ese equipo dejara de funcionar, pero en caso de que sea un equipo maestro se apagarán todas las unidades.

De las características mencionadas anteriormente, la de operación de unidades múltiples puede ser una de las más interesantes, esto se debe a que el equipo puede ser utilizado para formar parte de una red de mayor tamaño junto a otros equipos. A continuación, se describirá el funcionamiento en conjunto de los equipos de Schneider Electric que permiten construir una red eléctrica de mayor tamaño y además ayuda a disminuir la dependencia del combustible, en caso de que la fuente principal sea a base de grupos electrógenos.

3.6 Conext XW Multi-Cluster

3.6.1 Descripción

El Conext XW Multi-Cluster es un equipo eléctrico que permite que distintos tipos de fuentes de generación interactúen dependiendo de las necesidades de la carga. Por medio de este, es posible conectar en paralelo una fuente de generación convencional, como puede ser un generador diésel o la red eléctrica, mientras que la otra fuente puede ser del tipo no convencional, específicamente un sistema de generación fotovoltaico, además permite la conexión de uno hasta tres bancos de baterías los cuales realizan el proceso de carga o descarga a través del inversor híbrido descrito anteriormente. La implementación de un sistema de generación con estas características permite construir una red eléctrica eficiente, ya que ayuda a disminuir el consumo de energía de la red principal o permite reducir el consumo de combustible en caso de utilizar un generador diésel, dando paso al uso de energías limpias, como es el caso de la generada por el sistema fotovoltaico o la almacenada en el banco de baterías.

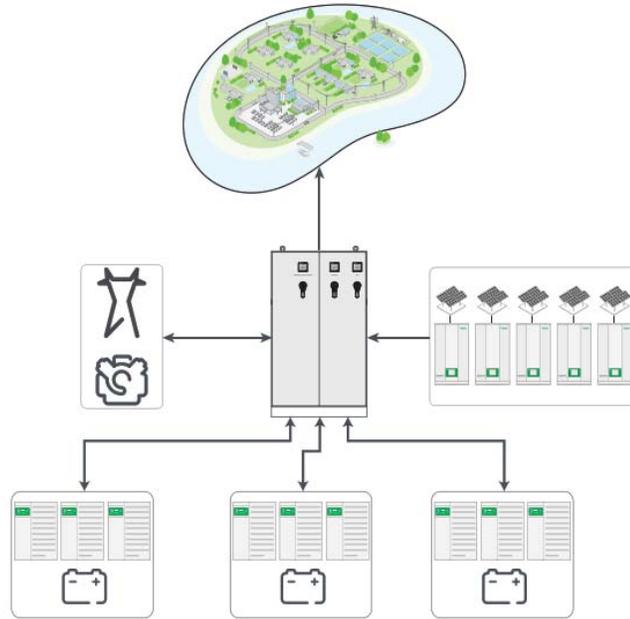


Figura 3-16: Sistema de generación Conext XW Multi- Cluster. [15]

En la Figura 3-16 se muestran los distintos tipos de sistemas de generación que dan forma al sistema híbrido, en donde la fuente principal de suministro de energía va a depender directamente de la ubicación geográfica de la planta, es decir que puede ser a base de generadores diésel o puede ser la red eléctrica. Las demás fuentes de energía están constituidas por paneles fotovoltaicos y baterías que permiten almacenar la sobreproducción de energía para su posterior uso. [15]

El sistema de generación híbrido se basa en módulos de menor potencia que pueden trabajar en conjunto o de forma individual según los requerimientos energéticos de la carga. Este tipo de diseño trae una serie de beneficios que se describen a continuación.

- **Confiabilidad:** el sistema es más confiable, ya que la falla de una unidad no causa la falla de la totalidad del sistema y este puede seguir operando casi con normalidad solo desconectando la unidad que presenta problemas.
- **Simplicidad:** al ser un sistema modular permite que la instalación y cableado de los equipos sea más simple, además al tratarse de equipos más pequeños permite que sean trasladados sin equipos especiales.
- **Escalabilidad:** permite aumentar la potencia del sistema de generación en caso de que sea necesario.

- Fácil reemplazo: permite reemplazar de forma rápida un equipo que presente fallas o requiera mantención.

Existe otro punto a tener en cuenta a la hora de construir un sistema de generación híbrido, este es la elección del tipo de acoplamiento. La elección del tipo de acoplamiento depende directamente de las condiciones de irradiación solar del lugar y de cuando se produce el mayor consumo de energía por parte de la carga. Si el consumo de energía coincide con las horas de máxima irradiación es recomendable utilizar un acoplamiento de CA, pero hay que tener en cuenta si la red presenta interrupciones en el suministro de forma continua, ya que si esto ocurre el inversor híbrido no será capaz de regular la potencia suministrada por los inversores fotovoltaicos a través del método de desplazamiento de frecuencia provocando un funcionamiento ineficiente. Por otro lado, si la demanda energética de la carga no coincide con las horas de máxima irradiación es recomendable utilizar un acoplamiento DC, ya que permite almacenar en las baterías la energía generada por los paneles fotovoltaicos para utilizarla cuando la carga presente su demanda máxima.

La capacidad de potencia de la planta va a depender del tipo de acoplamiento, si se utiliza el acoplamiento AC la potencia máxima que la planta puede generar es de 75,6 [KVA], mientras que si se utiliza un acoplamiento DC potencia máxima de la planta es de 64,8[KVA].

3.6.2 Equipos

Para llevar a cabo la construcción de la red aislada se requieren una serie de equipos que en conjunto forman un sistema de generación confiable, que asegura el suministro energético a carga independiente de las condiciones adversas que se presenten. A continuación, se describen el funcionamiento de cada uno de los equipos de la Compañía Schneider Electric que conforma el sistema de generación:

- Conext XW: es un inversor híbrido que permite gestionar el proceso de carga y descarga de un banco de baterías permitiendo almacenar el exceso de energía generada por cualquiera de las fuentes del sistema.
- Conext TL: es un inversor fotovoltaico trifásico que permite llevar a cabo la conversión de corriente DC proveniente de los paneles fotovoltaicos en corriente AC para poder inyectarla a la red. Se caracteriza por tener incorporado una función de seguimiento del punto de máxima potencia, que permite obtener el máximo rendimiento de los paneles fotovoltaicos.
- ComBox: este dispositivo permite monitorear y comunicar el estado del sistema de generación fotovoltaico, de los inversores híbridos y de los grupos electrógenos, funciona como una interfaz que permite a los operadores realizar ajustes en la configuración de los

dispositivos, en caso de contar con acceso a internet permite controlar de forma remota los dispositivos de la instalación fotovoltaica por medio de un ordenador.

- **Monitor de baterías:** este dispositivo permite ver el estado de carga de las baterías en tiempo real y comparte los datos con los inversores Conext XW para mejorar el rendimiento del sistema en general.
- **Medidor de Potencia:** este dispositivo permite obtener datos de todos los parámetros de importancia como tensión, corriente y potencia de la red y lo comunica por medio de una red RS-485 a una unidad Combox. De esta forma se pueden visualizar los datos del sistema eléctrico de forma remota.
- **SCP:** este dispositivo permite controlar el proceso de carga y descarga de las baterías conectadas a los inversores híbridos Conext XW a través de un solo punto de control y permite ver el estado de todos los dispositivos conectados a la red Xanbus.
- **AGS:** este dispositivo permite activar de forma automática el generador diésel en respuesta a un cambio en los requisitos de potencia de la carga. Además, puede monitorear por medio de la red Xanbus parámetros tales como la tensión en las baterías, el estado de la carga o la potencia de la red y puede activar el generador ante cualquier cambio en alguno de estos parámetros.
- **Caja de Fusibles (Combiner Box):** este dispositivo permite conectar un banco de baterías con hasta tres inversores Conext XW y permite proteger las baterías en inversores en caso de una posible falla.
- **Contactores:** para llevar a cabo la conexión del generador diésel se cuenta con un contactor trifásico que soporta de 115 a 1000 [A], un contactor auxiliar y un relé de estado sólido que controla los contactores que permiten llevar a cabo la conexión y desconexión del generador.

3.6.3 Funcionamiento

A continuación, se describirá solo el funcionamiento del sistema de generación híbrido utilizando un acoplamiento AC, esto se debe a que es menos costoso escalar el sistema de generación en caso de que sea necesario, lo que representa una importante ventaja frente al de acoplamiento DC.

Existen cuatro modos que describen el funcionamiento del sistema de generación utilizando este tipo de acoplamiento durante un día completo, estos son:

- **Sistema fotovoltaico no disponible:** en este modo el sistema fotovoltaico no genera energía debido a que no existe irradiación y las baterías son las encargadas de suministrar

la energía almacenada a la carga mientras sea posible, en caso que las baterías alcancen su profundidad de descarga entra en funcionamiento el grupo electrógeno. En la Figura 3-17 se puede observar la dirección del flujo de potencia, la energía proveniente de las baterías es transformada por los inversores bidireccionales y es inyectada al bus de CA para alimentar las cargas.

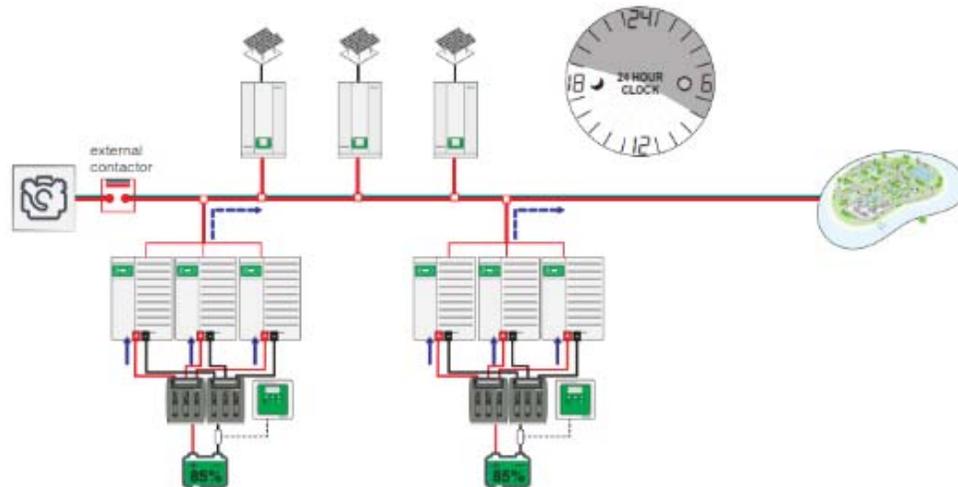


Figura 3-17: Energía suministrada desde las baterías a la carga. [15]

- Baja generación fotovoltaica: en este modo de operación el sistema fotovoltaico y las baterías suministran energía a la carga, esto se debe a que la irradiación no es suficiente como para que el sistema fotovoltaico supla la totalidad de la energía demandada. En la Figura 3-18 se muestra la dirección del flujo de potencia.

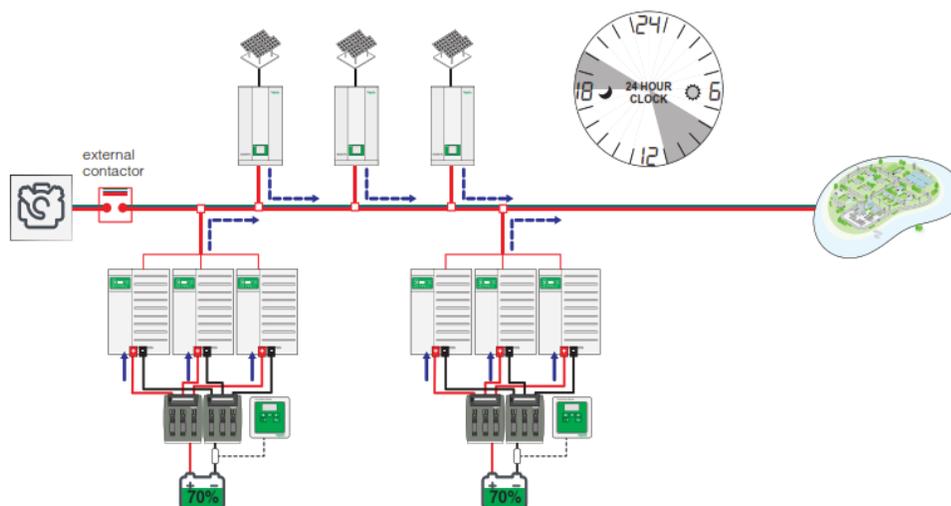


Figura 3-18: Energía suministrada desde el sistema PV y baterías a la carga. [15]

- Alta generación fotovoltaica: en este modo de operación el sistema fotovoltaico suministra la totalidad de la energía a la carga y además carga los bancos de baterías, esto ocurre durante las horas de máxima irradiación. En la Figura 3-19 se puede observar que el flujo de potencia se dirige desde el sistema fotovoltaico hacia la carga y a las baterías.

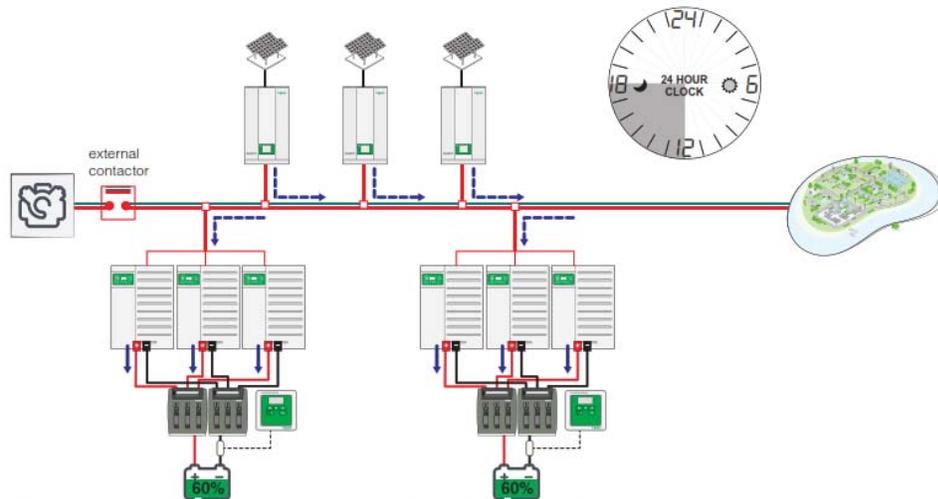


Figura 3-19: Energía suministrada desde el sistema PV hacia la carga y baterías. [15]

- Encendido de generadores: en este modo de operación las baterías llegan a su profundidad máxima de descarga y es ahí cuando el contacto externo se cierra permitiendo que el grupo electrógeno suministre energía a la carga y cargue las baterías. En la Figura 3-20 se observa la dirección del flujo de potencia.

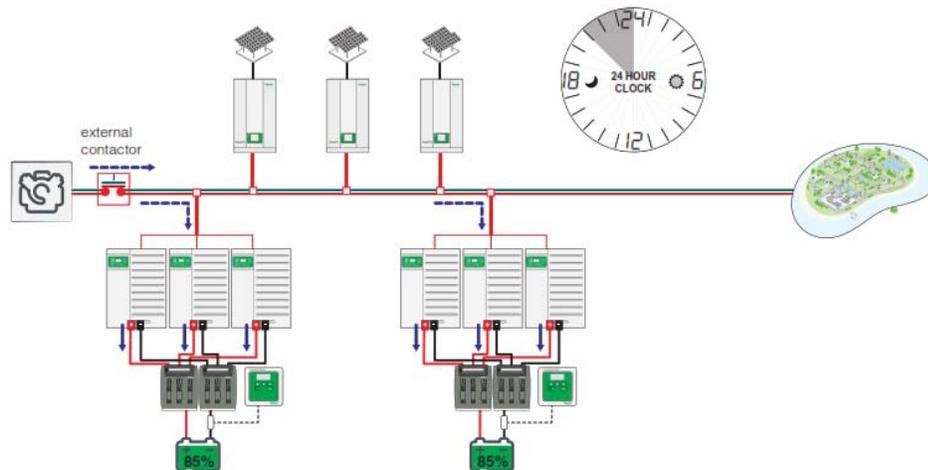


Figura 3-20: Energía suministrada desde el grupo electrógeno hacia la carga y las baterías. [15]

4 Dimensionamiento del sistema de generación híbrido solar diésel

En esta parte del proyecto se realizará el dimensionamiento de un sistema de generación híbrido solar diésel que sea capaz de suministrar la totalidad de la energía demandada por 20 viviendas, tomando como referencia el consumo de energía de una vivienda tipo y el resultado se extrapolará al conjunto de viviendas. Además, se compararán los sistemas de generación para dos zonas distintas del país, una ubicada en la zona norte, en donde se presentan los índices de radiación más altos y que benefician el uso de un sistema fotovoltaico y la otra ubicada en la zona sur del país, en donde se presentan los menores índices de radiación, pero que aún son suficientes como para utilizar este tipo de sistemas de generación de energía limpia.

En lo que respecta al funcionamiento de las fuentes de energía, se utilizara el sistema fotovoltaico que cuenta con un banco de baterías que suministrara la energía durante las horas de bajo consumo (desde las 00:00 hasta las 18:00 horas), mientras que el generador diésel se utilizara durante las horas punta (desde las 18:00 hasta las 24:00), con la finalidad de reducir el consumo de combustible, reducir los costos de generación de energía y aprovechar al máximo la energía generada por los paneles fotovoltaicos.

4.1 Estimación de la demanda

En primer lugar, se debe estimar la variación de la demanda a lo largo del día. A continuación, se muestra un método sistematizado y simple para la obtención de los datos de interés. Primero por medio de la Tabla 4-1 se identifican los distintos artefactos que forman parte de la instalación y se fija su consumo a partir de los datos entregados por el fabricante.

Tabla 4-1: Tabla tipo que permite determinar la potencia instalada de una vivienda. [16]

Artefacto	Nº de Artefactos	Potencia Unitaria [W]	Potencia Total [W]
Artefacto 1			
Artefacto 2			
Artefacto n-ésimo			
			Potencia Instalada [W]

Una vez identificados los artefactos y su potencia, se procede a estimar el tiempo de uso de cada artefacto para un día tipo del año, en función de la instalación y del alcance del estudio, completando la Tabla 4-2.

Tabla 4-2: Tabla tipo que permite determinar la potencia y consumo de energía de una vivienda según hora del día. [16]

Artefacto	N°	Potencia Unitaria[W]	Potencia Total [W]	Hora	0-1	1-2	...	22-23	23-24
				Minutos de Uso					
					Potencia [W]				
				Energía [Wh]					

Finalmente, por medio de la Tabla 4-2 se puede obtener la curva de demanda de energía de una vivienda para un día tipo del año y extrapolando estos datos se puede estimar la demanda de energía del conjunto de 20 viviendas, asumiendo que, en el mejor de los casos, estas presentan un consumo de energía idéntico. Luego, utilizando estos datos es posible realizar el dimensionamiento de las dos fuentes que componen el sistema de generación híbrido, es decir, del generador diésel y del sistema fotovoltaico.

4.2 Dimensionamiento del generador diésel

Para realizar el dimensionamiento del generador, es necesario obtener una estimación del comportamiento de la carga, existen dos factores que permiten realizar dicha estimación, estos son el factor de demanda y el factor de diversidad. En la siguiente sección se explica que representa cada factor y se presentan sus respectivas expresiones matemáticas.

4.2.1 Factor de demanda y factor de diversidad

La demanda máxima o factor de demanda es la demanda más alta puesta en un suministro durante un periodo determinado. Luego de encontrar la potencia instalada total, es importante conocer la proporción de la carga máxima que realmente se utilizara en un momento dado [17]. El factor de demanda es la relación matemática entre la potencia instalada y la potencia conectada, estas se muestran a continuación en la Ecuación 4-1 y la Ecuación 4-2.

$$Factor\ de\ Demanda = \frac{Demanda\ Máxima\ kW}{Potencia\ Instalada\ kW} \quad [-] \quad (4-1)$$

Por otro lado, se tiene el factor de diversidad que es la relación entre la potencia instalada total y la potencia total conectada, esta se muestra a continuación.

$$Factor\ de\ Diversidad = \frac{Potencia\ Instalada\ kW}{Potencia\ Conectada\ kW} \quad [-] \quad (4-2)$$

4.2.2 Potencia del generador

Ambos factores resultan útiles para determinar el tamaño del grupo electrógeno que se encargara de asegurar el suministro continuo de energía a las cargas. El valor de potencia del generador se obtiene a través de la ecuación 4-3 como se muestra a continuación.

$$P_{Generador} = \frac{P_{Instalada} \cdot Factor\ de\ Demanda}{Factor\ de\ Diversidad} \quad [kW] \quad (4-3)$$

Luego se debe aplicar un factor de seguridad (F_s) que permite asegurar que la capacidad del grupo electrógeno no sea sobrepasada, este factor toma valores comprendidos entre 10% y 20% de la potencia del generador calculada en el punto anterior, además se utiliza un factor de potencia ($F.P$) aproximado que depende de las cargas que se desea alimentar. Finalmente, con estos parámetros ya es posible calcular la potencia aparente del generador diésel por medio de la Ecuación 4-4.

$$S_{Generador} = \frac{(1 + F_s) \cdot P_{Generador}}{F.P} \quad [kVA] \quad (4-4)$$

De esta manera es posible dimensionar la capacidad de un generador diésel que se ajuste de mejor forma a las necesidades energéticas de la carga a alimentar, sin caer en sobredimensionamientos que elevan el costo de la inversión inicial del proyecto.

4.3 Dimensionamiento del banco de baterías

El banco de baterías se debe ajustar a la energía que los paneles fotovoltaicos pueden generar y a la demanda de energía por parte de la carga, y debido a que estos dos factores en ocasiones pueden tener grandes diferencias entre ellos, es que se suele dimensionar el banco de baterías para que tenga una capacidad de almacenamiento que cubra la demanda de varios días, denominados días de autonomía. La capacidad de la batería se da en Ah y el consumo de energía se da en Wh. [16]

Para aumentar la vida útil de la batería es necesario seguir las indicaciones del fabricante. Una de estas indicaciones es que las baterías no se deben descargar en su totalidad, ya que su duración se vería drásticamente reducida, por lo tanto, se debe descargar hasta un cierto porcentaje de su capacidad, a este se le denomina porcentaje de descarga profunda. También se relaciona la energía diaria demandada por el sistema y la tensión nominal de la batería [16]. A continuación,

en la ecuación 4-5 se muestra la expresión que permite determinar la capacidad del banco de baterías.

$$Q = \frac{E_d \cdot D}{V_N \cdot M \cdot \eta_s} \text{ [Ah]} \quad (4-5)$$

Donde:

Q : Capacidad del banco de baterías [Ah].

E_d : Energía de la carga [Wh].

D : Días de autonomía.

V_N : Tensión nominal de la batería [V].

M : Porcentaje de descarga profunda.

η_s : Rendimiento del sistema.

El número teórico de baterías del sistema es:

$$N_{TB} = \frac{Q}{Q_{BC}} \text{ [Baterías]} \quad (4-6)$$

Donde:

Q : Capacidad del banco de baterías [Ah].

Q_{BC} : Capacidad de la batería comercial [Ah].

4.4 Dimensionamiento del generador fotovoltaico

A continuación, se presenta un método que permite obtener de forma teórica el número aproximado de paneles fotovoltaicos requeridos para satisfacer la demanda de energía. Este método toma en cuenta el rendimiento del sistema y en base a eso permite obtener la energía necesaria para compensar las pérdidas, permitiendo de esta manera generar la totalidad de la energía demandada. [16]

4.4.1 Cálculo del número de paneles

- a) Primero se determina el número teórico de horas de luz plena (N_{TH}), que corresponden a las horas donde existe la máxima radiación bajo una irradiación en condiciones estándar (I_{STC}).

$$N_{TH} = \frac{H_{S_{MIN}}}{I_{STC}} \left[\frac{h}{\text{dia}} \right] \quad (4-7)$$

Donde:

$H_{S_{MIN}}$: Radiación solar en superficie inclinada mínima del año.

I_{STC} : Irradiancia estándar de 1000 [W/m^2].

- b) Luego la producción teórica de energía diaria por panel durante esas horas será.

$$E_g = N_{TH} \cdot P_{PMP(STC)} \left[\frac{Wh}{\text{dia} \cdot \text{panel}} \right] \quad (4-8)$$

Donde:

$P_{PMP(STC)}$: Potencia máxima del panel en condiciones estándar de medición.

- c) Después se determina el número teórico de paneles necesarios, siendo E_d la energía demandada por el banco de baterías.

$$N_{Tpanel} = \frac{E_d}{E_g} [\text{paneles}] \quad (4-9)$$

- d) Luego, se determina el número real de paneles necesarios, siendo η_s el rendimiento del sistema.

$$N_{Rpanel} = \frac{N_{Tpanel}}{\eta_s} [\text{paneles}] \quad (4-10)$$

Donde:

η_s : Indica el rendimiento del sistema, es decir, el rendimiento del inversor, de las baterías, perdidas en los conductores y otras perdidas.

- e) Luego, se puede obtener la energía que teóricamente puede generar el sistema fotovoltaico de la siguiente forma:

$$E_{teórica} = N_{Rpanel} \cdot E_g \quad \left[\frac{Wh}{día} \right] \quad (4-11)$$

Finalmente, el valor teórico de energía generada será comparado con los resultados obtenidos por medio de la herramienta web facilitada por el Ministerio de Energía llamado “Explorador Solar”. Esta herramienta cuenta con toda la información necesaria para dimensionar sistemas de generación fotovoltaicos y solo ingresando los parámetros del panel solar el simulador calcula la energía promedio que es capaz de generar tomando en cuenta variables como la temperatura, radiación, presencia de nubes y vientos en el lugar de estudio, de esta manera los resultados obtenidos son más próximos a la realidad.

4.5 Dimensionamiento del regulador de carga

Para determinar que regulador de carga utilizar, se deben tener en cuenta los valores máximos de tensión y corriente que el equipo es capaz de soportar, también se deben tener en cuenta las características de funcionamiento de los paneles solares, tomando en cuenta las variaciones en la tensión provocados por la temperatura a la que opera y también la configuración que tienen estos en el campo fotovoltaico. A continuación, se muestran las expresiones que permiten determinar cuál es el número máximo de paneles en serie y el número máximo de ramas en paralelo que se pueden conectar a los terminales de entrada del regulador de carga.

4.5.1 Cálculo del número máximo de paneles en serie

Para determinar el número adecuado de paneles en serie que se conectan a la entrada del regulador, se deben tener en cuenta factores como la radiación máxima y mínima, como también se deben conocer la temperatura máxima y mínima en donde va a operar el equipo. A continuación, se muestran las expresiones que permiten determinar lo descrito anteriormente. [18]

- a) Temperatura máxima y mínima de operación del panel solar.

$$T^{\circ} \text{Máxima}_{panel} = T^{\circ} \text{Ambiente}_{Max} + \frac{T^{\circ}_{NOTC} - 20}{800} \cdot I_{Max} \quad [^{\circ}C] \quad (4-12)$$

$$T^{\circ} \text{Mínima}_{panel} = T^{\circ} \text{Ambiente}_{Min} + \frac{T^{\circ}_{NOTC} - 20}{800} \cdot I_{Min} \quad [^{\circ}C] \quad (4-13)$$

Donde:

T°_{NOTC} : Temperatura nominal de operación del panel fotovoltaico [$^{\circ}C$].

I_{Max} : Máxima radiación presente en el lugar [W/m^2].

I_{Min} : Mínima radiación presente en el lugar [W/m^2].

b) Tensión máxima y mínima de operación del panel solar.

$$V_{Máximo_{Panel}} = V_{OC} + (T^{\circ} Míxima_{Panel} - T^{\circ} Ambiente_{Media}) * \beta_{OC} \quad [V] \quad (4-14)$$

$$V_{Mínimo_{Panel}} = V_{mpp(STC)} + (T^{\circ} Míxima_{Panel} - T^{\circ} Ambiente_{Media}) * \beta_{mpp} \quad [V] \quad (4-15)$$

Donde:

V_{OC} : Tensión de circuito abierto del panel [V].

$V_{mpp(STC)}$: Tensión en el punto de máxima potencia del panel en STC [V].

β_{OC} : Coeficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto del panel [$mV/^{\circ}C$].

β_{mpp} : Coeficiente de temperatura de tensión en el punto de máxima potencia del panel [$mV/^{\circ}C$].

c) Número máximo y mínimo de módulos en conexión serie.

$$N^{\circ} M\u00e1ximo_{Paneles} = \frac{V_{mpp} M\u00e1ximo \text{ del Regulador}}{V M\u00e1ximo_{Panel}} \quad [paneles] \quad (4-16)$$

$$N^{\circ} M\u00ednimo_{Paneles} = \frac{V_{mpp} M\u00ednimo \text{ del Inversor}}{V M\u00ednimo_{Panel}} \quad [paneles] \quad (4-17)$$

4.5.2 C\u00e1lculo del n\u00famero m\u00e1ximo de ramas en paralelo

Para determinar el n\u00famero m\u00e1ximo de ramas de paneles solares en paralelo de debe utilizar la siguiente expresi\u00f3n:

$$N^{\circ} M\u00e1ximo \text{ Ramas}_{Paralelo} = \frac{I_{M\u00e1xima} \text{ Regulador}}{I_{SC} \text{ Panel}} \quad [ramas] \quad (4-18)$$

Donde:

I_{SC} : Corriente de cortocircuito en condiciones est\u00e1ndar de medici\u00f3n (STC) del panel [A].

Finalmente, se puede concluir que a trav\u00e9s de las tablas y ecuaciones descritas es posible realizar el dimensionamiento de las fuentes de energ\u00eda que conformaran el sistema de generaci\u00f3n h\u00edbrido, solo basta con obtener los par\u00e1metros de potencia y energ\u00eda consumida que permitan estimar el perfil de carga del conjunto de viviendas, esto se realiza y explica detalladamente en el siguiente cap\u00edtulo.

5 Estimación de la demanda

5.1 Estimación de la demanda del conjunto de viviendas

Para llevar a cabo la estimación de la demanda, se utilizarán las tablas descritas anteriormente, ya que estas son de gran ayuda para realizar este proceso. A continuación, en la Tabla 5-1 se muestran los artefactos utilizados y la potencia total instalada en una vivienda.

Tabla 5-1: Potencia instalada de una vivienda.

Artefacto	N° de Artefactos	Potencia Unitaria [W]	Potencia Total [W]
Luminaria Led 10 W	2	10	20
Televisor Led 48 ''	1	124	124
Luminaria Led 10 W	2	10	20
Televisor Led 32''	1	75	75
Luminaria Led 15 W	2	15	30
Luminaria Led 15 W	2	15	30
Luminaria Led 10 W	2	10	20
Campana	1	40	40
Hervidor	1	1800	1800
Microonda	1	800	800
Licuada	1	400	400
Refrigerador	1	150	150
Luminaria Led 10 W	1	10	10
Luminaria Led 10 W	1	10	10
Luminaria Led 10 W	1	10	10
Plancha	1	1000	1000
Plancha para Pelo	1	40	40
Secador de Pelo	1	825	825
Cargadores	3	16	48
Notebook	3	65	195
Potencia Instalada [W]			5.647

Ahora con la ayuda de Excel se completó la Tabla 4-2 y los resultados se muestran en el Apéndice A, en la Tabla A-1. A continuación, en la Tabla 5-2 se presenta un resumen de los datos obtenidos.

Tabla 5-2: Potencia instalada y energía consumida según hora del día.

Horario	Potencia Instalada [W]	Energía Consumida
0-1	245	81,7
1-2	150	37,5
2-3	150	37,5
3-4	150	37,5
4-5	150	37,5
5-6	150	37,5
6-7	2120	813,8
7-8	2500	602,5
8-9	284	107,0
9-10	274	99,5
10-11	985	460,0
11-12	160	39,2
12-13	150	37,5
13-14	2350	554,2
14-15	150	37,5
15-16	180	49,2
16-17	150	37,5
17-18	150	37,5
18-19	2145	593,3
19-20	2985	909,2
20-21	684	450,5
21-22	644	501,5
22-23	2249	736,5
23-24	477	284,8
Energía Total Consumida [Wh]		6620,3

Ahora extrapolando los resultados mostrados en la Tabla 5-2, se puede obtener una aproximación de la potencia instalada y energía consumida por el conjunto de viviendas según hora del día, asumiendo el caso ideal en que todas las viviendas presentan un comportamiento idéntico, esto se muestra en la Tabla 5-3, mientras que en la Tabla 5-4 se muestran los datos más relevantes que permiten realizar el correcto dimensionamiento del sistema de generación para el conjunto de viviendas.

Tabla 5-3: Potencia instalada y consumo de energía según hora del día para el conjunto de viviendas.

Horario	Potencia Instalada [kW]	Energía Consumida [kWh]
0-1	4,9	1,64
1-2	3,0	0,76
2-3	3,0	0,76
3-4	3,0	0,76
4-5	3,0	0,76
5-6	3,0	0,76
6-7	42,4	16,28
7-8	50,0	12,1
8-9	5,7	2,14
9-10	5,5	2,0
10-11	19,7	9,2
11-12	3,2	0,78
12-13	3,0	0,76
13-14	47,0	11,1
14-15	3,0	0,76
15-16	3,6	0,98
16-17	3,0	0,76
17-18	3,0	0,76
18-19	42,9	11,86
19-20	59,7	18,18
20-21	13,7	9,02
21-22	12,9	10,04
22-23	45,0	14,74
23-24	9,5	5,7
Energía Total [kWh]		132,5

Tabla 5-4: Demanda Máxima, potencia instalada, potencia conectada y consumo de energía diario del conjunto de viviendas.

Parámetro	Valor
Demanda Máxima [kW]	59,7
Potencia Instalada [kW]	112,94
Potencia Conectada [kW]	110
Consumo de Energía Diario [kWh]	132,5

6 Dimensionamiento del generador diésel y banco de baterías

6.1 Dimensionamiento del generador diésel

En el caso en estudio, el generador diésel se utilizará durante las horas del día donde se presenta la mayor demanda de potencia y energía, es decir, desde las 18:00 a las 24:00 horas (horas punta). Además, es necesario mencionar que el generador diésel puede ser utilizado como fuente de emergencia en caso que exista algún problema con el sistema fotovoltaico, debido a esto es necesario realizar el correcto dimensionamiento del generador, de forma que se pueda asegurar el suministro de energía continuo a las cargas.

6.1.1 Factor de demanda y diversidad

A continuación, con los datos de la Tabla 5-4 y utilizando la Ecuación 4-1 y la Ecuación 4-2, se determina el factor de demanda y diversidad del sistema como se muestra a continuación:

$$\text{Factor de Demanda} = \frac{\text{Demanda Max kW}}{\text{Potencia Instalada kW}} = \frac{59,7}{112,94}$$

$$\text{Factor de Demanda} = 0,529 [-]$$

$$\text{Factor de Diversidad} = \frac{\text{Potencia Instalada kW}}{\text{Potencia Conectada kW}} = \frac{112,94}{110}$$

$$\text{Factor de Diversidad} = 1,027 [-]$$

Luego, utilizando ambos factores es posible determinar la potencia con la que debe contar el generador diésel, esta se obtiene por medio de la Ecuación 4-3 como se muestra a continuación.

$$P_{\text{Generador}} = \frac{P_{\text{Instalada}} \cdot \text{Factor de Demanda}}{\text{Factor de Diversidad}} = \frac{112,94 \cdot 0,529}{1,027}$$

$$P_{\text{Generador}} = 58,2 [kW]$$

Ahora, utilizando la Ecuación 4-4, se obtiene la potencia aparente del generador diésel considerando un factor de seguridad del 15% y un factor de potencia de 0,95, ya que se trata de cargas residenciales.

$$S_{Generador} = \frac{(1 + F_s) \cdot P_{Generador}}{F.P} = \frac{1,15 \cdot 58,2}{0,95}$$

$$S_{Generador} = 70,45 \text{ [kVA]}$$

6.2 Cálculo del número de inversores cargadores Conext XW 8548 E

Se debe tener en cuenta que, en el caso en estudio, se utilizara el inversor cargador Conext XW 8548 E, este cuenta con un relé de transferencia que soporta como máximo 60 [A], por lo tanto, se debe determinar la corriente de línea que entregara el generador y luego se debe calcular el número de equipos requeridos por fase, esto se muestra a continuación:

a) Corriente de línea del generador

$$I_{Linea} = \frac{70.000}{\sqrt{3} * 380} = 106,35 \text{ [A]}$$

b) Número mínimo de equipos Conext XW 8548 E por fase

$$N^{\circ}_{Conext XW} = \frac{I_{Linea}}{I_{Conext XW}} = \frac{106,35}{45} = 2,36$$

$$N^{\circ}_{Conext XW} \approx 3 \text{ [equipos]}$$

Por lo tanto, se requieren de tres equipos Conext XW 8548 E en paralelo por fase como mínimo, que en total representan una potencia conectada 20,4 [kW]. Es importante mencionar, que para el cálculo del número de equipos se utilizó una corriente menor (45 [A]) a la corriente máxima que soporta el inversor cargador Conext XW 8548 E, de esta manera, se asegura que no se sobrepase el valor máximo de corriente que soporta el relé de transferencia del equipo.

Por otro lado, también se debe tener en cuenta que los equipos Conext XW 8548 E suministrarán la energía almacenada en un banco de baterías durante las horas de bajo consumo, y dentro de este periodo la demanda máxima de potencia ocurre entre las 07:00 y 08:00 horas del día, presentando un valor de 50 [kW], pero al estar distribuidas las cargas en las tres fases, se tendrá una demanda de potencia por fase de:

$$P_{Máxima \text{ por fase}} = \frac{50}{3} = 16,7 \text{ [kW]}$$

Entonces la corriente máxima demandada durante este periodo de tiempo es:

$$I_{carga} = \frac{16700}{220} = 75,9 \text{ [A]}$$

El inversor del equipo Conext XW 8548 E puede entregar de forma continua una corriente de 29 [A], pero al utilizar tres equipos por cada fase, la corriente total que pueden entregar de forma continua es de 87 [A], de esta manera se asegura que los inversores serán capaces de suministrar la corriente demandada por la carga y también se asegura operarán dentro de sus valores nominales de corriente.

6.3 Dimensionamiento del banco de baterías

Para dimensionar el banco de baterías se debe conocer el consumo de energía total de la carga que se desea energizar. Además, se debe tener en cuenta que por cada fase se conectarán tres equipos Conext XW 8548 E y que es posible conectar los tres equipos a un banco de baterías. Por lo tanto, se dimensionará un banco de baterías independiente por cada fase, y para esto se debe conocer el consumo de energía asociado a cada fase durante las horas en que se desea suministrar energía a la carga desde las baterías. Estos datos se muestran en la Tabla 6-1.

Tabla 6-1: Consumo de energía entre las 00:00 y las 18:00 horas.

Parámetro	Valor
Consumo Total de Energía Diario [kWh]	63
Consumo Total de Energía Diario por Fase [kWh]	21

Por otro lado, se deben determinar los días de autonomía que se requieren, el porcentaje de descarga profunda de las baterías, la tensión nominal de la batería y el rendimiento del sistema. Estos datos se muestran a continuación en la Tabla 6-2.

Tabla 6-2: Parámetros para dimensionar el banco de baterías.

Parámetro	Valor
Días de Autonomía	1
Porcentaje de Descarga Profunda [%]	80
Tensión Nominal de la Batería [V]	12
Rendimiento del Sistema [-]	0,8

Ahora utilizando la Ecuación 4-5 se determina la capacidad del banco de baterías como se muestra a continuación.

$$Q = \frac{E_d \cdot D}{V_N \cdot M \cdot \eta_s} = \frac{21000 \cdot 1}{12 \cdot 0.8 \cdot 0.8}$$

$$Q = 2734,4 [Ah]$$

Finalmente, por medio de la Ecuación 4-6 se determina el número necesario de baterías.

$$N_{TB} = \frac{Q}{Q_{BC}} = \frac{2734,4}{220}$$

$$N_{TB} = 12 \text{ [baterías]}$$

Por lo tanto, se requieren como mínimo 12 baterías para poder suministrar la energía diaria demandada por la carga conectada a cada fase. Es necesario mencionar que se determinó que el número de días de autonomía es uno, debido a que al contar con el generador diésel se puede asegurar el suministro de energía a las cargas, en caso de que el sistema fotovoltaico no sea capaz de generar la energía necesaria para cargar el banco de baterías.

Finalmente, es necesario recordar que el sistema estará compuesto por un generador diésel trifásico, en cada fase del generador se conectará un sistema de generación fotovoltaico en configuración DC, el cual está compuesto por tres Inversores Cargadores Conext XW 8548 E conectados en paralelo, los tres equipos se encuentran conectados a un banco de baterías común, este último es cargado por reguladores de carga Conext MPPT 80 600 el cual tendrá conectado en sus terminales un arreglo fotovoltaico, en donde el número de paneles que conforma el arreglo dependerá directamente de la zona en donde se desea implementar el sistema de generación híbrido.

En el siguiente capítulo se lleva a cabo el dimensionamiento del sistema fotovoltaico en dos zonas distintas, una ubicada en el norte de Chile, en donde se presentan las mejores condiciones para la instalación de este tipo de sistemas de generación y otro ubicado en el sur de Chile, en donde las condiciones climatológicas son menos favorables, pero que aun así son suficientes como para llevar a cabo una instalación de este tipo.

7 Dimensionamiento del sistema fotovoltaico

7.1 Dimensionamiento sistema fotovoltaico zona norte

7.1.1 Cariquima

Cariquima es un pueblo altiplánico, se ubica en las faldas del Nevado Cariquima, a pocos kilómetros al sur de Colchane, en la I Región de Tarapacá (ver Figura 7-1). Esta localidad es el punto de encuentro de comunidades indígenas aimaras. El pueblo cuenta con una posta de primeros auxilios, escuela, luz eléctrica (durante las tardes) y un aeródromo construido por la Fuerza Aérea de Chile en el año 2003. En la actualidad viven pocas personas, las cuales son de ascendencia indígena y el colegio cuenta solo con alumnos de educación básica. En la tabla 7-1 se muestran los principales parámetros geográficos del lugar.



Figura 7-1: Ubicación geográfica de Cariquima. (fuente: www.minenergia.cl)

Tabla 7-1: Principales parámetros geográficos de Cariquima. [19]

Parámetros	Valor
Localidad	Cariquima
Latitud	-19,47°
Longitud	-68,64°
Elevación [msnm]	3.764
T° Promedio [°C]	8

7.1.2 Radiación y temperatura media mensual

El poblado de Cariquima al ubicarse en el extremo norte del país presenta altos índices de radiación, debido a esto es posible explotar este recurso por medio de la implementación de tecnología fotovoltaica. A continuación, en la Tabla 7-2, se muestran los datos de radiación y temperatura media presentes en el lugar a lo largo de un año.

Tabla 7-2: Radiación y Temperatura en Cariquima. [19]

Mes	Radiación Diaria en Plano		Temperatura [°C]
	Horizontal [kWh/m ²]	Inclinado [kWh/m ²]	
Enero	7,46	6,8	10,26
Febrero	7,44	7,17	10,12
Marzo	7,29	7,63	9,79
Abril	6,57	7,56	8,48
Mayo	5,86	7,33	6,24
Junio	5,45	7,13	5,59
Julio	5,63	7,22	5,18
Agosto	6,48	7,72	5,36
Septiembre	7,47	8,1	6,54
Octubre	8,28	8,17	7,39
Noviembre	8,76	8,05	8,45
Diciembre	8,29	7,4	9,91
Media Anual	7,08	7,5	7,78

Para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico se utilizará el dato de la radiación en plano inclinado, ya que esta presenta un promedio anual superior en comparación con la radiación en plano horizontal. En este caso se debe utilizar el menor valor de radiación que se presenta durante el año y que según la Tabla 7-2 correspondería a la radiación del mes de Enero la cual tiene un valor de 6,8 [kWh/m²]. Al realizar el dimensionamiento utilizando el menor valor de radiación presente en el año se puede esperar que si el sistema fotovoltaico es capaz de generar

la energía requerida por el banco de baterías en este periodo, no debería existir problema durante el resto del año.

7.1.3 Dimensionamiento sistema fotovoltaico

Para realizar el dimensionamiento del sistema fotovoltaico se debe contar con datos tales como las especificaciones técnicas de los paneles a utilizar, la radiación del lugar, el rendimiento del sistema y la energía demandada. Cabe destacar que el sistema fotovoltaico cuenta con un banco de baterías que debe ser capaz de almacenar la energía generada por los paneles para poder utilizarla en las horas de menor consumo, lo que equivale a un 47% de la demanda diaria de energía del conjunto de viviendas. A continuación, en la Tabla 7-3 se muestran los datos necesarios para realizar un correcto dimensionamiento del sistema fotovoltaico.

Tabla 7-3: Parámetros necesarios para dimensionar el sistema fotovoltaico.

Parámetro	Valor
Potencia panel [Wp]	270
Radiación Mínima en Plano Inclinado [kWh/m ²]	6,8
Energía Requerida por el Banco de Baterías [kWh/día]	31,68
Energía Mínima Requerida por el Banco de Baterías [kWh/mes]	950,4

Ahora, utilizando las ecuaciones descritas anteriormente, se realiza el dimensionamiento del sistema fotovoltaico como se muestra a continuación.

- a) Número Teórico de horas equivalentes de luz plena.

$$N_{TH} = \frac{H_{SMINIMA}}{I_{STC}} = 6,8 \left[\frac{h}{día} \right]$$

- b) Producción teórica de energía diaria por panel.

$$E_g = N_{TH} \cdot P_{PMP(STC)} = 6,8 \cdot 270$$

$$E_g = 1,836 \left[\frac{kWh}{día \cdot panel} \right]$$

- c) Número teórico de paneles necesarios.

$$N_{Tpanel} = \frac{E_d}{E_g} = \frac{31,68}{1,836} = 17,25 [paneles]$$

d) Número real de paneles necesarios

Para obtener el número real de paneles necesarios se debe determinar el rendimiento del sistema, en este se deben tomar en cuenta los rendimientos de todos los equipos que lo componen. El inversor a utilizar tiene un rendimiento de un 98,5%, el rendimiento típico de las baterías (80-95%) [20], las pérdidas en los conductores (3%) y otro tipo de pérdidas (1%) [21]. A continuación, se determina el valor del rendimiento del sistema utilizando un rendimiento de las baterías de un 85%.

$$\eta_s = 0,985 \cdot 0,85 \cdot 0,97 \cdot 0,99 = 0,8$$

Ahora utilizando este valor es posible obtener el número real de paneles, esto se muestra a continuación.

$$N_{Rpanel} = \frac{N_{Tpanel}}{\eta_s} = \frac{17,25}{0,8} \approx 22 \text{ [paneles]}$$

e) Por último, se determina la generación teórica de energía del sistema fotovoltaico como se muestra a continuación.

$$E_{teórica} = N_{Rpanel} \cdot E_g = 22 \cdot 1,836$$

$$E_{teórica} = 40,4 \left[\frac{kWh}{día} \right]$$

Por lo tanto, la generación de energía teórica mensual será de:

$$E_{teórica} = 40,4 \cdot 30 = 1212 \left[\frac{kWh}{mes} \right]$$

f) Generación de energía Explorador Solar

Ahora se compararán los resultados obtenidos de forma teórica con los resultados obtenidos por medio de la herramienta web facilitada por el Ministerio de Energía de Chile, llamada Explorador Solar. Para realizar la simulación se debe contar con los parámetros del panel fotovoltaico y el número de paneles con los que va a contar la instalación, en este caso se utilizará el número de paneles obtenidos anteriormente de forma teórica. Para el caso en estudio se utilizarán paneles solares KYL 60 Cell Series 270 de la empresa Kuhn Solar (ver Apéndice B, Figura B-1).

A continuación, en la Tabla 7-4, se muestran los parámetros del panel solar utilizado y el número de paneles a utilizar, ya que estos datos son requeridos por el simulador.

Tabla 7-4: Parámetros de funcionamiento y número de paneles a utilizar.

Parámetros	Valor
Tensión a Potencia Máxima (Vmpp) [V]	30,7
Corriente a Potencia Máxima (Impp) [A]	8,8
Tensión de Circuito Abierto (Voc) [V]	37,9
Corriente de Cortocircuito (Isc) [A]	9,27
Coefficiente de Temperatura Voc [V/°C]	-0,121
Coefficiente de Temperatura Isc [A/°C]	0,004
Número de celdas	60
Numero de paneles	22

Al ingresar los parámetros en el simulador, este arroja como resultado la energía que sería capaz de generar el sistema fotovoltaico tomando en cuenta los índices de radiación mensual, las condiciones climatológicas promedio y las pérdidas en los elementos que componen el sistema fotovoltaico (por ejemplo: cables de transmisión, suciedad del panel, tiempo de apagado del sistema). A continuación, en la Tabla 7-5 se muestran los resultados obtenidos.

Tabla 7-5: Generación de energía mensual del sistema fotovoltaico [19].

Mes	Energía [kWh/Mes]
Enero	938,4
Febrero	906,1
Marzo	1078,1
Abril	1053,3
Mayo	1081,2
Junio	1030,5
Julio	1074,2
Agosto	1131,1
Septiembre	1128,6
Octubre	1152,7
Noviembre	1074,3
Diciembre	1012,4

De los datos de la Tabla 7-5, se puede observar que en los meses de enero y febrero el sistema fotovoltaico genera menos energía que la requerida por el banco de baterías, presentando valores de 938,4 [kWh] y 906,1[kWh] respectivamente. Por lo tanto, se deben adicionar paneles solares para compensar la energía restante. Entonces se decide añadir 2 paneles solares, dando una

cantidad total de 24 paneles. Por lo tanto, se realiza nuevamente la simulación y los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 7-6.

Tabla 7-6: Generación de energía mensual del sistema fotovoltaico corregida. [19]

Mes	Energía [kWh/Mes]
Enero	1024,7
Febrero	988,5
Marzo	1176,1
Abril	1149,1
Mayo	1179,5
Junio	1124,1
Julio	1171,9
Agosto	1233,9
Septiembre	1231,2
Octubre	1257,4
Noviembre	1171,9
Diciembre	1104,5

Como se puede observar en la Tabla 7-6 ahora el sistema fotovoltaico es capaz de generar la energía demandada por el banco de baterías durante todo el año, ya que la generación mínima anual se produce en el mes de febrero y tiene un valor 988,5 [kWh], que es mayor a los 950,4 [kWh] requerido por el banco de baterías.

Es necesario recordar que el sistema de generación contará con tres inversores cargadores Conext XW 8548 E por fase y que cada grupo de equipos estará conectado a un banco de baterías que será cargado a través de un regulador de carga Conext MPPT 80 600 el cual tendrá conectado a sus terminales de entrada un arreglo de 24 paneles solares, y debido a que el sistema cuenta con tres fases, se requiere un total de 72 paneles solares.

Por otro lado, el simulador entrega los resultados de la generación promedio diaria y anual, también entrega datos como el factor de planta y los ángulos óptimos de inclinación y de azimut que deben tener los paneles que conforman el sistema fotovoltaico, estos se muestran a continuación en la Tabla 7-7.

Tabla 7-7: Generación promedio de energía diaria, anual, factor de planta y ángulos óptimos para la instalación de los paneles solares. [19]

Parámetro	Valor
Generación Diaria de Energía [kWh]	37,84
Generación Anual de Energía [kWh]	13.812
Factor de Planta [%]	24
Angulo de Inclinación	22°
Angulo de Azimut	5°

7.2 Dimensionamiento del regulador de carga

Para el caso en estudio, se escogió el regulador de carga Conext MPPT 80 600 de Schneider Electric, debido a este equipo puede funcionar con arreglos fotovoltaicos de hasta 600 [V] y puede entregar una corriente de carga máxima para el banco de baterías de 80 [A]. Además, es posible implementar una red de comunicación entre los inversores cargadores Conext 8548 E y el regulador, esto hace posible que el sistema funcione de forma coordinada cuando se realice el proceso de carga y descarga del banco de baterías, permitiendo que el sistema funcione de forma eficiente.

Para asegurar que el regulador funcione de forma correcta, se debe tener en cuenta que la tensión del arreglo fotovoltaico se encuentre dentro del rango de tensión donde opera el seguidor del punto de máxima potencia y también se debe asegurar que la corriente de entrada no supere el máximo permitido por el equipo. A continuación, se determinará el número máximo de paneles en serie y el número máximo de ramas en paralelo con las que puede contar el arreglo fotovoltaico, tomando en cuenta los parámetros de temperatura del lugar, ya que la tensión en los terminales de cada panel depende directamente de ella.

7.2.1 Cálculo del número máximo de paneles en serie

Para el cálculo del número máximo de paneles solares con los que puede contar el arreglo fotovoltaico, se deben tener en cuenta las especificaciones del regulador de carga, la temperatura media, mínima y máxima, y la irradiación máxima y mínima del lugar, estos se muestran a continuación en la Tabla 7-8, Tabla 7-9 y Tabla 7-10.

Tabla 7-8: Parámetros de funcionamiento del Regulador de Carga Conext MPPT 80 600.

Parámetro	Valor
Tensión Máxima de Circuito Abierto del Arreglo FV [V]	600
Rango de Tensión de Funcionamiento del Regulador [V]	190-550
Corriente Máxima de Funcionamiento [A]	23
Corriente Máxima de Cortocircuito del Arreglo FV [A]	28

Tabla 7-9: Temperatura media, máxima y mínima anual en Cariquima. [19]

Parámetro	Valor
Temperatura Media [°C]	7,78
Temperatura Máxima [°C]	18,9
Temperatura Mínima [°C]	-2,6

Tabla 7-10: Irradiación global incidente en plano inclinado máxima y mínima. [19]

Parámetro	Valor
Irradiación Máxima [W/m^2]	1099,7
Irradiación Mínima [W/m^2]	1,9

A continuación, con los datos de la Tabla 7-4, Tabla 7-8, Tabla 7-9 y Tabla 7-10, se determina el número máximo de paneles en serie con los que puede contar el arreglo fotovoltaico.

a) Temperatura máxima y mínima de operación del panel solar.

$$T^{\circ} \text{Máxima}_{\text{panel}} = 18,9 + \frac{46 - 20}{800} \cdot 1099,7$$

$$T^{\circ} \text{Máxima}_{\text{panel}} = 54,6 \text{ [}^{\circ}\text{C]}$$

$$T^{\circ} \text{Mínima}_{\text{panel}} = -2,6 + \frac{46 - 20}{800} \cdot 1,9$$

$$T^{\circ} \text{Mínima}_{\text{panel}} = -2,5 \text{ [}^{\circ}\text{C]}$$

b) Tensión máxima y mínima de operación del panel solar.

$$V \text{ Máximo}_{\text{panel}} = 37,9 + (-2,5 - 7,78) \cdot (-0,121)$$

$$V \text{ Máximo}_{\text{panel}} = 39,1 \text{ [V]}$$

$$V \text{ Mínimo}_{\text{panel}} = 30,7 + (54,6 - 7,78) \cdot (-0,159)$$

$$V \text{ Mínimo}_{\text{panel}} = 23,3 \text{ [V]}$$

c) Número máximo y mínimo de módulos en conexión serie.

$$N^{\circ} \text{Máximo}_{\text{paneles}} = \frac{550}{39,1}$$

$$N^{\circ} \text{Máximo}_{\text{paneles}} = 14 \text{ [paneles]}$$

$$N^{\circ} \text{Mínimo}_{\text{paneles}} = \frac{190}{23,3}$$

$$N^{\circ} \text{Mínimo}_{\text{paneles}} = 9 \text{ [paneles]}$$

Por lo tanto, el rango óptimo de paneles en conexión serie está comprendido entre los 9 y 14 paneles, de esta manera, se asegura que la tensión de circuito abierto del arreglo fotovoltaico no supere el valor máximo de tensión que puede soportar el equipo y también se asegura que el valor de tensión se encuentre dentro del rango de operación del seguidor del punto de máxima potencia.

7.2.2 Cálculo del número máximo de ramas en paralelo

Para determinar el número máximo de ramas en paralelo con los que puede contar el arreglo fotovoltaico, que asegure que no se supere el valor máximo de corriente que el equipo puede soportar, se debe tener en cuenta la corriente máxima de entrada del regulador y la corriente de cortocircuito en condiciones estándar de medición (STC) del panel solar, esto se muestra a continuación.

$$N^{\circ} \text{Máximo Ramas}_{\text{paralelo}} = \frac{28}{9,27}$$

$$N^{\circ} \text{Máximo Ramas}_{\text{paralelo}} = 3 \text{ [ramas]}$$

Por lo tanto, el número máximo de ramas en paralelo que se pueden conectar a la entrada del regulador de carga es de 3, de esta manera se asegura que la corriente de cortocircuito del arreglo fotovoltaico no supere el valor máximo de corriente del regulador de carga.

Finalmente, el arreglo fotovoltaico contara con dos ramas en paralelo con un numero de 12 paneles solares en conexión serie, es decir, que el arreglo fotovoltaico tendrá una tensión de circuito abierto que como máximo tendrá un valor de 470 [V] y una corriente de cortocircuito de 18,54 [A], de esta manera se asegura que no se sobrepasaran los valores máximos de tensión y corriente que es capaz de soportar el regulador de carga.

7.3 Dimensionamiento sistema fotovoltaico zona sur

7.3.1 Isla Huapi

Isla Huapi es la mayor de las trece islas del Lago Ranco, esta se ubica en la provincia de Ranco, en la XIV Región de los Ríos (ver Figura 7-2). Está habitada por algo más de 600 personas, de las que un 90% son de origen mapuche y huilliche. Entre las principales actividades se encuentran los

trabajos textiles en lana de oveja, los tallados en madera y la cestería. En la actualidad no cuentan con una red eléctrica que les proporcione un suministro de energía continuo, pero existen propuestas por parte del gobierno que tienen como objetivo entregar energía eléctrica a los habitantes de la isla, mientras tanto utilizan sistemas de generación fotovoltaicos y de almacenamiento en baterías para abastecerse de energía durante pequeños periodos de tiempo. En la Tabla 7-11 se muestran los principales parámetros geográficos del lugar en estudio.



Figura 7-2: Ubicación Geográfica de Isla Huapi. (fuente: www.minenergia.cl)

Tabla 7-11: Principales datos geográficos de Isla Huapi. [19]

Parámetros	Valor
Localidad	Isla Huapi
Latitud	-40,23°
Longitud	-72,38°
Elevación [msnm]	130
T° Promedio [°C]	12,2

7.3.2 Radiación y temperatura media mensual

Isla Huapi al encontrarse en el sur del país, presenta una radiación considerablemente menor en comparación en el poblado de Cariquima que se describió anteriormente, aun así, es posible generar energía por medio de un sistema fotovoltaico, aunque para generar la misma cantidad de energía el número de paneles aumentara considerablemente, esto se demostrara más adelante. A

continuación, en la Tabla 7-12, se muestran los datos de radiación y temperatura media presentes en el lugar a lo largo de un año.

Tabla 7-12: Radiación solar y temperatura en Isla Huapi [19].

Mes	Radiación Diaria en Plano Horizontal [kWh/m ²]	Radiación Diaria en Plano Inclinado [kWh/m ²]	Temperatura [°C]
Enero	7,07	6,41	13,9
Febrero	5,83	5,88	14,5
Marzo	4,2	4,91	13,9
Abril	2,58	3,51	13,3
Mayo	1,84	3,02	12,4
Junio	1,4	2,35	11,9
Julio	1,59	2,61	10,5
Agosto	2,19	3,14	10,2
Septiembre	3,68	4,56	10,6
Octubre	4,55	4,76	10,9
Noviembre	5,66	5,29	11,9
Diciembre	6,84	6,01	12,5
Media Anual	3,95	4,37	12,2

Para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico se utilizará la radiación en plano inclinado, ya que de esta manera se aprovechan de mejor forma las horas en donde la radiación es mayor, además la radiación media en plano inclinado presenta una media mayor en comparación con la de radiación en plano horizontal, esto quiere decir que es posible generar más energía durante el día.

En este caso se debe utilizar el menor valor de radiación que se presenta durante el año y que según la Tabla 7-12 correspondería a la radiación del mes de Julio la cual tiene un valor de 2,61 [kWh/m²].

7.3.3 Dimensionamiento del sistema fotovoltaico

Para realizar el dimensionamiento del sistema fotovoltaico se debe contar con datos tales como las especificaciones técnicas de los paneles a utilizar, la radiación del lugar, el rendimiento del sistema y la energía demandada. Cabe destacar que el sistema fotovoltaico cuenta con un banco de baterías que debe ser capaz de almacenar la energía generada por los paneles para poder utilizarla en las horas de menor consumo, lo que equivale a un 47% de la demanda diaria de energía del conjunto de viviendas. A continuación, en la Tabla 7-13 se muestran los datos necesarios para realizar un correcto dimensionamiento del sistema fotovoltaico.

Tabla 7-13: Parámetros necesarios para dimensionar el sistema fotovoltaico.

Parámetro	Valor
Potencia Panel [Wp]	270
Radiación Mínima en Plano Inclinado [kWh/m ²]	2,35
Energía Requerida por el Banco de Baterías [kWh/día]	31,68
Energía Mínima Requerida por el Banco de Baterías [kWh/mes]	950,4

Ahora, utilizando las ecuaciones descritas anteriormente, se realiza el dimensionamiento del sistema fotovoltaico de la siguiente manera:

- a) Numero Teórico de horas equivalentes de luz plena

$$N_{TH} = \frac{H_{SMINIMA}}{I_{STC}} = 2,35 \left[\frac{h}{dia} \right]$$

- b) Producción teórica de energía diaria por panel.

$$E_g = N_{TH} \cdot P_{PMP(STC)} = 2,35 \cdot 270$$

$$E_g = 0,635 \left[\frac{kWh}{dia \cdot panel} \right]$$

- c) Número teórico de paneles necesarios.

$$N_{Tpanel} = \frac{E_d}{E_g} = \frac{31,68}{0,635} = 49,9 [paneles]$$

- d) Número real de paneles necesarios.

$$N_{Rpanel} = \frac{N_{Tpanel}}{\eta_s} = \frac{49,9}{0,8} \approx 62 [paneles]$$

- e) Generación teórica de energía del sistema fotovoltaico.

$$E_{teórica} = N_{Rpanel} \cdot E_g = 62 \cdot 0,635$$

$$E_{teórica} = 39,4 \left[\frac{kWh}{dia} \right]$$

$$E_{teórica} = 39,4 \cdot 30 = 1182 \left[\frac{kWh}{mes} \right]$$

f) Generación de energía Explorador Solar

Ahora se compararán los resultados obtenidos de forma teórica con los resultados obtenidos por medio de la herramienta web Explorador Solar. Para realizar la simulación se debe contar con los parámetros del panel fotovoltaico y el número de paneles con los que va a contar la instalación, en este caso se utilizara el número de paneles obtenidos anteriormente de forma teórica. A continuación, en la Tabla 7-14 se muestran los parámetros requeridos por el simulador.

Tabla 7-14: Parámetros de funcionamiento y número de paneles a utilizar.

Parámetros	Valor
Potencia Máxima [Wp]	270
Tensión a Potencia Máxima (Vmpp) [V]	30,7
Corriente a Potencia Máxima (Impp) [A]	8,8
Tensión de Circuito Abierto (Voc) [V]	37,9
Corriente de Cortocircuito (Isc) [A]	9,27
Coefficiente de Temperatura Voc [%/°C]	-0.121
Coefficiente de Temperatura Isc [%/°C]	0,004
Número de celdas	60
Numero de paneles	62

Al ingresar los parámetros en el simulador este arroja como resultado la energía que sería capaz de generar el sistema fotovoltaico tomando en cuenta los índices de radiación mensual, las condiciones climatológicas promedio y las perdidas en los elementos que componen el sistema fotovoltaico (por ejemplo: cables de transmisión, suciedad del panel, tiempo de apagado del sistema). A continuación, en las Tabla 7-15.a y en la Tabla 7-15.b se muestran los resultados obtenidos desde el simulador.

Tabla 7-15.a: Generación de energía mensual del sistema fotovoltaico. [19]

Mes	Energía [kWh/Mes]
Enero	2804,6
Febrero	2266,2
Marzo	2005,6
Abril	1337,3
Mayo	1159,7
Junio	862,6
Julio	1008,9
Agosto	1235,5

Tabla 7-15.b: Generación de energía mensual del sistema fotovoltaico. [19]

Septiembre	1767,9
Octubre	2010,8
Noviembre	2226,3
Diciembre	2644,7

De los datos de la Tabla 7-15, se puede observar que en el mes de junio el sistema fotovoltaico genera menos energía la requerida por el banco de baterías y esta presenta un valor de 862,6 [kWh]. Por lo tanto, se deben adicionar 8 paneles solares para compensar la energía restante. Luego, se realiza nuevamente la simulación y los datos obtenidos se muestran en la Tabla 7-16.

Tabla 7-16: Generación de energía mensual del sistema fotovoltaico corregida. [19]

Mes	Energía [kWh/Mes]
Enero	3166,5
Febrero	2558,6
Marzo	2264,4
Abril	1509,8
Mayo	1309,3
Junio	973,5
Julio	1139,1
Agosto	1394,9
Septiembre	1996,1
Octubre	2270,3
Noviembre	2513,6
Diciembre	2985,9

Como se puede observar en la Tabla 7-16 ahora el sistema fotovoltaico es capaz de suministrar la energía demandada por el banco de baterías durante todo el año, ya que la generación mínima anual se produce en el mes de junio y tiene un valor 973,5 [kWh], que es mayor a los 950,4 [kWh] requerido por el banco de baterías.

Por otro lado, el simulador entrega los resultados de la generación promedio diaria y anual, también entrega datos como el factor de planta y los ángulos óptimos de inclinación y de azimut que deben tener los paneles que conforman el sistema fotovoltaico, estos se muestran a continuación en la Tabla 7-17.

Tabla 7-17: Generación de energía diaria, anual, factor de planta y ángulos óptimos para la instalación de los paneles solares. [19]

Parámetro	Valor
Generación Diaria de Energía [kWh]	65,97
Generación Anual de Energía [kWh]	24.079
Factor de Planta [%]	15
Ángulo de Inclinación	32°
Ángulo de Azimut	-16°

Al realizar la comparación con los datos obtenidos de forma teórica, se puede concluir que el simulador entrega datos más exactos, ya que toma en cuenta factores que son omitidos en los cálculos teóricos. De todas formas, el procedimiento de obtención de datos de forma teórica permite obtener un estimado del número de paneles necesarios para la instalación fotovoltaica y con ayuda del simulador se pueden obtener datos que se aproximan de mejor forma a la realidad.

7.4 Dimensionamiento del regulador de carga

A continuación, se realiza el cálculo del número máximo de paneles en conexión serie y del número máximo de ramas en paralelo que se pueden conectar a la entrada del regulador de carga, que tiene como objetivo no sobrepasar los valores máximos de tensión y corriente que puede soportar el equipo.

Para realizar lo mencionado anteriormente, se deben tener en cuenta los resultados mostrados en la Tabla 7-4 y la Tabla 7-8, además de los datos que se muestran a continuación en la Tabla 7-18 y la Tabla 7-19.

Tabla 7-18: Temperatura media, máxima y mínima de Isla Huapi.[19]

Parámetro	Valor
Temperatura Media [°C]	12,2
Temperatura Máxima [°C]	17,3
Temperatura Mínima [°C]	9,3

Tabla 7-19: Irradiación máxima y mínima en Isla Huapi [19].

Parámetro	Valor
Irradiación Máxima [W/m^2]	875,9
Irradiación Mínima [W/m^2]	0,2

7.4.1 Cálculo del número máximo de paneles en serie

A continuación, utilizando los datos de la Tabla 7-14, Tabla 7-18 y la Tabla 7-19 se determina el número máximo de paneles en conexión serie con los que puede contar el arreglo fotovoltaico.

- a) Temperatura máxima y mínima de operación del panel solar.

$$T^{\circ} \text{Máxima}_{\text{panel}} = 17,3 + \frac{46 - 20}{800} \cdot 875,9$$

$$T^{\circ} \text{Máxima}_{\text{panel}} = 45,8 \text{ [}^{\circ}\text{C]}$$

$$T^{\circ} \text{Mínima}_{\text{panel}} = 9,3 + \frac{46 - 20}{800} \cdot 0,2$$

$$T^{\circ} \text{Mínima}_{\text{panel}} = 9,3 \text{ [}^{\circ}\text{C]}$$

- b) Tensión máxima y mínima de operación del panel solar.

$$V \text{Máximo}_{\text{panel}} = 37,9 + (9,3 - 12,2) \cdot (-0,121)$$

$$V \text{Máximo}_{\text{panel}} = 38,3 \text{ [V]}$$

$$V \text{Mínimo}_{\text{panel}} = 30,7 + (45,8 - 12,2) \cdot (-0,159)$$

$$V \text{Mínimo}_{\text{panel}} = 25,4 \text{ [V]}$$

- c) Número máximo y mínimo de módulos en conexión serie.

$$N^{\circ} \text{Máximo}_{\text{paneles}} = \frac{550}{38,3}$$

$$N^{\circ} \text{Máximo}_{\text{paneles}} = 14 \text{ [paneles]}$$

$$N^{\circ} \text{Mínimo}_{\text{paneles}} = \frac{190}{25,4}$$

$$N^{\circ} \text{Mínimo}_{\text{paneles}} = 8 \text{ [paneles]}$$

Por lo tanto, el rango óptimo de paneles en conexión serie está comprendido entre los 8 y 14 paneles, de esta manera, se asegura que la tensión de circuito abierto del arreglo fotovoltaico no supere el valor máximo de tensión que puede soportar el equipo y también se asegura que el valor de tensión se encuentre dentro del rango de operación del seguidor del punto de máxima potencia.

7.4.2 Cálculo del número máximo de ramas en paralelo

Para determinar el número máximo de ramas en paralelo que asegure que no se supere la corriente máxima admitida por el regulador de carga se deben tener en cuenta la corriente de cortocircuito en condiciones estándar de medición (STC) de los paneles solares y la corriente máxima que soporta el equipo, esto se muestra a continuación:

$$N^{\circ} \text{ M\u00e1ximo Ramas}_{\text{paralelo}} = \frac{28}{9,27}$$

$$N^{\circ} \text{ M\u00e1ximo Rama} = 3 \text{ [ramas]}$$

Por lo tanto, el n\u00famero m\u00e1ximo de ramas en paralelo que se pueden conectar a la entrada del regulador de carga es de 3, de esta manera se asegura que la corriente de cortocircuito del arreglo fotovoltaico no supere el valor m\u00e1ximo de corriente del regulador de carga.

Es necesario mencionar que se deciden a\u00f1adir dos paneles fotovoltaicos adicionales lo que da un n\u00famero total de 72 paneles, esto se debe a que el sistema contara con tres reguladores de carga, de esta manera se distribuir\u00e1n en tres grupos compuestos por dos ramas en paralelo, en donde cada una de las ramas cuenta con 12 paneles en conexi\u00f3n serie. Finalmente, el arreglo fotovoltaico tendr\u00e1 una tensi\u00f3n de circuito abierto que como m\u00e1ximo presentara un valor de 460 [V] y una corriente de cortocircuito de 18,5 [A], de esta forma se asegura que no se sobrepasaran los valores m\u00e1ximos de tensi\u00f3n y corriente que es capaz de soportar el regulador de carga.

8 Diseño de equipos del sistema de generación

En el siguiente capítulo se llevará a cabo el modelamiento de los distintos dispositivos eléctricos que componen el sistema de generación fotovoltaico y el sistema de generación diésel. El sistema fotovoltaico permite transformar la energía proveniente del sol en forma de radiación en energía eléctrica para el consumo y el sistema de generación diésel, que por medio de un motor a combustión acoplado a un generador permite asegurar el suministro de energía en todo momento. Cada dispositivo cumple una función específica, y estas se describirán a lo largo del capítulo.

8.1 Regulador de carga

El regulador de carga es un dispositivo que tiene como función principal controlar el flujo de potencia existente entre el arreglo fotovoltaico y el banco de baterías. El control del flujo de energía se realiza mediante el control de los parámetros de corriente y tensión aplicados al banco de baterías, este flujo de potencia depende principalmente de la carga del banco y de la energía generada por el arreglo fotovoltaico. Por otro lado, el regulador de carga supervisa constantemente el estado de carga del banco de baterías, de esta manera es posible llevar a cabo un proceso de carga óptimo y así extender la vida útil de las baterías. [22]

8.2 Convertidor DC/DC reductor

El regulador de carga utilizado es un convertidor DC/DC reductor, comúnmente conocido como convertidor buck, este puede entregar un nivel de tensión igual o menor a su tensión de alimentación dependiendo de los requerimientos de la carga que se desea energizar.

Este está compuesto principalmente por dos dispositivos semiconductores, un inductor y un condensador. A continuación, en la Figura 8-1 se muestra el circuito equivalente ideal del convertidor.

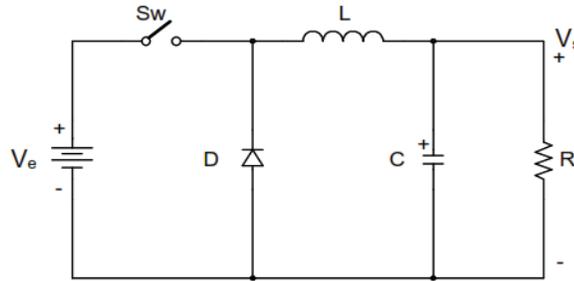


Figura 8-1: Circuito equivalente ideal convertidor reductor. [23]

El convertidor será utilizado en modo de conducción continua, esto quiere decir que la corriente que circula en el inductor nunca es cero. A continuación, se describe el funcionamiento del convertidor en modo de conducción continua.

8.2.1 Modo de conducción continua

El modo de conducción continua comienza cuando el transistor representado en el circuito equivalente ideal como un interruptor se cierra, al ocurrir esto la corriente entregada por la fuente circula a través del inductor L , el condensador de filtro C y la resistencia de carga R , mientras circula la corriente por la inductancia, esta almacena parte de la energía hasta que queda totalmente cargado. Luego cuando el interruptor se abre la fuente deja de alimentar el circuito y ahí es cuando el inductor entrega la energía almacenada, esta energía fluye a través del condensador de filtro, el diodo de circulación libre y la resistencia de carga. La corriente en el inductor disminuye hasta que en el siguiente ciclo el interruptor vuelve a conectar la fuente de tensión al circuito, es necesario mencionar que en este modo de operación la corriente en la inductancia nunca llega a cero. A continuación, en la Figura 8-2, Figura 8-3 y Figura 8-4 se muestran los circuitos equivalentes y las formas de onda de lo descrito anteriormente.

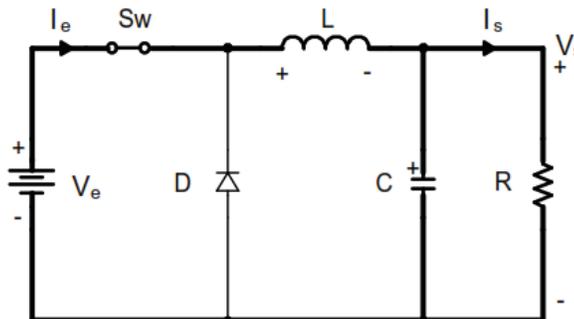


Figura 8-2: El interruptor se encuentra cerrado y la fuente de entrada alimenta el circuito, el inductor almacena energía. [23]

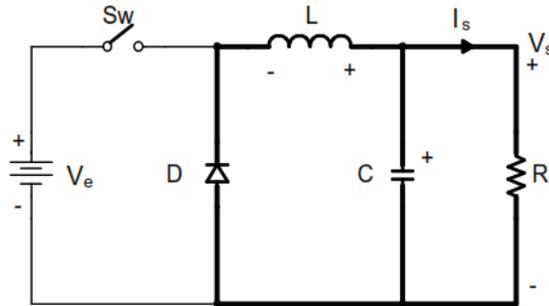


Figura 8-3: El interruptor se encuentra abierto y la fuente de entrada deja de alimentar el circuito, el inductor entrega la energía almacenada y entra en conducción el diodo de circulación libre. [23]

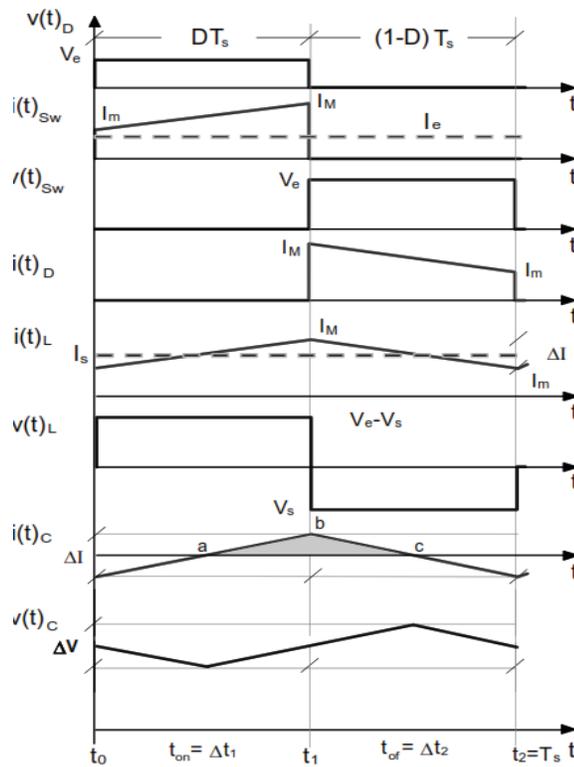


Figura 8-4: Formas de onda en los distintos elementos que componen el convertidor. [23]

8.2.2 Expresiones matemáticas

Para realizar el modelamiento del convertidor es necesario obtener las expresiones matemáticas que describan el comportamiento del sistema mencionado anteriormente, esto se describe a continuación. Primero, se debe tener en cuenta la expresión que permite determinar la tensión en el inductor, esta se muestra a continuación en la Ecuación 8-1. [24]

$$e_L = L \cdot \frac{di}{dt} \quad (8-1)$$

Suponiendo que la corriente del inductor se eleva linealmente desde I_1 hasta I_2 en el tiempo t_1 , se tiene lo siguiente:

$$V_e - V_s = L \cdot \frac{I_2 - I_1}{t_1} = L \cdot \frac{\Delta I_L}{t_1} \quad (8-2)$$

Despejando t_1 se tiene:

$$t_1 = \frac{\Delta I_L \cdot L}{V_e - V_s} \quad (8-3)$$

La corriente en el inductor comienza a disminuir linealmente desde I_2 hasta I_1 en el tiempo t_2 .

$$-V_s = -L \cdot \frac{\Delta I_L}{t_2} \quad (8-4)$$

Despejando t_2 se tiene:

$$t_2 = \frac{\Delta I_L \cdot L}{V_s} \quad (8-5)$$

Donde ΔI es la corriente de la componente ondulatoria pico a pico del inductor L . Igualando el valor de ΔI en la ecuación 8-2 y en la ecuación 8-4 se tiene lo siguiente:

$$\Delta I_L = \frac{(V_e - V_s) \cdot t_1}{L} = \frac{V_s \cdot t_2}{L} [A] \quad (8-6)$$

Por otro lado, el periodo de conmutación T se puede expresar como:

$$T = \frac{1}{F} = t_1 + t_2 = \frac{\Delta I_L \cdot L}{V_e - V_s} + \frac{\Delta I_L \cdot L}{V_s} = \frac{\Delta I_L \cdot L \cdot V_e}{V_s \cdot (V_e - V_s)} [s] \quad (8-7)$$

De esta forma es posible obtener la expresión matemática que nos da la corriente de la componente ondulatoria pico a pico, esta se muestra a continuación.

$$\Delta I_L = \frac{V_s \cdot (V_e - V_s)}{F \cdot L \cdot V_e} [A] \quad (8-8)$$

Finalmente, despejando la L de la ecuación 8-8 se tiene:

$$L = \frac{V_s \cdot (V_e - V_s)}{F \cdot \Delta I_L \cdot V_e} [H] \quad (8-9)$$

Donde:

L : Valor de la inductancia a calcular [H].

V_s : Tensión requerida a la salida del convertidor [V].

V_e : Tensión de entrada del convertidor [V].

F : Frecuencia de conmutación del convertidor [Hz].

ΔI_L : Ondulación de corriente en el inductor [A].

Por otro lado, es necesario determinar el valor del condensador de filtro, esto se obtiene de la siguiente forma:

Utilizando la ley de corrientes de Kirchhoff, se puede escribir la corriente del inductor i_L como:

$$i_L = i_c + i_s$$

Despreciando la componente ondulatoria de la corriente de salida Δi_s , se puede asumir que la componente ondulatoria de la corriente en el inductor Δi_L es igual a la componente ondulatoria de la corriente en el condensador Δi_c ($\Delta i_L = \Delta i_c$) [24]. La corriente media en el condensador, que fluye para $\frac{t_1}{2} + \frac{t_2}{2} = \frac{T}{2}$, es:

$$I_c = \frac{\Delta I}{4} [A]$$

La tensión en el condensador se expresa de la siguiente forma:

$$v_c = \frac{1}{C} \cdot \int_0^{T/2} \frac{\Delta I}{4} \cdot dt + v_c(0) [V]$$

La tensión de la componente ondulatoria pico a pico del capacitor es

$$\Delta V_c = v_c - v_c(0) = \frac{1}{C} \cdot \int_0^{T/2} \frac{\Delta I}{4} \cdot dt = \frac{\Delta I \cdot T}{8 \cdot C} = \frac{\Delta I}{8 \cdot F \cdot C} [V] \quad (8-10)$$

Sustituyendo el valor de Δi en la ecuación 8-8, se obtiene lo siguiente:

$$\Delta V_c = \frac{V_s \cdot (V_e - V_s)}{8 \cdot L \cdot C \cdot F^2 \cdot V_e} [V] \quad (8-11)$$

Finalmente, despejando C de la ecuación 8-11 se puede determinar el valor del condensador de filtro, esto se muestra a continuación:

$$C = \frac{V_s \cdot (V_e - V_s)}{8 \cdot L \cdot \Delta V_c \cdot F^2 \cdot V_e} [F] \quad (8-12)$$

Donde:

V_s : Tensión requerida a la salida del convertidor [V].

V_e : Tensión de entrada del convertidor [V].

L : Inductancia determinada por medio de la ecuación 1-9 [H].

F : Frecuencia de conmutación [Hz].

ΔV_c : Componente ondulatoria de la tensión en el condensador [V].

Las expresiones matemáticas descritas anteriormente nos permiten realizar el diseño del convertidor según las necesidades de la carga que desea alimentar. A continuación, en el siguiente apartado se procede a realizar el diseño del convertidor.

8.2.3 Diseño convertidor buck

Para realizar el diseño del convertidor se deben tener en cuenta ciertos parámetros, ya que estos son los que permiten determinar el valor de la inductancia y el condensador de filtro a la salida del convertidor, estos son:

- Tensión de entrada: en este caso, la fuente de tensión de entrada es un arreglo fotovoltaico, este es capaz de generar 400 [V] en el punto de máxima potencia, por lo tanto, esta se considerará como la tensión de entrada del convertidor.
- Tensión de salida: en la salida del convertidor se conectará un banco de baterías, la finalidad del convertidor es reducir la tensión proporcionada por el arreglo fotovoltaico y llevarla a un valor adecuado para realizar el proceso de carga del banco, en este caso el banco de baterías tendrá una tensión nominal de 48 [V], pero hay que tener en cuenta que la tensión durante el proceso de carga debe ser un tanto mayor, por lo tanto, la tensión a la salida del convertidor será de 50[V].
- Frecuencia: para el caso en estudio, se escoge una frecuencia de conmutación de 50[kHz].
- Ondulación de corriente: en este caso se escoge una ondulación de corriente de 0.8 [A], este bajo valor en la ondulación permite obtener una señal de corriente aceptable. Posteriormente esta será filtrada para llevarla a valores adecuados para realizar el proceso de control.
- Ondulación de tensión: para realizar el proceso de carga del banco de baterías se requiere que la tensión de salida del convertidor presente la menor ondulación posible, en este caso se escoge una ondulación máxima de 20[mV].

Ahora, utilizando la ecuación 8-9, la ecuación 8-12 y los parámetros definidos anteriormente, se realiza el cálculo de la inductancia y condensador de f , esto se muestra a continuación:

- Inductancia

$$L = \frac{V_s \cdot (V_e - V_s)}{F \cdot \Delta I_L \cdot V_e}$$

$$L = \frac{50 \cdot (400 - 50)}{50 \cdot 10^3 \cdot 0.8 \cdot 400}$$

$$L \approx 1,093 [mH]$$

- Condensador de filtro

$$C = \frac{V_s \cdot (V_e - V_s)}{8 \cdot L \cdot \Delta V_c \cdot F^2 \cdot V_e}$$

$$C = \frac{50 \cdot (400 - 50)}{8 \cdot 1.093 \cdot 10^{-3} \cdot 20 \cdot 10^{-3} \cdot (50 \cdot 10^3)^2 \cdot 400}$$

$$C \approx 100 [\mu F]$$

8.3 Seguimiento punto máxima potencia (MPPT)

El convertidor diseñado anteriormente debe realizar dos funciones importantes, la primera es reducir la tensión de entrada para realizar el proceso de carga del banco de baterías y la segunda es obtener la máxima potencia del arreglo fotovoltaico, esto se logra haciendo uso de un algoritmo que permite que el arreglo fotovoltaico opere en el punto de máxima potencia independiente de las condiciones de irradiación y temperatura a las que se encuentre expuesto, esto se logra variando la impedancia de carga vista por el arreglo FV variando el ciclo de trabajo del convertidor.

En la actualidad existen varios algoritmos que permiten llevar a cabo dicha tarea, pero en el caso en estudio se utilizara específicamente el algoritmo de perturbación y observación. El funcionamiento de este algoritmo se basa en perturbar la tensión del arreglo fotovoltaico y observa la potencia a la salida, dependiendo de la dirección en la que vaya la potencia y la tensión del arreglo FV (curva P-V) el ciclo de trabajo del convertidor aumenta o disminuye hasta que la variación en la potencia observada sea nula, al llegar a este punto el ciclo de trabajo es aproximadamente constante, ya que la tensión y la potencia a la salida del arreglo FV oscila alrededor de la referencia. A continuación, en la Figura 8-5 se muestra el diagrama de flujo del algoritmo descrito anteriormente.

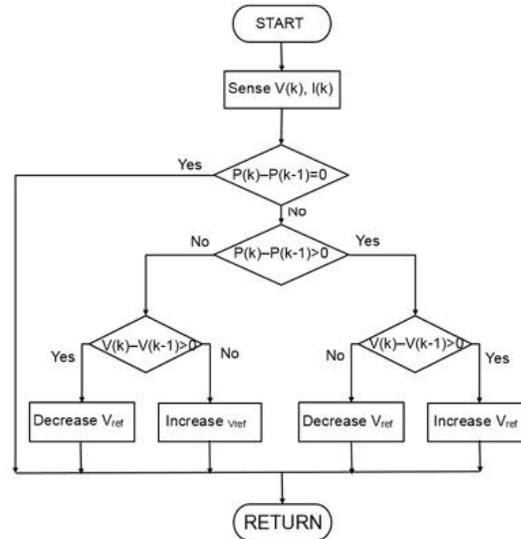


Figura 8-5: Diagrama de flujo algoritmo MPPT perturbación y observación. (fuente: www.mathworks.com)

Este algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia será incorporado en el circuito de control del convertidor reductor, esto será descrito con más detalle en el siguiente apartado.

8.4 Control del convertidor

Para llevar a cabo todo lo mencionado es necesario implementar un circuito de control, de esta manera se asegura que el convertidor funcione de forma óptima frente a las perturbaciones ocasionadas por las variaciones en la irradiación y temperatura que se dan durante el día y además permite controlar la corriente suministrada al banco de baterías. Esto se llevará a cabo implementando dos lazos de control, el primero se encargará de comparar la señal de tensión de referencia obtenida del bloque MPPT y la señal de tensión medida a la salida del arreglo fotovoltaico, luego el error obtenido se tratará por medio de un controlador PID y a su salida se obtendrá la señal de referencia de corriente del lazo de corriente, al igual que en el caso anterior esta señal de referencia se compara con la corriente medida en la inductancia del convertidor y el error será tratado por un controlador PID, la señal a la salida del controlador será comparada con una señal triangular y de esta manera se controlará el ciclo de trabajo del convertidor.

Como se mencionó anteriormente, en ambos lazos de control del convertidor se utilizará un controlador PID, la función principal de este es eliminar en todo momento el error que se produce entre la referencia a seguir y los valores de los parámetros obtenidos por medio de sensores. La expresión matemática que lo describe se muestra a continuación en la Ecuación 8-13.

$$u(t) = K_p \cdot \varepsilon(t) + K_i \cdot \int \varepsilon(t) \cdot dt + K_d \frac{d\varepsilon(t)}{dt} \quad (8-13)$$

Donde:

$\varepsilon(t)$: Error en la entrada del controlador.

$u(t)$: Variable de control a la salida.

El primer término de la ecuación 1-13 se le conoce como acción proporcional, la constante Kp elimina el error instantáneo y al aumentar su valor aumenta la velocidad de respuesta del sistema alcanzando este con mayor rapidez el valor de referencia, pero un valor muy elevado puede hacer que el sistema se vuelva oscilante e incluso inestable. El segundo término de la ecuación 8-13 se le conoce como acción integral, esta acción tiene la finalidad de aportar una mayor estabilidad al sistema, la constante Ki permite eliminar el error en estado estacionario. El último término de la ecuación 8-13 se le conoce como acción derivativa, esta le permite al sistema responder de mejor forma durante los transitorios y mejora la respuesta frente a perturbaciones. La constante Kd al ser proporcional a la derivada del error, evita cualquier cambio brusco en su valor. [25]

En este caso solo se utilizarán las dos primeras acciones, es decir la acción proporcional e integral, ya que la acción derivativa presenta problemas debido a las altas frecuencias de conmutación del convertidor. A continuación, en la Ecuación 8-14 se muestra la expresión matemática del controlador PI.

$$u(t) = Kp \cdot \varepsilon(t) + Ki \cdot \int \varepsilon(t) \cdot dt = Kp \cdot \left(\varepsilon(t) + \frac{1}{Tn} \cdot \int \varepsilon(t) \cdot dt \right) \quad (8-14)$$

Transformado la ecuación 1-14 al dominio de Laplace se obtiene la ecuación 8-15, esta se muestra a continuación.

$$U(s) = Kp \cdot \frac{(Tn \cdot s + 1)}{Tn \cdot s} \cdot \varepsilon(s) \quad (8-15)$$

De la ecuación 8-15 se puede obtener el diagrama de bloque del controlador, este se muestra a continuación en la Figura 8-6.

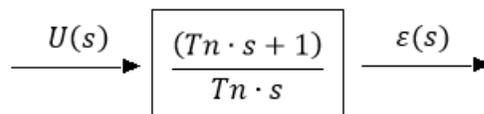


Figura 8-6: Diagrama de bloque controlador PI. [25]

Con todo lo mencionado anteriormente, ya es posible determinar todos los parámetros de ambos lazos de control, esto se muestra a continuación.

8.4.1 Lazo de corriente

El lazo de corriente es el encargado de controlar la corriente que circula por la inductancia del convertidor y en consecuencia es posible controlar la corriente media aplicada a la carga. En la Figura 8-7 se muestra el diagrama de bloques correspondiente a dicho lazo de control.

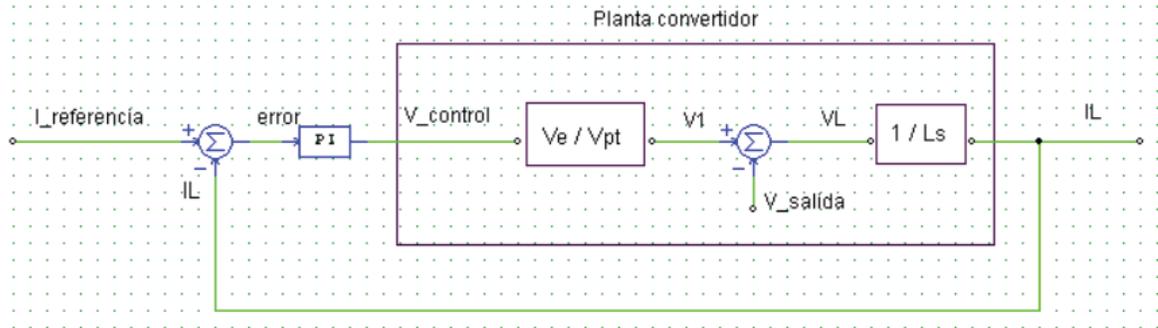


Figura 8-7: Diagrama de bloques del lazo interno. [25]

Como se puede observar el proceso de control se inicia al comparar la señal de referencia con la señal realimentada de corriente que circula a través del inductor, lo que resulta en una señal de error que es tratada por medio del controlador PI. La señal de salida del controlador es comparada con una señal triangular para determinar el ciclo de trabajo del convertidor, de esta manera es posible realizar el proceso de control de la corriente en el inductor.

Para poder determinar el valor de las constantes proporcional e integral del controlador es necesario determinar la función de transferencia del lazo de control, esta se muestra a continuación en la Ecuación 8-16.

$$G(s) = \frac{K_p \cdot V_e}{V_{pt} \cdot L \cdot T_n} \cdot \frac{(T_n \cdot s + 1)}{s^2} \quad (8-16)$$

Donde:

V_e : Tensión a la entrada del convertidor reductor [V].

V_{pt} : Amplitud máxima de la señal triangular [V].

L : Inductancia del convertidor [H].

T_n : Constante integral del controlador.

K_p : Constante proporcional del controlador.

Los valores de algunos de los parámetros de la función de transferencia se muestran a continuación en la Tabla 8-1.

Tabla 8-1: Parámetros para determinar las constantes del controlador.

Parámetro	Valor
Tensión de entrada [V]	400
Amplitud de la señal triangular [V]	10
Inductancia del convertidor [mH]	1.093

Primero se debe determinar la constante de la acción integral utilizando el criterio de estabilidad, este permite ver el aporte en fase del polo y el cero de la función de transferencia del controlador, es necesario mencionar que el margen de fase utilizado es de 55° y la frecuencia del lazo de corriente es de 2000 [Hz].

$$MF - 180^\circ = \tan^{-1}(T_n \cdot s) - 180^\circ$$

$$MF - 180^\circ = \tan^{-1}(T_n \cdot 2\pi \cdot 2000) - 180^\circ$$

$$T_n = \frac{\tan(55^\circ)}{2\pi \cdot 2000}$$

$$T_n = 0.1136 \cdot 10^{-3}$$

Luego para determinar el valor de la constante proporcional se aplica el criterio de rapidez, este consiste en determinar el aporte en magnitud de cada uno de los términos de la ecuación 1-16, igualando la función de transferencia a uno para poder despejar el valor de la constante proporcional, esto se muestra a continuación.

$$G(s) = \frac{K_p \cdot V_e}{V_{pt} \cdot L \cdot T_n} \cdot \frac{\sqrt{(T_n \cdot s)^2 + 1}}{s^2} = 1$$

$$\frac{K_p \cdot 400}{10 \cdot 1.093 \cdot 10^{-3} \cdot 0.1136 \cdot 10^{-3}} \cdot \frac{\sqrt{(0.1136 \cdot 10^{-3} \cdot 2\pi \cdot 2000)^2 + 1}}{(2\pi \cdot 2000)^2} = 1$$

$$K_p = 0,2812$$

En la Figura 8-8 se muestra el circuito del convertidor reductor con el lazo de control de corriente implementado. Para realizar la simulación se conectó una carga R-E a la salida del convertidor para obtener un comportamiento aproximado al que se tendría con un banco de baterías. Luego, para observar el comportamiento del circuito de control se introduce un escalón de corriente que va de 0 a 60 [A], esto se muestra a continuación en la Figura 8-9.

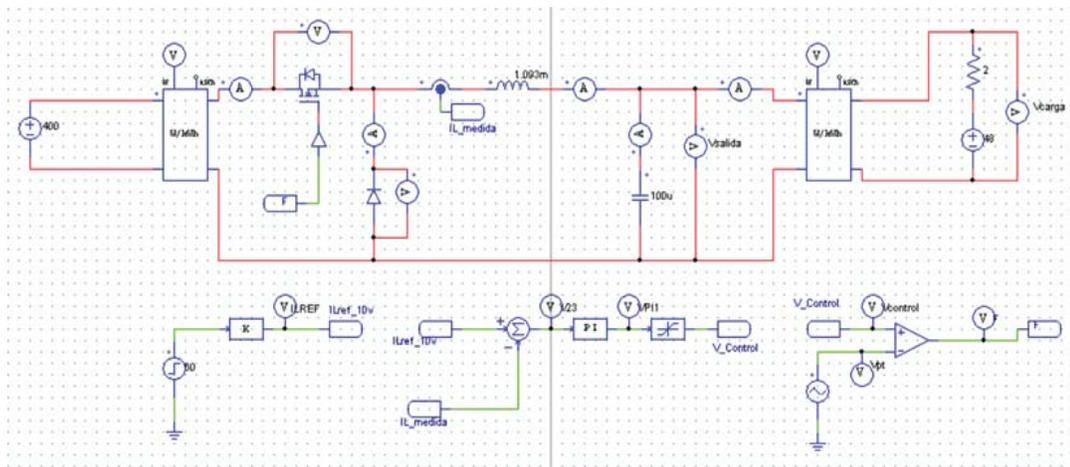


Figura 8-8: Circuito del convertidor reductor con el lazo de control de corriente implementado.

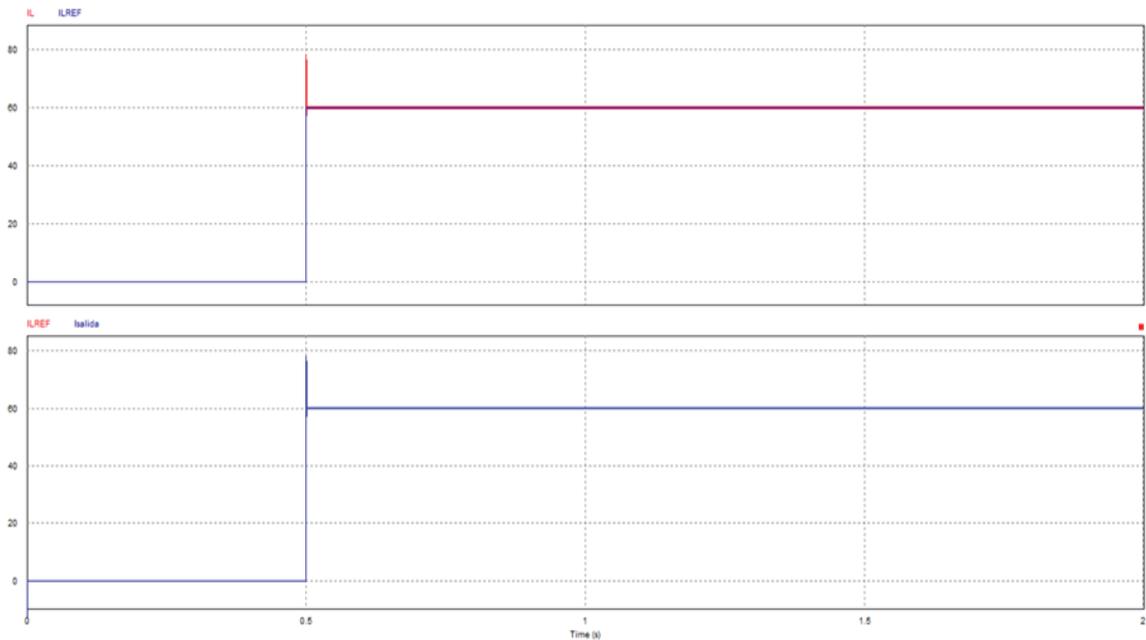


Figura 8-9: Respuesta del sistema ante un escalón de corriente de referencia.

Como se puede observar en el primer gráfico de la Figura 8-9, el sistema responde de buena forma, ya que la corriente que circula por la inductancia del convertidor sigue la referencia establecida por medio del escalón de entrada. En el segundo grafico se puede observar la corriente a la salida, esta es equivalente a la corriente media que circula por el inductor del convertidor. Para ver de mejor forma lo mencionado anteriormente se realiza un acercamiento y se incluyen las formas de onda del circuito que controla el ciclo de trabajo del convertidor, esto se muestra en la Figura 8-10.

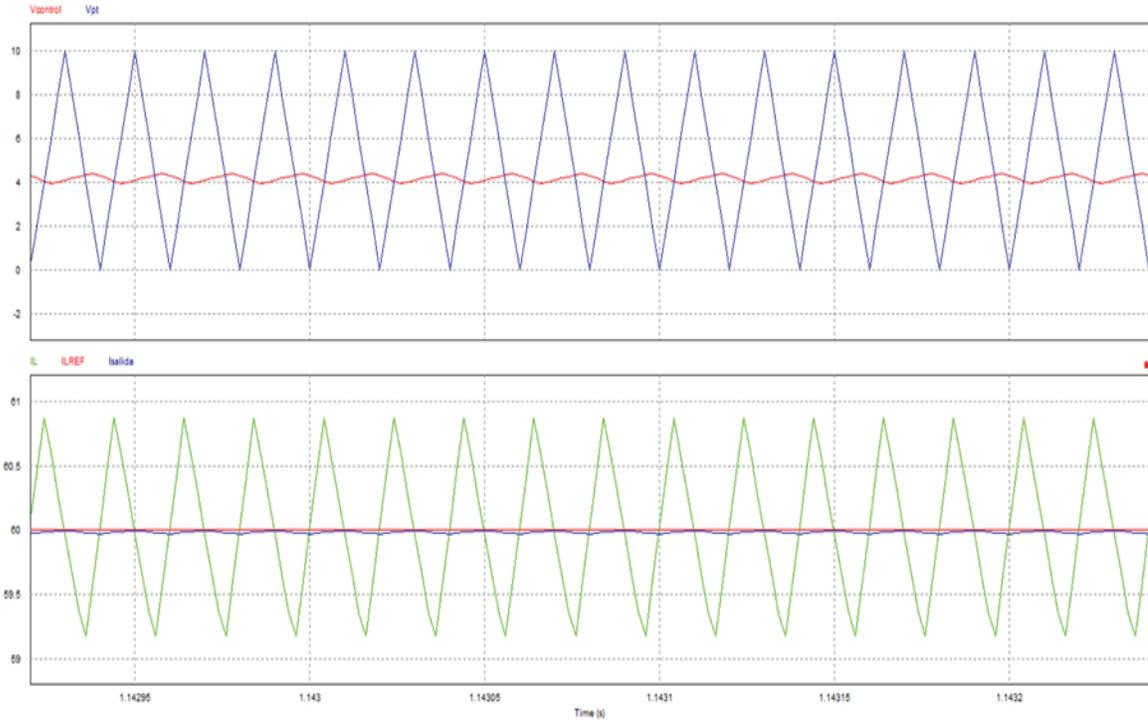


Figura 8-10: Formas de onda de las corrientes del convertidor y circuito de control.

Como se puede observar la corriente a la salida del convertidor presenta una pequeña ondulación, pero se aproxima de buena forma a la corriente de referencia. También se puede observar que la corriente que circula por el inductor presenta una ondulación que tiene una amplitud máxima de 0.84 [A] aproximándose bastante a la ondulación que se determinó a la hora del diseño del convertidor.

8.4.2 Lazo de tensión

El lazo de tensión es el encargado de comparar la señal de tensión de referencia entregada por el bloque MPPT con la tensión medida a la salida del arreglo fotovoltaico, luego el error obtenido es procesado por un controlador PI y a la salida de este se obtiene la señal de corriente de referencia, esta última es la señal de entrada del lazo de corriente, siendo este último el encargado de generar la señal de control que luego es comparada con una señal triangular. La comparación de ambas señales da lugar a la obtención de los pulsos de accionamiento que permiten controlar el ciclo de trabajo del convertidor, de esta manera es posible variar la impedancia de carga vista por el arreglo para que este opere en el punto de máxima potencia (MPP). A continuación, en la Figura 8-11 se muestra el circuito del convertidor y el circuito control utilizado para llevar a cabo lo mencionado anteriormente.

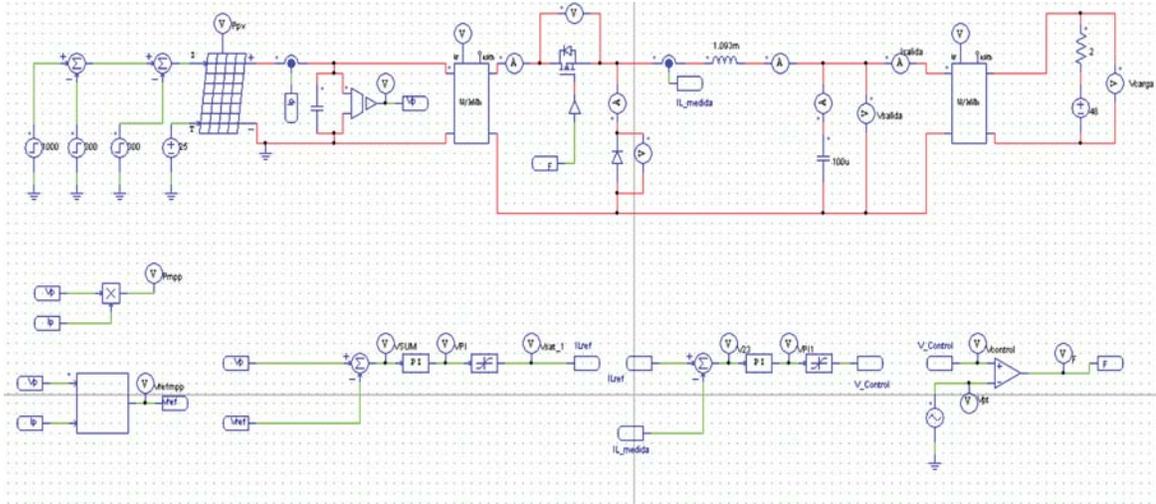


Figura 8-11: Convertidor reductor con algoritmo MPPT de perturbación y observación.

Como se puede observar en la Figura 8-11, a la entrada del convertidor se encuentra conectado un panel solar que representa un arreglo fotovoltaico que tiene una tensión de circuito abierto de 454,8 [V] y una corriente de cortocircuito de 18.54 [A]. Es necesario mencionar que al momento de realizar la simulación solo se varió la irradiación utilizando escalones que se accionan en distintos tiempos, de esta forma es posible observar el comportamiento del MPPT. A continuación, en la Figura 8-12 se muestran las formas de onda que se obtuvieron de la simulación.

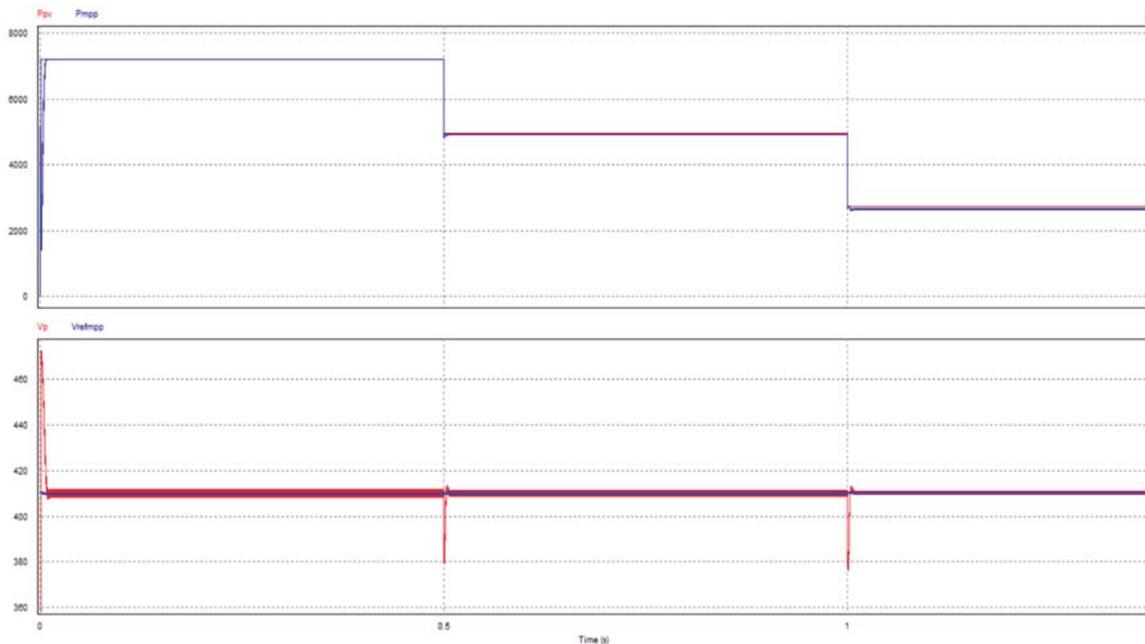


Figura 8-12: Formas de ondas obtenidas utilizando algoritmo MPPT.

En el primer gráfico de la Figura 8-12, se puede observar que el algoritmo funciona de correctamente, ya que permite obtener la máxima potencia del arreglo fotovoltaico ante cambios

en la irradiación que incide sobre el panel. En la segunda grafica se puede observar como la tensión a la salida del arreglo fotovoltaico es forzada a seguir la referencia de tensión entregada por el bloque MPPT. También se puede observar que cuando ocurren las variaciones en la irradiación la tensión a la salida del arreglo fotovoltaico disminuye por un corto periodo de tiempo y luego esta alcanza rápidamente la tensión de referencia entregada por el bloque MPPT.

Por otro lado, es necesario ver el cambio en la señal de control que define el ciclo de trabajo del convertidor, esto se muestra a continuación en la Figura 8-13.

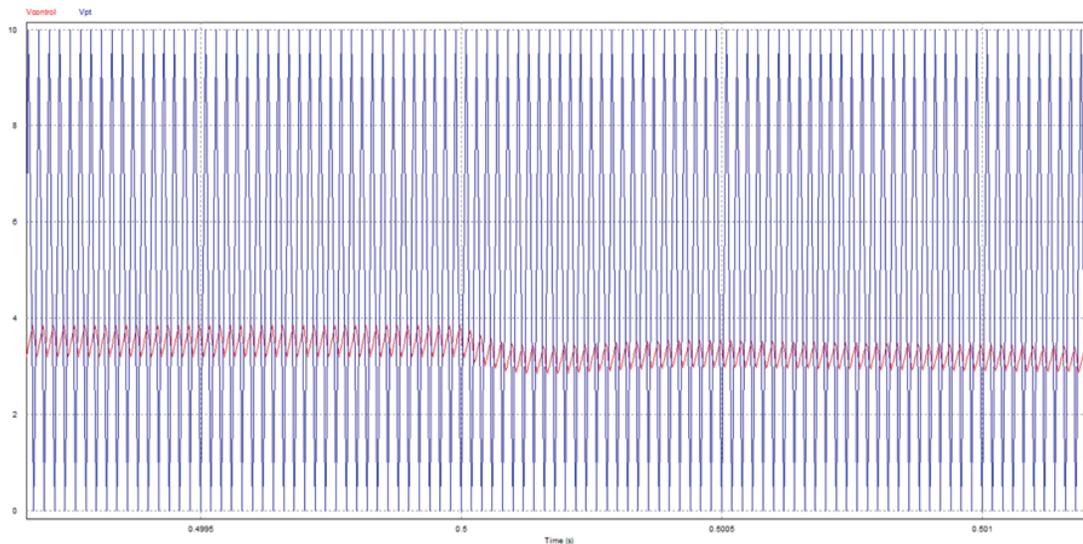


Figura 8-13: Variación en la señal de control ante un cambio en la irradiación que incide sobre el arreglo fotovoltaico.

Como se puede observar en la Figura 8-13, el circuito de control funciona correctamente frente a las perturbaciones ocasionadas por el cambio en la irradiación incidente sobre el arreglo fotovoltaico. La acción del circuito de control es la de disminuir el valor de la señal de control y de esta forma es posible disminuir el ciclo de trabajo del convertidor hasta que se alcance nuevamente el punto de máxima potencia, luego de esto, el circuito de control mantiene constante la señal de control.

8.5 Inversor

En el caso en estudio las cargas a alimentar son cargas domiciliarias y debido a que la mayoría de los equipos con los que estas cuentan funcionan con corriente alterna, se hace necesario contar con un dispositivo que pueda transformar la corriente continua suministrada por el banco de baterías en corriente alterna para su consumo, a este dispositivo se le conoce como inversor. Este está compuesto principalmente por semiconductores de potencia que se accionan de forma complementaria para poder transformar la tensión de corriente continua suministrada por una fuente en una tensión de corriente alterna.

El dispositivo utilizado es un inversor monofásico puente completo alimentado en tensión (ver Figura 8-14), específicamente se trata de un inversor con modulación PWM sinusoidal de tres

niveles. Este tipo de modulación se basa en la comparación de una señal de referencia (o moduladora) con una señal triangular (o portadora), donde la referencia determina la frecuencia y la forma de onda de tensión que se requiera y la frecuencia de conmutación de los semiconductores es determinada por la portadora. [23]

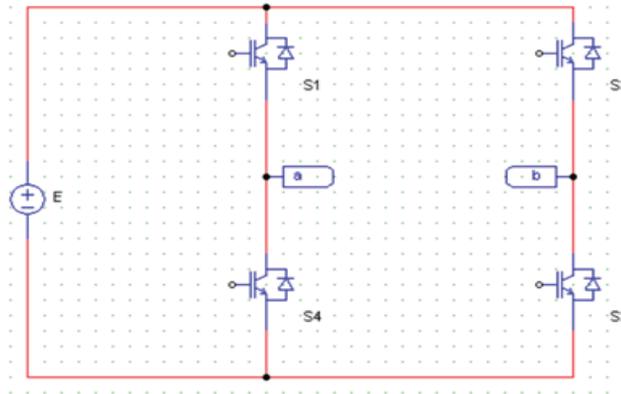


Figura 8-14: Circuito inversor puente completa.

8.5.1 Operación a tres niveles de tensión

En la operación a tres niveles la tensión V_{ab} puede tomar los valores $+E$, $-E$ o cero. Las señales de comando para los semiconductores son generados a partir de la comparación de una señal moduladora V_m con dos señales triangulares V_{T1} y V_{T2} , las cuales se encuentran desfasadas en 180° . El circuito de accionamiento, las formas de onda de los semiconductores y la tensión a la salida del inversor se muestran en la Figura 8-15.

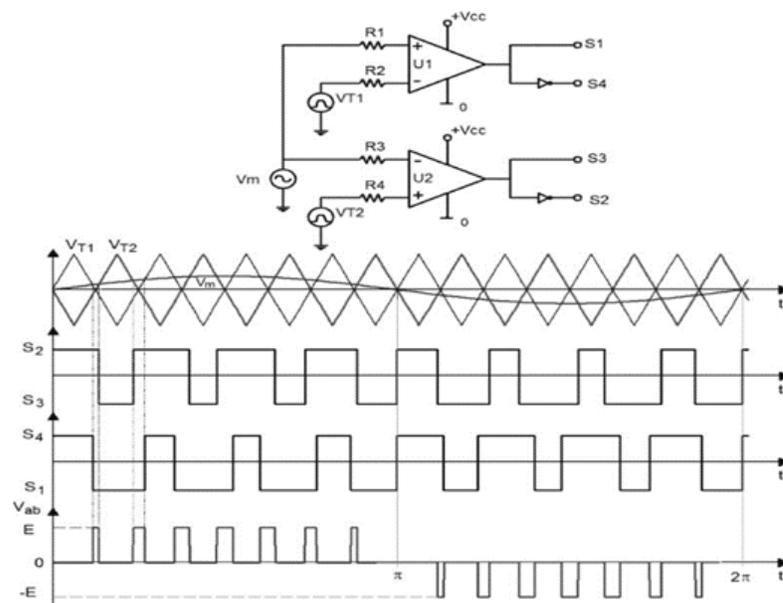


Figura 8-15: Circuito de accionamiento de los interruptores del inversor. [23]

En la Figura 8-15 se puede observar que los semiconductores son accionados cuando se presenta una señal nivel alto en su terminal de entrada. Para obtener esta señal primero se comparan la señal moduladora y portadora correspondiente al circuito de accionamiento de cada brazo, cuando la señal moduladora es mayor que la portadora se obtiene un nivel alto (+Vcc) a la salida del comparador, en caso contrario se obtiene un nivel bajo (0). Finalmente, la señal lógica a la salida del comparador es enviada a los semiconductores, pero para evitar el cortocircuito de brazo, se niega la señal de accionamiento de uno de los interruptores que compone el brazo. De esta forma se obtiene una señal de tensión con formato PWM a la salida del inversor, esto se puede observar en el último gráfico de la Figura 8-15.

8.5.2 Índice de modulación y razón de frecuencia

Al ser las señales moduladora y portadora sincronizadas, es necesario definir dos parámetros que se incluyen en esta sincronización, estos son el índice de modulación (m_i) y la razón de frecuencia (m_f). [23]

El índice de modulación es definido como la razón entre la amplitud de la señal moduladora y la amplitud de la señal portadora, esta se muestra a continuación:

$$m_i = \frac{V_{m \max}}{V_{p \max}} \quad (8-17)$$

Donde:

V_m : Amplitud de la señal moduladora.

V_p : Amplitud de la señal portadora.

Es importante determinar correctamente el índice de modulación, ya que la tensión a la salida del inversor varía linealmente con este, esto se muestra en la ecuación 8-18.

$$V_{ab \max} = E \cdot m_i \quad \text{para } m_i \leq 1 \quad (8-18)$$

La razón de frecuencia es definida como la relación entre la frecuencia de la señal portadora y la frecuencia de la señal moduladora [23], esta se muestra a continuación:

$$m_f = \frac{f_p}{f_m} \quad (8-19)$$

Donde:

f_p : Frecuencia de la señal triangular o portadora.

f_m : Frecuencia de la señal de referencia o moduladora.

Es necesario mencionar que es necesario que la frecuencia de la señal portadora debe ser mayor a la frecuencia de la señal moduladora, de esta forma se asegura que se pueda llevar a cabo con precisión el accionamiento de los semiconductores de potencia.

8.5.3 Filtro de salida

Debido a que muchos tipos de cargas no se adaptan a corrientes con componentes de alta frecuencia es necesario conectar un filtro a la salida del inversor. En este caso se utilizará un filtro LC, este se posicionará entre el inversor y el transformador elevador, de esta manera la forma de onda de tensión y corriente a la salida del filtro tiene un formato cercano al sinusoidal.

Para realizar el cálculo del filtro de deben conocer la frecuencia de conmutación de los interruptores y el valor del condensador, con esto es posible determinar la frecuencia de corte del inversor de tres niveles y el valor de la inductancia por medio de la Ecuación 8-20 y la Ecuación 8-21.

$$f_c = \frac{2 \cdot f_s}{10} \quad (8-20)$$

Donde:

f_c : Frecuencia de corte del filtro [Hz].

f_s : Frecuencia de conmutación de los interruptores [Hz].

$$L = \frac{1}{(2 \cdot \pi \cdot f_c)^2 \cdot C} \quad (8-21)$$

Donde:

f_c : Frecuencia de corte del filtro [Hz].

C : Valor del condensador a utilizar [F].

8.5.4 Diseño inversor monofásico

Con todo lo descrito anteriormente, ya es posible realizar el diseño del inversor monofásico, pero antes se deben contar con los parámetros que se muestran en la Tabla 1-2.

Tabla 8-2: Parámetros para el diseño del inversor.

Parámetro	Valor
Tensión de entrada [V]	48
Tensión de salida [V]	48
Amplitud máxima moduladora [V]	20
Amplitud máxima portadora [V]	20
Frecuencia moduladora [Hz]	50
Frecuencia portadora [Hz]	5000

Como se puede observar en la Tabla 8-2, se requiere obtener a la salida del inversor una tensión instantánea con el mismo valor de tensión que la fuente de entrada, por lo tanto, la amplitud de la señal moduladora es igual a la amplitud de la señal portadora, en consecuencia, el índice de modulación es la unidad, por lo tanto, a la salida del inversor se obtendrá una señal de tensión que tiene una amplitud de 48 [V]. Finalmente, en la Figura 8-16 se muestra el circuito del inversor con su respectivo circuito de accionamiento, mientras que en la Figura 8-17 se muestra las formas de onda de la señal moduladora y las señales portadoras del circuito de accionamiento del inversor.

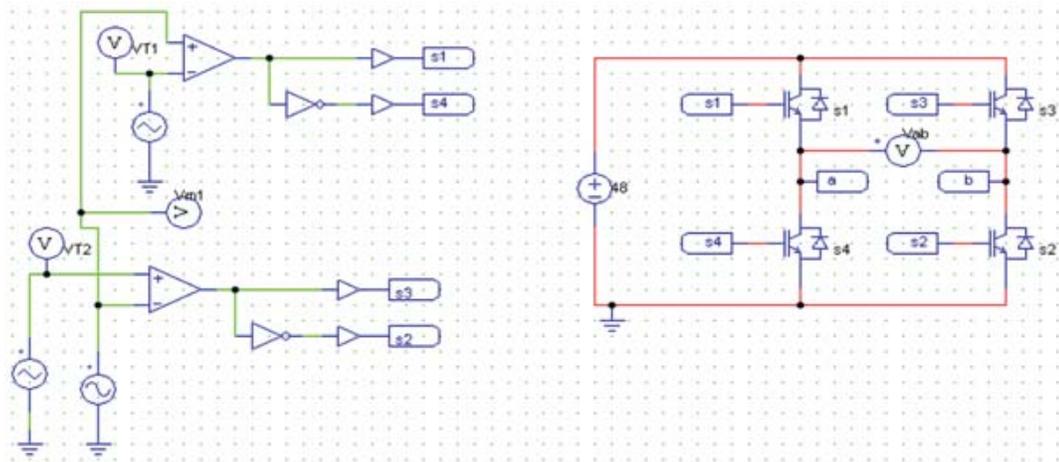


Figura 8-16: Inversor monofásico puente completo con su circuito de accionamiento.

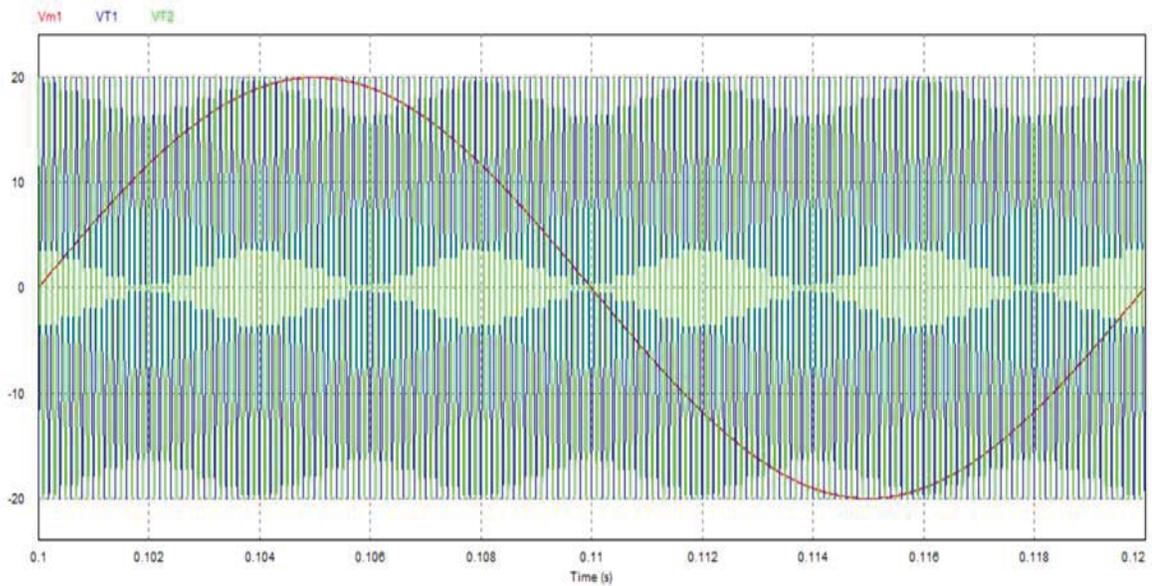


Figura 8-17. Forma de onda de la señal moduladora y las señales portadoras del circuito de accionamiento del inversor.

En la Figura 8-17 se puede observar las formas de onda durante un ciclo completo de la señal moduladora, en ella se puede ver que la amplitud de la señal moduladora tiene la misma amplitud que las señales portadoras, en donde estas dos últimas se encuentran desfasadas en 180° . Por medio de la comparación de estas se generan los pulsos de accionamiento de los interruptores que componen cada brazo del inversor. A continuación, en la Figura 8-18 se muestran las formas de onda del accionamiento de los interruptores.

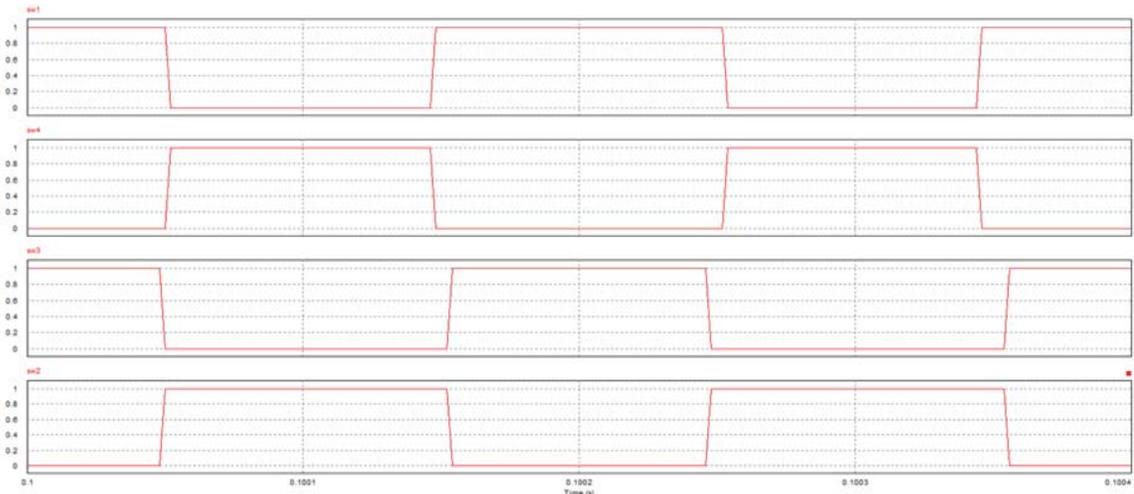


Figura 8-18: Formas de onda del accionamiento de los interruptores.

En la Figura 8-18 se puede observar como los interruptores que forman el primer brazo del inversor (S1 y S4) funcionan de forma complementaria, lo mismo ocurre con los interruptores que componen el otro brazo del inversor (S3 y S2), de esta manera se comprueba que se cumple la ley de brazo y de esta forma se asegura que la fuente no se cortocircuitara. Finalmente, en la Figura 8-19 se muestra la forma de onda a la salida del inversor, esta se muestra a continuación.

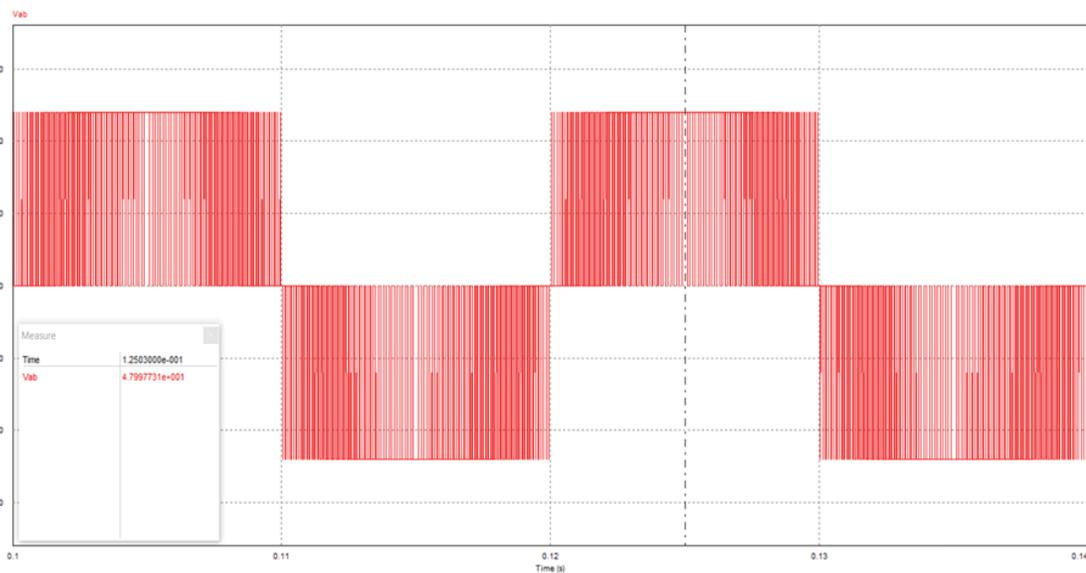


Figura 8-19: Forma de onda de tensión a la salida del inversor.

En la Figura 8-19 se puede observar que la tensión a la salida del inversor tiene formato PWM, los anchos de los pulsos de tensión varían según el tiempo en que conduce cada interruptor, dependiendo esto directamente de la comparación de la señal moduladora con ambas señales portadoras. También se puede observar que la tensión de salida presenta los tres niveles de tensión antes mencionados, esto se puede notar al realizar un acercamiento a la forma de onda de la Figura 8-19, esto se muestra a continuación en la Figura 8-20

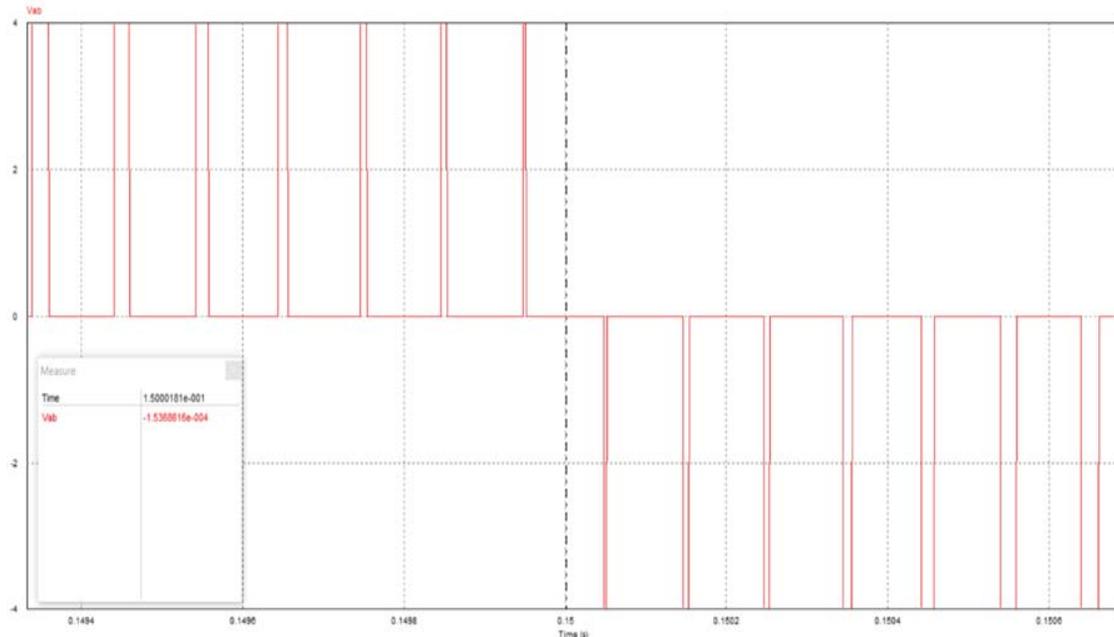


Figura 8-20: Forma de onda que muestra los tres niveles de tensión a la salida del inversor.

Por otro lado, es necesario implementar un filtro a la salida del inversor debido a que algunos tipos de cargas no se adaptan a corriente de alta frecuencia. Para determinar los elementos que componen el filtro se deben conocer los valores de la frecuencia de conmutación de los interruptores y el valor del condensador, estos parámetros se muestran a continuación en la Tabla 1-2.

Tabla 8-3: Parámetros para el diseño del filtro de salida del inversor.

Parámetro	Valor
Frecuencia de conmutación [Hz]	5000
Condensador de filtro [μF]	200

Para determinar la frecuencia de corte del inversor se utiliza la Ecuación 8-20.

$$F_c = \frac{2 \cdot f_c}{10} = \frac{2 \cdot 5000}{10}$$

$$F_c = 1000 [Hz]$$

Por lo tanto, la frecuencia de corte del filtro a la salida del inversor será de 1000 [Hz]. Por otro lado, utilizando la Ecuación 8-21 es posible determinar el valor de la inductancia del filtro, esto se muestra a continuación.

$$L = \frac{1}{(2 \cdot \pi \cdot F_c)^2 \cdot C} = \frac{1}{(2 \cdot \pi \cdot 1000)^2 \cdot 200 \cdot 10^{-6}}$$

$$L = 0.1267 \text{ [mH]}$$

Otro punto a tener en cuenta es que el inversor del caso en estudio tiene incorporado un transformador que permite elevar la tensión desde los 48[V] hasta los 311.68 [V], que en valor de tensión eficaz corresponde a 220 [V] aproximadamente. Para llevar a cabo lo mencionado anteriormente se realizará la simulación utilizando un transformador ideal que tiene una relación de transformación de 48/311.68 [V], es necesario mencionar que para realizar la simulación se utilizó una carga de 8.86 [Ω] debido a que esta representa la carga conectada durante el periodo de máximo consumo de potencia durante el periodo de funcionamiento del sistema fotovoltaico. A continuación, en la Figura 8-21 se muestra el circuito final del inversor con el filtro de salida y el transformador elevador, mientras que las formas de onda a la salida del filtro y en los terminales del devanado secundario del transformador se muestran en la Figura 8-22 y la Figura 8-23.

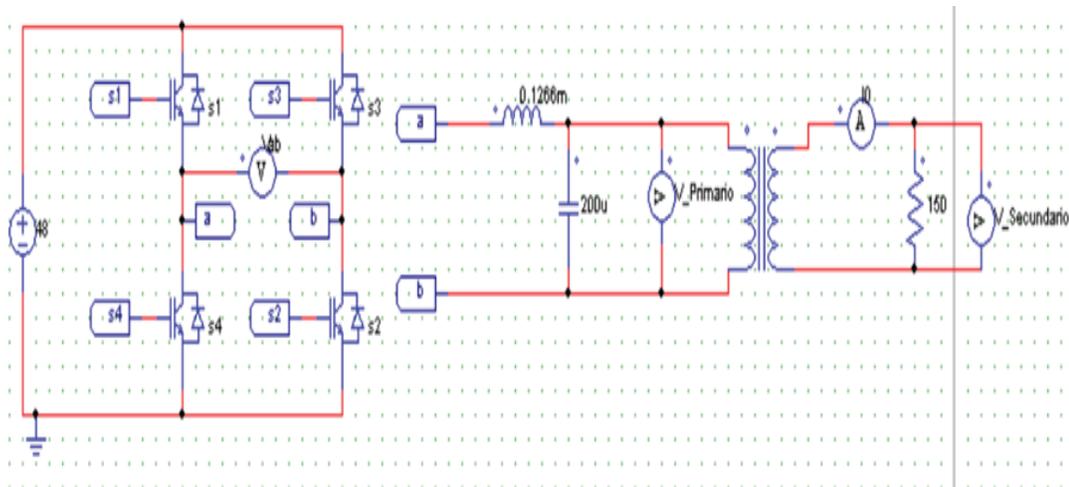


Figura 8-21: Circuito del inversor, filtro de salida y transformador elevador.

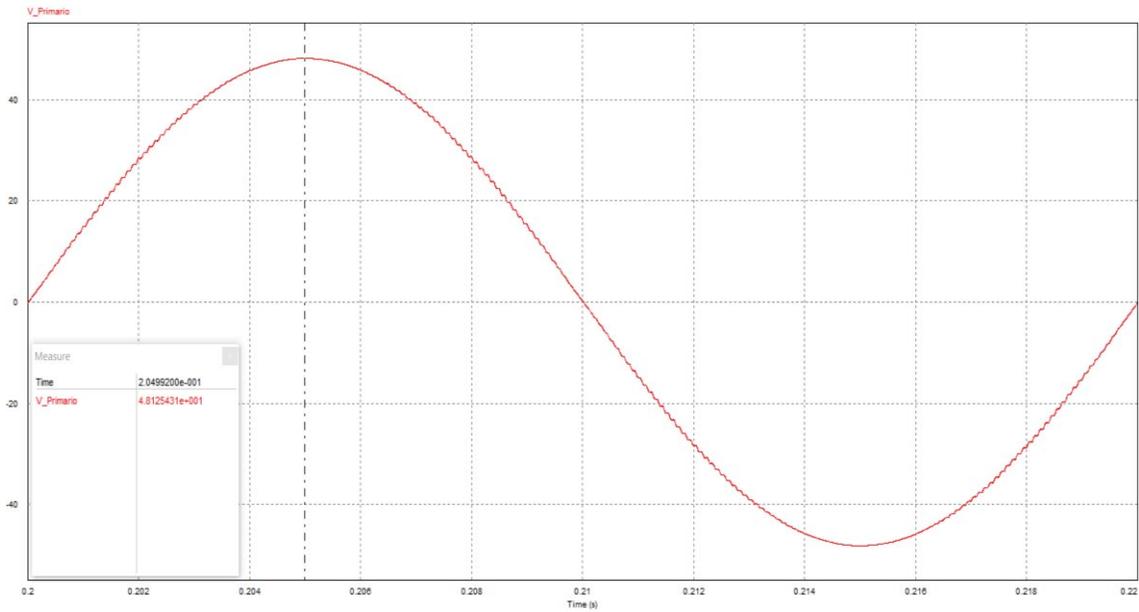


Figura 8-22: Tensión resultante a la salida del filtro.

Como se puede observar la tensión de salida tiene formato sinusoidal y tiene una amplitud máxima de aproximadamente 48 [V], pero presenta cierta ondulación a causa de las componentes armónicas de alta frecuencia.

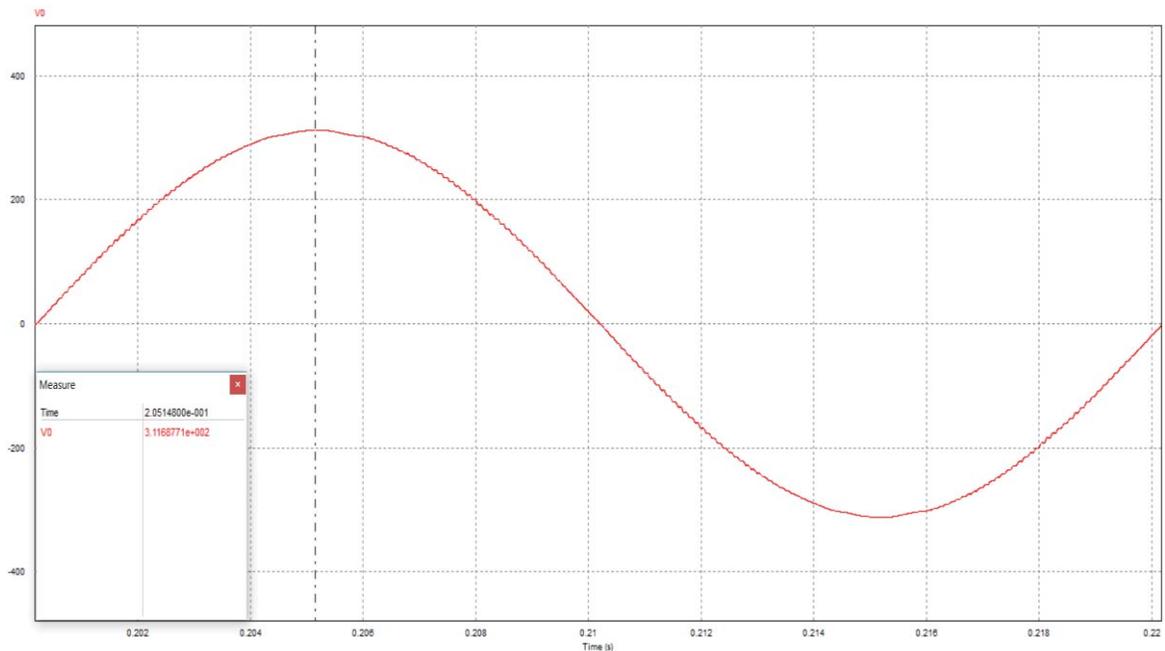


Figura 8-23: Tensión resultante a la salida del devanado secundario del transformador.

En la Figura 8-23 se puede observar que la tensión de salida del devanado secundario del transformador presenta una amplitud máxima de 311.68 [V], de esta forma es posible corroborar

que el inversor entregara una tensión eficaz de aproximadamente 220 [V] que es la requerida por la carga.

8.6 Generador diésel

Para representar el sistema de generación diésel se utilizará la maquina sincrónica que se encuentra en la librería del PSIM. Es necesario mencionar que se utilizaran los parámetros eléctricos que vienen por defecto en la máquina y solo se modificara el número de polos de esta para poder obtener una tensión a la salida con una frecuencia de 50[Hz]. A continuación, en la Figura 8-24 se muestra el circuito que representa al generador, mientras que en la Tabla 8-4 se muestran los parámetros utilizados para modelar la máquina.

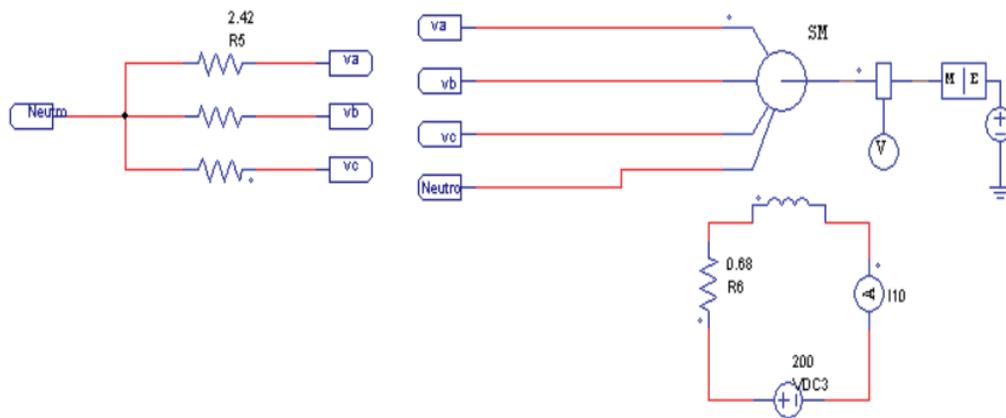


Figura 8-24: Circuito de la máquina sincrónica.

Tabla 8-4: Parámetros utilizados en la maquina sincrónica.

Parámetro	Valor
Número de polos	4
Frecuencia [Hz]	50
Tensión de campo [V]	200
Resistencia de campo [Ω]	0.696

Para determinar la velocidad de sincronismo del generador que permita obtener en los terminales del generador una tensión con una frecuencia de determinada, se debe utilizar la Ecuación 8-22, esta se muestra a continuación.

$$\omega_s = \frac{2 \cdot \pi \cdot F}{P \cdot P} \left[\frac{rad}{s} \right] \quad (8-22)$$

Donde:

ω_s : Velocidad de sincronismo del generador [rpm].

F : Frecuencia de la red [Hz].

$P.P$: son los pares de polos en el devanado del generador.

Ahora, utilizando los datos del número de polos y la frecuencia que se requiere en la red, es posible determinar la velocidad de sincronismo del generador utilizando la Ecuación 8-22, esto se muestra a continuación.

$$\omega_s = \frac{2 \cdot \pi \cdot F}{P.P}$$

$$\omega_s \approx 157,08 \left[\frac{rad}{s} \right]$$

Por lo tanto, se requiere que el rotor de la máquina gire a 157,08 [rad/s] y esto se logra conectando una fuente continua con dicho valor. Por otro lado, es necesario mencionar que la velocidad en el eje del generador debe estar en revoluciones por minuto (rpm) para poder obtener una tensión en los terminales del generador con una frecuencia de 50 [Hz], es por esto que se conecta un bloque en el terminal positivo de la fuente que representa la velocidad angular, este permite transformar variables eléctricas en variables mecánicas y en consecuencia, por medio de este bloque es posible aplicar al eje del generador una velocidad de 1500 [rpm].

Para llevar a cabo la simulación se conectó una carga de 2,42 [Ω] en los terminales de salida del generador, esta representa el consumo máximo de potencia que se genera durante el periodo de operación del generador, dicho en otras palabras, el consumo máximo de potencia durante las horas punta.

Por otro lado, es necesario mencionar que se añadió una resistencia de 0,68 [Ω] en el circuito de campo para poder controlar la corriente de campo, ya que de esta forma es posible obtener una tensión eficaz fase a neutro de aproximadamente 220 [V].

Las formas de onda de las tensiones línea a línea y las tensiones fase a neutro a la salida del generador con la carga de 2,42 [Ω] se muestran a continuación en la Figura 8-25.

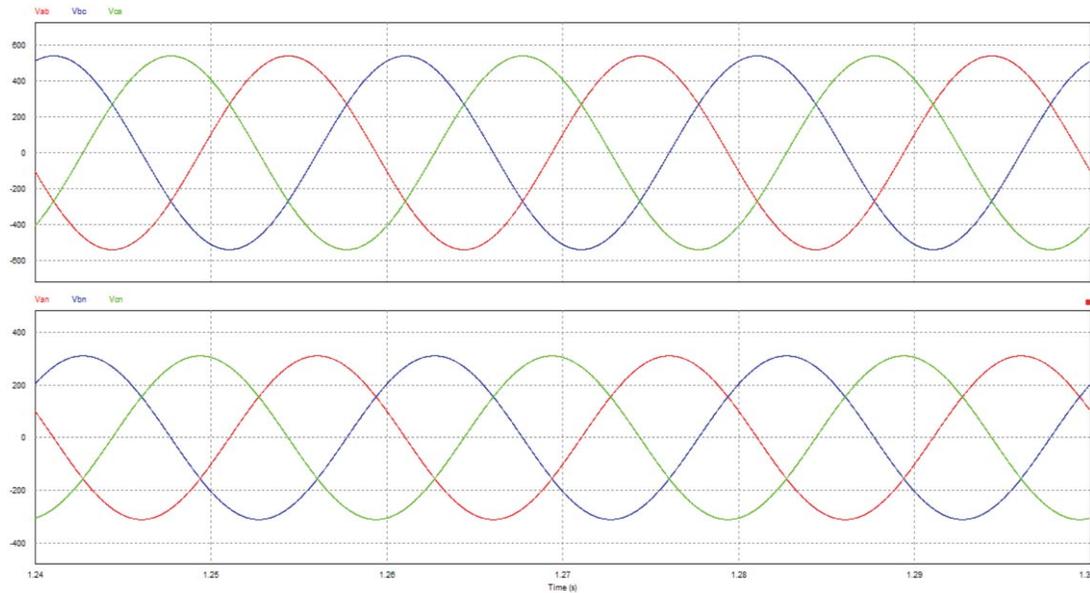


Figura 8-25: Tensiones de línea y tensiones fase a neutro aplicadas a la carga.

En el primer gráfico de la Figura 8-25 se pueden observar las tensiones de línea aplicadas en los terminales del generador en estado estacionario, estas tienen una amplitud máxima de 537.78 [V] que en valores de tensión eficaz es de aproximadamente 380 [V]. En el segundo gráfico se puede observar las tensiones fase a neutro en los terminales del generador, estas tienen una amplitud máxima de 310.5 [V] que corresponde a una tensión eficaz aplicada a la carga de aproximadamente 220 [V].

Por otro lado, se debe determinar que la corriente suministrada por el generador no supere el valor máximo de corriente que este es capaz de entregar operando a potencia nominal. Para poder determinar la magnitud de la corriente de línea del generador se utiliza la Ecuación 8-23, esta se muestra a continuación.

$$I_L = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V_L} \quad (8-23)$$

Donde:

S : es la potencia aparente del generador [kVA].

V_L : es la tensión de línea del generador [V].

Las especificaciones del generador diésel a utilizar se presentan a continuación en la Tabla 8-5.

Tabla 8-5: Potencia aparente y tensión de línea del generador diésel.

Parámetro	Valor
Potencia aparente [kVA]	70
Tensión de línea [V]	380

Con estos datos ya es posible determinar la corriente de línea máxima que puede entregar el generador, asumiendo que este no operara sobrecargado, ya que estos pueden soportar cierto nivel de sobrecarga durante cortos periodos de tiempo, por lo tanto, la corriente de línea máxima que puede entregar se determina utilizando la Ecuación 8-23, esto se muestra a continuación.

$$I_L = \frac{70.000}{\sqrt{3} \cdot 380} = 106.35 \text{ [A]}$$

Calculada la corriente de línea máxima que puede suministrar el generador, es necesario ver las formas de onda de la corriente aplicada a la carga durante el periodo donde ocurre la máximo consumo de potencia, esta se muestra a continuación en la Figura 8-26.

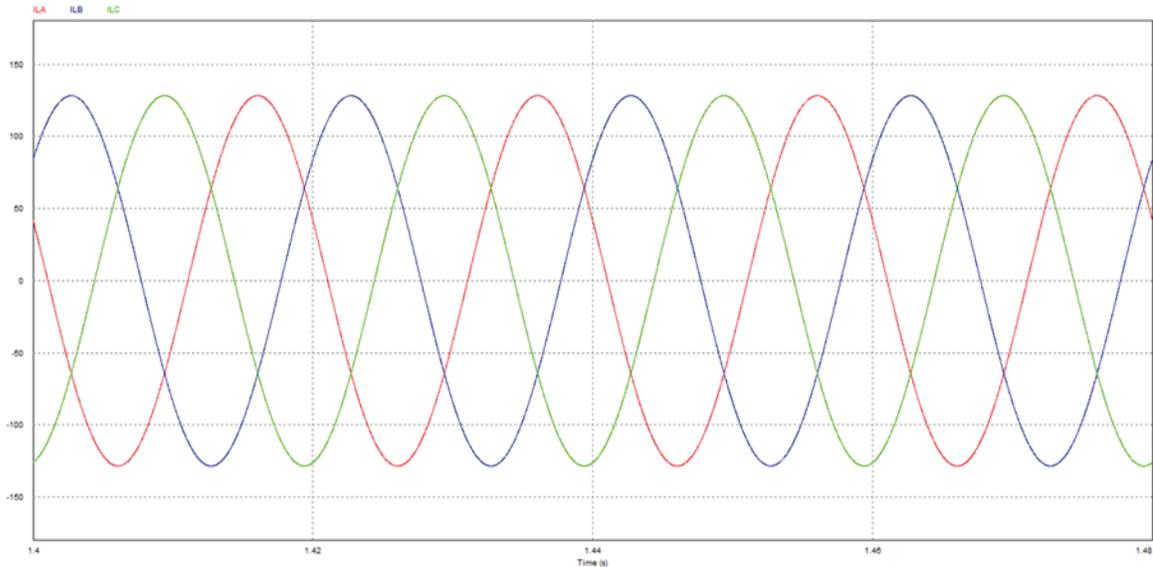


Figura 8-26: Corrientes de línea del generador bajo carga.

En la Figura 8-26 se puede observar que la amplitud máxima de las corrientes de línea durante el periodo donde ocurre la demanda máxima de potencia es de 128.3 [A] y que en valor eficaz es de 90.72 [A], este valor de corriente es menor a los 106.35 [A] calculados por medio de la Ecuación 8-23, por lo tanto, se asegura que el generador no funciona sobrecargado en ningún momento. Finalmente, es posible concluir que el dimensionamiento del generador se realizó correctamente, ya que este operara siempre bajo condiciones seguras y que la energía suministrada por este cumple con los requerimientos demandados por la carga.

9 Simulación del sistema de generación híbrido

En el capítulo anterior se realizó el diseño de los elementos que componen el sistema de generación híbrido, por lo tanto, ya es posible realizar la simulación que permite determinar el comportamiento que tendrá el sistema. Esta simulación se llevará a cabo en el Matlab Simulink, ya que este simulador cuenta con un bloque que permite representar el banco de baterías con el que contará el sistema.

Las fuentes de energía del sistema de generación híbrido, es decir, el sistema de generación fotovoltaico y el sistema de generación diésel funcionaran de forma complementaria. Por un lado, el sistema fotovoltaico funcionara durante las horas de menor consumo, mientras que el sistema de generación diésel funcionara durante las horas en donde se produzca el máximo consumo de energía por parte de la carga. A continuación, se muestra el funcionamiento de cada uno de los elementos que compone el sistema de generación híbrido.

9.1 Funcionamiento del sistema fotovoltaico

En los apartados anteriores se simuló cada uno de los equipos que compone el sistema fotovoltaico de forma individual y se pudo observar su correcto funcionamiento. Ahora es necesario determinar cómo se comportan los equipos funcionando en conjunto, ya que de esta forma se podrá determinar si el sistema fotovoltaico opera correctamente.

Para determinar lo mencionado anteriormente es necesario ver las formas de onda de cada uno de los equipos. Es necesario mencionar que se mostraran las formas de onda solo del sistema fotovoltaico 1 (ver Apéndice D, Figura D-2), ya que los sistemas fotovoltaicos restantes cuentan con los mismos elementos. Finalmente, es necesario mencionar que para la simulación se utilizaron los datos de radiación y temperatura presentes en la localidad de Cariquima durante el mes menos favorable, estos datos se muestran en el Apéndice E (ver Figura E-1 y Figura E-2).

9.1.1 Regulador de carga

Primero se determinará si el regulador de carga funciona correctamente, ya que este permite que el arreglo fotovoltaico opere en el punto de máxima potencia y disminuye el nivel de tensión para realizar el proceso de carga del banco de baterías. Los resultados obtenidos por medio de la simulación muestran a continuación en la Figura 9-1.

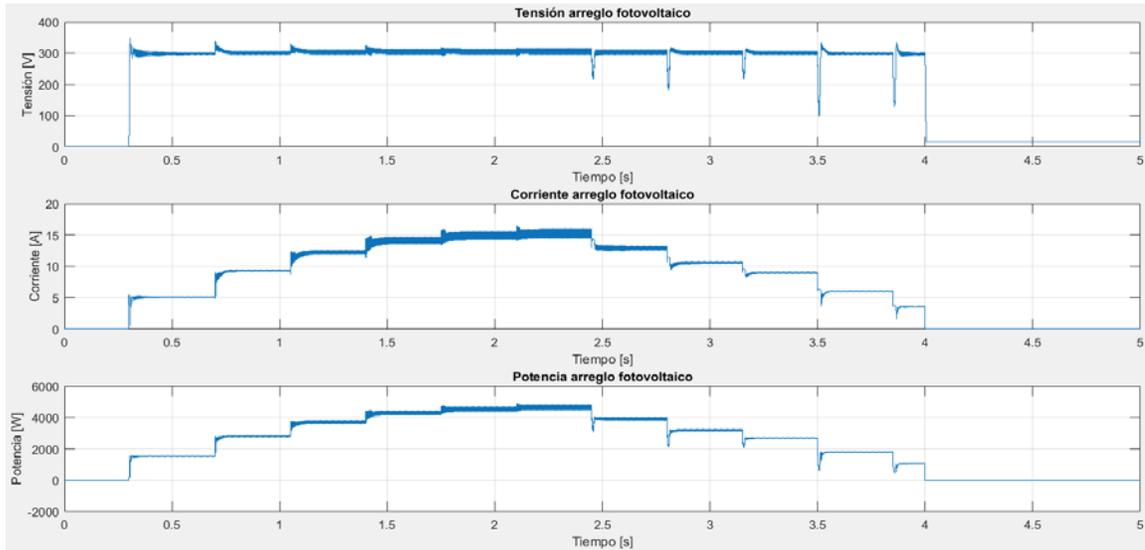


Figura 9-1: Tensión, corriente y potencia del arreglo fotovoltaico.

En el primer gráfico de la Figura 9-1 se puede observar como la tensión del arreglo fotovoltaico se mantiene prácticamente constante, mientras que la corriente y la potencia aumentan a medida que aumenta la radiación. Para poder observar que el arreglo fotovoltaico opera en punto de máxima potencia, se realiza la comparación entre los datos obtenidos de la Figura 9-2 y los obtenidos por medio de simulación, estos se muestran en la Tabla 9-1.

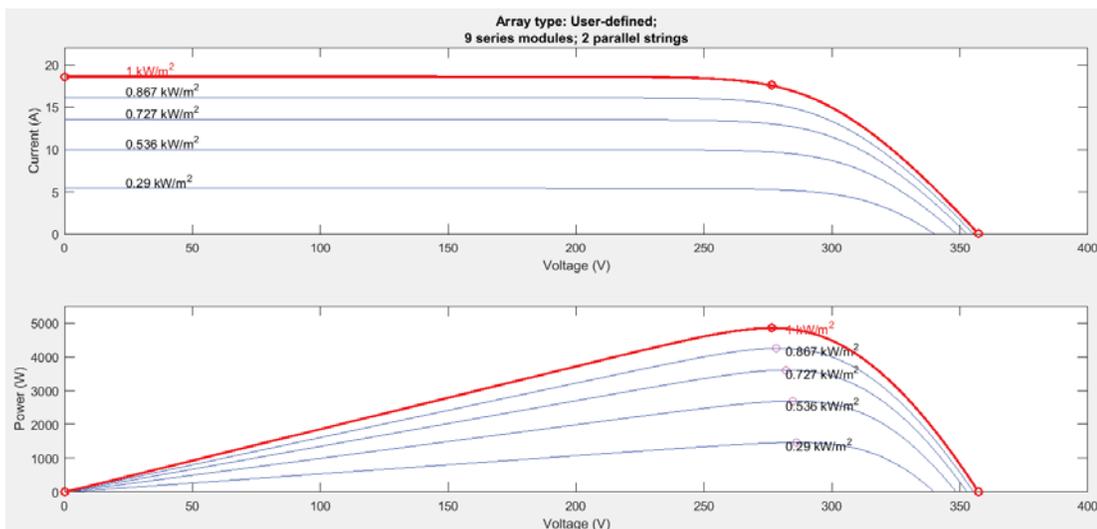


Figura 9-2: Curva I-V y curva P-V del arreglo fotovoltaico.

Tabla 9-1: Radiación incidente, tensión y potencia del arreglo fotovoltaico.

Radiación [W/m^2]	Tensión [V]	Potencia curva P-V [W]	Potencia simulación [W]
290	286,1	1465	1537
536	284,6	2694	2843
727	281,9	3609	3795
867	278,3	4254	4474
928	279,6	4527	4751
958	278,3	4661	4886
774	281,5	3828	4035
617	283,5	3087	3258
516	285,5	2596	2739
342	286,1	1729	1818
200	284,1	1005	1054

Con los datos de la Tabla 9-1 se puede observar como en el punto de máxima la tensión se mantiene aproximadamente constante, debido a que en dicho punto la tensión oscila entre los 278,3 [V] y los 286,1 [V], mientras que la potencia del arreglo fotovoltaico obtenida por medio de la curva P-V y la potencia obtenida por medio de la simulación presentan valores similares, pero la razón por la que la potencia obtenida en la simulación es mayor se debe principalmente a que la temperatura a la que se encuentra expuesto el arreglo fotovoltaico es de 15[°C] y en las curvas P-V que entrega el simulador es fija y tiene un valor de 25[°C].

Otro punto a tener en cuenta es la corriente a la salida del regulador, este puede entregar 80 [A] funcionando a potencia nominal y puede soportar sobrecargas por cortos periodos de tiempo. A continuación, en la Figura 9-3 se muestran los resultados obtenidos en la simulación.

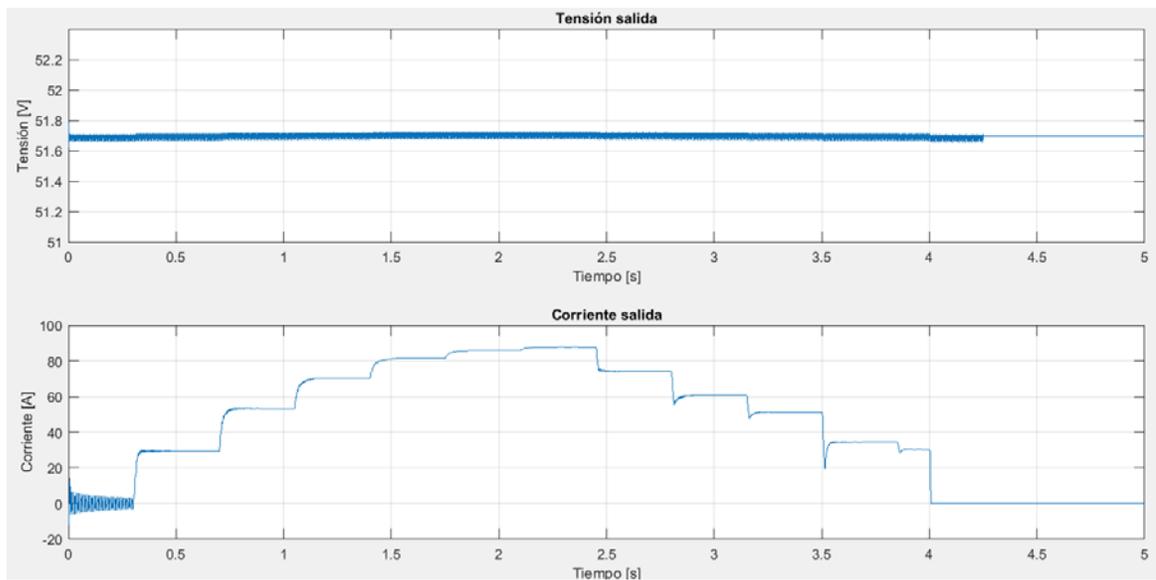


Figura 9-3: Tensión y corriente a la salida del regulador de carga.

En el primer gráfico de la Figura 9-3 se observa la forma de onda de la tensión a la salida del regulador, esta es definida por el banco de baterías y como se puede observar se mantiene prácticamente constante en 51,7 [V], mientras que en el segundo gráfico se observa la corriente a la salida del regulador, esta aumenta a medida que aumenta la radiación incidente sobre el arreglo fotovoltaico, presentando un valor de 87,7 [A] cuando la radiación alcanza los 958 [W/m²], siendo esta la máxima radiación presente durante el día.

Por medio del análisis de las gráficas obtenidas en la simulación, se puede concluir que el regulador de carga funciona correctamente, ya que en estas se pudo observar como el arreglo fotovoltaico opera en todo momento en el punto de máxima potencia. También se pudo observar que la corriente máxima a la salida del regulador es 7 [A] mayor a la corriente de carga nominal que la fabricante especifica, pero este puede operar bajo sobrecargas pequeñas durante periodos prolongados de tiempo.

9.1.2 Banco de baterías

El banco de baterías es el que permite almacenar parte de la energía generada por el arreglo fotovoltaico para ser durante la noche, momento en el cual el generador diésel y el arreglo fotovoltaico se encuentran apagados, por lo tanto, es necesario determinar el tiempo de carga y descarga de este. A continuación, en la Figura 9-4 se muestra el bloque que representa el banco de baterías con el que cuenta el sistema de generación.

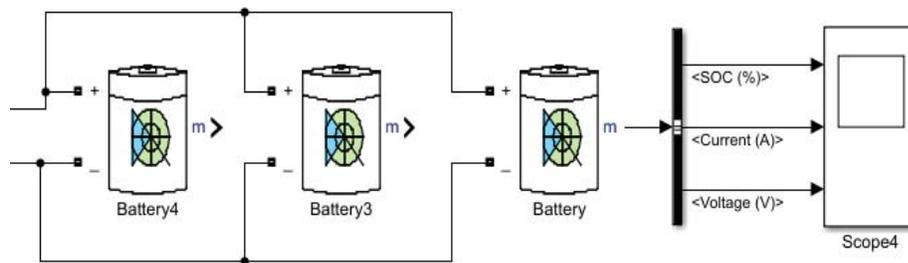


Figura 9-4: Banco de baterías.

Para determinar lo mencionado anteriormente se realizó una simulación que consiste en mantener constante la radiación incidente sobre el arreglo fotovoltaico, ya que de esta manera el estado de carga del banco de baterías aumenta linealmente, esto permite extrapolar el resultado y así poder determinar cuánto tiempo tardaría en cargarse totalmente. Por otro lado, para determinar el ciclo de descarga se utilizarán las curvas que se encuentran en el bloque que representa el banco de baterías, estas entregan el tiempo que tardaría el banco de batería en descargarse según cierta corriente de descarga establecida previamente.

En la Figura 9-5 se pueden observar las formas de onda del estado de carga, corriente y tensión del banco de baterías, cuando se realiza la carga bajo condiciones de radiación constante de 958[W/m²] y una temperatura de 15 [°C], estas se muestran a continuación.

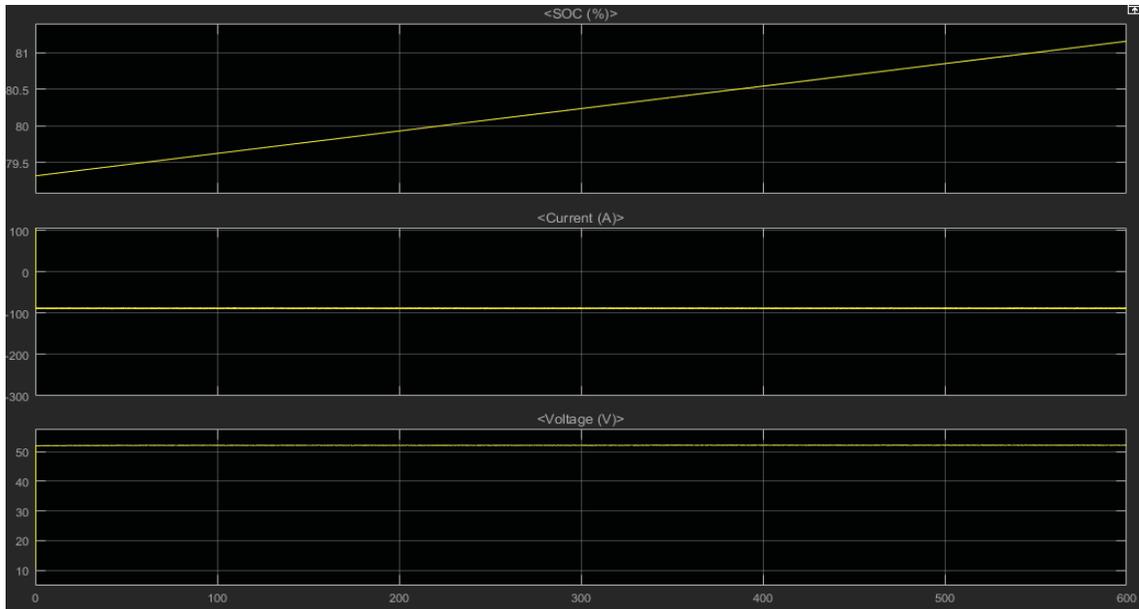


Figura 9-5: Estado de carga, corriente y tensión del banco de baterías.

En los gráficos que se muestran en la Figura 9-5 se puede observar como el estado de carga aumenta de forma lineal a causa de la corriente aplicada es constante, en este caso el estado de carga inicial es del 79,3% y al terminar la simulación llega a los 81,3%. Estos resultados indican que el banco de baterías se carga a una razón de un 2% cada 10 minutos bajo las condiciones descritas anteriormente. A continuación, en la Tabla 9-2, se muestra el tiempo que tardaría en cargarse el banco de baterías para diferentes profundidades de descarga.

Tabla 9-2: Porcentaje de descarga y tiempo de carga del banco de baterías.

Porcentaje descarga [%]	Tiempo de carga [H]
80	6,7
70	5,8
60	5
50	4,2
40	3,3
30	2,5

Por medio de los datos de la Tabla 9-2 se puede determinar que el porcentaje de descarga influye directamente sobre tiempo requerido para realizar la carga completa del banco de baterías. Es necesario mencionar que en la simulación la totalidad de la energía generada por el sistema fotovoltaico se utilizó para realizar la carga del banco de baterías, todo esto bajo condiciones de radiación y temperatura constantes.

Por otro lado, en la Figura 9-6 se muestran las curvas que permiten determinar el estado de carga del banco de baterías bajo distintas corrientes de descarga, esta se muestra a continuación.

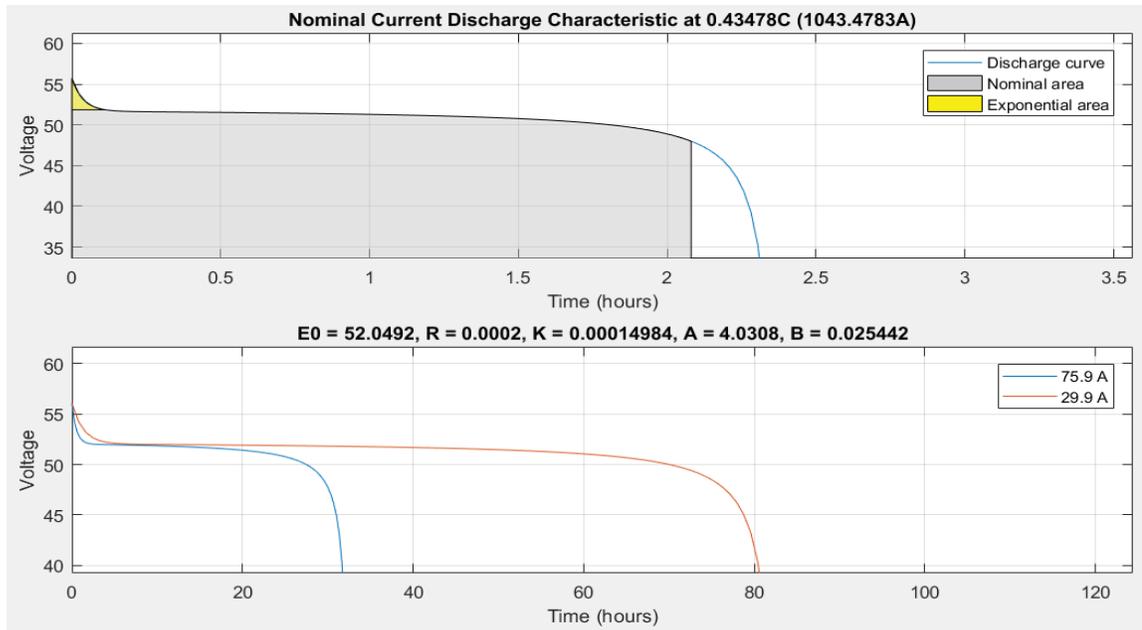


Figura 9-6: Tiempo de descarga del banco de baterías.

En el primer gráfico de la Figura 9-6 se puede observar la curva de descarga del banco de baterías bajo la corriente de descarga nominal, mientras que en el segundo gráfico se puede observar la curva de descarga del banco de baterías bajo corrientes de descarga especificadas. En este caso, solo se utilizan los datos entregados por el segundo gráfico y las corrientes especificadas corresponden a cuando se producen dos de las demandas máximas de energía por parte de la carga. En esta se puede observar que el banco de baterías es capaz de alimentar la carga durante aproximadamente 32 horas cuando esta demanda 16,7 [kW] por fase, siendo esta la demanda máxima durante el periodo de funcionamiento del sistema fotovoltaico.

Finalmente, se puede concluir que el banco de baterías puede ser cargado utilizando la energía del sistema fotovoltaico, pero se debe tener en consideración el porcentaje de descarga, ya que de este depende directamente el tiempo de carga. Otro punto a considerar es que el análisis realizado fue en base al peor mes del año correspondiente a enero, por lo tanto, no deberían existir problemas durante los meses restantes.

Por otro lado, se pudo determinar que la carga del banco de baterías es capaz de alimentar la carga durante 32 horas seguidas bajo una demanda de potencia constante, siendo esta última la demanda máxima presente durante el periodo de operación del sistema fotovoltaico, esto permite asegurar que en caso que el sistema fotovoltaico no sea capaz de generar la energía requerida por la carga, esta puede ser compensada con la energía almacenada en el banco de baterías.

9.1.3 Inversores

Por ultimo resta verificar el funcionamiento de los inversores que componen cada uno de los sistemas fotovoltaicos, ya que por medio de estos es posible transformar la energía de corriente continua proveniente del sistema fotovoltaico y/o del banco de baterías en energía de corriente alterna, de esta forma es posible energizar las cargas. A continuación, en la Figura 1-7 se muestran las formas de onda de tensión y corriente obtenidas a la salida de los inversores durante el periodo de funcionamiento del sistema fotovoltaico.

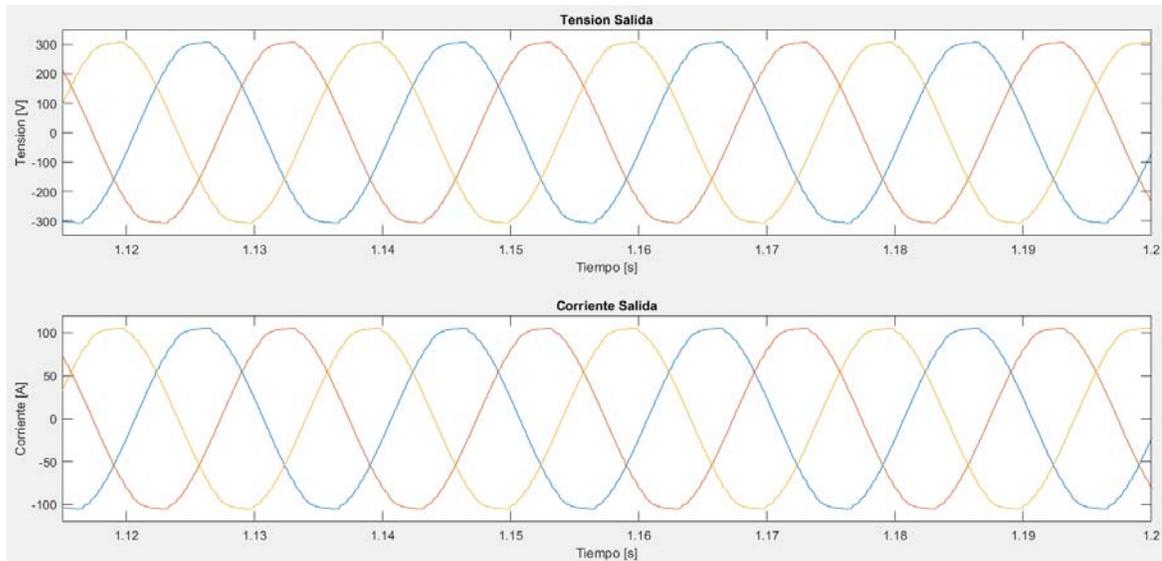


Figura 9-7: Tensión y corriente a la salida de los inversores.

En la Figura 9-7 se puede observar que el formato de las ondas es sinusoidal, por lo tanto, se puede corroborar que el diseño de los inversores se realizó correctamente. Por otro lado, las formas de onda mostradas corresponden al periodo en donde se produce demanda máxima de potencia, por lo tanto, en el segundo gráfico se observa la máxima corriente a la salida de los inversores, esta tiene un valor eficaz de 74.25 [A] y al dividir dicho valor de corriente en los tres inversores se tiene una corriente máxima de 24,8 [A], siendo este valor a los 29,5 [A] que puede soportar el inversor estudiado en los capítulos anteriores.

9.2 Generador

El generador diésel con el que cuenta el sistema de generación híbrido será representado por la máquina sincrónica simplificada presente en la librería de Simulink, esta contará con los parámetros determinados en el capítulo anterior y la tensión de campo se ajustará hasta obtener el nivel de tensión requerido por la carga. A continuación, en la Figura 9-8 se muestran las formas de onda obtenidas en la simulación.

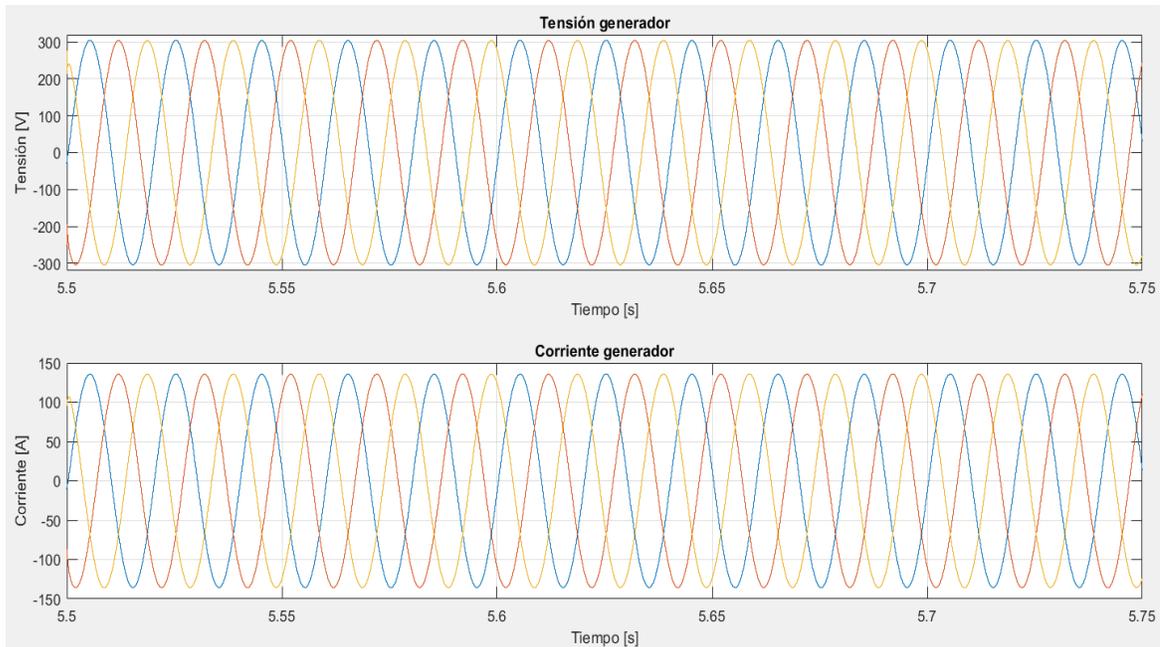


Figura 9-8: Tensión y corriente de salida del generador.

En la Figura 9-8 se muestran las formas de onda de tensión y corriente a la salida del generador durante el periodo en donde se produce la demanda máxima de potencia. La tensión fase a tierra en los terminales de salida del generador tiene un valor de aproximadamente 215[V], mientras que la corriente de línea tiene un valor eficaz de 95.9 [A]. Los resultados obtenidos permiten asegurar que la corriente que entrega el generador cuando se produce la demanda máxima de potencia no supera los 106,4 [A] que puede entregar el generador descrito en los capítulos anteriores. Finalmente se puede concluir que el dimensionamiento del generador se realizó correctamente, ya que este en ningún momento operara bajo un régimen de sobrecarga.

9.3 Resultados

Realizada la comprobación del funcionamiento de todos los equipos ya es posible llevar a cabo la simulación del sistema de generación híbrido. Es necesario mencionar que ambos sistemas de generación funcionaran de forma complementaria, es decir que durante las horas de menor consumo el sistema fotovoltaico será la fuente principal de suministro de energía, mientras que durante las horas punta o de máximo consumo entrara en operación el sistema de generación diésel. A continuación, se presentan las formas de onda que describen el funcionamiento del sistema de generación híbrido.

9.3.1 Sistema fotovoltaico y banco de baterías como fuente principal

El sistema fotovoltaico y el banco de baterías pueden funcionar de formas complementaria o en conjunto, esto va a depender directamente de las condiciones de radiación y de la carga que se encuentre almacenada en el banco de baterías. Durante la noche el banco de baterías es el que opera como fuente principal, luego cuando comienza el día y la radiación comienza a aumentar

ambas fuentes operan en conjunto hasta que la radiación es suficiente como para que el sistema fotovoltaico genere la energía suficiente tanto para realizar el proceso de carga del banco de baterías como para poder inyectar energía a la carga. Finalmente, cuando la radiación comienza a disminuir, nuevamente operan en conjunto hasta que comienzan las horas punta, es aquí cuando el sistema fotovoltaico y el banco de baterías se desacoplan de la carga para dar paso al sistema de generación diésel. A continuación, en la Figura 9-9 se presentan las formas de onda que muestran el comportamiento descrito anteriormente.

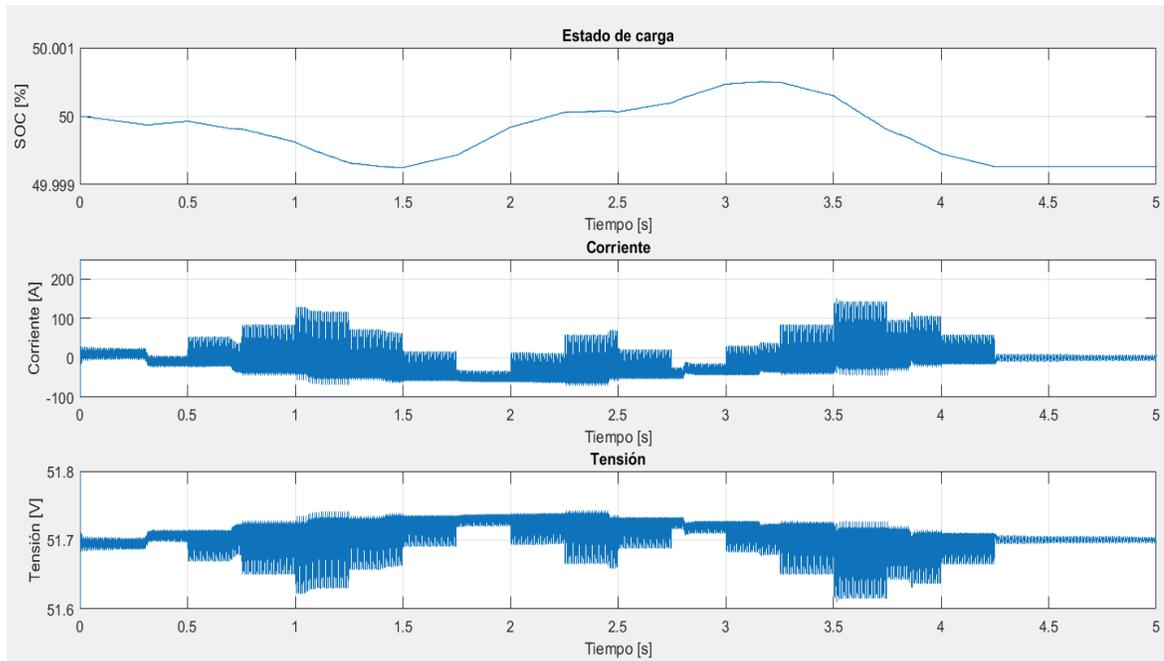


Figura 9-9: Estado de carga, corriente y tensión del banco de baterías.

En el primer gráfico de la Figura 9-9 se muestra el estado de carga del banco de baterías, en este se puede observar como durante los primeros segundos de simulación es el banco de baterías el que funciona como fuente principal, luego a los 0,5 [s] entra en funcionamiento el sistema fotovoltaico y funciona en conjunto con el banco de baterías, esto se debe principalmente a que la radiación no es suficiente. Luego a los 1,5 [s] la radiación incidente es suficiente como para que el sistema fotovoltaico alimente las cargas y a la vez pueda realizar el proceso de carga del banco de baterías. Finalmente, a los 3 [s] la radiación es constante y luego comienza a disminuir gradualmente, por lo tanto, nuevamente operan en conjunto ambas fuentes de energía hasta que a los 4,25 [s] ambas fuentes de energía se desacoplan de la carga.

Por otro lado, los dos gráficos siguientes muestran la corriente y la tensión del banco de baterías, estas presentan un formato pulsante debido al funcionamiento de los inversores, esto se puede observar en la Figura 9-10, esta se muestra a continuación.

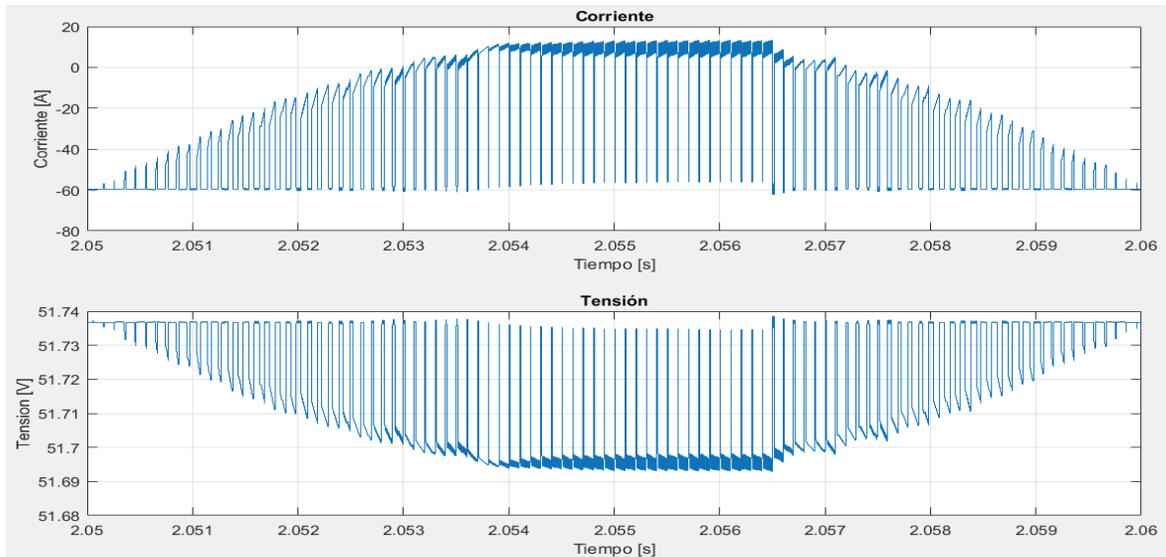


Figura 9-10: Efecto ocasionado por el funcionamiento de los inversores.

Finalmente, en la Figura 9-11 se muestran las formas de onda de la tensión y la corriente aplicadas a la carga durante el periodo de operación del sistema fotovoltaico y el banco de baterías.

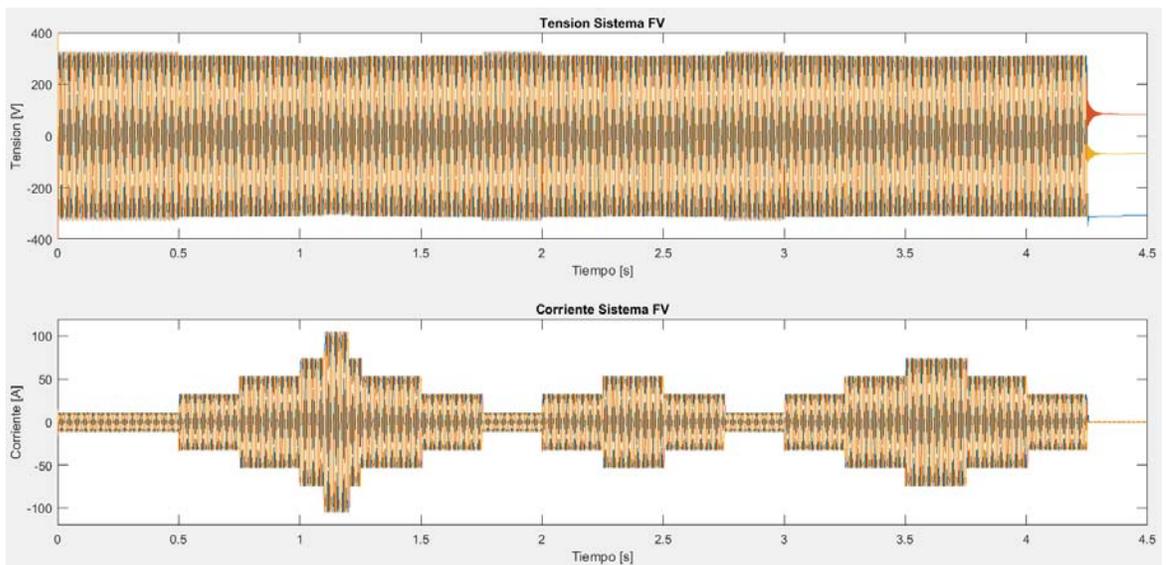


Figura 9-11: Tensión y corriente a la salida del sistema fotovoltaico.

En la Figura 9-11 se puede observar de mejor forma como el sistema fotovoltaico y el banco de baterías funcionando en conjunto son capaces de satisfacer la demanda de energía de la carga. Esto se llevó a cabo conectando y desconectando cargas que consumen distinta potencia, llegando a un consumo máximo de 50 [kW].

Por medio del análisis realizado, se puede concluir que el sistema de generación fotovoltaico y el banco de baterías son capaces de satisfacer la demanda de energía de la carga funcionando en conjunto o de forma complementaria. También se pudo comprobar que cuando existen altos

niveles de radiación el sistema fotovoltaico es capaz de realizar la carga del banco de baterías y al mismo tiempo puede inyectar energía a la carga.

9.3.2 Generador diésel como fuente principal

El generador diésel es utilizado solo para satisfacer la demanda de energía durante las horas punta, aunque en caso que el sistema fotovoltaico y el banco de baterías no sean capaces de inyectar energía a la carga a causa de que la radiación o la carga almacenada no sean suficientes, puede entrar en funcionamiento. A continuación, en la Figura 9-12 se muestran las formas de onda obtenidas en la simulación.

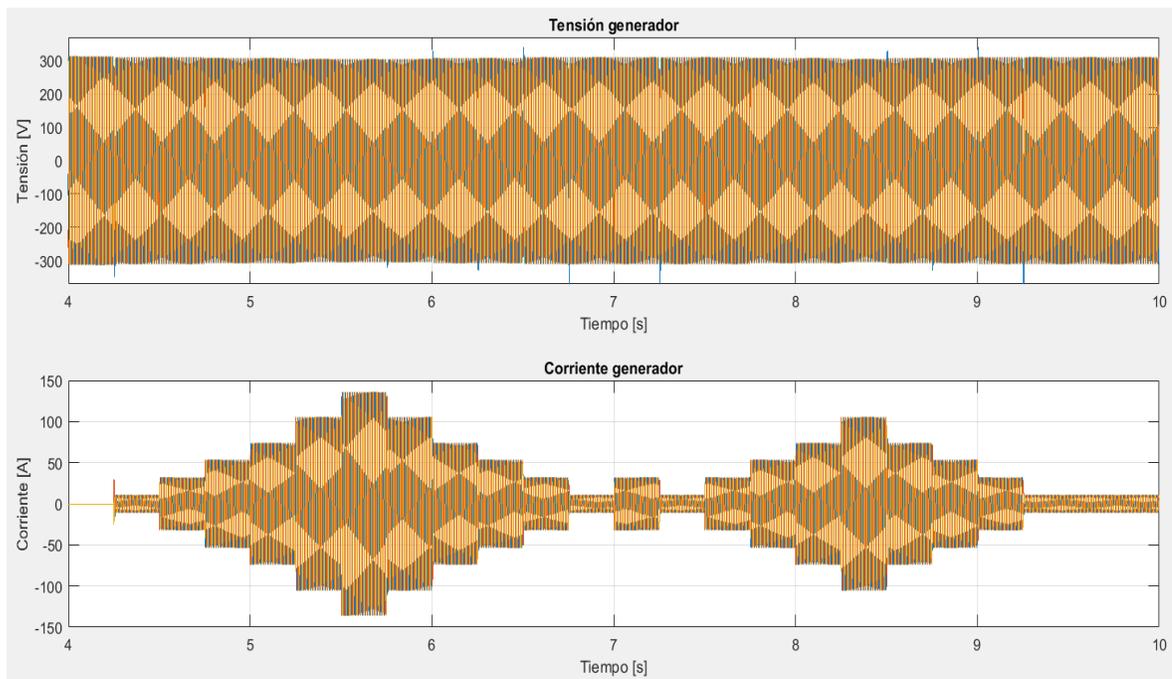


Figura 9-12: Funcionamiento sistema de generación diésel.

En la Figura 9-12 se muestran las formas de onda de la tensión y la corriente a la salida del generador, este último es representado por un generador sincrónico. Este comienza a funcionar como fuente principal a los 4,25 [s]. Durante su funcionamiento se van accionando cargas que consumen distintas potencias, de esta forma es posible representar el consumo de energía que se produce durante su periodo de operación, en donde la demanda máxima de potencia es de 60 [kW]. Por otro lado, la tensión varía levemente a medida que se van accionando las cargas, esta variación está comprendida entre los 221 [V] y los 215 [V], mientras que la corriente alcanza un valor máximo de 95.8 [A].

Por medio del análisis de las formas de onda se puede concluir que el generador opera en todo momento por debajo de su potencia nominal, de esta manera se puede asegurar que cuando opera bajo el perfil de carga utilizado para la simulación, este nunca operara sobrecargado.

9.3.3 Carga

Para llevar a cabo la simulación se utilizaron distintos bloques de carga y la potencia que estos consumen se escogió arbitrariamente, de esta forma se pudo representar el comportamiento de la carga determinado en los apartados donde se dimensiono el sistema de generación, híbrido. A continuación, en la Figura 9-13 se presentan las formas de onda obtenidas en la simulación.

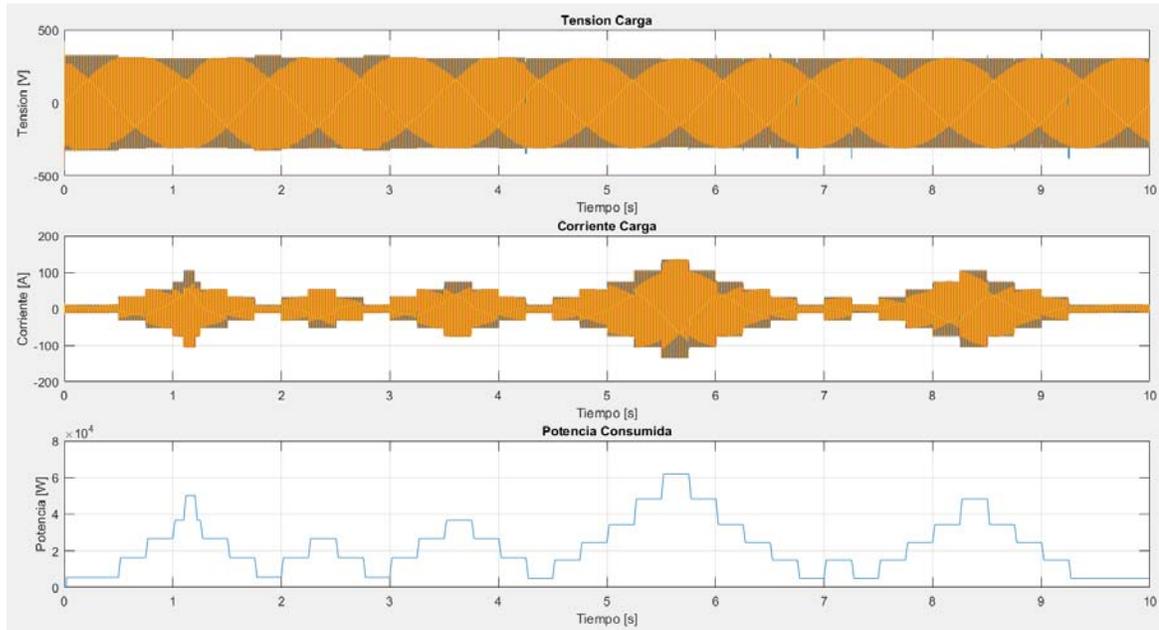


Figura 9-13: Tensión, corriente y potencia en la carga.

En el primer gráfico de la Figura 9-13 se puede ver la tensión aplicada a la carga durante la operación de ambas fuentes de generación, en esta se puede observar que las caídas de tensión son más notorias durante el periodo de funcionamiento del sistema fotovoltaico, esto ocurre durante los primeros 4,25 [s] de simulación, esta varía entre los 230 [V] y los 218 [V] eficaces, luego cuando opera el generador la tensión se mantiene prácticamente constante en 215 [V]. Luego en el segundo grafico se puede observar el aumento de la corriente durante los periodos en donde la carga demanda una mayor potencia, esta última alcanza un valor de 95,8 [A] durante el periodo de funcionamiento del sistema de generación diésel, por lo tanto, circulara como máximo una corriente de 30[A] a través de los inversores, siendo esta corriente menor a la máxima que soporta el relé de transferencia que trae incorporado el equipo.

Por otro lado se debe tener en cuenta que los inversores estudiados soportan como máximo 29,5 [A] de corriente a la salida y por medio de la simulación, se pudo observar que la corriente máxima demandada por la carga durante el funcionamiento del sistema fotovoltaico es de 74,25 [A] por fase y al contar con tres inversores en cada fase la corriente máxima que circulara por ellos es de aproximadamente 24,8 [A], por lo tanto, se puede asegurar que en ningún momento la corriente de carga superara la corriente máxima que puede entregar el equipo. En el último gráfico de la Figura 9-13 se puede observar la potencia consumida por la carga durante toda la simulación, en esta se puede ver de mejor forma el accionamiento de las cargas que

representan el perfil de carga que se determinó en apartados anteriores. Finalmente se pudo comprobar por medio de la simulación que el dimensionamiento y diseño del sistema de generación híbrido se realizó correctamente, ya que en todo momento las fuentes de energía con las que cuenta son capaces de suministrar la energía en las condiciones requeridas por la carga.

Discusión y conclusiones

En la actualidad existen localidades ubicadas en lugares de difícil acceso, que no cuentan con energía eléctrica o cuentan con sistemas de generación solo a base de derivados del petróleo, estos últimos están sujetos a la variación de los precios del combustible que generalmente van al alza, lo que encarece la producción de energía, sin dejar de lado el impacto ambiental asociado al uso y su contribución al calentamiento global. Debido a esto, es de suma importancia contar con sistemas de generación que incluyan fuentes de energía renovables no convencionales, tales como los sistemas de generación fotovoltaicos, de forma que funcione de forma complementaria con el sistema diésel y permitan reducir el consumo de combustible y, en consecuencia, las emisiones de gases contaminantes que afectan el medio ambiente.

Es por esto que en la actualidad los sistemas de generación híbridos se posicionan como una de las principales alternativas para satisfacer la demanda energética de localidades de difícil acceso, ya que dan forma a un sistema de generación confiable y autónomo. Además, dada sus características modulares, es posible escalar el sistema dependiendo de las necesidades, ya que, si se trata de un caso de electrificación rural, la población aumenta a medida que transcurre el tiempo y en consecuencia el consumo energético también lo hace, siendo un punto importante a tener en cuenta. Por otro lado, actualmente existen equipos que permiten llevar a cabo la conexión de múltiples fuentes de energía, ya que cuentan con dispositivos de control y de adquisición de datos que previamente configurados controlan el funcionamiento del sistema híbrido de forma autónoma e incluso se pueden controlar de forma remota.

Para implementar este tipo de sistemas de generación se debe realizar el dimensionamiento de las fuentes de energía considerando tres factores. El primero es el comportamiento de la carga, ya que se debe tener en cuenta la cantidad de energía que consume diariamente y la potencia demandada en las distintas horas del día. Una vez determinadas estas dos variables es posible estimar cuándo se producen los consumos máximos de energía y potencia, y en base a esto es posible realizar el dimensionamiento del grupo electrógeno, el banco de baterías y el sistema fotovoltaico. El segundo hace énfasis en dos de los principales factores climáticos, estos son la radiación solar y la temperatura del lugar, ya que estos influyen directamente sobre las fuentes del sistema de generación híbrido, siendo el sistema fotovoltaico el más afectado. El tercer factor corresponde a las especificaciones técnicas de cada equipo que compone el sistema de generación, ya que al tenerlas en consideración es posible realizar el modelamiento y posterior

simulación. Esta última permite determinar si su rango de operación se encuentra dentro de dichos valores especificados por el fabricante.

Por otro lado, se realizó el dimensionamiento del sistema de generación en dos zonas distintas del país. La primera se realizó en para una localidad ubicada en el norte, en donde la radiación presente favorece la implementación de sistemas fotovoltaicos. La segunda se realizó en una localidad ubicada en la zona sur, en donde las condiciones de radiación son menos favorables, pero aun así son suficientes como para implementar un sistema de generación fotovoltaico. Realizado el dimensionamiento se pudo determinar que en la zona norte se requiere de una menor cantidad de paneles solares y reguladores de carga en comparación con los requeridos en la zona sur para poder generar la energía requerida por la carga, mientras que el generador diésel y el banco de baterías dimensionado es el mismo en ambos casos.

Luego, para poder llevar a cabo la simulación del sistema de generación fue necesario realizar el modelamiento de cada uno de los equipos que compone el sistema fotovoltaico, ya sea de los inversores y reguladores de carga, mientras que el generador diésel y el banco de baterías fue representado por el respectivo bloque que se encuentra en la librería del simulador utilizado. Una vez realizado lo anterior, se llevó a cabo la simulación del sistema de generación híbrido, en esta se logró determinar el funcionamiento de cada una de las fuentes de generación que lo compone. Primero se determinó el funcionamiento del sistema fotovoltaico, este cuenta con un regulador de carga que tiene incluido un algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia (perturbación y observación), este mide la tensión y la corriente a la salida del arreglo fotovoltaico y determina el ciclo de trabajo del regulador de carga representado por un convertidor CC/CC reductor hasta que la potencia calculada en por el algoritmo es prácticamente constante, siendo esta ultima la del punto de máxima potencia, de esta forma se logró obtener un mayor rendimiento de la instalación fotovoltaica. También se pudo determinar que el sistema fotovoltaico es capaz de cargar el banco de baterías y alimentar la carga durante el periodo en donde se presentan las máximas radiaciones, pero cuando estas no son suficientes es necesario que el banco de baterías funcione en paralelo con el sistema fotovoltaico, de esta forma es posible compensar la energía restante.

Por otro lado, se determinó que el tiempo para realizar la carga total del banco de baterías depende directamente del porcentaje de descarga profunda que se utilice y de las condiciones de radiación incidentes sobre los arreglos fotovoltaicos. También se pudo determinar que el banco de baterías es capaz de funcionar como fuente principal de energía durante un periodo determinado, ya que el tiempo que este puede operar bajo una corriente de descarga correspondiente al consumo máximo de potencia es de 32 horas y considerando que dicha demanda de potencia no es constante, se puede estimar que el tiempo que este tardaría en descargarse es aún mayor.

Otro punto a destacar, es que cuando opera el sistema fotovoltaico y/o el banco de baterías la corriente a la salida de los inversores nunca supera el valor nominal del equipo estudiado, de igual forma ocurre cuando entra en funcionamiento el generador, ya que no se supera la corriente máxima que soporta el relé de transferencia que trae incorporado el inversor. Luego, se pudo

determinar que cuando opera el generador como fuente principal y se produce la demanda máxima de potencia, este funciona en un régimen cercano al nominal, por lo tanto, se pudo determinar que bajo dichas condiciones el generador no operara sobrecargado en ningún momento.

Finalmente se puede concluir que este tipo de sistemas de generación se pueden presentar como una alternativa importante en caso que se requiera entregar suministro continuo de energía a alguna localidad que se encuentre alejada de la red principal de distribución, y que es posible disminuir el consumo de combustible al distribuir el uso de las fuentes de energía dependiendo de las necesidades energéticas de la carga. Una buena alternativa es utilizar el sistema fotovoltaico y el banco de baterías para abastecer la demanda de energía durante las horas de bajo consumo, mientras que el generador diésel debe ser utilizado en las horas punta, ya que durante este periodo se produce la demanda máxima energía, de esta manera se asegura que el grupo electrógeno funcione dentro de sus parámetros nominales de potencia, esto último permite aumentar la vida útil del equipo, además al utilizarlo solo durante este periodo permite reducir considerablemente el consumo de combustible. Además, por medio de las simulaciones se pudo determinar cómo respondería el sistema de generación en caso de que pueda ser implementado, presentándose este como una excelente alternativa de generación para suministrar energía eléctrica a lugares que se encuentren aislados de la red eléctrica principal, ya que al combinar fuentes de generación renovables y convencionales otorga un suministro de energía seguro, confiable y a la vez menos invasivo con el medio ambiente.

Bibliografía

- [1] Opec, «www.opec.org,» Marzo 2018. [En línea]. Available: https://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/data_graphs/MI022018.pdf. [Último acceso: 2018 Abril 4].
- [2] Martin Kaltschmitt, Wolfgang Streicher, Andreas Wiese, Technology, Economics and Environment, Hamburg, Graz, Frankfurt: Springer, 2007.
- [3] E.E Granda-Gutierrez, O. A. Orta, J. C Diaz-Guillen, M, A Jimenez, M. Osorio, M. A. Gonzalez, «Modelado y simulación de celdas y paneles solares,» de *Congreso Internacional de Ingeniería Electrónica Memoria Electro 2013, vol.35, pp. 17-22*, Chihuahua, México, 2013.
- [4] Jesus Fraile Mora, «Máquinas Eléctricas,» Madrid, McGraw-Hill, 2003, p. 381.
- [5] Ismael Candia Benavente, «Análisis de un sistema fotovoltaico híbrido doméstico,» Universidad Carlos III de Madrid, Madrid, 2015.
- [6] Julio Esteban Barrientos Martinez, «Sistema de respaldo de energia electrica para procesos criticos de la Division El Teniente ante un blackout en el SIC,» Pontificia Universidad Catolica de Valparaiso, Valparaiso, 2008.
- [7] Luis Vargas Diaz, «Fenómenos dinamicos de redes de potencia,» Universidad de Chile, Santiago, 2005.
- [8] Andrés Alberto Quezada Novoa, «Diseño e implementacion de inversor fotovoltaico de bajo costo,» Universidad de Chile, Santiago, 2012.
- [9] Jose Rojas Gonzalez, «Proyecto piloto para la alimentación de sistema motriz de agua potable de un condominio mediante el uso de paneles solares fotovoltaicos,» Pontificia Universidad Católica de Valparaíso, Valparaiso, 2016.

-
- [10] Rodrigo Nuñez Masafierro, «Paneles fotovoltaicos para regadío en zonas rurales y netbilling,» Pontificia Universidad Católica de Valparaíso, Valparaíso, 2016.
- [11] Jordi Pallejá Cabré, «Estudio de la Afectación de las Sombras en un Panel Fotovoltaico,» Universitat Rovira i Virgili, 2012.
- [12] Miguel Alonso Abella, «Sistemas Fotovoltaicos,» Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas, Madrid, 2001.
- [13] Jorge Descalzo Sánchez, «Sistema híbrido diésel-fotovoltaico,» Universidad Carlos III de Madrid, Madrid, 2014.
- [14] Schneider Electric, «Owner´s Guide,» Schneider Electric, California, 2015.
- [15] Schneider Electric, «Conext XW+ Multi-cluster Power System Planning Guide,» Schneider Electric, Niestetal, 2016.
- [16] Richard Cristian Urbina Jara, Criterios de Evaluación de un Sistema de Generación Híbrido Eólico Fotovoltaico Autónomo para Viviendas, Valparaíso: Pontificia Universidad Católica de Valparaíso, 2012.
- [17] Caterpillar, «Guía de Aplicación e Instalación,» de *Dimensionamiento de los Motores y Generadores en Aplicaciones de Energía Eléctrica*, 2005, pp. 35-36-37.
- [18] Forero Junior, «Solar Web,» Foro, 10 Abril 2017. [En línea]. Available: <https://www.solarweb.net/forosolar/fotovoltaica-sistemas-conectados-red/41599-n-modulos-serie-string.html>. [Último acceso: 13 Julio 2018].
- [19] Ministerio de energía, «Explorador Solar,» 9 Julio 2018. [En línea]. Available: <http://www.minenergia.cl/exploradorsolar>. [Último acceso: 9 Julio 2018].
- [20] Northern Arizona Wind & Sun, «Solar Electric,» [En línea]. Available: <https://www.solar-electric.com/learning-center/batteries-and-charging/deep-cycle-battery-faq.html#What%20is%20a%20Battery?>. [Último acceso: 25 Julio 2018].
- [21] Matias Alejandro Inostroza Meza, «Factibilidad técnica-económica y diferencias en la instalación de sistema eólico- fotovoltaico en parcelas de Pica (I Región) y Renaico (IX Región),» Pontificia Universidad Católica de Valparaíso, Valparaíso, 2016.
- [22] «Monosolar,» [En línea]. Available: <https://www.monsolar.com/blog/que-es-y-que-hace-un-regulador-de-carga-solar/>. [Último acceso: 25 Septiembre 2018].
- [23] Domingo Ruiz Caballero, *Electrónica de potencia*, Valparaíso, 2018.

- [24] M. H. Rashid, «Electrónica de Potencia,» de *Circuitos, dispositivos y aplicaciones, Segunda Edición*, Prentice Hall Hispanoamericana, pp. 317-319.
- [25] Roberto Colomo Ibañez, «Convertidor DC/DC Reductor (Buck) con Control de Corriente y de Tensión,» Universidad Pública de Navarra, Pamplona, 2013.
- [26] Schneider Electric, «Xantrex XW 80 600 Installations guide,» India, 2010.
- [27] Victron Energy, *Especificaciones técnicas baterías Gel y AGM*, Hulst.

A Tabla de consumo

A.1 Tabla de consumo horario vivienda tipo

En la tabla que se presenta a continuación se muestra el tipo de artefacto y cantidad, potencia unitaria y la potencia total que depende de cantidad de artefactos con los que cuenta la vivienda tipo. También se muestra el tiempo en minutos en donde se generan los consumos de los distintos artefactos y finalmente se muestra el consumo de potencia y energía según hora del día. Es necesario mencionar que el tiempo en minutos se transforma en horas para poder determinar el consumo de potencia.

Tabla A-1.a: Consumo de potencia y energía vivienda tipo según hora del día.

Habitación	Artefacto	N°	Potencia Unitaria [W]	Potencia Total [W]	Hora	0-1	1-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12	12-13	13-14	14-15	15-16	16-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24
Dormitorio 1	Luminaria Led	2	10	20	Minutos de Uso	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	30	0	0	0	10	60	60	10
	Televisor Led 48"	1	124	124		0	0	0	0	30	30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20	60	60
Dormitorio 2	Luminaria Led	2	10	20		0	0	60	30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	60	60	60	60	60
	Televisor Led 32"	1	75	75		30	0	30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	30	30	60	60	60
Living	Luminaria Led	2	15	30		0	0	0	30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	60	60	60	30	10	30
Comedor	Luminaria Led	2	15	30		0	0	0	30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	30	60	60	30	10	0
	Luminaria Led	2	10	20		0	0	0	60	0	0	0	0	0	0	0	0	0	30	60	30	0	0	0
Cocina	Campana	1	40	40		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20	20	0	0	0	0
	Hervidor	1	1800	1800		0	0	0	15	0	0	0	0	0	15	0	0	0	15	15	0	0	15	0
	Microonda	1	800	800		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20	0	0	0	0
	Licuadaora	1	400	400		0	0	0	5	0	0	0	0	0	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Refrigerador	1	150	150		15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
Baño 1	Luminaria Led	1	10	10		20	0	0	0	45	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20	0	0	0	0
Baño 2	Luminaria Led	1	10	10		20	0	60	10	0	0	60	10	0	0	0	10	0	0	0	45	0	0	20
Balcón	Luminaria Led	1	10	10		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	0	0	0
	Plancha	1	1000	1000		0	0	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Plancha de Pelo	1	40	40		0	0	10	30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Varios	Secador de Pelo	1	825	825		0	0	45	0	0	0	30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Cargadores	3	16	48		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	60
	Notebook	3	65	195		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	60	60	0	0

Tabla A-1.b: Consumo de potencia y energía vivienda tipo según hora del día.

Potencia Instalada [W]	250	150	2120	2500	284	274	985	160	150	2350	150	180	150	2145	2985	684	644	2249	477
Energía Consumida [Wh]	87,5	37,5	813,8	602,5	107	99,5	460,0	39,2	37,5	554,2	37,5	49,2	37,5	593,3	909,2	450,5	501,5	736,5	284,8

B Datos técnicos de los equipos

B.1 Panel Fotovoltaico KYL 60 CELL SERIES 270

KYL 60 CELL SERIES

ELECTRICAL PERFORMANCE

Electrical parameters at Standard Test Conditions (STC)

Module type	P _{max}	W	KYL xxxP (xxx=Pmax)				
			270	265	260	255	250
Power output	P _{max}	W	270	265	260	255	250
Power output tolerances	ΔP _{max}	W	0 / ± 5				
Module efficiency	η _m	%	16.6	16.3	16.0	15.7	15.4
Voltage at P _{max}	V _{mp}	V	30.7	30.5	30.3	30.0	29.8
Current at P _{max}	I _{mp}	A	8.80	8.70	8.59	8.49	8.39
Open-circuit voltage	V _{oc}	V	37.9	37.8	37.7	37.7	37.6
Short-circuit current	I _{sc}	A	9.27	9.18	9.09	9.01	8.92

STC: 1000W/m irradiance, 25°C module temperature, AM1.5g spectrum according to EN 60904-3.
Average relative efficiency reduction of 3.3% at 200W/m² according to EN 60904-1.

Electrical parameters at Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)

Module type	P _{nom}	W	KYL xxxP (xxx=Pmax)				
			270	265	260	255	250
Power output	P _{nom}	W	196.9	193.3	189.7	186.0	182.4
Voltage at P _{nom}	V _{mp}	V	28.0	27.8	27.6	27.4	27.2
Current at P _{nom}	I _{mp}	A	7.04	6.96	6.87	6.79	6.71
Open-circuit voltage	V _{oc}	V	35.0	34.9	34.8	34.8	34.7
Short-circuit current	I _{sc}	A	7.49	7.42	7.35	7.28	7.21

NOCT: open-circuit module operation temperature at 800W/m² irradiance, 20°C ambient temperature, 1m/s wind speed.

THERMAL CHARACTERISTICS

Parameter	NOCT	°C	Value
Nominal operating cell temperature	NOCT	°C	46 ± 2
Temperature coefficient of P _{max}	γ	%/°C	-0.42
Temperature coefficient of V _{oc}	β _{oc}	%/°C	-0.32
Temperature coefficient of I _{sc}	α _{sc}	%/°C	0.05
Temperature coefficient of V _{mp}	β _{mp}	%/°C	-0.42

OPERATING CONDITIONS

Max. system voltage	1000V _{oc}
Max. series fuse rating	15A
Limiting reverse current	15A
Operating temperature range	-40°C to 85°C
Max. static load, front (e.g., snow)	3400Pa
Max. static load, back (e.g., wind)	2400Pa
Max. hailstone impact (diameter / velocity)	25mm / 23m/s

CONSTRUCTION MATERIALS

Front cover (material / thickness)	low-iron tempered glass / 3.2mm
Cell (quantity / material / dimensions / number of busbars)	60 / multicrystalline silicon / 156mm x 150mm / 4
Frame (material / color / anodization color / edge sealing)	anodized aluminum alloy / silver / clear / silicone or tape
Junction box (protection degree)	≥ IP65
Cable (length / cross-sectional area)	0.9m / 4.0mm ²
Plug connector (type / protection degree)	MC4 / IP67

* Due to continuous innovation, research and product improvements, the specifications in this product information sheet are subject to change without prior notice. The specifications may deviate slightly and are not guaranteed.
* The data do not refer to a single module and they are not part of the offer; they only serve for comparison to different module types.

QUALIFICATIONS & CERTIFICATES

IEC 61215, IEC 61730, CE, MCS, ISO 9001:2008, ISO 14001:2004, BS OHSAS 18001:2007, PV Cycle, SA 8000



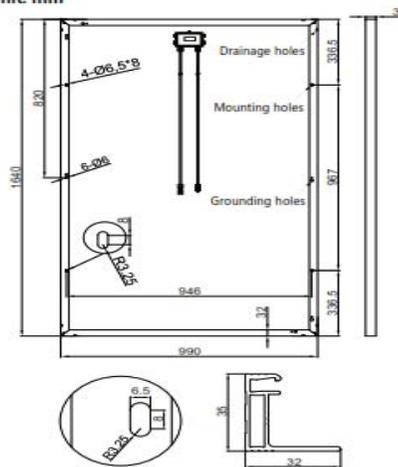
GENERAL CHARACTERISTICS

Dimensions (L / W / H)	1640mm / 990mm / 35mm
Weight	18.2kg

PACKAGING SPECIFICATIONS

Number of modules per pallet	
Number of pallets per 40' container	
Packaging box dimensions (L / W / H)	
Box weight	

Unit: mm



SECTION

Warning: Read the Installation and User Manual in its entirety before handling, installing, and operating modules.

Our Partners:



Figura B.1-1: Panel fotovoltaico KYL 60 cell series 270. (fuente: <http://www.kuhn.cl>)

B.2 Especificaciones técnicas Inversor/ Cargador Conext XW 8548 E



Figura B.2-1: Inversor cargador Conext XW 8548 E. [14]

Electrical Specifications

Table A-1 Conext XW+ Electrical Specifications

	Conext XW+ 8548	Conext XW+ 7048
Continuous Output Power	6,800 W	5,500 W
Surge Rating (Overload for 1 minute)	12,000 W	9,500 W
Surge Rating (Overload for 5 minutes)	11,000 W	9,000 W
Surge Rating (Overload for 30 minutes)	8,500 W	7,000 W
Surge Current	53 A _{rms} (60 s)	40 A _{rms} (60 s)
Waveform	True Sine Wave	
Idle Consumption—invert mode, no load	28 W	26 W
Idle Consumption—search mode	< 7 W	
AC Output Voltage	230 Vac ±3%	
AC Input Voltage Range (Bypass/Charge Mode)	165–280 V	
AC Input Breaker	60 A double-pole	
AC Input Frequency Range (Bypass/Charge Mode)	45–55 Hz (default) 40–68 Hz (allowable)	
AC Output Continuous Current	29.5 A	24 A
AC Output Frequency	50.0 ±0.1 Hz	
Total Harmonic Distortion	< 5% at rated power	
Automatic Transfer Relay Rating	60 A	
Auxiliary Relay Output	0–12 VDC, maximum 250 mA DC	
Peak Efficiency	95.8%	95.8%
DC Input Voltage (Nominal)	48 VDC	48 VDC
DC Input Voltage Range	40–64 VDC	40–64 VDC
Maximum input DC current	180 A	150 A
Continuous Charge Rate at Nominal Voltage	140 A	110 A
Power Factor Corrected Charging	PF (0.98)	

Figura B.2-2: Especificaciones eléctricas. [14]

Mechanical Specifications

Table A-2 Conext XW+ Inverter/Charger Mechanical Specifications

	Conext XW+ 8548	Conext XW+ 7048
Supported Battery Types	Flooded (default), Gel, AGM, Lithium Ion, Custom	
Battery bank size	440–10000 Ah	
Non Volatile Memory	Yes	
Inverter Information Panel	Status LEDs indicate AC In status, faults/warnings, equalize mode, battery level. Three-character display indicates output power or charge current, fault/warning codes. Startup/shutdown and equalize button.	
System Network	FrameMaker (publish-subscribe network, no need for hubs or special cards)	
Enclosure Type	IP 20, indoor, unheated	
Pollution Degree	PD 2	
Maximum Altitude (operating)	≤ 2000 m	
Overtoltage Category	OVCIII (AC mains), OVCII (DC)	
Rated Temperature Range (meets specifications)	0–25 °C	
Operational Temperature Range	-25–70 °C	
Storage Temperature Range	-40–85 °C	
Inverter Dimensions (H x W x D)	580 x 410 x 230 mm	
Shipping Dimensions (H x W x D)	711 x 572 x 394 mm	
Inverter Weight	55.2 kg	53.5 kg
Shipping Weight	76.9 kg	75 kg

Figura B.2-3: Especificaciones mecánicas. [14]

B.3 Regulador de Carga Xantrex XW MPPT 80 600



Figura B.3-1: Xantrex XW MPPT 80 600. (fuente: <https://websolarsupplies.com>)

Electrical Specifications

Maximum PV Array Open Circuit Voltage	600 VDC
PV Array Voltage Operating Range	195 to 550 VDC
PV Array Voltage Full Power Range ^a	230 to 550 VDC
Maximum Power Point Tracking Range	195 to 510 VDC
PV Array Start Voltage	230 VDC
PV Input Current Limit	23 ADC (electronically limited)
Maximum Permissible PV Short Circuit Rated Current	28 ADC @ STC
Nominal Battery Voltages	24 and 48 VDC (Default is 48 V)
Battery Voltage Operating Range	16 to 67 VDC
Maximum Charging Current	80 A
Maximum Charging Power	2560 W (nominal 24 V battery bank) 4800 W (nominal 48 V battery bank)
Maximum Power Conversion Efficiency	94% (nominal 24 V battery bank) 96% (nominal 48 V battery bank)
Auxiliary Output	Dry contact switching up to 60 VDC, 30 VAC, 8 A
Charger Regulation Method	Three stage (bulk, absorption, float) Two stage (bulk, absorption)
Tare Losses ^b	less than 1.0 W (Xantrex Xanbus power supply on) less than 0.5 W (Xantrex Xanbus power supply off)

a. Full power output below 230 V is not assured. See "Operating Below the PV Array Voltage Full Power Range" on page A-3 for more information.

b. These values are based on the following specifications:

- The battery voltage is 48 V.
- The auxiliary power supply is shut off at night. See "Disabling Power Supplies at Night" in the Xantrex XW MPPT 80 600 Operation Guide for more information.

Figura B.3-2: Especificaciones eléctricas. [26]

Mechanical Specifications

Enclosure Type	IP20, indoor, ventilated, aluminum sheet metal chassis with 7/8" and 1" (22.22 mm and 27.76 mm) knockouts and aluminum heat sink
Maximum and Minimum Wire Size in Conduit	#6 AWG to #14 AWG (13.5 to 2.5 mm ²)
Maximum and Minimum Wire Size Rating of PV Terminal Block	#6 AWG to #14 AWG (13.5 to 2.5 mm ²)
Maximum and Minimum Wire Size Rating of Battery Terminal Block	#2 AWG to #14 AWG (35 to 2.5 mm ²)
Wire Size Rating of Auxiliary Output Connector	#16 AWG (1.5 mm ²)
Operating Temperature Range (derate above 45 °C)	-20 to +65 °C (-4 to 149 °F) (output power to be derated linearly to zero at 65 °C)
Storage Temperature	-40 to +85 °C (-40 to 185 °F)
Altitude Limit (operating)	Sea level to 6,500 feet (approximately 2000 m)
Dimensions (H x W x D)	30 x 8 5/8 x 8 5/8" (760 x 220 x 220 mm)
Mounting	Vertical wall mount
Weight (Controller only)	29.8 lb (13.5 kg)
Weight (Shipping)	38.3 lb (17.4 kg)

Figura B.3-3: Especificaciones mecánicas. [26]

MPPT Voltage Range

The unit's Maximum Power Point Tracking (MPPT) algorithm maximizes the output energy of PV arrays as long as the operating voltage is within the MPPT operational window. Make sure that the PV arrays used in the system operate within the MPPT operational window. The operational window is shown below.

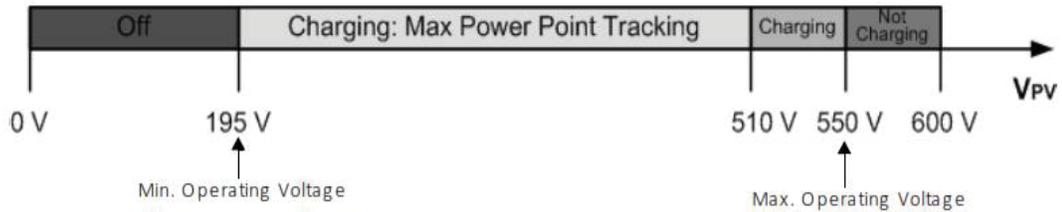


Figura B.3-4: Rango de operación MPPT. [26]

B.4 Batería Victron Energy 220 Ah (BAT412201080)



Figura B.4-1: Batería Victron Energy AGM. (fuente: <https://www.thepowerstore.com>)

Duración de descarga	Voltage Final V	AGM 'Deep Cycle' %	Gel 'Deep Cycle' %	Gel 'Long Life' %
20 horas	10,8	100	100	112
10 horas	10,8	92	87	100
5 horas	10,8	85	80	94
3 horas	10,8	78	73	79
1 hora	9,6	65	61	63
30 minutos	9,6	55	51	45
15 minutos	9,6	42	38	29
10 minutos	9,6	38	34	21
5 minutos	9,6	27	24	
5 segundos		8 C	7 C	

Figura B.4-2: Capacidad real en función de la capacidad de descarga. [27]

12 Volt Deep Cycle AGM							Especificaciones generales
Referencia	Ah	V	Ixanxal mm	Peso kg	CCA @0°F	RES CAP @80°F	Tecnología: flat plate AGM Bornes: cobre, M8
BAT406225080	240	6	320x176x247	31	1500	480	Capacidad nominal: descarga en 20h a 25°C Dur. de vida en flotación: 7-10 años a 20 °C Dur. de vida en ciclos: 400 ciclos en descarga 80% 600 ciclos en descarga 50% 1500 ciclos en descarga 30%
BAT212070080	8	12	151x65x101	2,5			
BAT212120080	14	12	151x98x101	4,1			
BAT212200080	22	12	181x77x167	5,8			
BAT412350080	38	12	197x165x170	12,5			
BAT412550080	60	12	229x138x227	20	450	90	
BAT412600080	66	12	258x166x235	24	520	100	
BAT412800080	90	12	350x167x183	27	600	145	
BAT412101080	110	12	330x171x220	32	800	190	
BAT412121080	130	12	410x176x227	38	1000	230	
BAT412151080	165	12	485x172x240	47	1200	320	
BAT412201080	220	12	522x238x240	65	1400	440	

Figura B.4-3: Tensiones de carga recomendados. [27]

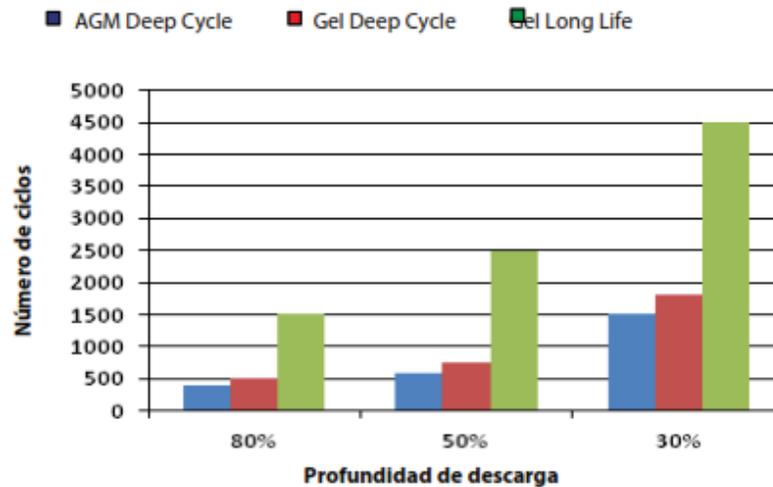


Figura B.4-4: Tiempo de vida en ciclos. [27]

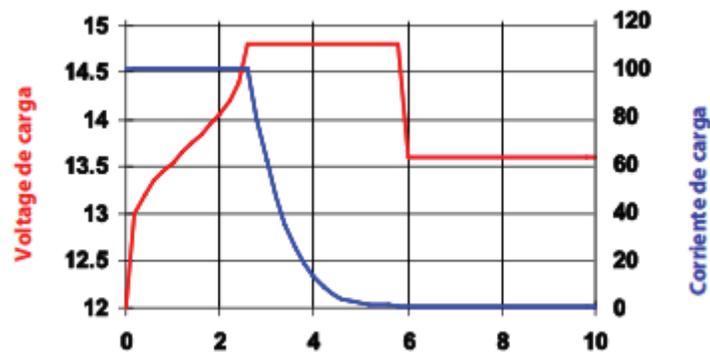


Figura B.4-5: Régimen de carga en tres etapas. [27]

C Diagrama unilineal del sistema de generación híbrido

C.1 Diagrama de conexiones

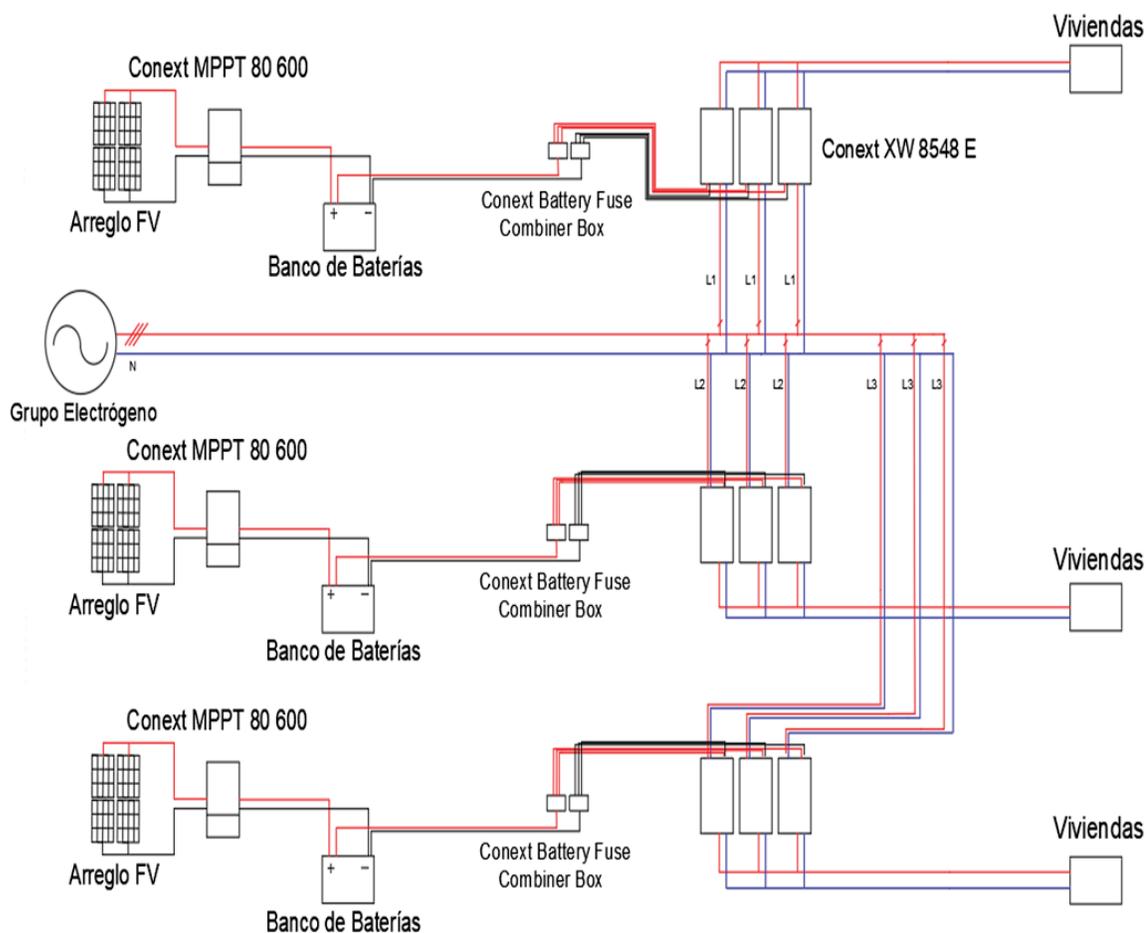


Figura C.1-1: Diagrama de conexiones del sistema de generación híbrido.

D Esquema del sistema de generación híbrido

D.1 Sistema de generación híbrido

El esquema del sistema de generación se presenta en forma de bloques en la Figura D-1, esta configuración permite distribuir ordenadamente cada una de las fuentes de energía, la carga, los osciloscopios y los circuitos de accionamiento de los inversores y reguladores, estos se podrán observar más adelante.

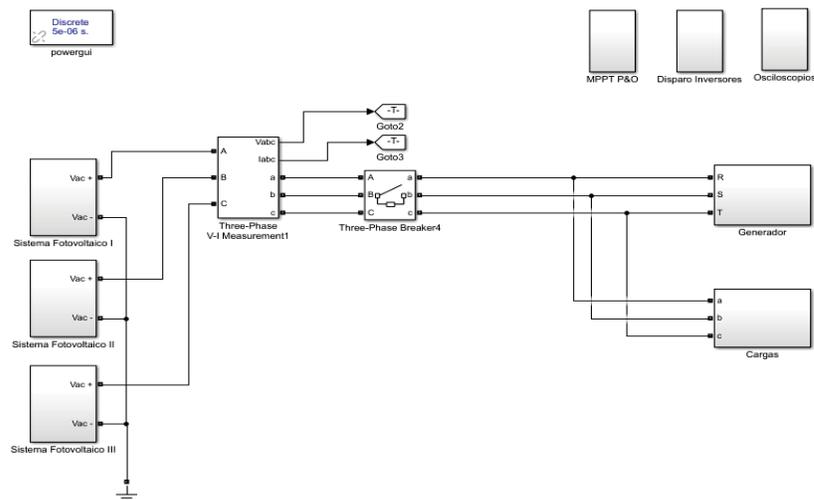


Figura D.1-1: Bloques sistema de generación híbrido.

D.1.1 Sistema fotovoltaico

En la Figura D-2 se muestra uno de los sistemas fotovoltaicos que se encuentran en los bloques descritos anteriormente, este cuenta con un arreglo fotovoltaico con dos ramas en paralelo, en donde cada rama está compuesta por nueve paneles en conexión serie, un regulador de carga representado por un convertidor CC/CC reductor, tres inversores puente completa monofásicos y un banco de baterías, esta se muestra a continuación.

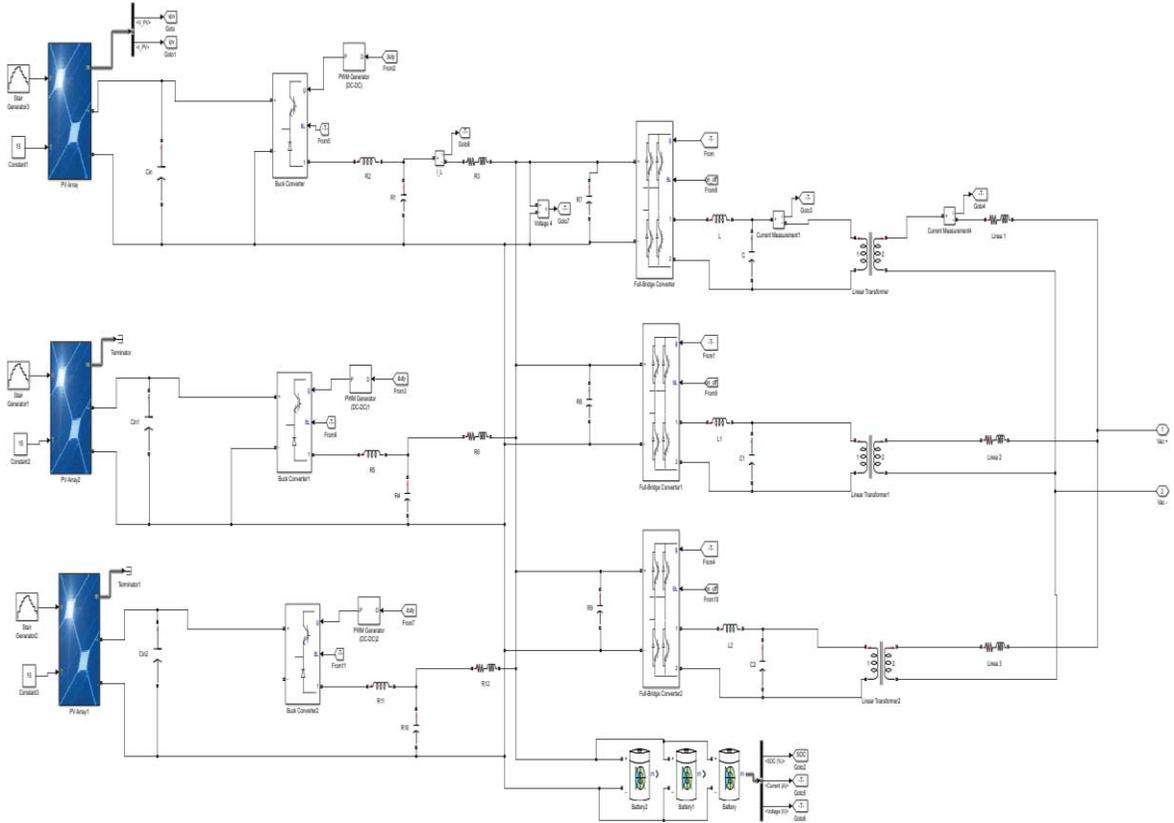


Figura D.1-2: Sistema de generación fotovoltaico.

D.1.2 Generador diésel

Para efectos prácticos en la simulación se utilizó el modelo simplificado del generador sincrónico que se encuentra en la librería de Simulink para representar el generador diésel, esta cuenta con los parámetros que se determinaron en el apartado de dimensionamiento de las fuentes de generación. A continuación, en la Figura D-3 se muestra el esquema que lo representa.

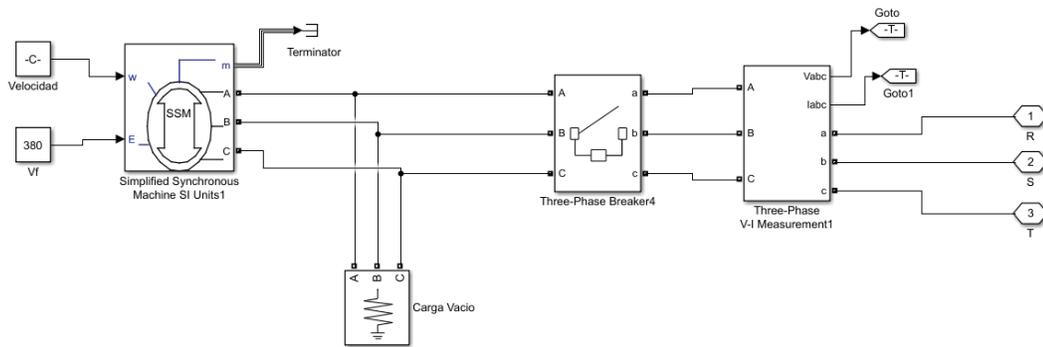


Figura D.1-3 : Generador sincrónico.

En la Figura D-3 se puede observar que el generador cuenta con una carga conectada en sus terminales, esta se utiliza para poder llevar a cabo la simulación, ya que en caso contrario el simulador arroja un error. El resto de los elementos que se pueden observar son un interruptor que permite realizar el acoplamiento del generador para poder alimentar la carga, mientras que el otro bloque permite medir las tensiones y corrientes de salida.

D.1.3 Cargas

Otro de los bloques presentes en la simulación corresponde a las cargas que alimenta el sistema de generación (Figura D-4), estas son cargas puramente resistivas que consumen distintas potencias y que son accionadas en distintos tiempos, de esta forma es posible representar el consumo de energía que presentan durante el día.

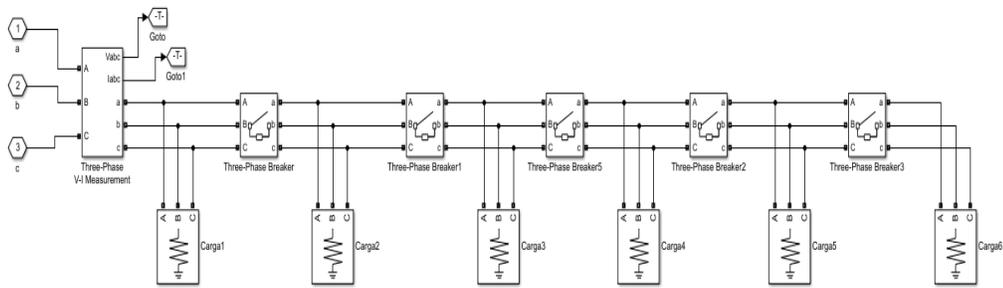


Figura D.1-4: Cargas resistivas variables.

D.1.4 Osciloscopios

Para obtener las formas de onda y los valores de las variables de interés es necesario utilizar osciloscopios, de esta manera es posible observar el funcionamiento que tiene el sistema de generación y por medio de estos datos obtenidos es posible determinar si tiene el comportamiento deseado. A continuación, en la Figura D-5 se pueden observar los osciloscopios utilizados en la simulación.

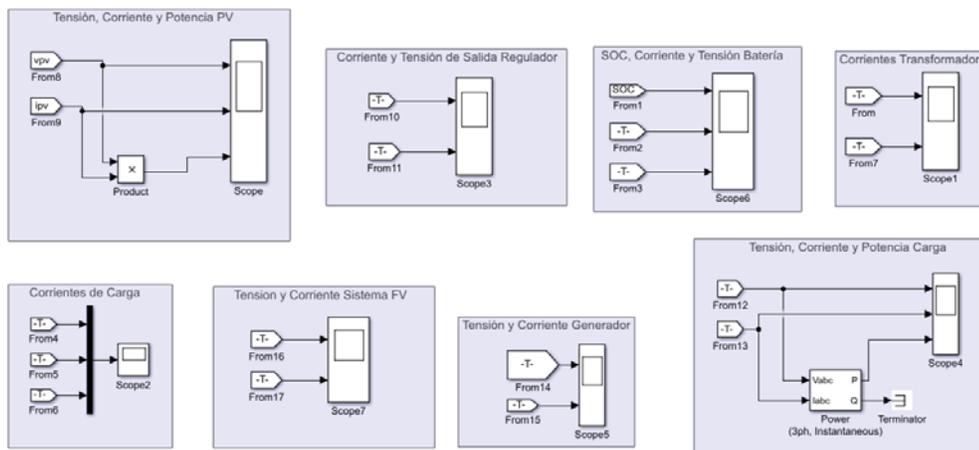


Figura D.1-5: Osciloscopios.

D.1.5 Bloque MPPT

El algoritmo MPPT de perturbación y observación, controla el ciclo de trabajo del convertidor CC/CC que se encuentra a la salida de cada arreglo de paneles fotovoltaicos. Su funcionamiento se basa principalmente en perturbar la tensión del arreglo fotovoltaico y observar si aumenta o disminuye la potencia de salida, en consecuencia, se tiene un aumento o disminución del ciclo de trabajo del convertidor según sea el caso, hasta que este se aproxima al punto de máxima potencia, en donde el ciclo de trabajo presenta una pequeña variación y donde la potencia del arreglo fotovoltaico oscila alrededor del punto de máxima potencia. A continuación, en la Figura D-6 se muestra el bloque que alberga el algoritmo MPPT descrito anteriormente.

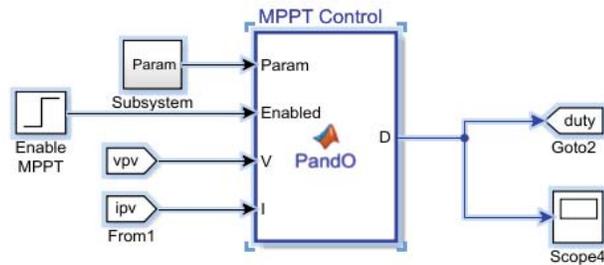


Figura D.1-6: Algoritmo MPPT de perturbación y observación.

D.1.6 Circuito de disparo de los inversores

Para transformar la corriente continua proveniente del sistema fotovoltaico o del banco de baterías, es necesario contar con un circuito de disparo que controle el encendido y apagado de los interruptores que componen el inversor. A continuación, en la Figura D-7 se muestran los circuitos de disparo utilizados en la simulación.

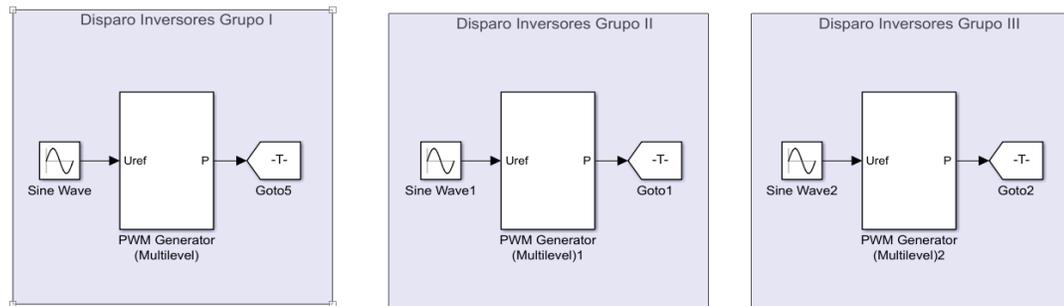


Figura D.1-7: Circuito de disparo de los inversores.

En la Figura D-7 se pueden observar tres circuitos de disparo, uno para cada grupo de inversores perteneciente al respectivo sistema fotovoltaico. Este bloque requiere solo de la conexión de la señal moduladora, luego se deben configurar la frecuencia de conmutación, el índice de modulación y la frecuencia de la señal portadora, de esta forma a la salida del bloque se tienen los pulsos de accionamiento de los inversores.

E Radiación y temperatura en Cariquima

E.1 Radiación

Para llevar a cabo la simulación del sistema de generación híbrido, se escogió una de las dos localidades para las cuales se llevó a cabo el dimensionamiento del sistema de generación, esta se trata de la localidad de Cariquima, por lo tanto, se utilizaron los datos de radiación y temperatura presentes en el lugar. A continuación, en la Figura E-1 se muestran los datos de la radiación global en plano inclinado a lo largo de un año en la localidad de Cariquima.



Figura E.1-1: Ciclo diario anual global de radiación en plano inclinado. (Fuente: www.minenergia.cl)

Los datos utilizados en la simulación corresponden al mes de enero, ya que en este mes se presentan las peores condiciones de radiación en comparación con los meses restantes. Al utilizar este criterio, es posible determinar si el sistema de generación fotovoltaico es capaz de generar la energía suficiente para realizar la carga del banco de baterías y a la vez inyectar parte de esta energía a las cargas, ya que, si este es el caso, en los meses restantes no debería existir problema alguno.

E.2 Temperatura

Los datos de temperatura utilizados corresponden al mes de enero, estos se muestran en la Figura E-2. Es necesario mencionar que para llevar a cabo la simulación se utilizó el promedio de los datos de temperatura presentes desde las 8:00 hasta las 18:00 horas, ya que durante este periodo existe la radiación necesaria para que el sistema de generación fotovoltaico genere energía.

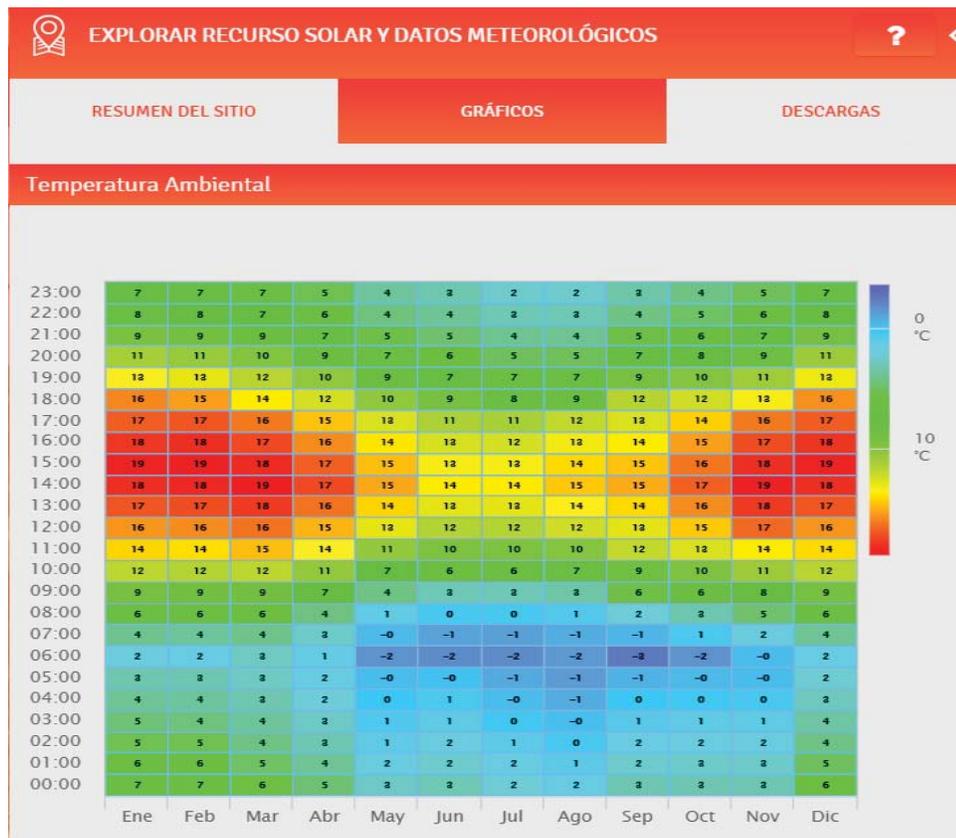


Figura E.2-1. Ciclo diario mensual de temperatura. (Fuente: www.minenergia.cl)

F Bloques y gráficos de Simulink

El software Simulink es una herramienta del Matlab que permite realizar simulaciones de diversos tipos, ya que este cuenta con una gran variedad de bloques eléctricos, mediante los cuales es posible determinar el comportamiento de sistemas de distinta complejidad. Cada bloque cuenta con ciertas características e incluso es posible obtener gráficos que definen su comportamiento bajo condiciones definidas arbitrariamente por el usuario. A continuación, se muestra como obtener los bloques y gráficos utilizados en el proyecto.

F.1 Arreglo fotovoltaico

Uno de los bloques principales utilizados en la simulación es el arreglo fotovoltaico, este puede representar tanto un módulo individual como un arreglo de módulos fotovoltaicos. Este bloque puede encontrar directamente a través de la pestaña de búsqueda colocando PV Array o de forma manual buscando en la librería pulsando Simscape -> Power Systems -> Specialized technology -> Renewables -> Solar. A continuación, en la Figura F-1 se muestra la ventana a la cual se debe llegar si se siguieron correctamente los pasos mencionados anteriormente.

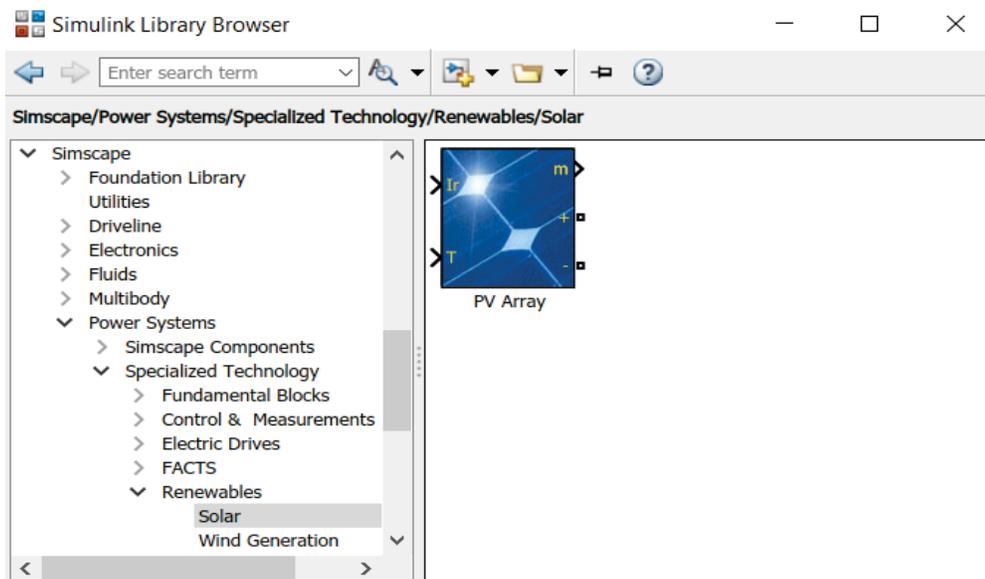


Figura F.1-1. Bloque PV Array.

El módulo a utilizar puede ser definido por el usuario o también se puede escoger alguno de los módulos fotovoltaicos que el bloque tiene incorporado. En el caso que se utilice la primera opción, el usuario deberá llenar los cuadros con las especificaciones técnicas descritas en su hoja de datos, mientras que, si se escoge la segunda opción, las especificaciones técnicas del módulo escogido vienen predefinidas y estas no se pueden modificar. A continuación, en la Figura F-2 se muestra la ventana de opciones del bloque.

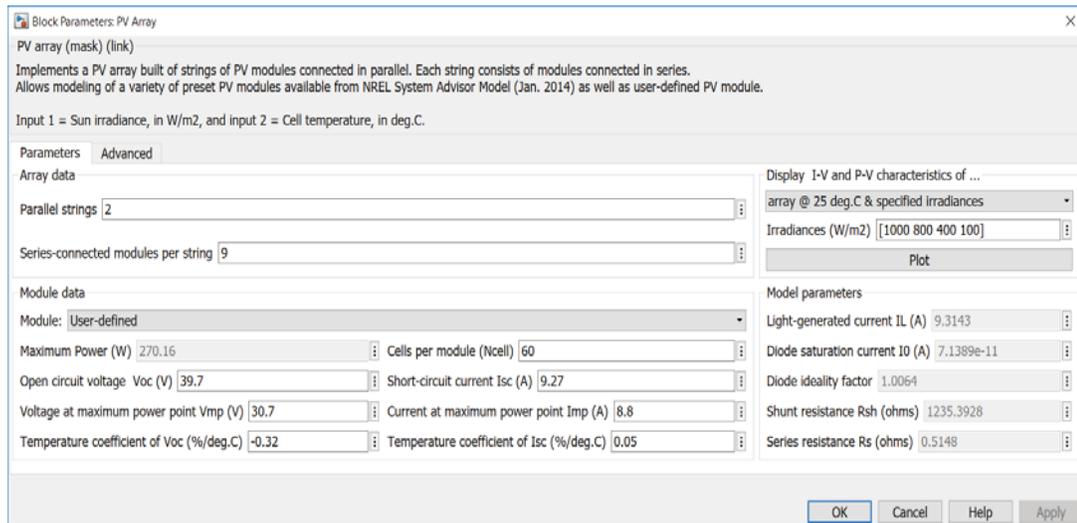


Figura F.1-2: Ventana de configuración del bloque.

Otra función con la que cuenta el bloque es que permite obtener las curvas características de corriente-tensión y potencia-tensión del módulo o arreglo fotovoltaico según sea el caso, por medio de estas es posible determinar el punto de máxima potencia bajo distintos niveles de irradiación definidos por el usuario. A continuación, en la Figura C-3 se muestran las curvas descritas mencionadas anteriormente.

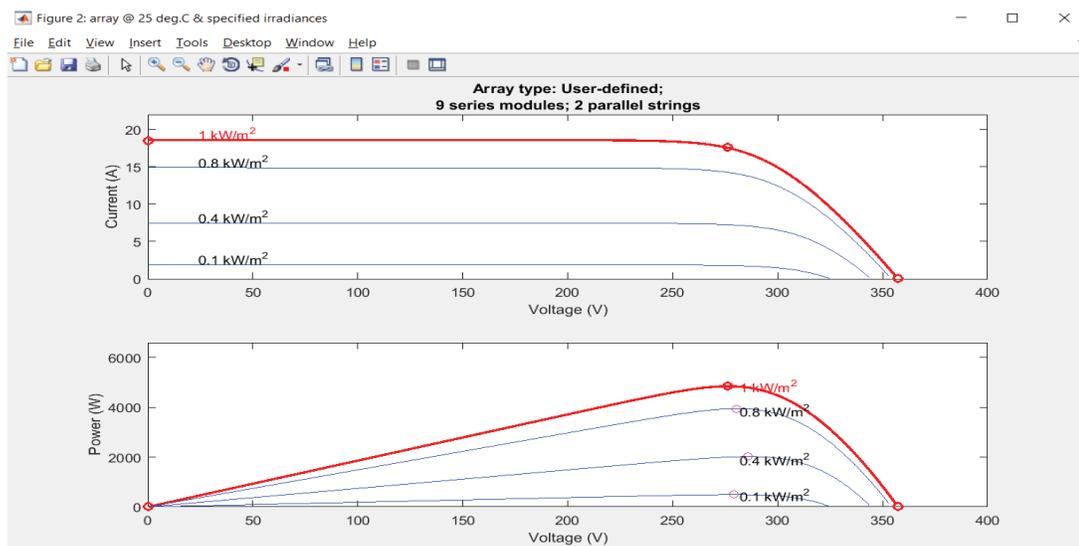


Figura F.1-3: Curvas I-V y P-V bajo distintos niveles de irradiación.

En la Figura F-3 se pueden observar las curvas I-V y P-V de un arreglo fotovoltaico compuesto por nueve módulos en serie y de dos ramas en paralelo, en estas se encuentra demarcado por un círculo de color lila el punto de máxima potencia, en donde para obtener los datos correspondientes solo es necesario pulsar el icono Data Cursor que se encuentra en la barra de herramientas, luego se debe hacer clic sobre la curva y arrastrar el cursor hasta el valor deseado.

F.2 Convertidores

La librería de Simulink cuenta con una sección en donde se pueden encontrar los convertidores comúnmente utilizados en electrónica de potencia y también se pueden encontrar bloques que permiten llevar a cabo el accionamiento de dichos convertidores. Para encontrar el fichero que cuenta con los elementos mencionados de forma manual se debe hacer clic en Simscape -> Power Systems -> Specialized technology -> Fundamental Blocks -> Power Electronics. A continuación, en la Figura F-4 se muestra la ventana a la cual se debe llegar si se siguieron correctamente los pasos mencionados anteriormente.

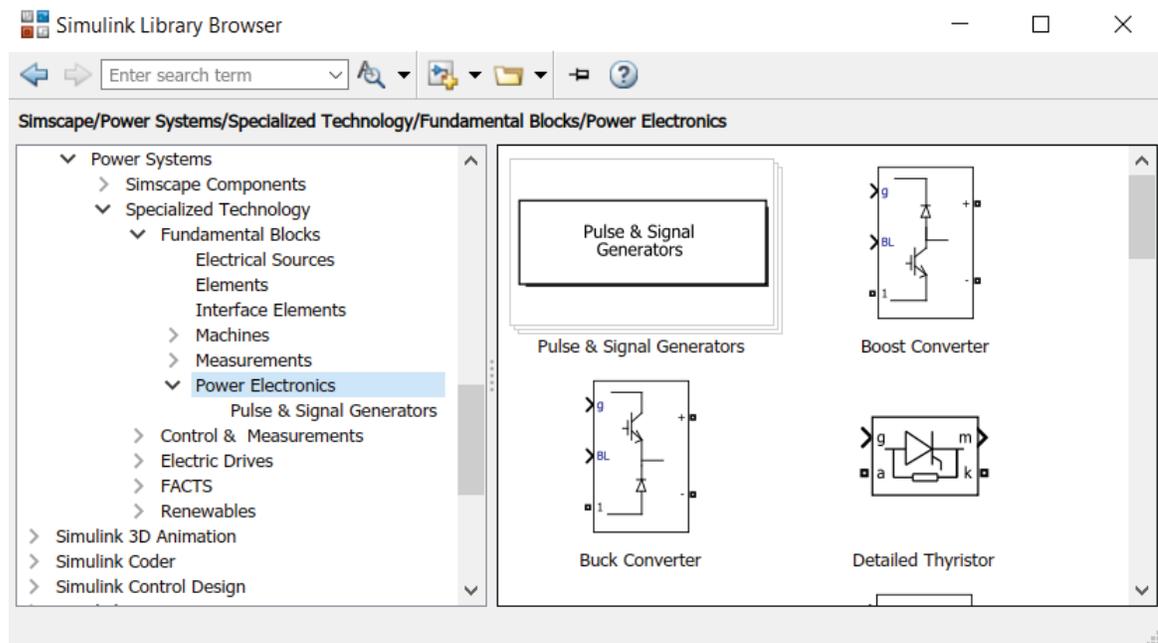


Figura F.2-1: Fichero de elementos de electrónica de potencia.

F.2.1 Convertidor CC/CC reductor

En la simulación se utilizó un convertidor CC/CC reductor, este cumple la función de representar el regulador de carga MPPT estudiado. El bloque que lo representa lleva por nombre convertidor buck y este se encuentra en la librería de electrónica de potencia que se describió anteriormente. El bloque que representa el convertidor se muestra a continuación en la Figura F-5.

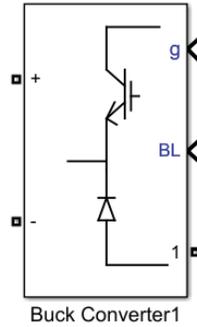


Figura F.2-2: Bloque convertidor CC/CC reductor.

Como se puede observar a través de la Figura F-5, el convertidor en el lado izquierdo cuenta con dos terminales de entrada demarcados con los signos correspondientes a la polaridad positiva y negativa, en estos debe ir conectada la fuente de corriente continua, mientras que en el lado izquierdo cuenta con tres terminales. El primero corresponde a la entrada de los pulsos que controlan el ciclo de trabajo del convertidor, estos pulsos provienen de un bloque en el cual se puede escoger un ciclo de trabajo fijo a través de un bloque constante o como en este caso, por medio del ciclo de trabajo calculado por el algoritmo MPPT. Es necesario mencionar que el modelo utilizado en la simulación corresponde a “Switching Device”. El bloque descrito anteriormente se muestra a continuación en la Figura F-6.

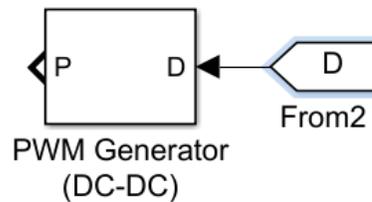


Figura F.2-3: Bloque de accionamiento del convertidor.

Como se puede observar en la Figura F-6, el bloque tiene conectado a su entrada una etiqueta que contiene los datos del ciclo de trabajo que calcula el algoritmo MPPT y a la salida se obtienen los pulsos de accionamiento del convertidor, en donde la frecuencia de estos se configura directamente en el bloque.

La segunda entrada corresponde a un terminal que permite habilitar o deshabilitar el bloque del convertidor, dichas acciones se pueden llevar a cabo conectando un bloque constante. En caso que requiera habilitar el convertidor el bloque constante tiene que configurarse con un valor de cero, mientras que en caso contrario el bloque debe configurarse con un valor de uno.

La tercera entrada corresponde al terminal de salida del convertidor, en esta se debe conectar el filtro que permite reducir la ondulación en la tensión y corriente de salida, dicha ondulación va a depender directamente de los datos de proyecto del convertidor. Es necesario mencionar que el terminal negativo del condensador de filtro o de la carga conectada a la salida según sea el caso,

debe ir conectada al terminal negativo de la fuente de entrada, ya que en caso contrario no se obtendrá una señal de salida.

F.2.2 Inversor

En la librería de electrónica de potencia, se pueden encontrar cuatro tipos de inversores monofásicos, en este caso se utilizó un inversor puente completa. Este se puede encontrar de forma manual siguiendo los pasos descritos anteriormente o directamente en la pestaña de búsqueda escribiendo “Full Bridge Converter”. A continuación, en la Figura F-7 se muestra el bloque que lo representa.

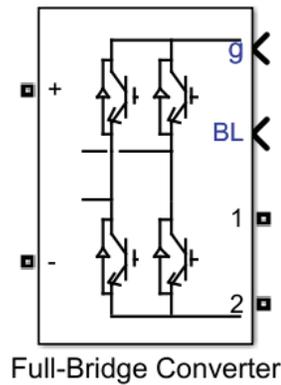


Figura F.2-4: Inversor monofásico puente completa.

Como se puede observar en la Figura F-7, el bloque cuenta con dos terminales al lado izquierdo, estos corresponden a los terminales de entrada, en estos debe ir conectada la fuente de corriente continua, respetando la polaridad descrita. Por otro lado, el bloque cuenta con tres terminales que se ubican en el lado derecho. El primero corresponde a la entrada en donde se conecta el circuito de accionamiento de los interruptores que componen el inversor, este se muestra a continuación en la Figura F-8.

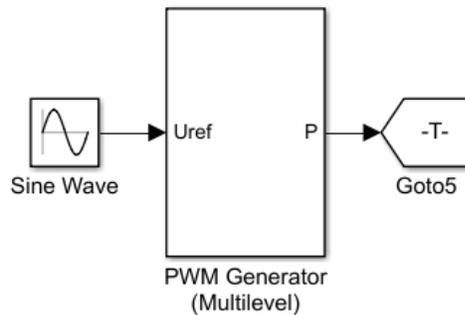


Figura F.2-5. Circuito de accionamiento del inversor.

Como se puede observar en la Figura F-8, el circuito de accionamiento cuenta con tres bloques. El primero corresponde a la señal moduladora y esta debe tener una amplitud unitaria. El segundo bloque corresponde al generador de los pulsos de accionamiento del inversor y este se

debe configurar según el inversor que se utilice. A continuación, en la Figura F-9, se muestra la ventana de configuraciones del bloque.

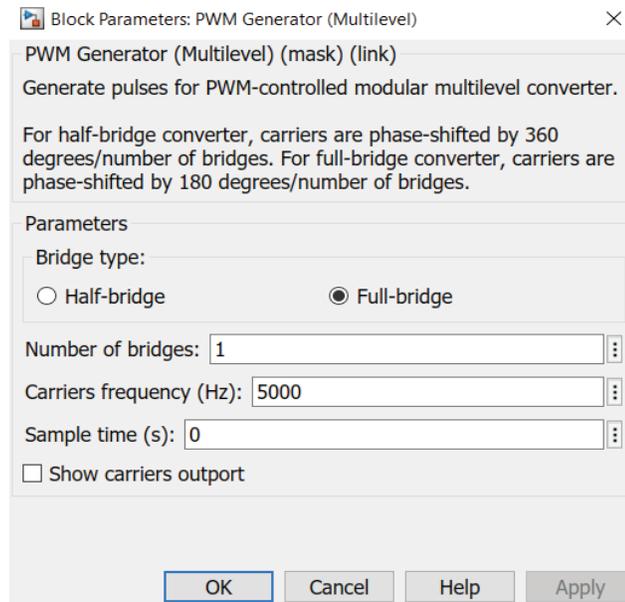


Figura F.2-6: Ventana de configuración del bloque.

Como se puede observar en la Figura F-9, se debe escoger el tipo de inversor que se va a utilizar, el número de inversores y la frecuencia de la señal portadora. Una opción adicional con la que cuenta el bloque, es que permite visualizar la señal portadora en caso que se requiera. Finalmente, el tercer permite direccionar la señal a la salida del bloque que genera los pulsos y su uso puede ser omitido, ya que el bloque puede conectarse directamente al bloque del inversor.

Por otro lado, el segundo terminal del bloque que representa al inversor permite habilitar o deshabilitar el funcionamiento del inversor conectando un bloque constante, en caso de querer habilitarlo el bloque debe tener un valor cero, mientras que si se quiere deshabilitar el bloque debe tener un valor unitario.

Finalmente, el bloque cuenta con dos terminales demarcados con números, el terminal número uno corresponde al terminal positivo, mientras que el terminal número dos corresponde terminal negativo, estos corresponden a los terminales de salida del inversor y en estos se obtiene una señal PWM, la cual debe ser filtrada para obtener una señal sinusoidal.

F.3 Banco de baterías

La librería de Simulink cuenta con un bloque que permite representar tanto una batería individual como un banco de baterías. Este se puede encontrar de forma manual haciendo clic en Simscape -> Power Systems -> Specialized technology -> Electric Drives -> Extra Sources. A continuación, en la Figura F-10 se muestra la ventana a la cual se debe llegar si se siguieron correctamente los pasos mencionados anteriormente.

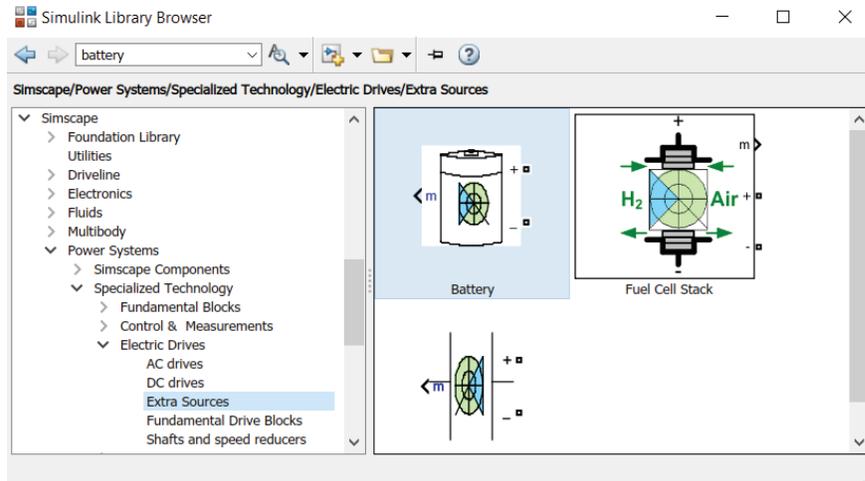


Figura F.3-1: Fichero de la batería.

El bloque que se muestra en la Figura F-10 cuenta con cuatro tipos de baterías, también cuenta con variadas funciones que permiten simular el efecto que produce la temperatura y el desgaste a causa de los años. En la ventana de configuración se puede definir la tensión nominal, la capacidad, el estado de carga y la respuesta en el tiempo de la batería o del banco de baterías según sea el caso. Luego de configurar los descrito anteriormente, el bloque entrega la opción de calcular los parámetros de forma automática o estos pueden ser configurados de forma manual. Otra utilidad que entrega el bloque es que permite determinar la curva de descarga bajo distintas corrientes de descarga, una de las curvas es calculada automáticamente por el simulador, mientras que las segunda puede ser definida por el usuario. A continuación, en la Figura F-11 y en la Figura F-12 se muestran las ventanas descritas anteriormente.

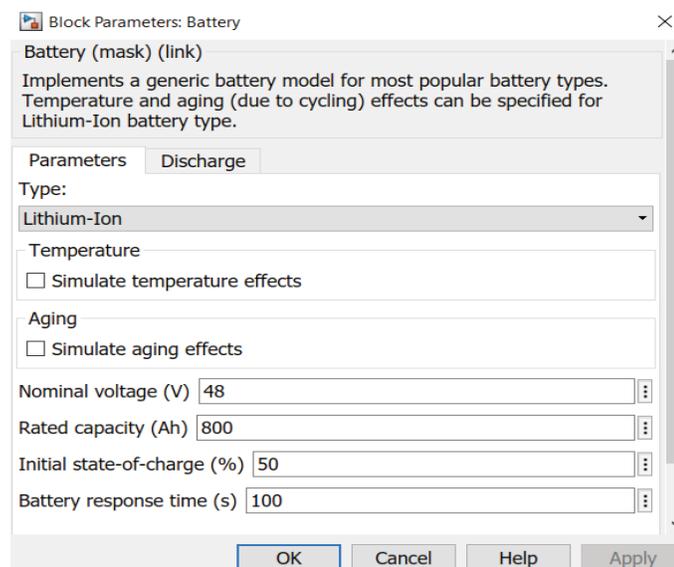


Figura F.3-2: Ventana de configuración de parámetros.

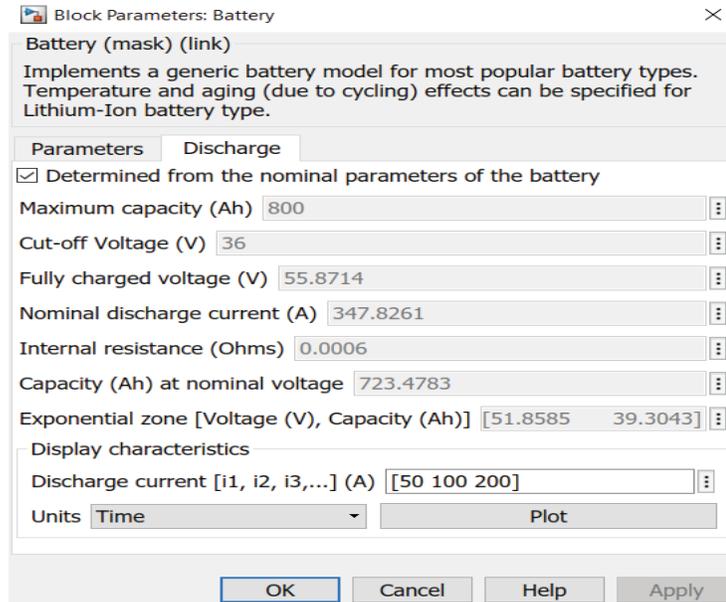


Figura F.3-3: Ventana de configuración de parámetros de descarga.

En la Figura F-12 se puede observar que la ventana de configuración de parámetros de descarga cuenta con una pestaña con la opción para representar las curvas características de descarga en unidades de tiempo o en amperes-hora. A continuación, en la Figura F-13 se muestra la curva de descarga del banco de baterías en función del tiempo para valores de corriente de descarga escogidas arbitrariamente.

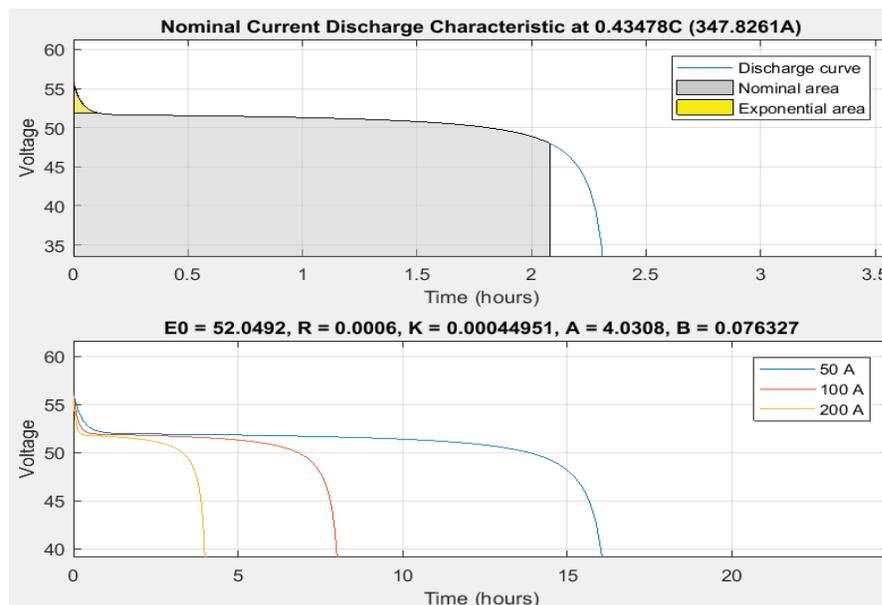


Figura F.3-4: Curvas características de descarga el banco de baterías.

En el primer gráfico de la Figura F-13 se puede observar la curva de descarga del banco de baterías que calcula automáticamente el simulador, en esta se pueden diferenciar tres zonas. La primera

corresponde a la zona exponencial (color amarillo), esta se caracteriza por la caída de tensión abrupta que presenta el banco, mientras que la segunda corresponde a la zona de descarga nominal del banco de baterías (zona sombreada), esta se caracteriza por mantener un nivel de tensión prácticamente constante y finalmente se puede ver la curva de descarga, esta delimita las dos zonas descritas anteriormente y se caracteriza por mostrar el tiempo específico que tardaría el banco de baterías en alcanzar la tensión de corte en donde se alcanza el nivel mínimo de energía almacenada.

En el segundo gráfico se pueden observar las curvas de descarga para distintos niveles de corriente de descarga nominal, al igual que en el caso anterior, estas definen el tiempo específico que tardaría el banco de baterías en alcanzar el nivel mínimo de carga.